



UNIVERSIDAD DE CHILE
FACULTAD DE CIENCIAS FÍSICAS Y MATEMÁTICAS
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

**MODELO DE PROYECCIÓN DE RESIDUOS FOTOVOLTAICOS Y
OPCIONES DE USO PARA SU REVALORIZACIÓN**

TESIS PARA OPTAR AL GRADO DE
MAGÍSTER EN CIENCIAS DE LA INGENIERÍA, MENCIÓN ELÉCTRICA

MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE
INGENIERO CIVIL ELÉCTRICO

IVÁN DANIEL ROSAS MAYORGA

PROFESOR GUÍA:

Rodrigo Ernesto Eduardo Palma Behnke

MIEMBROS DE LA COMISIÓN:

Felipe Andrés Larraín Benavides

Patricio Andrés Mendoza Araya

Este trabajo ha sido parcialmente financiado por:
Centro Fondap ANID SERC-CHILE

SANTIAGO DE CHILE

2022

RESUMEN DE LA TESIS PARA OPTAR AL GRADO DE
MAGÍSTER EN CIENCIAS DE LA INGENIERÍA, MENCIÓN ELÉCTRICA
Y AL TÍTULO PROFESIONAL DE INGENIERO CIVIL ELÉCTRICO
POR: **IVÁN DANIEL ROSAS MAYORGA**
FECHA: 2022
PROF. GUÍA: Rodrigo Palma Behnke

MODELO DE PROYECCIÓN DE RESIDUOS FOTOVOLTAICOS Y OPCIONES DE USO PARA SU REVALORIZACIÓN

La acumulación de residuos fotovoltaicos se visualiza entre los principales obstáculos al desarrollo sostenible de centrales solares. El primer paso para abordar este desafío es estimar la producción de dichos residuos, para lo que se requiere de un modelo de proyección. El modelo propuesto realiza una optimización del *Levelized Cost Of Energy* (LCOE) incorporando elementos económicos a un análisis que típicamente sólo considera aspectos técnicos de fallas en los módulos. El modelo puede aplicarse a cualquier planta de interés, siendo fácilmente adaptable a cualquier contexto. Los resultados del modelo indican que el recambio de módulos fotovoltaicos se puede producir antes de que los módulos cumplan su vida útil, generando importantes beneficios económicos por reducción de LCOE y ampliación en el período de operación de la planta. Para la aplicación al caso chileno se logra ver que en torno al año 2035 comenzarán a producirse masivamente residuos fotovoltaicos, alcanzando 556.100 toneladas acumuladas para el año 2051. Se concluye que implementar tempranamente esquemas de reutilización de módulos usados en Chile permitiría minimizar su impacto ambiental y social e incrementar su rentabilidad. Como trabajo futuro se recomienda incorporar la opción de múltiples recambios y crear un protocolo de certificación para módulos usados.

*It is not just about “saving” this planet,
but about learning how to live on it.*

Michael Braungart

Agradecimientos

Llegar a este punto ha significado recorrer un camino apoyado siempre por muchas personas valiosas. Ha sido un camino que, como todos, no siempre ha sido sencillo y en donde han surgido a veces algunos obstáculos. Pero a pesar de ellos, no puedo negar que he sido muy feliz y eso es gracias a estas muchas personas valiosas que me han acompañado.

En primer lugar quiero agradecer a mi familia. A mi papá Nelson, a mi mamá Liliana y a mi hermano Francisco. Quiero que sepan que sin ustedes habría sido imposible. Gracias por estar ahí siempre, por acompañarme en mis decisiones a pesar de los riesgos, gracias por levantarme todas las veces que me caí, por el constante aliento, el amor y por sobre todo por los valores entregados, sin los cuales sentiría que el impulso de vivir sería menos significativo, espero ser digno de lo entregado y construir una sociedad mejor. Compañeras de este proceso no puedo dejar de nombrar a mis abuelas Nora y Graciela, por su cariño incondicional y de la mano con ellos a muchos tíos, tías, primos y primas.

Quiero agradecer también a Andrea, por su compañía en este camino, por su amor, su comprensión y por la complicidad en nuestros sueños. Tu más que nadie has sabido levantarme en los momentos complicados, siempre con una caricia comprensiva. Gracias por regalarme momentos tan felices. Mención especial para María Antonieta, por acogerme en su casa durante este tiempo.

Una vida sin amigos debe ser muy amarga. Por suerte, tengo muchos a quienes no puedo dejar de nombrar y agradecer por las risas, la compañía, las conversas y el apoyo. A mis amigos del colegio Javito, Riquelme, Joaquin, Ortiz y tantos otros. A mis primeros amigos de la universidad Carlos, Gabriel y Felipe, con quienes aprendí el valor del trabajo en equipo. A mis amigos de eléctrica Diego, Gabriel, Vale, Cheru, Claudio, Malú y Fernanda. Y también a mis amigos Sumaria2, imposible nombrarlos a todos.

A los profesores que me han apoyado durante la carrera y en este trabajo. Al profesor Rodrigo Palma por motivarme a creer en mi y su apoyo en este trabajo. Al profesor Patricio Mendoza por su disposición y cercanía. Y por último, especialmente al profesor Felipe Larraín por su apoyo en este trabajo, por los tiempos para conversar y aconsejarme con su trayectoria.

Finalmente, este trabajo ha sido parcialmente financiado por el Centro Fondap ANID *Solar Energy Research Center* SERC-CHILE y por el proyecto FONDECYT N 1211968.

Tabla de Contenido

1. Introducción	1
1.1. Motivación	1
1.2. Hipótesis	2
1.3. Objetivos	3
1.3.1. Objetivo general	3
1.3.2. Objetivos específicos	3
1.4. Alcance de la tesis	3
1.5. Estructura de la tesis	4
2. Antecedentes	5
2.1. Un problema de diseño	5
2.2. Factores relevantes en la producción de desecho fotovoltaico	7
2.2.1. Antecedentes básicos de paneles fotovoltaicos	7
2.2.1.1. Aspectos constructivos	7
2.2.1.2. Potencia de un módulo	9
2.2.1.3. Medidas y peso de un módulo	10
2.2.2. Fallas en paneles fotovoltaicos	10
2.2.3. Renovación	12
2.3. Estudios de proyecciones de desechos fotovoltaicos	15
2.3.1. El modelo de la vida útil: caso In-Data	15
2.3.2. El modelo de IRENA	16
2.3.3. La teoría del recambio acelerado	18
2.3.4. Análisis comparativo	19
2.3.4.1. Primer Modelo: la vida útil	19
2.3.4.2. Segundo modelo: IRENA	20
2.3.4.3. Tercer Modelo: recambio acelerado	21
2.4. Métodos de tratamiento de residuos fotovoltaicos	22
2.4.1. Generalidades	22
2.4.2. <i>Landfill</i> : el camino del vertedero	24
2.4.3. Reutilización	24
2.4.4. Remanufactura de paneles: extracción de componentes	26
2.4.5. Reciclaje	27
2.5. El caso chileno	30
2.5.1. La industria solar en Chile	30
2.5.2. Las proyecciones de crecimiento	33
2.6. El rol de las políticas públicas	34
2.6.1. Enfoques según responsabilidad financiera	35

2.6.2.	Implementación práctica	36
3.	Propuesta Metodológica	37
3.1.	Marco general	37
3.2.	Caracterización de Plantas	38
3.2.1.	Información de entrada	39
3.2.2.	Formación de base de datos plantas fotovoltaicas	40
3.3.	Proyecciones técnicas	40
3.3.1.	Eficiencia paneles solares	41
3.3.2.	Tasa de degradación paneles solares	42
3.3.3.	Precio del módulo solar	43
3.3.4.	Precio nueva potencia instalada	44
3.3.5.	Valorización OPEX	45
3.3.6.	Precio instalación paneles	46
3.3.7.	Precio de adaptación	47
3.3.8.	Precio desmantelamiento	48
3.3.9.	Peso paneles solares	48
3.4.	Generación de residuos PV: fallas catastróficas	49
3.5.	Generación de residuos PV: modelo base	50
3.6.	Generación de residuos PV: modelo optimización LCOE	51
3.6.1.	Generalidades	51
3.6.2.	Algoritmo del modelo	52
3.6.3.	LCOE base	54
3.6.4.	LCOE ajustado	55
3.6.5.	Formato de los resultados	56
3.7.	Implementación y validación	57
3.7.1.	Implementación	57
3.7.2.	Validación	57
3.7.2.1.	Bases de datos	57
3.7.2.2.	Generación de residuos PV: modelo de referencia	58
3.7.2.3.	Generación de residuos PV: modelo optimización LCOE	60
4.	Aplicación al caso chileno	67
4.1.	Aspectos generales	67
4.2.	Caracterización de plantas	68
4.2.1.	Plantas actuales	68
4.2.2.	Plantas proyectadas	70
4.3.	Proyecciones técnicas	73
4.3.1.	Eficiencia paneles solares	73
4.3.2.	Tasa de degradación paneles solares	74
4.3.3.	Precio del módulo solar	75
4.3.4.	Precio nueva potencia instalada	76
4.3.5.	Valorización OPEX	77
4.3.6.	Precio instalación paneles	78
4.3.7.	Precio de adaptación	79
4.3.8.	Precio desmantelamiento	80
4.3.9.	Peso paneles solares	81

4.4.	Generación de residuos PV: modelo de referencia	82
4.4.1.	Plantas actuales	83
4.4.1.1.	Caso base: $H=30$	83
4.4.1.2.	Sensibilización H	84
4.4.2.	Escenario PELP representativo: Transición Acelerada	86
4.4.2.1.	Caso base: $H=30$	87
4.4.2.2.	Sensibilización H	88
4.4.3.	Caracterización de los desechos	90
4.4.3.1.	Peso de los desechos	91
4.4.3.2.	Potencia útil	92
4.5.	Generación de residuos PV: modelo optimización LCOE	94
4.5.1.	Plantas Actuales	95
4.5.1.1.	Caso base: $H=30$ $r=7\%$	95
4.5.1.2.	Sensibilización H	98
4.5.1.3.	Sensibilización r	100
4.5.2.	Escenario PELP representativo: Transición Acelerada	103
4.5.2.1.	Caso base: $H=30$ $r=7\%$	103
4.5.2.2.	Sensibilización H	106
4.5.2.3.	Sensibilización r	108
4.5.3.	Caracterización de residuos	110
4.5.3.1.	Peso de los desechos	111
4.5.3.2.	Potencia Útil	113
4.5.4.	Comparación con modelo base	115
4.6.	Opciones de uso para revalorización en Chile	117
4.6.1.	Las consecuencias de la inacción	118
4.6.2.	Oportunidades de revalorización	119
4.6.2.1.	Reciclaje	119
4.6.2.2.	Remanufactura	119
4.6.2.3.	Certificación y reutilización	120
5.	Conclusiones y trabajo futuro	123
	Bibliografía	125
	Anexos	132
	Anexo A. El problema de la basura	132
A.1.	El origen de la basura	132
A.2.	Las consecuencias de la acumulación	133
A.3.	Economía circular	135
	Anexo B. Técnicas de proyección	138
B.1.	Métodos basados en datos anteriores	138
B.1.1.	Ajustes de curvas	138
B.1.2.	Machine learning	139
B.2.	Métodos probabilísticos: Monte Carlo	139
B.3.	Métodos fenomenológicos	140

Índice de Tablas

2.1.	Distribución de componentes como porcentaje del peso total de un módulo fotovoltaico de silicio [8].	7
2.2.	Comparación de medidas y pesos entre paneles antiguos y nuevos paneles. . . .	10
2.3.	Datos de potencia acumulada proyectada para Chile entre 2020 y 2040. Versión Quinquenal 2023-2027.	34
3.1.	Diseño de matriz de datos de entrada para plantas que se desean evaluar. . . .	40
3.2.	Datos históricos de eficiencia de módulos fotovoltaicos nuevos en el período 2010-2020.	42
3.3.	Datos históricos de precio de módulos fotovoltaicos medidos en [US\$/MWp] para el período 2010-2019.	44
3.4.	Datos históricos de valores asociados a OPEX medidos en [US\$/MWp] para el período 2010-2021.	46
3.5.	Formato de la matriz de resultados proyectados para fallas catastróficas. . . .	49
3.6.	Formato de la matriz de resultados para la proyección de referencia.	50
3.7.	Formato de la matriz de resultados que se debe formar con los datos del modelo de optimización de LCOE.	56
3.8.	Puntos discretos de las proyecciones técnicas usadas en validación.	58
3.9.	Resultados de aplicación del modelo de referencia para el caso de validación. . .	58
3.10.	Resultados de la aplicación del modelo de referencia incluyendo complemento de fallas catastróficas y peso para el caso de validación.	59
3.11.	Resultados de análisis al modificar horizonte (H) en modelo de referencia incluyendo complemento de fallas catastróficas y peso para el caso de validación. . .	60
3.12.	Resultados de aplicación del modelo de optimización de LCOE para recambio propuesto. Caso de validación.	61
3.13.	Tabla resumen de flujo de residuos fotovoltaicos para planta Luz del Norte. Comparación de resultados entre el modelo de referencia y resultados del modelo LCOE óptimo.	62
3.14.	Resultados de análisis de sensibilización horizonte de evaluación (H) para modelo de optimización LCOE.	63
3.15.	Resultados de análisis alargando el horizonte de evaluación para el modelo de optimización LCOE.	64
3.16.	Resultados de análisis de sensibilización tasa de descuento (r) para modelo de optimización LCOE.	66
4.1.	Distribución años de salidas de desechos fotovoltaicos para cada horizonte. Modelo de referencia. Plantas actuales.	85
4.2.	Distribución años de salidas desechos fotovoltaicos por fallas y total acumulado para cada horizonte. Modelo de referencia. Plantas actuales.	86

4.3.	Distribución años de salidas de desechos fotovoltaicos para cada horizonte. Modelo de referencia. Plantas actuales y proyectadas.	89
4.4.	Distribución años de salidas desechos fotovoltaicos por fallas y total acumulado para cada horizonte. Modelo de referencia. Plantas actuales y proyectadas. . .	90
4.5.	Peso desechos acumulados para modelo de referencia aplicado a plantas actuales y plantas proyectadas por escenario Transición Acelerada. Considera sensibilización de H.	92
4.6.	Potencia útil desechos acumulados para modelo de referencia aplicado a plantas actuales y plantas proyectadas por escenario Transición Acelerada. Considera sensibilización de H.	94
4.7.	Resumen resultados modelo de optimización. Caso base H=30 y r=7 %. Plantas actuales.	97
4.8.	Resumen resultados modelo de optimización. Sensibilización de H. Plantas actuales.	99
4.9.	Potencia desechada por fallas usando modelo de optimización. Sensibilización de H. Plantas actuales.	100
4.10.	Resumen resultados modelo de optimización. Sensibilización de r. Plantas actuales.	102
4.11.	Potencia desechada por fallas usando modelo de optimización. Sensibilización de r. Plantas actuales.	103
4.12.	Resumen resultados modelo de optimización. Caso base H=30 y r=7 %. Plantas actuales y proyectadas.	105
4.13.	Resumen resultados modelo de optimización. Sensibilización de H. Plantas actuales y proyectadas.	107
4.14.	Potencia desechada por fallas usando modelo de optimización. Sensibilización de H. Plantas actuales y proyectadas.	108
4.15.	Resumen resultados modelo de optimización. Sensibilización de r. Plantas actuales y proyectadas.	109
4.16.	Potencia desechada por fallas usando modelo de optimización. Sensibilización de r. Plantas actuales proyectadas.	110
4.17.	Peso desechos acumulados para modelo de proyección propuesto. Considera plantas actuales y proyectadas. Sensibilización de H.	112
4.18.	Peso desechos acumulados para modelo de proyección propuesto. Considera plantas actuales y proyectadas. Sensibilización de r.	113
4.19.	Potencia útil desechos acumulados para modelo de proyección propuesto. Considera plantas actuales y proyectadas. Sensibilización de H.	115
4.20.	Potencia útil desechos acumulados para modelo de proyección propuesto. Considera plantas actuales y proyectadas. Sensibilización de r.	115
4.21.	Datos comparativos entre resultados de potencia acumulada desechada para modelo de referencia y modelo propuesto. Se consideran plantas actuales y plantas proyectadas. Comparación para casos bases de ambos modelos.	117
C.1.	Valores de convergencia usados en la modelación de las proyecciones técnicas directas.	143
C.2.	Variación de valores finales en proyecciones técnicas producto de la sensibilización propuesta.	144

Índice de Ilustraciones

2.1.	Diagrama Sistémico de la Economía Circular [10].	6
2.2.	Estructura básica de un módulo fotovoltaico [11].	8
2.3.	Distribución estadística de las fallas más comunes en módulos fotovoltaicos de tipo C-Si de acuerdo a reporte IRENA 2016 [7].	11
2.4.	Distribución de costos de inversión para nueva potencia fotovoltaica instalada en el año 2020 [21].	14
2.5.	Curvas Weibull de probabilidad acumulada de falla para escenarios <i>Regular-Loss</i> y <i>Early-Loss</i> de acuerdo a reporte IRENA 2016 [7].	17
2.6.	Opciones de tratamiento para residuos fotovoltaicos.	23
2.7.	Mapa de radiación para Chile [51].	31
2.8.	Potencia de generación instalada en Chile. La energía solar representa un 16 % de la capacidad total.	32
2.9.	Crecimiento de la potencia fotovoltaica instalada en Chile.	32
2.10.	Proyecciones de crecimiento de la potencia fotovoltaica instalada de acuerdo a escenarios de la PELP hasta 2040.	33
3.1.	Esquema general de la metodología propuesta.	38
3.2.	Algoritmo de evaluación para recambio.	53
4.1.	Esquema general de la metodología aplicado al caso chileno.	68
4.2.	Distribución geográfica de la potencia instalada a nivel nacional para el año 2021.	69
4.3.	Distribución de potencia fotovoltaica respecto del año de entrada a nivel nacional.	70
4.4.	Distribución geográfica de la potencia proyectada a nivel nacional al 2040 para los 3 escenarios PELP.	72
4.5.	Distribución respecto del año de entrada de la potencia proyectada a nivel nacional para los 3 escenarios PELP.	73
4.6.	Rendimiento de módulos fotovoltaicos. Se incluyen datos históricos desde 2010 y proyección hasta 2075.	74
4.7.	Deterioro anual de los módulos fotovoltaicos. Se incluyen datos históricos desde el 2010 y datos proyectados hasta el 2075.	75
4.8.	Precio de los módulos fotovoltaicos. Se incluyen datos históricos desde el 2010 y datos proyectados hasta el 2075.	76
4.9.	Precio de la nueva potencia fotovoltaica instalada. Se considera la proyección desde el año 2021 hasta el año 2050.	77
4.10.	Valorización OPEX para plantas fotovoltaicas. Se incluyen datos históricos desde el 2010 y proyectados hasta el 2110.	78
4.11.	Precio de instalación módulos. Se incluyen datos históricos desde el 2010 y proyectados hasta el 2075.	79
4.12.	Precio de adaptación módulos. Se incluyen datos históricos desde el 2010 y proyectados hasta el 2075.	80

4.13.	Precio de desmantelamiento de plantas fotovoltaicas. Se incluyen datos históricos desde el 2010 y proyectados hasta el 2075.	81
4.14.	Peso de módulos. Se incluyen datos históricos desde el 2010 y proyectados hasta el 2075.	82
4.15.	MWp desechados por fin de vida útil, equivalente a aplicar el modelo de referencia. Se consideran solo las plantas actuales, tomando como caso base un H=30.	83
4.16.	MWp desechados debido a fallas usando modelo de referencia. Se consideran solo las plantas actuales, tomando como caso base un H=30.	84
4.17.	MWp desechados por fin de vida útil, equivalente a aplicar el modelo de referencia. En el gráfico se muestra la sensibilización de H, considerando solo las plantas actuales.	85
4.18.	MWp desechados debido a fallas usando modelo de referencia. Se realiza la sensibilización de H, usando solo las plantas actuales.	86
4.19.	MWp desechados por fin de vida útil, equivalente a aplicar el modelo de referencia. Se consideran las plantas actuales y las plantas proyectadas por el escenario PELP Transición Acelerada. El caso base considera un H=30.	87
4.20.	MWp desechados debido a fallas considerando la aplicación del modelo de referencia. Se consideran las plantas actuales y plantas proyectadas por escenario PELP Transición Acelerada. El caso base considera un H=30.	88
4.21.	MWp desechados por fin de vida útil equivalente a aplicar el modelo de referencia. Se realiza la sensibilización de H aplicado a las plantas actuales y las plantas proyectadas por el escenario PELP Transición Acelerada.	89
4.22.	MWp desechados debido a fallas considerando la aplicación del modelo de referencia. Se realiza la Sensibilización de H aplicado a las plantas actuales y las plantas proyectadas por el escenario PELP Transición Acelerada.	90
4.23.	Peso de desechos acumulados para modelo de referencia. Se consideran plantas actuales y plantas proyectadas por el escenario PELP de Transición Acelerada. El caso base toma como valor H=30.	91
4.24.	Potencia útil acumulada y desechada de acuerdo al modelo de referencia. Se consideran plantas actuales y plantas proyectadas por el escenario PELP de Transición Acelerada. El caso base toma como valor H=30.	93
4.25.	Potencia desechada por recambio, aplicando el modelo propuesto. Se consideran solo las plantas actuales, tomando como caso base un H=30 y un r=7%.	96
4.26.	Potencia desechada por fallas usando modelo propuesto. Se consideran solo las plantas actuales, considerando como caso base un H=30 y un r=7%.	97
4.27.	Potencia desechada por recambio, utilizando el modelo propuesto. Se realiza una sensibilización de H, manteniendo el valor de r=7%. Solo se consideran las plantas actuales.	98
4.28.	Potencia desechada por fallas usando modelo propuesto. Se realiza una sensibilización de H, manteniendo el valor de r=7%. Se consideran solo las plantas actuales.	100
4.29.	Potencia desechada por recambio, utilizando modelo propuesto. Se realiza una sensibilización de r, manteniendo el valor de H=30. Solo se consideran las plantas actuales.	101

4.30.	Potencia desechada por fallas usando modelo propuesto. Se realiza una sensibilización de r , manteniendo el valor de $H=30$. Se consideran solo las plantas actuales.	102
4.31.	Potencia desechada por recambio, aplicando el modelo propuesto. Se consideran las plantas actuales y las plantas proyectadas por el escenario PELP de Transición Acelerada. El caso base considera un $H=30$ y un $r=7\%$	104
4.32.	Potencia desechada por fallas usando el modelo propuesto. Se consideran las plantas actuales y las plantas proyectadas por el escenario PELP de Transición Acelerada. El caso base considera un $H=30$ y un $r=7\%$	105
4.33.	Potencia desechada por recambio, utilizando el modelo propuesto. Se realiza una sensibilización de H , manteniendo el valor de $r=7\%$. Se consideran las plantas actuales y las plantas proyectadas por el escenario PELP de Transición Acelerada.	106
4.34.	Potencia desechada por fallas usando el modelo propuesto. Se realiza una sensibilización de H , manteniendo el valor de $r=7\%$. Se consideran las plantas actuales y las plantas proyectadas por el escenario PELP de Transición Acelerada.	107
4.35.	Potencia desechada por recambio, utilizando el modelo propuesto. Se realiza una sensibilización de r , manteniendo el valor de $H=30$. Se consideran las plantas actuales y las plantas proyectadas por el escenario PELP de Transición Acelerada.	109
4.36.	Potencia desechada por fallas usando modelo propuesto. Se realiza sensibilización de r , manteniendo el valor de $H=30$. Se consideran las plantas actuales y las plantas proyectadas por el escenario PELP de Transición Acelerada.	110
4.37.	Peso de desechos acumulados de acuerdo a modelo propuesto. Se consideran plantas actuales y plantas proyectadas por el escenario PELP de Transición Acelerada. El caso base toma como valores $H = 30$ y $r = 7\%$	112
4.38.	Potencia útil acumulada y desechada de acuerdo a modelo propuesto. Se consideran las plantas actuales y las plantas proyectadas por el escenario PELP de Transición Acelerada. El caso base toma como valores $H = 30$ y $r = 7\%$	114
4.39.	Comparación entre resultados de potencia acumulada desechada para modelo de referencia y modelo propuesto. Se consideran plantas actuales y plantas proyectadas por el escenario PELP de Transición Acelerada. La comparación se hace considerando el escenario base de ambos modelos.	116

Capítulo 1

Introducción

1.1. Motivación

La amenaza de la crisis climática se ha intensificado en los últimos años y de igual forma lo ha hecho el interés de la sociedad por revertir esta situación. Este amplio interés ha permeado las esferas más altas de la política internacional que en 2015 tuvo uno de los hitos más importantes de la historia en materia medio ambiental: El Acuerdo de París.

El Acuerdo de París de diciembre de 2015 fue una cumbre diplomática que reunió a 196 naciones, las cuales se comprometieron a tomar acciones concretas en favor de combatir la crisis climática, con el objetivo de limitar el aumento de temperatura promedio del planeta a $1,5^{\circ}\text{C}$ [1]. Con este importante hito se ha marcado el inicio de una etapa en que el mundo trabaja unido para atender esta emergencia planetaria.

De todos los factores involucrados, no hay duda de que son las emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI), principalmente CO_2 , son la causa fundamental y en particular, el sector energético es uno de los principales responsables. Por este motivo, reemplazar las fuentes de energía fósiles y contaminantes por otras que sean limpias y renovables se ha transformado en el principal foco para combatir la crisis climática.

Si bien existen múltiples fuentes de energía renovable, la energía solar fotovoltaica y la energía eólica se han convertido en las más convenientes y más ampliamente difundidas. En el caso de la energía solar fotovoltaica, la capacidad instalada a nivel mundial ha alcanzado los 707.495 MW el año 2020, 10 veces más que la capacidad instalada el año 2011 [2]. Una tendencia de crecimiento exponencial sostenida que promete mantenerse por más tiempo.

El caso chileno es aún más dramático que el promedio mundial. Para el año 2018 casi el 80 % de los gases de efecto invernadero eran aún atribuidos al sector energía [3]. El gran potencial renovable del país sumado a políticas públicas responsables ha permitido enmendar el rumbo con especial énfasis en la energía solar fotovoltaica que pasó de 0 MW el año 2011 a 4.503 MW para fines de 2021 [4].

Todo lo anterior hace evidente que las energías renovables no son una opción pasajera sino que representan una apuesta que el mundo, y en particular Chile, ya tomó y con un especial énfasis en la energía solar fotovoltaica. Si bien esta apuesta tiene el potencial comprobado

de aplacar en el corto plazo las emisiones de GEI, en el largo plazo puede tener impactos ambientales y sociales importantes sobre los que se deben tomar las medidas correspondientes para, en el mejor de los casos, eliminarlos.

Uno de los impactos más importantes es la futura acumulación de desechos fotovoltaicos. Si bien los paneles solares, que son el componente principal de las plantas fotovoltaicas, tienen una vida útil asegurada de al menos 25 años, sufren procesos de degradación y/o de fallas y por lo tanto, tarde o temprano serán descartados de las plantas fotovoltaicas pasando a ser un desecho [5].

Algunas pequeñas muestras de esta futura realidad han comenzado a aparecer en Europa o Estados Unidos, donde se instalaron las primeras plantas fotovoltaicas hace más de 3 décadas y que hoy han cumplido su vida útil. Conforme se va haciendo evidente que la acumulación de desechos fotovoltaicos será un problema, la investigación ha ido dando luces, principalmente enfocada en cómo recuperar materias primas [6]. Otras publicaciones han tratado de realizar estimaciones sobre la magnitud del problema y han concluido que para 2050 se habrán acumulado cerca de 80 millones de toneladas de residuos en todo el mundo [7].

De forma paralela, los gobiernos a través del mundo han adoptado políticas públicas que incentiven al sector privado a hacerse cargo de este problema. Al clasificar los módulos solares como residuos peligrosos y crear un marco legal que implemente una responsabilidad extendida del productor (conocida como ley REP), se han asegurado de mitigar los impactos e incentivar la innovación en torno a esta problemática [7].

La innovación no solamente puede ir enfocado en la recuperación de materias primas, sino que pueden existir otras oportunidades para crear cadenas de valor más completas que consideren además la reparación y la recertificación de módulos para que tengan una segunda vida [8]. Para encontrar estas oportunidades se necesita refinar la proyección de residuos y no solo saber cuándo y dónde se producirán, sino que comprender los motivos por los que una planta desecha sus módulos y con ello conocer el estado del residuo.

La motivación de este trabajo es dar respuesta a estas nuevas interrogantes de modo que se pueda tener un escenario de proyección más detallado para la industria fotovoltaica y que así, se puedan identificar nuevas oportunidades en la cadena de valor de los residuos fotovoltaicos que podrían ser atractivas para países no productores de paneles solares como Chile.

1.2. Hipótesis

La hipótesis central de este trabajo es que el momento óptimo de reemplazo de módulos fotovoltaicos en plantas solares no necesariamente coincide con el fin de su vida útil, lo que trae como consecuencia una modificación en la proyección de residuos fotovoltaicos.

1.3. Objetivos

1.3.1. Objetivo general

El objetivo general de la tesis es construir un modelo que permita proyectar la generación de residuos fotovoltaicos respondiendo cuándo, dónde, porqué y en qué estado serán dados de baja los módulos solares. Lo anterior considerando distintos esquemas de recambio, de modo que se puedan realizar recomendaciones sobre el posterior uso de estos residuos.

1.3.2. Objetivos específicos

Los objetivos específicos de este trabajo se enumeran a continuación:

1. Desarrollar un modelo de proyección de residuos que incorpore los antecedentes de la literatura referido a modelos de proyección de residuos, fallas en paneles fotovoltaicos, recambio de paneles fotovoltaicos y tratamiento de residuos fotovoltaicos.
2. Identificar los factores que afectan y los que no afectan las salidas de paneles fotovoltaicos desde las plantas solares.
3. Construir un modelo de proyección de residuos de paneles fotovoltaicos considerando como factores el recambio o *revamping*.
4. Extrapolar los resultados del modelo de recambio a un modelo de caracterización de residuos.
5. Aplicar el modelo a la realidad de Chile, considerando las centrales de generación solar fotovoltaica ya instaladas y las que han sido proyectadas.
6. Entregar recomendaciones sobre los métodos que podrían emplearse en Chile para evitar la acumulación de residuos solares fotovoltaicos provenientes de centrales de generación de escala utilitaria.

1.4. Alcance de la tesis

Los siguientes puntos dan cuenta del alcance del trabajo y también de sus limitaciones.

- El modelo está adaptado a la tecnología fotovoltaica C-Si. No obstante, al modificar los parámetros de entrada correspondiente a la caracterización del módulo, el modelo podría llegar a adaptarse a cualquier tecnología fotovoltaica.
- No es parte del estudio evaluar la precisión de los parámetros de entrada del modelo. Sin embargo, se realizará un análisis de sensibilidad de aquellos aspectos que puedan considerarse relevantes.
- No se consideran dentro del modelo los datos de desgaste de otros equipos que no sean paneles fotovoltaicos.

1.5. Estructura de la tesis

La tesis se estructura en 5 capítulos. El presente capítulo de Introducción entrega los elementos generales del trabajo y el marco en que éste se desarrolla. En el capítulo 2 se entregan los antecedentes que sirven para contextualizar y entender el problema que se busca tratar. En el capítulo 3 se detalla la propuesta metodológica usada en el estudio, en particular, se explica en detalle todos los aspectos del modelo de proyección propuesto. Luego, en el capítulo 4 se exponen los resultados, análisis y discusiones de la aplicación al caso chileno. Finalmente, en el capítulo 5 se entregan las conclusiones y el trabajo futuro.

Capítulo 2

Antecedentes

2.1. Un problema de diseño

Tal como se adelantó en el capítulo de Introducción, como sociedad enfrentamos una crisis climática y ambiental sin precedentes. A grandes rasgos, el origen de esta crisis yace en el modelo de producción lineal de nuestra sociedad [9]. Prácticamente la totalidad de los productos que se manufacturan siguen el mismo proceso: se extraen las materias primas necesarias, se procesan y convierten en el producto, éste se utiliza o consume por un periodo de tiempo y finalmente se transforma en basura.

Este modelo tiene dos consecuencias directas que afectan a todo el planeta. El primero de ellos es que dado que nuestro planeta es finito, es previsible que los recursos naturales irremediablemente se acabarán. La segunda consecuencia es que la acumulación de basura termina alterando los ecosistemas a su alrededor. Las sustancias tóxicas liberadas contaminan el agua y el suelo, con lo cual se alteran los ciclos naturales y la vida se vuelve incompatible con ese lugar. El hecho de que este sistema de producción lineal se alimente de energía producida a partir de combustibles fósiles contaminantes solo profundiza el impacto y le suma una ya conocida contaminación del aire.

La buena noticia es que durante las últimas décadas se han realizado esfuerzos para estudiar este problema que cada vez cobra más relevancia. A partir de estos esfuerzos se ha creado una teoría que por un lado es capaz de guiar una posible solución al problema actual, pero más importante entrega una solución conceptual que acaba con el dilema de la finitud de los recursos. Esta teoría es conocida como Teoría de la Economía Circular. La fundación Ellen Macarthur ha sido pionera en estudiar y promover esta teoría. El diagrama de la Figura 2.1 está inspirado en los antecedentes publicados por esta fundación [10].

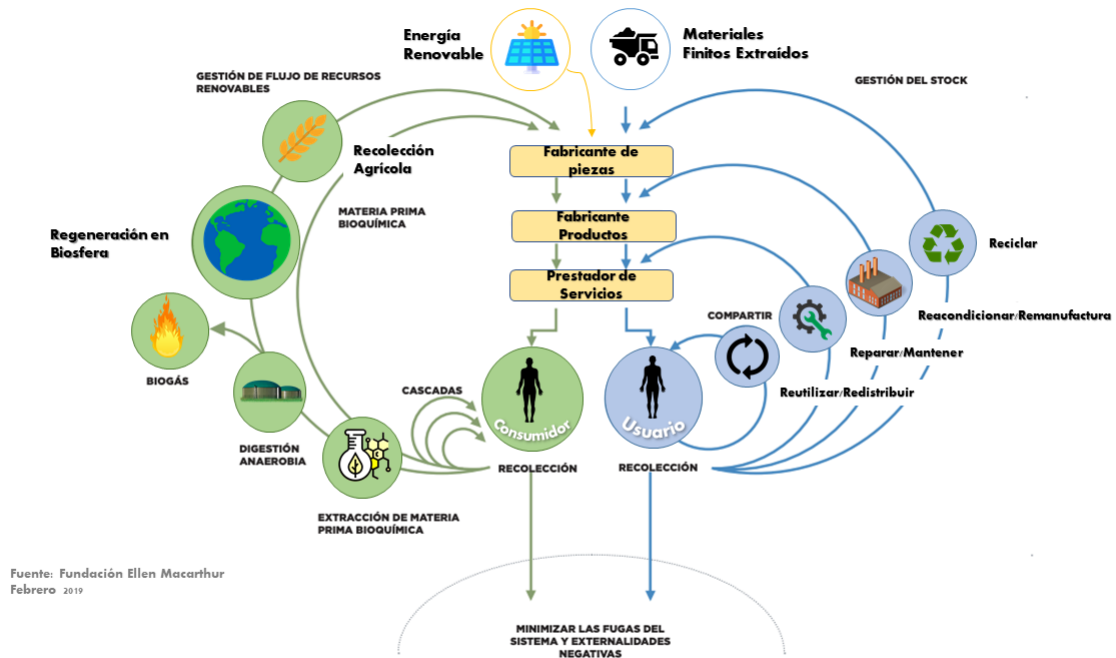


Figura 2.1: Diagrama Sistémico de la Economía Circular [10].

La teoría de la economía a circular a grandes rasgos explica que en la naturaleza la vida se ha sostenido por tantos millones de años porque es capaz de reciclar todos los materiales de los que se conforma. La vida se sostiene y evoluciona basada en materia orgánica. Cuando un ser vivo muere, la materia que lo componía se descompone y se recicla de modo que pasa a ser parte de otro ser vivo, en un continuo ciclo biológico. El problema de nuestra tecnología es que en realidad pocas cosas de las se producen están basadas en materia orgánica. Usamos minerales finitos o elementos químicos derivados del petróleo, también finitos. Sin importar el origen o composición, todo termina en el mismo lugar: el vertedero. La propuesta de la economía circular es que toda nuestra producción debe separarse en dos grandes ciclos: uno biológico, acoplado al de la naturaleza y otro ciclo de los materiales que emule al biológico, en donde existan distintas etapas para la gestión de estos materiales finitos. La Figura 2.1 representa la conformación de estos dos ciclos y su interacción. Para profundizar sobre los aspectos del problema de la basura y la economía circular se recomienda ir al Anexo A.

En la práctica emular el ciclo biológico, donde se reintegra la materia prima sin mayores problemas, es extremadamente difícil. Muchas de las cosas que diseñamos son realmente muy complicadas de reciclar, las materias primas se mezclan o dañan de forma irreversible. Por lo tanto, para la economía circular, la industria tiene en su origen un problema de diseño. En algún momento debemos comenzar a producir manufacturas pensadas para poder recuperar las materias primas de manera fácil. Así, por el momento, la propuesta es jerarquizar la circulación de materiales, tal como se muestra en la Figura 2.1.

Los módulos solares son uno de estos productos donde recuperar las materias primas es extremadamente costoso, por lo que para evitar los impactos ambientales y sociales de que se conviertan en residuos se debería aplicar un esquema de economía circular. Si bien existen

excepciones, como las celdas orgánicas, la gran mayoría de los paneles solares se compone principalmente de materiales no renovables, como vidrio, metales y polímeros. La Tabla 2.1 muestra la distribución porcentual de los materiales que comúnmente se usan para fabricar un módulo fotovoltaico.

Tabla 2.1: Distribución de componentes como porcentaje del peso total de un módulo fotovoltaico de silicio [8].

Material	Peso [%]
Vidrio	74
Aluminio	10
Silicio	3
Polímeros	6,5
Estaño	0,12
Plomo	<0,1
Cobre	0,6
Plata	<0,006

Si se considera que cada módulo pesa en promedio 20 kg y que tiene una potencia de 300 W, para construir la capacidad instalada hoy de 707.495 MW, se necesitaron cerca de 50 millones de toneladas de material, los cuales, bajo este modelo lineal, tarde o temprano se convertirán en basura. Son 50 millones de toneladas de residuos que eventualmente se perderán y que resultan tóxicos para el ambiente como el plomo o el cadmio (en caso de celdas tipo CdTe) [6].

2.2. Factores relevantes en la producción de desecho fotovoltaico

2.2.1. Antecedentes básicos de paneles fotovoltaicos

Antes de comprender los motivos por los que un panel fotovoltaico puede pasar a considerarse un desecho, es importante repasar algunos aspectos básicos que permitan comprender de mejor manera los elementos que posteriormente se expondrán. Todos los antecedentes básicos se recogen del libro *Solar Energy: The Physics and Engineering of Photovoltaic Conversion Technologies and Systems* [11].

2.2.1.1. Aspectos constructivos

Un módulo o panel fotovoltaico se compone de una serie de piezas, cada una de las cuales tiene una función que cumplir con el objetivo de producir energía por un largo periodo de tiempo bajo condiciones de intemperie. En la Figura 2.2 se muestra la estructura básica de un módulo fotovoltaico, evidenciando sus distintos componentes. De todas las partes, las celdas fotovoltaicas son las más importantes y de hecho, en teoría, sólo se necesita de estas para producir energía solar. El resto de los componentes se agregan para recolectar y conducir la energía, y para brindar una protección de largo plazo a estas celdas.

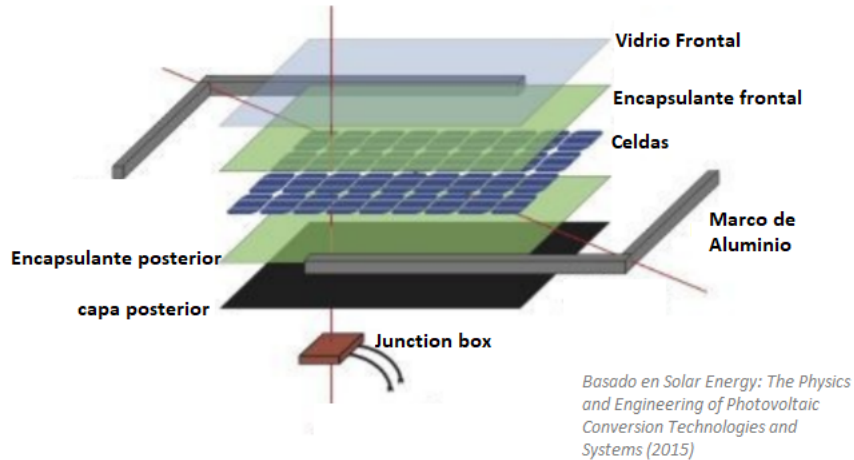


Figura 2.2: Estructura básica de un módulo fotovoltaico [11].

- **Celda Fotovoltaica:** Como se mencionó, el corazón de un módulo fotovoltaico es una celda fotovoltaica. Una celda fotovoltaica puede definirse como la pieza responsable de la producción energética, la cual se basa en aprovechar el efecto fotoeléctrico. Existen muchos tipos de celdas, pero las celdas de silicio son ampliamente dominantes en el mercado, con más del 90 % de participación. No obstante, todas las celdas tienen en común que requieren grandes cantidades de energía en su fabricación y que además son procesos industriales altamente complejos. Es importante mencionar que los módulos fotovoltaicos se conforman de un conjunto de celdas, las cuales están interconectadas entre sí para sumar de manera eficiente la producción de energía que cada una de ellas produce. Cada módulo suele tener 60 o 72 celdas interconectadas.
- **Rejillas conductoras:** Sobre cada celda se construye una rejilla conductora muy delgada que suele ser de plata. El objetivo de esta rejilla es proveer un camino por donde los electrones que se liberan desde la celda puedan transitar. Son estos conductores los que además se utilizan para realizar conexiones entre celdas.
- **EVA:** Corresponde a una capa encapsulante cuya misión es aislar completamente las celdas del polvo y el aire y además entregar protección contra las expansiones térmicas o golpes mecánicos. Normalmente el material usado para fabricar esta capa es el *ethylene-vinyl-acetate* o más conocido como EVA, el que corresponde a un termoplástico. Su instalación se realiza a unos 120°C , de modo que el plástico se derrita y adopte la forma de las celdas. Es importante notar que este material se coloca por la parte frontal y posterior de las celdas.
- **Vidrio frontal:** El vidrio corresponde a la capa superior del módulo y constituye el principal encapsulante del módulo. En estricto rigor, esta capa no necesariamente debe ser de vidrio, pero dado que se requiere un material barato, altamente transparente y

que aporte resistencia mecánica, el vidrio común se ha posicionado como el material predilecto. A los vidrios usados en paneles fotovoltaicos se les somete a varios tratamientos para aumentar su rendimiento. Por ejemplo, para mejorar la transmitancia de la luz, el material se procesa para eliminar la mayor cantidad de hierro posible. Además, se realiza un tratamiento para que el vidrio sea templado, de modo que resista de mejor manera un posible impacto.

- **Capa posterior:** Conocido como *backsheet*, esta capa cumple la misma función que el vidrio, en cuanto protege al panel y entrega resistencia mecánica. Por este motivo, puede usarse vidrio, pero para disminuir el peso y el costo, normalmente se suelen usar polímeros plásticos, como el PET.
- **Marco exterior** El marco exterior es la estructura que cierra y da estabilidad a todo el panel. En casi todos los casos este marco se fabrica de aluminio, para reducir costos y peso.
- **Junction Box:** corresponde a una caja instalada en la parte posterior del módulo y que tiene como función agrupar las conexiones eléctricas de las celdas con los cables que representan las salidas del panel. Estos cables son los que se usan para conectar cada módulo con el resto de los elementos del sistema.

2.2.1.2. Potencia de un módulo

Un aspecto relevante que caracteriza a un panel solar es su potencia. Respecto de este aspecto, lo primero que es importante comprender es que este es un valor que se obtiene bajo condiciones de laboratorio, llamadas *Standard Test Conditions* (STC). Este estándar es requisito para cualquier panel fotovoltaico, de modo que puedan realizarse comparaciones entre distintos productos. Esta prueba exige una radiación de 1000 W/m^2 , una temperatura de 25°C y una masa de aire espectral de 1,5 A.M. Sometido a estas condiciones se mide la potencia de salida del módulo, que es el que finalmente caracteriza al producto. Este test es una forma sencilla de conseguir el valor buscado y de derivar otras características del módulo, como por ejemplo su rendimiento. El rendimiento se define como:

$$\eta_p = \frac{P_{out}}{P_{in}} \quad (2.1)$$

De esta forma, si además de la potencia de salida se conoce el área del panel, se puede obtener la potencia de entrada y con ello el rendimiento. En caso de realizar una prueba de campo también se requiere conocer la potencia de entrada la cual se obtiene midiéndola con un piranómetro o un instrumento similar. Como consecuencia de lo anterior, cuando se producen mejoras en el rendimiento se pueden interpretar como aumentos de potencia del producto o como disminución de tamaño. En efecto, si se aumenta el rendimiento del panel y se mantiene el tamaño, significa que llega la misma cantidad de radiación en la prueba, pero que la potencia de salida aumentó. Esto es equivalente a decir que para tener la misma potencia se requiere de un panel más pequeño.

Como aspecto adicional a tener en cuenta respecto de la potencia de un panel solar, es que ésta se degrada con el paso de los años. Debido a que los materiales se ven sometidos a condiciones climáticas adversas, es normal y esperable que se produzca un desgaste y con ello

una disminución del rendimiento. Esta baja del rendimiento ha sido ampliamente estudiada y de hecho, todos los fabricantes incluyen entre las características del producto la tasa de degradación. Durante los 25 años de vida útil que normalmente declaran los fabricantes, el módulo se degrada linealmente a un ritmo que suele ser de 0,85%/anual a 1%/anual. Los últimos avances han hecho disminuir esta tasa de degradación esperada aún más, pero aún no son productos comerciales.

2.2.1.3. Medidas y peso de un módulo

A lo largo de los años la industria ha definido un tamaño y peso relativamente estándar para cada módulo fotovoltaico sin importar la marca o el modelo. La medida estándar es de aproximadamente 1 metro por 2 metros, lo que significa una superficie de $2 m^2$. Por su parte el peso también ha convergido a valores que están entre los 20 kg y los 24 kg por módulo. Como se mencionó, lo que si ha cambiado es la eficiencia de los módulos. Las continuas mejoras en este aspecto, sumado a que las medidas se han mantenido, ha hecho que los módulos tengan cada vez más potencia. Como referencia se tiene la comparación mostrada en la Tabla 2.2 donde se muestran las diferencias entre dos paneles [12].

Tabla 2.2: Comparación de medidas y pesos entre paneles antiguos y nuevos paneles.

	Panel 2019 (Ulica)	Panel 2021 (Amerisolar)
Potencia (W)	365	450
Tamaño (m^2)	1,85	2,19
Peso (kg)	20,2	24
Eficiencia (%)	19,73	20,58
m^2/W	0,0051	0,0049
kg/W	0,5534	0,5333

De la comparación anterior se desprende que el tamaño de los módulos puede variar pero no de forma drástica y que las mejoras en eficiencia hacen que los indicadores m^2/W y kg/W disminuyan, lo que en términos prácticos significa que para alcanzar una potencia peak determinada se necesitan menos paneles.

2.2.2. Fallas en paneles fotovoltaicos

La vida útil promedio que declaran los fabricantes de módulos fotovoltaicos es de 25 años. Por supuesto, esta declaración no está hecha a la ligera, sino que significa que los módulos están diseñados para durar y para soportar las más variadas condiciones climáticas y hacer frente a los distintos elementos del ambiente como humedad, polvo, radiación, etc. La industria ha evolucionado para certificar este estándar. Como los paneles no pueden probarse en condiciones reales, debido a que significaría evaluarlo durante 25 años, se realizan test de estrés acelerado [11]. Estos test simulan las condiciones a las que se somete el producto. Dependiendo del tipo de panel, la evaluación se hace respecto a distintas normas internacionales estandarizadas. Por ejemplo, en el caso de los paneles de silicio cristalino, la norma vigente es la IEC 61215 [13]. Gracias a estos test se ha podido concluir que las estimaciones de vida útil que declaran los fabricantes son certeras, lo que a su vez ha conferido confiabilidad a la industria solar [14].

No obstante lo anterior, es normal y perfectamente aceptable que se produzcan fallas. En 25 años de operación pueden producirse eventos tan variados que es simplemente imposible controlar todos y estar preparados para todos. Con el tiempo, se ha ido recopilando información respecto de estas fallas y se han realizado variados estudios sobre los tipos y posibles causas [15] [16]. Existe una gran cantidad de tipos de fallas, las que pueden afectar a distintas partes del panel. Una distribución estadística de las fallas se muestra en la Figura 2.3 elaborado a partir de los datos entregados en el reporte [7]. A pesar de esta diversidad, a grandes rasgos las fallas pueden dividirse en dos grupos: fallas comunes y fallas catastróficas. Las fallas comunes son las más frecuentes. Cuando se produce una de estas fallas el panel sigue funcionando, pero su producción de energía es un poco menor de lo esperado, aún considerando que existe una degradación normal esperada. Por otro lado, las fallas catastróficas son aquellas en las que el panel deja de funcionar y debe ser reemplazo obligatoriamente en el string. De las fallas reportadas en la Figura 2.3, sólo la ruptura de vidrio puede considerarse como catastrófica, las demás pueden clasificarse como fallas comunes.

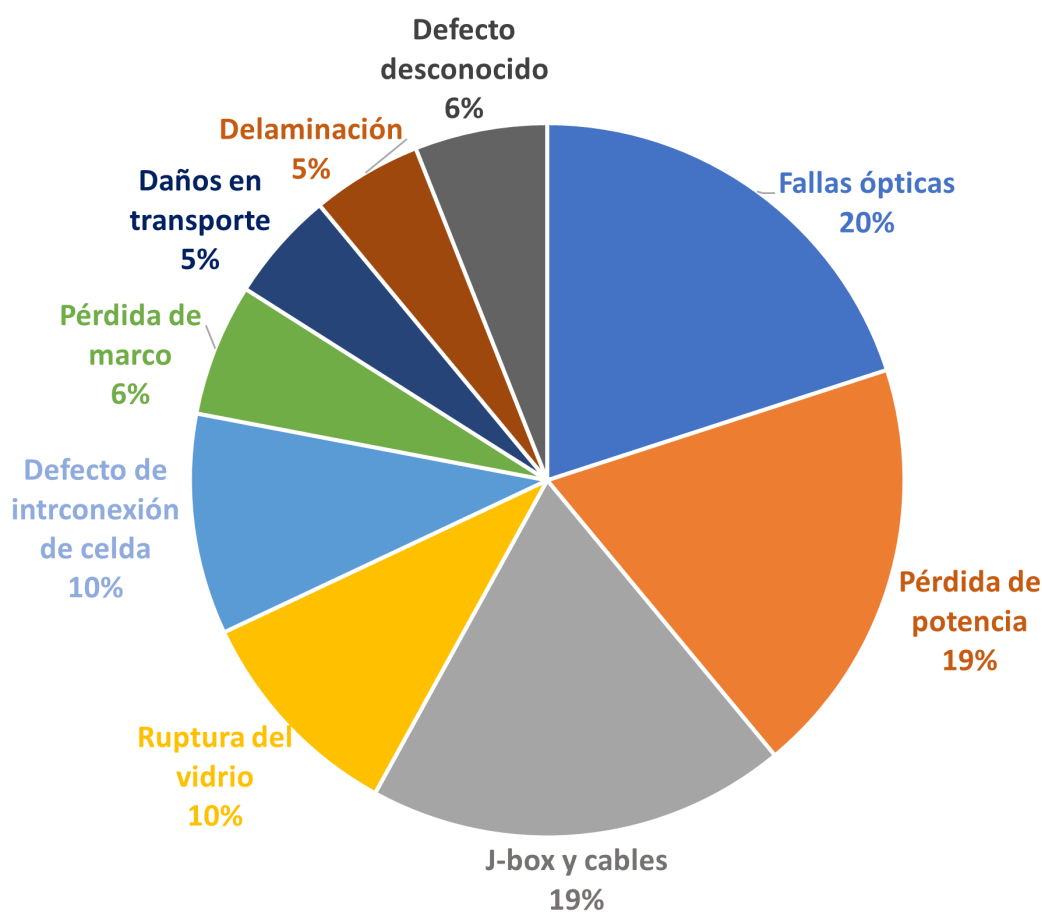


Figura 2.3: Distribución estadística de las fallas más comunes en módulos fotovoltaicos de tipo C-Si de acuerdo a reporte IRENA 2016 [7].

En consideración del enfoque del presente trabajo, no es relevante conocer en detalle los mecanismos físicos o químicos de todos los tipos de falla. No obstante, lo que si es relevante conocer, son las frecuencias globales en que estas se producen. Según la experiencia internacional reportada, anualmente más del 95 % de las instalaciones no presenta fallas y se

mantiene dentro de los márgenes de producción esperables. De este 5 % de fallas, prácticamente la totalidad tienen como consecuencia una disminución del rendimiento y pueden ser catalogadas como fallas comunes, muchas de las cuales, además, son reparables en terreno. Las fallas catastróficas representan menos del 0,1 % del total de las fallas anuales, es decir, se estima que el 0,002 % del total de la planta puede sufrir uno de estos tipos de fallas [17]. Estudios de test acelerados de estrés dan cuenta de que esta realidad debería mantenerse al menos por el tiempo que los fabricantes certifican, es decir 25 años [14].

Conocida la frecuencia de los dos tipos de fallas, cabe preguntarse ¿Cuáles son las fallas que en realidad producen salidas de paneles como desecho? La respuesta, según la experiencia de operación de la industria, es que sólo las fallas catastróficas producen salidas de paneles fotovoltaicos. Las demás fallas o bien son reparables o bien se aceptan pues constituyen degradación que no compromete la operación de la central, sino sólo una disminución de la producción de electricidad en tasas de 0,8-1 % anual. Dado que los paneles se combinan en strings, el reemplazo de un panel debe ser por otro exactamente igual. Esto representa un problema debido a que, como la tecnología fotovoltaica avanza, los paneles antiguos ya están descontinuados y es prácticamente imposible encontrarlos en el mercado. Todas las plantas tienen un stock de paneles nuevos para recambio, pero prefieren cuidarlos para realizar los cambios en los casos en que realmente es necesario, como cuando se produce una falla catastrófica [18].

2.2.3. Renovación

La renovación o *revamping* de una planta significa realizar reemplazos de equipos defectuosos o que estén rindiendo menos de lo esperado, con el fin de devolver a la planta a su potencia inicial. Suele encontrarse bibliografía que usa el término *Re-Powering* como equivalente [19]. En caso de que se realice un recambio de equipos que tenga como consecuencia un aumento en la potencia respecto de la original, entonces el recambio se define como *Up-Powering*.

Es muy poco común que se realice un aumento de potencia, debido a que un *Up-Powering* implica no sólo realizar un recambio del equipo defectuoso, sino que además puede ser necesario realizar un cambio en el resto de la infraestructura. Por ejemplo, muchas plantas construyen líneas de transmisión y subestaciones para evacuar su energía, las cuales fueron pensadas y diseñadas para soportar una determinada potencia. Si esta potencia aumenta, entonces la planta se verá en la obligación de cambiar además esta infraestructura y entonces, el precio marginal por cada nuevo MW instalado aumenta. En cambio, en el caso de la renovación o *revamping*, la infraestructura no debe cambiarse y simplemente hay que reinvertir en los nuevos equipos.

El caso más común de renovación es el reemplazo de los equipos de electrónica de potencia que suelen tener tiempos de vida 10 años menores que el de los paneles solares. En general no existe un modelo o información científica sobre este tema, sino que la gran mayoría de la información se relaciona con empresas que se dedican a evaluaciones de estado de plantas y pueden entregar como recomendación hacer el cambio o no de algún elemento del sistema dependiendo del estado de la planta en el momento de la evaluación. De esta forma, no existen proyecciones de renovación, sino que simplemente, si al momento de realizar una evaluación es conveniente hacer alguna actualización de equipos, entonces se entrega la recomendación [20].

En los últimos años ha surgido la discusión sobre la posibilidad de realizar un recambio de los módulos fotovoltaicos. Al ser los módulos el corazón de una planta fotovoltaica surgen de inmediato interrogantes como si es posible realizar el recambio o si es conveniente hacerlo.

Sobre la posibilidad de realizar un recambio, desde una perspectiva física si es posible. Una planta fotovoltaica requiere de muchas otras instalaciones aparte de los módulos para poder funcionar, la gran mayoría de ellas corresponde a obras civiles. En particular, la vida útil de las estructuras como líneas de transmisión, transformadores, subestaciones y otras estructuras metálicas, es mucho más grande que la vida útil de los paneles fotovoltaicos. De hecho, si el mantenimiento se hace correctamente, la vida útil de estos elementos se puede alargar por más de 70 años. Los gastos de OPEX consideran precisamente este tipo de mantenimientos. Por otro lado, desde una perspectiva de diseño y de tramitaciones, en la medida en que el recambio no aumente la potencia original de la planta, no deberían existir inconvenientes y todas las estructuras eléctricas se pueden usar sin problemas.

El único posible inconveniente físico podría darse por la incompatibilidad de los nuevos módulos con las estructuras de soporte existentes. Pero como se mencionó anteriormente, el módulo ha mantenido sus dimensiones y peso prácticamente sin mutaciones y, de hecho, al ser más eficientes se necesitan menos paneles para lograr la misma potencia, de modo que si, por ejemplo, antes se requerían 20 paneles en un string, esta vez podrían usarse 18 y bastaría sólo con realizar adaptaciones menores a la estructura de montaje.

La conveniencia de un recambio debe evaluarse desde una perspectiva económica poniendo sobre la balanza los costos y los beneficios. Desde una perspectiva de costos, existen 3 aspectos relevantes. El primero es el costo de los paneles fotovoltaicos nuevos; el segundo costo corresponde a los gastos asociados a la mano de obra necesarios para desmontar los paneles antiguos y montar los paneles nuevos; el último costo debe incluir los valores extra necesarios para adaptar la planta a los nuevos paneles, especialmente desde una perspectiva de montaje. La realidad es que estos costos no son tan elevados como podría suponerse. Según un reporte de IRENA, los paneles fotovoltaicos el año 2020 representaban aproximadamente el 30 % del costo total de una planta nueva [21]. Respecto de la mano de obra, los costos en realidad son cerca de un 0,5 % del total, mientras que la estructura de montaje, instalada desde cero es un 7 %. Como lo que se requiere es adaptar esta estructura y el grueso de la obra ya está instalada, se puede asumir un valor de 0,6 % aproximadamente. La Figura 2.4 muestra en detalle la distribución de costos general.

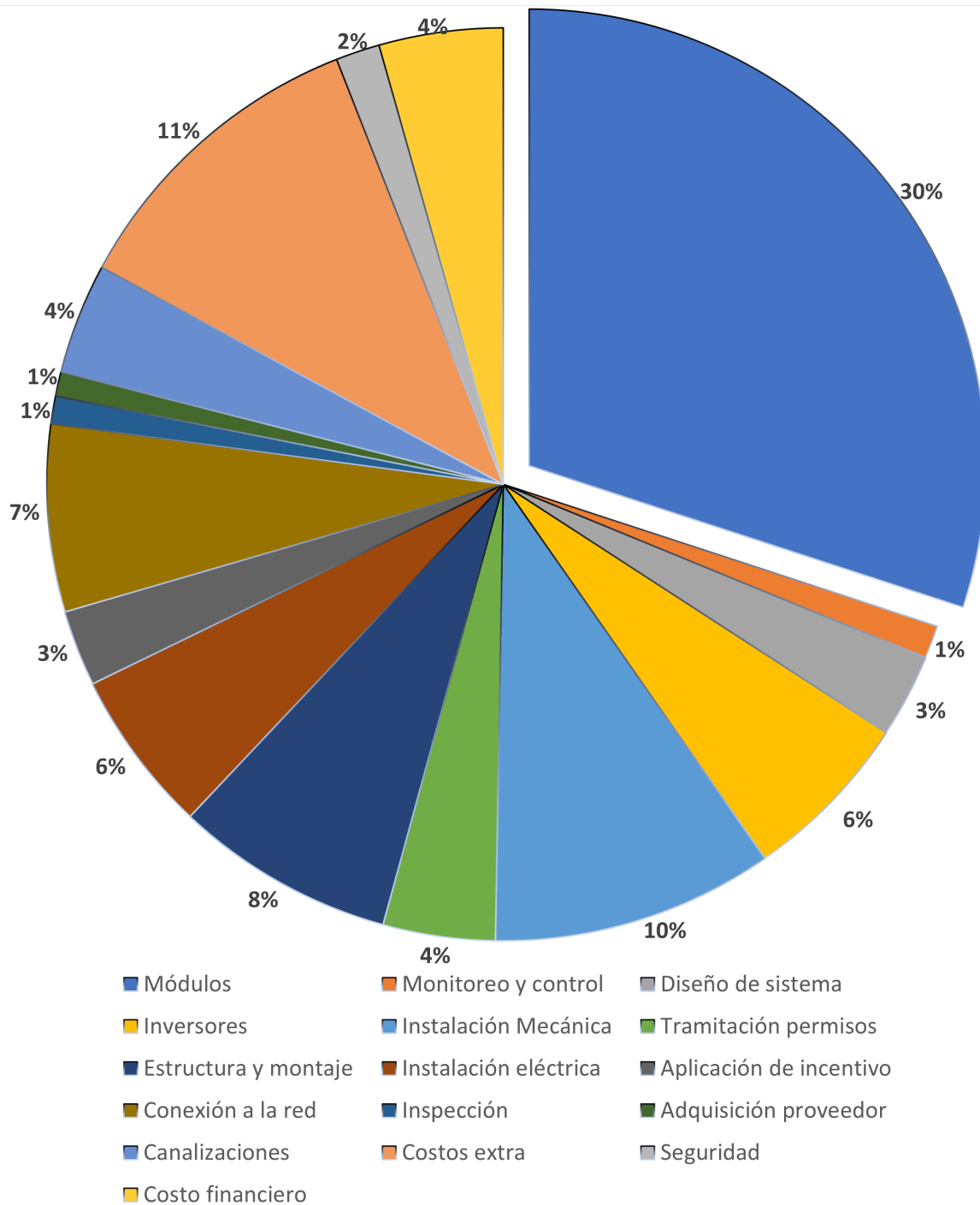


Figura 2.4: Distribución de costos de inversión para nueva potencia fotovoltaica instalada en el año 2020 [21].

El caso del año 2020 considera un costo por MW de 1.190.000 [US\$], el año 2010 este costo era de más de 4 millones de la misma divisa. Esto significa que la proporción entre el costo de nuevos paneles y el costo total de una planta antigua va disminuyendo, logrando una proporción más conveniente.

Por el lado de los beneficios, un recambio de paneles implica 3 efectos. Por un lado, dado

que los paneles son nuevos y no tienen desgaste, la producción de energía vuelve a ser la óptima. El otro efecto importante es que la planta alarga su vida útil, lo que implica que hay más tiempo para amortizar las inversiones iniciales que representaron aproximadamente el 70 % del gasto inicial. El último efecto importante tiene que ver con la disminución en tamaño de la planta, lo que tiene como consecuencia una disminución en los gastos de operación y mantenimiento.

Por supuesto la decisión definitiva de hacer o no el recambio depende de tomar los datos y realizar una evaluación económica que permita balancear costos y beneficios. Sin perjuicio de lo anterior, los antecedentes expuestos dan cuenta de que realizar este ejercicio tiene sentido y de hecho se agrega una nueva interrogante: ¿Cuándo es conveniente realizar el recambio? ¿Siempre es más conveniente hacer el recambio al final de la vida útil declarada o existen incentivos económicos para realizar el recambio antes?

2.3. Estudios de proyecciones de desechos fotovoltaicos

En el entendido de que se conocen los motivos por los que un panel fotovoltaico puede pasar a ser considerado un desecho, es lógico preguntarse si existen modelos que recojan este conocimiento y en base a ellos generen una proyección de residuos. Realizada la revisión bibliográfica, se concluye que existen muy pocos modelos reportados que traten este tema. De hecho, sólo se han encontrado 2 que declaran estar enfocados en proyectar los residuos de esta industria, mientras que existe un tercero que, si bien no lo declara y no se enfoca directamente en esta problemática, si está íntimamente relacionado. Es importante mencionar además que los 3 modelos que a continuación se detallan se pueden clasificar conforme a las técnicas de proyección expuestas en el Anexo B.

2.3.1. El modelo de la vida útil: caso In-Data

El primer modelo de proyección conocido y que se ha aplicado en algunos estudios es uno basado en la vida útil declarada de los paneles. El enfoque de la vida útil puede aplicarse en realidad a cualquier producto. Detrás de este modelo existen principalmente dos supuestos. El primero es que un producto se convierte en un desecho cuando falla, lo que es equivalente a que cumpla con su vida útil; y el segundo supuesto es que el usuario no va a deshacerse del producto hasta que éste definitivamente falle. La vida útil de un producto puede asumirse de distintas formas, pero lo más común es que se considere lo declarado por el productor. Una forma de agregar variabilidad a este modelo es considerar escenarios distintos, en donde se considere una vida útil inferior o superior a la declarada por el fabricante. Estos simples modelos pueden considerarse como modelos de tipo fenomenológico, pues no consideran datos anteriores y se ciñen a una fórmula de extrapolación.

En particular, para el caso de los paneles fotovoltaicos, la mayoría de los fabricantes declara una vida útil de 25 años. Esto significa que si se instala un panel hoy, éste debería darse de baja 25 años después. No obstante, como se mencionó, la vida útil puede variar para crear distintos escenarios. Para generalizar, considere que se tiene una vida útil (VU). El año A_{baja} en que el panel se convertiría en un residuo obedece a la expresión

$$A_{baja} = A_{instalacion} + VU \quad (2.2)$$

Por supuesto, esto se puede aplicar a una planta o a toda la instalación solar de un país. Basta conocer cuantos MW se instalaron en un determinado año, sumar la vida útil esperada y se conoce el año de salida y se declara entonces que para dicho año se producirá una cierta cantidad de residuos. Es una extrapolación simple, pero que puede ayudar a tener una noción a grandes rasgos del problema de los residuos solares.

Un caso de estudio donde se utilizó este modelo y se aplicaron algunas variantes al valor asignado a la vida útil es el estudio de In-Data realizado para el Ministerio del Medio Ambiente de Chile [22]. El objetivo del estudio tuvo un enfoque centrado en el impacto sobre el ambiente que tendría dejar los residuos fotovoltaicos en un vertedero. Para dimensionar el problema utilizaron este sencillo modelo que permitió sentar las bases del trabajo y justificarlo.

2.3.2. El modelo de IRENA

El modelo más citado en el mundo sobre proyección de residuos fotovoltaicos es el modelo planteado por IRENA (*International Renewable Energy Agency*) en conjunto con IEA-PVPS (*International Energy Agency*). Fue publicado en un reporte del año 2016 titulado *End-of-Life Management Solar Photovoltaic Panels* [7]. El objetivo de este reporte es entregar una visión general del problema de los residuos fotovoltaicos para lo cual incluye en uno de sus capítulos un modelo de proyección que utiliza una curva Weibull para predecir la posibilidad de falla. El objetivo de esta sección es entregar una estimación que permita dimensionar en parte el problema y con ello justificar la necesidad de abordarlo hoy.

Cuando se buscan otras publicaciones que traten sobre proyección de residuos, éstas se limitan a tomar el modelo propuesto por IRENA y aplicarlo a su realidad nacional. Tal es el caso de la publicación realizada en 2018 por Santos y Alonso-García titulada *Projection of the Photovoltaic Waste in Spain until 2050*. En esta publicación los autores adaptan el modelo a la realidad de España que, entre otras consideraciones, incluye el análisis de las futuras salidas de los paneles instalados en el “boom” de la energía solar del 2008, donde el país ibérico llegó a instalar casi 3 GW [23]. Por otro lado, en la gran mayoría de las publicaciones relacionadas al reciclaje o al manejo de residuos fotovoltaicos, la introducción de estos artículos incluye como marco la proyección realizada por IRENA para justificar la necesidad de buscar solución a este futuro problema y construir una industria que se sostenga sobre la base de la economía circular [6] [8] [24]. Todo lo anterior confirma que este modelo es el más citado y usado en el mundo.

El modelo de proyección de residuos del ya mencionado reporte toma como supuesto base que las salidas de paneles solares se producen por fallas. Así, la primera aproximación que se realiza es caracterizar estadísticamente las fallas más comunes que se producen en los módulos fotovoltaicos de silicio cristalino (c-Si). En la Figura 2.3 mostrada en secciones anteriores, se muestra un gráfico elaborado en base a los datos utilizados en este estudio.

El paso siguiente es modelar que tan recurrentes son estas fallas considerando toda la planta. Para lo cual se consideran dos escenarios: *regular-loss* y *early-loss*. En el primero de ellos se asume que los paneles solares cumplen con la expectativa de vida, por lo que se considera una vida promedio de 30 años y que a los 40 años con un 99,99 % de probabilidad se

producirán fallas. En el siguiente caso se considera que los paneles fallarán antes de previsto, para lo cual se considera lo siguiente:

- La vida media de un panel fotovoltaico es de 30 años.
- Se asume que a los 40 años existirá un 99,99 % de probabilidades de falla.
- Probabilidad de fallo a los 2 años es de 0,5 %
- Probabilidad de falla a los 10 años es de 2 %
- Probabilidad de falla a los 15 años es de 4 %

Finalmente, a estos dos escenarios se les asigna una curva Weibull (ecuación 2.3) a la que se le ajustan los parámetros para cumplir con los supuestos. La curva Weibull entregará el total acumulado para el año t . En la ecuación, T corresponde a la vida media de los paneles, que en ambos casos es 30 años y α es el parámetro que ajusta la forma de la curva. En caso del escenario *Regular-Loss* el valor de α es 5,3759, mientras que en el escenario *Early-Loss* es 2,4928.

$$F(t) = 1 - e^{-(t/T)^\alpha} \quad (2.3)$$

El resultado de construir estas curvas se puede ver en la Figura 2.5 donde se muestra la probabilidad acumulada de falla de un panel fotovoltaico. Luego, se asume que si esta es la probabilidad de falla de un panel a lo largo del tiempo, entonces en caso de tener una cantidad determinada de paneles, se puede conocer cuantos de estos han fallado. Basado en este principio es que se realizan las proyecciones y que entregan un total acumulado de 78 millones de toneladas de desechos fotovoltaicos para el 2050 en todo el mundo.

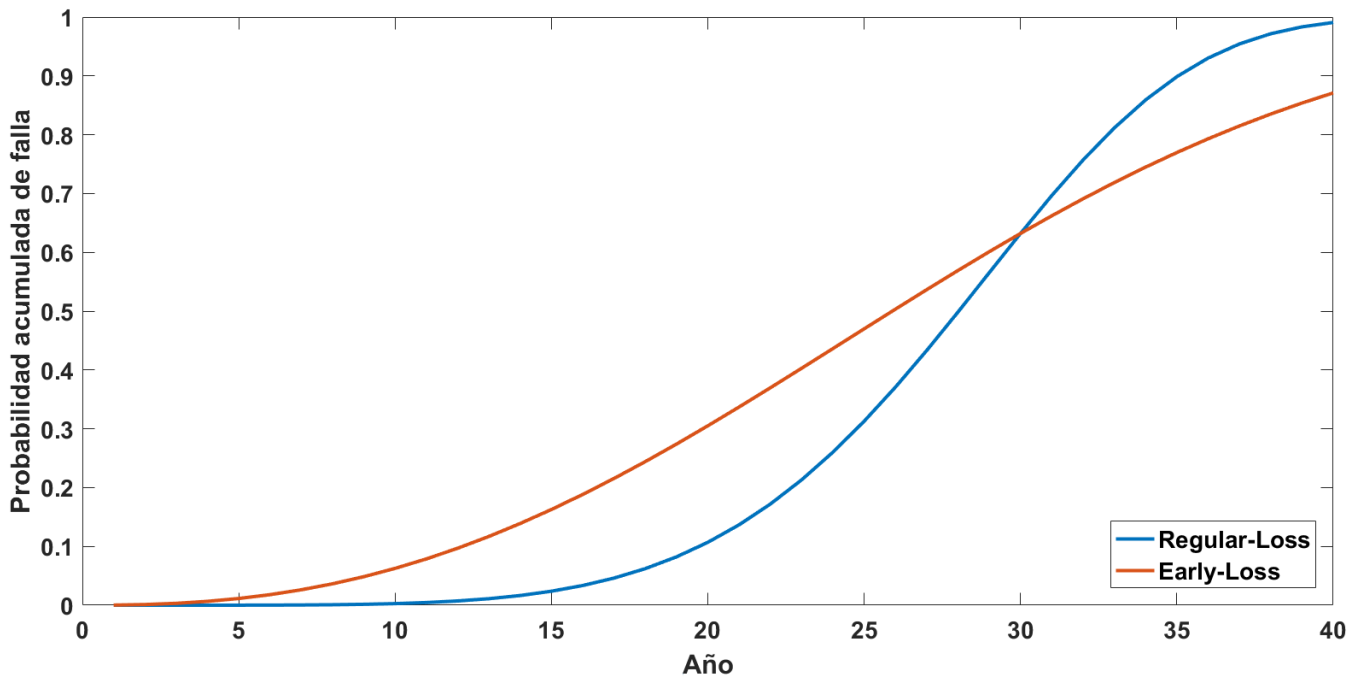


Figura 2.5: Curvas Weibull de probabilidad acumulada de falla para escenarios *Regular-Loss* y *Early-Loss* de acuerdo a reporte IRENA 2016 [7].

Sin embargo, al realizar los cálculos usando los mismos datos de proyección de potencia instalada mundial que se entregan en el informe, el resultado entregado es considerablemente menor al reportado. Suponiendo paneles de 300W y de 20 kg cada uno, según el cálculo, se espera un total acumulado de 46,6 millones de toneladas de residuos para el año 2050, lo que es 31,4 millones de toneladas menos que el valor esperado reportado de 78 millones. La diferencia se debe a dos supuestos que en el reporte de IRENA no se nombran, pero quedan implícitos en los resultados:

- La capacidad que va perdiendo cada planta es repuesta continuamente.
- Al cumplir los 30 años de vida, la planta da de baja todos sus paneles, sin importar el estado.

Con estas dos consideraciones, entonces se debe suponer que los 511 GW instalados el 2020 para el 2050 se dan de baja y por lo tanto, se debe sumar 30,7 millones de toneladas extra, bastante similar a la diferencia que falta.

2.3.3. La teoría del recambio acelerado

La teoría del recambio acelerado se relaciona con la renovación. La idea detrás de esto es que los dueños de las plantas fotovoltaicas pueden encontrar incentivos económicos suficientes para, en un determinado año, cambiar todos sus paneles fotovoltaicos por una versión moderna. Como se mencionó, esto es posible por dos efectos. Por un lado, la degradación de los módulos hace que se pierda la posibilidad de generar energía y por otro, las continuas mejoras tecnológicas, hacen que los precios por Wp continúen a la baja. De este escenario real y concreto es que ha surgido la interrogante ¿es realmente conveniente cambiar los paneles en las plantas antes de que cumplan su vida útil? y ¿cómo se puede averiguar esto?

Teniendo en mente estas preguntas, investigadores del MIT realizaron un estudio y desarrollaron un método que puede servir de orientación para resolver estas dudas. El título de la publicación es *Accelerating Photovoltaic Market Entry with Module Replacement* de los autores Joel Jean, Michael Woodhouse y Vladimir Bulovic [25].

El estudio toma como referencia 3 plantas solares de distintos tamaño. Una de 100 MW (*Utility-scale*), otra de 200 kW (*Commercial-scale*) y otra de 6 kW (*Residential-scale*), todas ubicadas en sitios de similares características. Ante la pregunta de si es conveniente o no el recambio, los autores proponen calcular el LCOE de cada planta para los distintos escenarios de recambio. El Costo nivelado de la energía o *Levelized Cost of Energy* más conocido por sus siglas LCOE es un indicador para comparar los costos de producción de energía entre distintas tecnologías. La estructura básica es costos/energía, pero como las centrales generadores producen energía a lo largo de varios años y por lo tanto, también tienen gastos a lo largo de el mismo periodo, se debe hacer un ejercicio financiero similar a un flujo de caja. La idea es “traer” a un punto determinado del tiempo el dinero y la energía, de modo que sean comparables [26]. El valor encontrado representa el precio al que se debe vender la energía para poder recuperar la inversión en el plazo de operación de la central y con una tasa de descuento determinada. La siguiente expresión da cuenta de esta condición. En ella, i es la tasa de descuento, L es el horizonte de evaluación, C_t son los costos en el año t y E_t es la

energía producida el año t .

$$LCOE = \frac{\sum_0^L \frac{C_t}{(1+i)^t}}{\sum_0^L \frac{E_t}{(1+i)^t}}$$

El algoritmo propuesto por los autores busca probar que en la mayoría de las condiciones de mercado que se presentarán en el futuro realizar un recambio de módulos es conveniente, lo cual le abre la puerta a nuevas tecnologías de manera anticipada. De esta forma, se considera un periodo de evaluación de 30 años y se asume que se realiza un recambio el año 15. Lo anterior se complementa con una serie de proyecciones de precio, rendimiento y deterioro, realizadas a partir de la curva sigmoideal expuesta en la sección 2.2.3, las cuales se sensibilizan para determinar bajo qué escenarios el recambio propuesto entrega un LCOE menor que el LCOE base sin recambio. Para realizar el cálculo de los distintos LCOE se deben incluir como datos los costos de inversión inicial, los costos de O&M, los costos en los que se debe incurrir para realizar el recambio y las variaciones en la generación que experimenta la planta.

Los resultados obtenidos muestran que si existen escenarios en donde el recambio propuesto es conveniente y que de hecho es una gran mayoría de los casos. La conclusión anterior se obtiene a pesar de que, entre los supuestos se considera un horizonte de evaluación fijo, pero lo cierto es que con un recambio la vida de las plantas puede extenderse más allá del periodo de evaluación de 30 años, pues los elementos estructurales que se costearon con la inversión inicial, como líneas de transmisión, estructuras, etc. aún se mantendrán en buen estado. Lo anterior se traduce en que es posible considerar que los valores de LCOE en realidad sean menores de lo esperado. En definitiva, de manera implícita este modelo sugiere que las salidas de paneles fotovoltaicos no se producirán por fallas, sino por recambios producto de incentivos económicos.

2.3.4. Análisis comparativo

El objetivo de esta subsección es analizar críticamente los tres modelos expuestos anteriormente. Para realizar este análisis, en primer lugar, conviene remitirse al objetivo general de este trabajo expuesto en la sección 1.3.1. En este se menciona que el ideal de un modelo de proyección de residuos fotovoltaicos es que permita saber cuándo, dónde, porqué y en qué estado serán dados de baja los paneles fotovoltaicos. Por lo tanto, la evaluación de estos tres modelos se hace principalmente respecto de la capacidad para cumplir con este objetivo.

2.3.4.1. Primer Modelo: la vida útil

El primer modelo considera que los paneles serán dados de baja una vez que cumplan con la vida útil del fabricante. Este simple modelo tiene la capacidad de contestar las 4 preguntas. Si se aplica a cada planta de manera individual, se puede conocer dónde saldrán los paneles; sabremos que, de acuerdo a este modelo, el estado de los paneles es simplemente inutilizados del todo; sabremos por lo tanto que se dieron de baja porque ya no funcionan; y por supuesto sabremos el cuando con total exactitud.

Sin embargo existen algunos elementos que este modelo no toma en cuenta y que podrían mejorarlo. El primero de estos elementos es que no considera que existan motivaciones eco-

nómicas que motiven tomas de decisiones. El segundo elemento que no considera es que hay evidencia de que luego de la vida útil muchos módulos siguen produciendo energía [8].

2.3.4.2. Segundo modelo: IRENA

El modelo de IRENA ampliamente citado puede adaptarse para contestar las 4 preguntas del foco de este análisis. El problema es que en varias de ellas se aleja de la realidad. Este modelo puede predecir de manera bastante certera la distribución y ocurrencia de fallas, pero lo que es más importante es que su ocurrencia no implica que los paneles vayan a ser retirados y la evidencia en campo así lo explica.

Para ilustrar las implicancias de aplicar este modelo, considere el caso en que se aplica a una sola planta. Aproximadamente el 55 % de toda la capacidad instalada habrá sido reemplazada hasta el año 30 de operación debido a fallas en los paneles. Una cifra que parece ser bastante abultada y no muy conveniente. El problema de esto es que se asumen que todas las fallas provocan salidas de paneles fotovoltaicos, lo cual, como se discutió en la sección de fallas no es real. Los paneles se dan de baja por fallas catastróficas, las que tiene una tasa de ocurrencia muy baja. Por ejemplo, basados en los datos de una entrevista realizada en la Planta Los Loros de 53 MW¹, que cuenta con 165.000 paneles, se han producido salidas de 2 o 3 paneles anuales debido a hotspot. De hecho, en la realidad las fallas en la *J-Box* se reparan fácilmente, al igual que los problemas con el marco de aluminio, y las pérdidas ópticas o pérdidas de potencia no son motivos para descartar un panel, sino que está dentro de lo esperado.

De lo expuesto en el párrafo anterior podrían existir algunas dudas, sobre todo porque en el reporte *End-of-life Management Solar Photovoltaic Panels* de IRENA se menciona que un 10 % de las fallas reportadas son paneles con vidrio roto que si es una falla catastrófica que exige la salida del panel [7]. De ser esto cierto y considerando el dato ya mencionado de que en promedio el 5 % de una planta presenta algún tipo de falla anualmente [17], entonces significaría que el 0,5 % de la planta presentaría fallas catastróficas. Regresando al ejemplo de la planta Los Loros, implicaría que anualmente se producirían 825 salidas de paneles, lo que contrasta con los datos del terreno reportados por la fuente de la entrevista y por el estudio realizado a más de 1,7 GW instalados en Estados Unidos [17]. En conclusión, parece ser que la estimación de que el 0,4 % de las fallas (0,0002 % de la planta) son catastróficas se acerca más a la realidad.

Debido a estas incongruencias, y aunque el modelo planteado en ya mencionado reporte de IRENA es ampliamente citado, es pertinente cuestionar sus alcances con el objetivo de refinar las proyecciones. La fuente original que inspiró este trabajo corresponde a una publicación realizada por Joseph Kuitche el año 2013, titulado *Accelerated Lifetime Testing of Photovoltaic Modules* [14]. El enfoque de este trabajo fue caracterizar que tan confiables son los paneles fotovoltaicos con el objetivo de reducir la incertidumbre financiera de los proyectos. Para esto se realizan una serie de experimentos que intentan simular el paso de 30 años para un panel fotovoltaico expuesto al ambiente y evaluar sus efectos. Ante cualquier falla

¹ Entrevista realizada vía telemática a Ricardo Peters y Victor Godoy, quienes se desempeñan como jefes de O&M en la compañía Engie Energía Chile. Los datos proporcionados pueden solicitarse al correo ricardo.peters@engie.com

o cualquier desviación de la potencia prometida por el fabricante luego de 30 años, el panel se clasifica como *No cumple con la garantía*. En estos experimentos realizados por Kuitche, el grueso de los paneles que fueron clasificados de esta manera se debió a tener un desgaste mayor al prometido por el fabricante. Mientras que muy pocos en realidad sufrieron daños que los dejaron inutilizados. La posible distribución en el tiempo de los paneles que van clasificándose como fuera de garantía se modeló con una curva Weibull.

Las conclusiones de este estudio realizado por Kuitche, son que la industria fotovoltaica para el año 2013 había alcanzado un nivel de confiabilidad alto y que, si bien existen algunos fallos, estos deberían ser menores. Esta conclusión se condice con lo reportado por operarios de plantas fotovoltaicas en el mundo [17]. Las salidas de paneles fotovoltaicos debido a fallas graves son menores. Si bien se producen fallas, estas son reparables o en el peor de los casos implican una disminución del rendimiento más allá de lo esperado, pero eso no significa que el panel sea sacado de circulación.

En resumen, usando el modelo de IRENA es posible contestar las preguntas propuestas, sin embargo, las fallas en general no parecen ser motivo para desechar un módulo, salvo casos excepcionales. A diferencia del modelo anterior, la información que entrega este estudio no es binaria en cuanto puede estimarse cuantos paneles presentarían una determinada falla, el problema es que la presencia de esas fallas no implica que esos paneles salgan de circulación necesariamente. En esa línea la intención de este trabajo es contribuir en esta discusión.

2.3.4.3. Tercer Modelo: recambio acelerado

La experiencia internacional y la literatura indican que las salidas de paneles desde las plantas se producirán antes de que termine su vida útil y no debido a fallas, sino que debido a recambios. Si bien el trabajo de los autores Jean, Woodhouse y Bulovic no se enfoca en ser un modelo de proyección de desechos, las bases de lo que hicieron pueden usarse para construir un modelo que si se enfoque en este problema. Quedan muchas preguntas sin responder desde una perspectiva metodológica para consolidar un nuevo modelo, pero encontrar las condiciones económicas que provoquen el reemplazo de módulos parece el camino que incorpora elementos a la modelación que en el pasado no estaban considerados.

2.4. Métodos de tratamiento de residuos fotovoltaicos

2.4.1. Generalidades

Construir un modelo predictivo que permita conocer cuándo y en qué estado se producirán los flujos de residuos fotovoltaicos es sólo la primera parte del problema. La segunda parte del problema debe responder a la interrogante sobre qué hacer con estos residuos una vez que se generaron. Como se ha mencionado, una parte de esta respuesta está en el modelo de proyección, en la medida en que éste permita saber qué es lo que realmente será el residuo. Es decir, ¿serán sólo paneles inutilizados?, ¿serán paneles defectuosos?, ¿serán módulos aún funcionales pero de menor rendimiento? Como se mencionó, esto es importante debido a que posibilita expandir el abanico de opciones de tratamiento de residuos, lo que significa adaptar los principios de la economía circular a la industria solar.

Las alternativas que a continuación se explican son un reflejo de cómo se ha adaptado, al menos de manera experimental, la teoría de la economía circular a la actual industria fotovoltaica.

El grueso de la literatura disponible trata sobre la recuperación de materias primas y las posibilidades de volver a incluirlas en el proceso de manufactura, lo que en definitiva es centrarse en el reciclaje dejando de lado la reparación de módulos defectuosos pero reparables, y la recertificación de módulos degradados pero operativos [27]. Según algunos autores como Meng Tao, esto obedece a que la mayoría de estas investigaciones se realiza en el contexto de países que son productores de módulos fotovoltaicos, por lo que existe, a su juicio, un sesgo importante [8].

De hecho, este autor es de los pocos que ha logrado construir una visión global de las posibilidades del tratamiento de residuos solares. En la publicación [8], el autor separa los procesos de tratamiento en distintos niveles de complejidad. Contra más complejo es el proceso, más materias primas pueden obtenerse, pero mayor es el costo de la operación. Basado en esto se generan 4 caminos de tratamiento, donde el primero de ellos es el caso base que consiste simplemente en llevar los módulos al vertedero y que se incluye para caracterizarlo e incluirlo dentro de esta cadena de profundidades. La Figura 2.6, explica gráficamente esta idea.

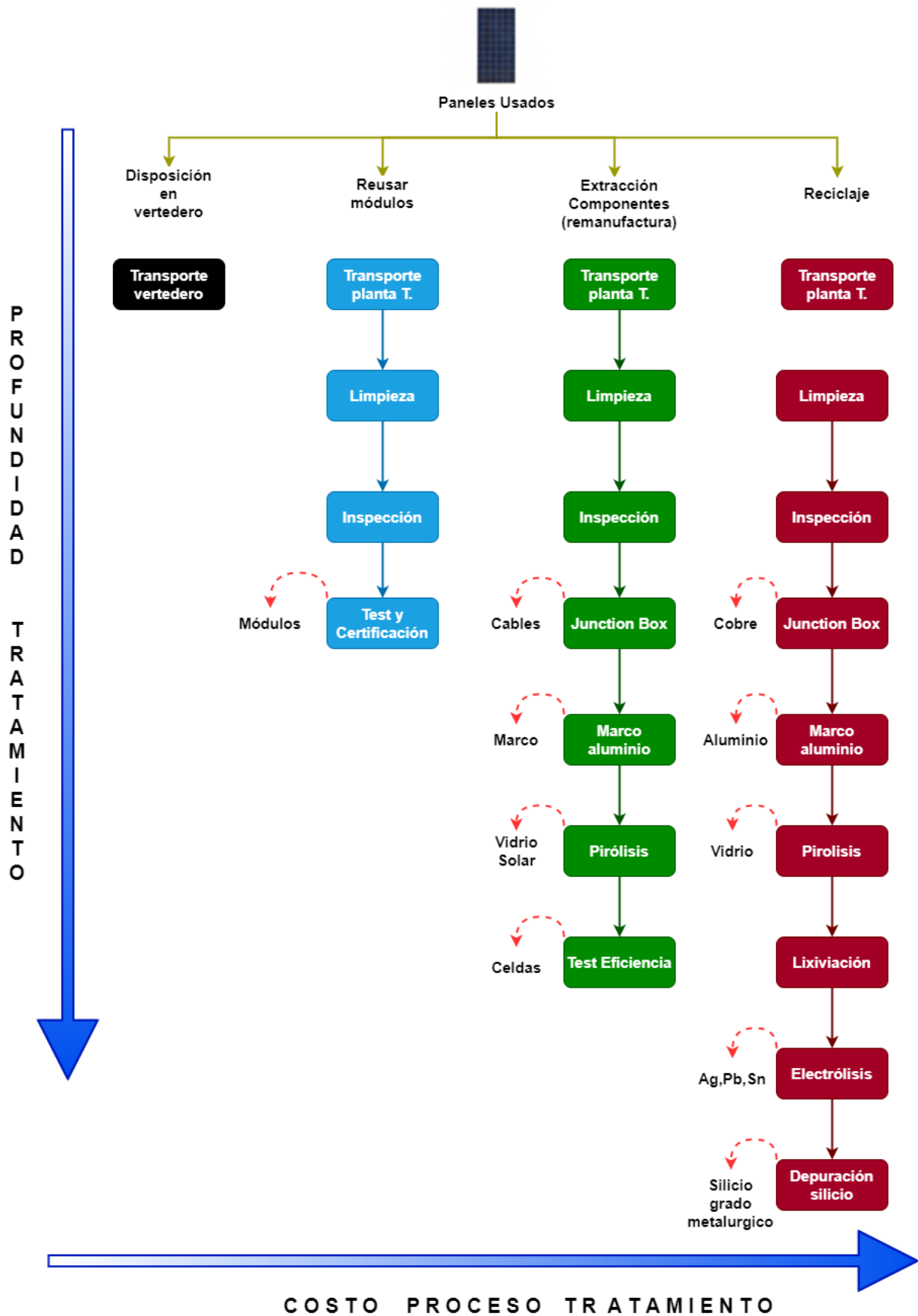


Figura 2.6: Opciones de tratamiento para residuos fotovoltaicos.

En segundo lugar, a nivel internacional no existe un consenso claro sobre cuál método o método generaría mayores beneficios económicos, ambientales y sociales. Esto se debe a que las condiciones de los países no son homogéneas, entonces por ejemplo, si bien muchas publicaciones incluyen precios en sus análisis, éstos suelen diferir. Cada país o continente tiene su propia realidad. En consecuencia, es posible encontrar autores que recomiendan directamente explorar opciones de reciclaje y apostar por este camino [6], otros como Tao que toman una posición más cauta y otros que recomiendan la remanufactura [28].

2.4.2. *Landfill*: el camino del vertedero

Dejar los desechos en algún vertedero, aunque éste sea autorizado no es un método de tratamiento. No obstante, se incluye para establecer la línea base respecto de los costos, tanto privados como sociales. En términos generales, los análisis de contaminación ambiental dan como resultado que arrojar en el vertedero estos desechos es la opción más contaminante, aún cuando se consideren todos los costos ambientales de las otras opciones de tratamiento [29]. Los componentes como el plomo y otras trazas, producen procesos de contaminación de la biosfera en todos los niveles, los que terminan por provocar no sólo un daño a la fauna local, sino que pueden inducir problemas de salud en personas, sin contar los impactos más indirectos producto del consumo desmedido de materias primas que terminan en un vertedero [30].

Respecto de los costos económicos, aún contando los posibles beneficios de vender materias primas recuperadas por algún tratamiento, todo parece indicar que, por el momento, llevar los residuos a un vertedero es la opción más económica [24]. En un escenario sin intervención del estado, las empresas dueñas de las plantas deberían pagar una cantidad para que sus desechos sean retirados y otra cantidad para que sean dispuestos en el vertedero. Se estima que esta operación puede tener un valor de 64 US\$/tonelada, lo que es equivalente a 1,28 US\$/módulo. Este precio es variable, pues depende de las normativas de los países. En algunos países los residuos fotovoltaicos se definen como peligrosos y en otros no, por lo que los precios para deshacerse de ellos cambian. De hecho, en Europa o Japón, existe la prohibición de llevar estos residuos a un vertedero. Las multas son tan altas que las empresas tienen el incentivo para resolver el problema de otra forma [7].

2.4.3. Reutilización

La opción de reutilizar acarrea los siguientes beneficios. El primero es que se adapta perfectamente al marco de la economía circular propuesto anteriormente. Y lo segundo es que a priori, se puede asumir que la gran mayoría de los paneles que salgan de las plantas aún funcionarán y tendrán un rendimiento de alrededor del 80 % [8]. Este hecho invita a por lo menos analizar un escenario en que los miles de módulos fotovoltaicos puedan tener un segundo uso.

De todos los métodos de tratamiento de residuos planteados en esta sección, el reuso es el más sencillo de implementar. Como se mostró en la Figura 2.6, bastan sólo tres pasos:

1. Transportar a la planta.
2. Inspección y selección.

3. Pruebas de validación y certificación.

El primer paso puede significar un costo parecido al de transportar estos residuos al vertedero, es decir se pueden considerar unos 64 US\$/tonelada. El segundo paso significa revisar y descartar los paneles que tengan fallas graves, como vidrios quebrados o decoloración y finalmente, cada panel debería probarse y certificarse con un rendimiento mínimo, que permita considerarlo un panel de segunda mano seguro. El costo de este proceso no está estudiado pero se puede estimar basado en los valores de otros métodos [24]. Es evidente que el solo hecho de transportar estos materiales tiene un costo, a lo que se debe sumar la limpieza e inspección, por lo que se puede considerar un costo total de al menos 300 US\$/tonelada, lo que es equivalente a unos 6 US\$/módulo. Un costo tan bajo da mucho espacio para obtener margen a partir de la posible venta. De hecho, si se vendieran a mitad de precio respecto de un módulo nuevo, el valor rondaría los 22 US\$/módulo [8].

En principio se pueden rescatar del camino del vertedero una gran mayoría de paneles, lo cual significa una disminución del impacto ambiental. No obstante, esta solución puede encontrar varios obstáculos en la práctica. Lo primero que se debe considerar es que es una solución transitoria, pues sin importar el segundo uso, eventualmente se producirá el momento en que el panel deje de funcionar definitivamente y deba someterse a un tratamiento de recuperación de materiales. Como contraargumento a esta postura puede decirse que se gana tiempo, el cual en el contexto de una emergencia climática puede ser valioso.

El segundo punto es considerar que, si el supuesto de funcionamiento se cumple, entonces varios MW de potencia serán puestos a disposición en el mercado y la pregunta inmediata es si éste tiene la capacidad de absorberlo. De hecho algunos estudios se han realizado al respecto y la conclusión es que, considerando una evolución a la baja de los precios por W_p de los módulos nuevos, en realidad no sería conveniente construir toda la infraestructura y crear una nueva planta que use paneles usados [31]. Lo anterior puede comprenderse como razonable a la luz de calcular el LCOE de ambos casos. Si es necesario construir toda la planta desde cero, aún cuando los paneles fotovoltaicos sean muy baratos, se deberá compensar el costo del resto de las instalaciones. Sin embargo, estos paneles reusados pueden ser destinados a otra aplicación menos competitiva o donde no se requiera construir una infraestructura extra.

La capacidad del mercado para absorber módulos usados puede ajustarse bajando los precios y reutilizar puede ser una forma de ganar tiempo como ya se mencionó. En otras palabras, los obstáculos antes nombrados no son relevantes en la medida en que se logre un precio atractivo para los módulos usados. Este precio se vuelve más competitivo si se construye un proceso de certificación económico. No obstante, hay un tercer obstáculo que por el momento es difícil de superar y tiene que ver con la confiabilidad del producto. Cualquier cliente puede sacar cuentas con los datos de producción de un panel usado y certificado en el momento de la compra, pero lo que es imposible de saber, al menos por el momento, es la duración de ese módulo ni cómo será su desgaste. Posiblemente este sea el desafío más grande que deba enfrentar el camino de la reutilización para abrirse paso. A fin de cuentas la sociedad podría llegar a valorizar la confiabilidad y en ese caso vender a mitad de precio puede considerarse un valor alto.

2.4.4. Remanufactura de paneles: extracción de componentes

Al igual que la reutilización, la remanufactura basada en el rescate de componentes, es una opción que cumple con la teoría de la economía circular. A diferencia del proceso anterior, en este caso se profundiza en el tratamiento, lo que puede interpretarse como un escalón más en la jerarquía de la economía circular ya explicada. Para comprender los pasos, nuevamente es necesario remitirse a la Figura 2.6 y a lo explicado en [8]. Los pasos de este proceso son los siguientes:

1. Transporte a la planta
2. Inspección y selección
- 3.1. Remover Junction box y rescatar el cableado.
- 3.2. Remover el marco de aluminio
- 3.3. Proceso de pirólisis o de remoción del encapsulante para separar vidrio y celdas.
4. Probar celdas extraídas

La idea central de este proceso es rescatar los componentes que pueden ser útiles de los paneles antiguos y con ellos armar nuevos paneles que tengan eficiencias similares a un panel nuevo de la época en que el panel original fue fabricado. Es decir, si se rescatan componentes de un panel fabricado en 2015 y se vuelven a ensamblar el 2030, no tiene sentido comparar este panel remanufacturado con un panel nuevo del año 2030, pero si puede compararse con uno del 2015.

El proceso consta de muchos más pasos y se vuelve intensivo en uso de energía y recursos. A diferencia de reutilizar, en este caso se deben considerar procesos industriales más complejos. Los dos primeros pasos de transporte y de inspección son compartidos, pero los pasos siguientes son nuevos. El paso 3 son tratamientos distintos a partes distintas y por lo mismo se deben considerar como en un mismo nivel. Este nivel incluye la extracción de cableado, la extracción del marco de aluminio y finalmente la parte más compleja que es separar el vidrio de la celda. En este último paso lo ideal sería suponer que las celdas se rescatan intactas y también el vidrio. Finalmente las celdas se someten a pruebas para confirmar su rendimiento. Con todos estos componentes se puede, al menos en teoría, armar un panel que tenga la ventaja de tener un rendimiento muy parecido a uno nuevo.

La gran pregunta es si todo lo anterior es factible y por supuesto si tiene sentido hacerlo. Recuperar los cables o la junction box y el marco de aluminio no es una tarea compleja, de hecho, en prácticamente todos los procesos de reciclaje o de recuperación de materiales es una tarea que se da por sentada debido a que son estructuras externas [32]. El gran desafío es rescatar el vidrio y las celdas solares intactas pensando en que puedan reutilizarse, proceso que se denomina *delaminación*. Al respecto hay experiencias que pueden ser útiles. Ya en 2001 se realizaron ensayos de laboratorio que probaron que existían disolventes para el encapsulante, si a esto se le suma la presión adecuada, entonces la celda puede rescatarse en una pieza y sin daños [33]. Posteriormente en 2007, un grupo de investigadores alemanes dieron una segunda vida a una planta de 300 kWp instalada en 1983 y que para el 2005 se

encontraba en perfectas condiciones. Con las celdas obtenidas de los antiguos paneles y otros materiales lograron ensamblar nuevos módulos [34].

Si bien el proceso es factible, tiene varios problemas. Por ejemplo, el disolvente original usado demoró varios días en cumplir con su cometido. El tiempo se alarga si el panel es más grande, por lo que un desafío es poder encontrar un disolvente o método que permita acotar los tiempos. Para resolver esto se han probado otros disolventes como el KOH-Ethanol [35] o nuevos disolventes orgánicos [36] y nuevas técnicas como incorporar el ultrasonido como complemento para el disolvente [37] y otros procesos reportados que mezclan técnicas térmicas, químicas y físicas [38] [39]. Por supuesto estas nuevas técnicas pueden tener resultados variables en términos de la calidad de las celdas rescatadas, pues éstas son muy delgadas y por lo tanto propensas a trizarse. Si a esto se suma el hecho de que cada vez se fabrican más delgadas, entonces el riesgo aumenta mucho más.

Respecto de los costos de tratamiento, como es esperable, estos aumentan bastante respecto del caso anterior y dependerán del método utilizado, pero su valor se estima entre 15 US\$/módulo y 23 US\$/módulo. Por el lado de los beneficios existen estudios que afirman que esta podría ser una opción conveniente desde una perspectiva económica. Algunos estudios han ahondado en esta perspectiva y han llegado a concluir que las celdas rescatadas tienen apenas un 0,4% menos de eficiencia respecto de su valor nominal y que además, existe un espacio financiero de hasta 21 dólares por módulo [28]. Es decir, si los costos de manufactura por módulo son menores a 21 dólares, suponiendo potencias de 300 W en cada uno, el producto se vuelve competitivo. Otros estudios afirman que el margen de beneficios por vender los componentes puede ser de 18,14 US\$/módulo [8], el problema es que si en la zona no existen productores locales de módulos fotovoltaicos, difícilmente existirá mercado para estos componentes. Al igual que el caso de reutilización, lo que se desconoce es la expectativa de vida de estos componentes extraídos y su proceso de degradación, problema que de igual forma se traspasaría a un posible nuevo panel remanufacturado.

2.4.5. Reciclaje

Finalmente, el último eslabón de la cadena en la economía circular es el reciclaje. El reciclaje recupera materiales o materias primas, por lo que cualquier cosa que sea considerada una pieza es transformada en material. Esta misma idea es la que prima en los paneles fotovoltaicos, transformar todos los componentes en materia prima que puede usarse en algún otro proceso o en hacer nuevamente paneles solares. Como se mencionó, este tópico es el más estudiado en materia de tratamiento de residuos fotovoltaicos. No existe un único proceso unificado y total, pues cada investigación utiliza distintos métodos. Por lo tanto, el proceso mostrado en la Figura 2.6 es un ejemplo estándar que muestra que, una vez realizado el desmantelamiento inicial correspondiente a sacar el marco de aluminio y la junction box, se procede a realizar una serie de distintos tratamientos para obtener materiales valiosos como metales y silicio de alta pureza. Por supuesto, en la medida en que se busque obtener materiales más puros, más procesos deben realizarse y más impacto ambiental y energético tiene el proceso, además de un esperable aumento de costos.

En la investigación de este tópico, existe un gran número de enfoques y por lo tanto existen varios subprocesos que se han ido inventando con el tiempo. El primer enfoque es

la recuperación de materiales con diversos niveles de pureza. Existen estudios centrados en cómo recuperar el silicio con la mayor pureza posible, para lo cual se requiere un largo y costoso proceso destinado principalmente a la eliminación de impurezas [40] [41] [42]. Otros estudios se centran en recuperar metales valiosos, especialmente la plata [43], mientras que otros se enfocan en recuperar los polímeros como el EVA [44] o en recuperar el vidrio [45]. El otro enfoque clásico es sobre los tipos de métodos y sus ventajas. Al respecto, existen métodos químicos [46], métodos físicos como el crushing [47] o métodos térmicos como la pirólisis [48] y muchas variantes similares o que mezclan estos métodos. Sin embargo, actualmente, los métodos más usados mezclan estos procesos en una cadena que intenta rescatar la mayor cantidad de material y en el mejor estado posible. Ejemplos de estos procesos que actualmente se encuentran operativos es el de PV-Cycle [49] y el de Veolia [32], ambos en Europa.

Para entender estos procesos integrales, considere el caso de Veolia. Esta organización logra reciclar el 95 % del material de los paneles fotovoltaicos. En el sitio web de la organización puede encontrarse un video explicativo del proceso en detalle [32], pero básicamente se compone de los siguientes pasos:

1. El primer paso es quitar los elementos externos como el marco de aluminio y la junction box.
2. Posteriormente el panel se corta en trozos pequeños, los cuales pueden someterse al resto del proceso.
3. Estos trozos pueden ser procesados por distintas máquinas que terminan por moler todo el material.
4. Con el material molido y mezclado se usan métodos físicos, como electrostáticos para rescatar los metales y ópticos para rescatar el vidrio.
5. El remanente de esa porción es separado con métodos químicos.

Como resultado, se recuperan 10 distintos materiales, los que suman un total del 95 % del peso del panel. Claramente este proceso está optimizado para recuperar materiales y difiere de otros métodos químicos o de los métodos que buscan recuperar piezas.

Un último enfoque de las investigaciones sobre el reciclaje tiene que ver con artículos de revisión bibliográfica o discusiones sobre por cuál método optar. En ese sentido, Heath et al. [6] recomienda invertir en desarrollar tecnología que permita recuperar el silicio de alta pureza para la industria. Mientras que otras líneas como las de Tao et al. [8] y Deng et al. [24] promueven métodos más integrales y que no estén necesariamente basados en recuperar materias primas. Lo cierto es que todos los autores coinciden en algunos puntos importantes. Lo primero es que hoy el reciclaje de paneles fotovoltaicos no es rentable por sí sólo y para concretarse requiere de un apoyo como estructuras estatales o leyes que lo hagan factible. El costo de recuperar las materias primas y venderlas como tal, no es competitivo con el precio de mercado de éstas. El segundo aspecto en que coinciden la mayoría de los autores es que para que la industria del reciclaje funcione se requieren grandes volúmenes de modo que las economías de escala puedan hacer factible una baja de precios de los procesos. El tercer aspecto en que todos coinciden es en la necesidad de estandarizar al menos los tamaños de los módulos, de modo que la automatización ayude a hacer factible la existencia de la industria del reciclaje. Como se ha mencionado, los módulos tienen tamaños similares,

pero no exactamente iguales. Los autores abogan para que los módulos, sin importar la marca, tengan exactamente el mismo tamaño, facilitando así la industrialización del reciclaje. Finalmente, la gran mayoría de estos autores coinciden en la necesidad de que los nuevos paneles sean diseñados y pensados para ser reciclados en un futuro, de modo que no exista este tipo de complicaciones.

Desde una perspectiva económica, ¿cuál sería el espacio que tiene el reciclaje para desarrollarse? La respuesta es que, considerando el precio de mercado de las materias primas, sumado al supuesto de que se pueden recuperar en un estado de alta pureza desde un módulo, se estima que por cada panel se podrían conseguir ingresos de 10,61 US\$ [8]. Esto es un poco más sencillo de conocer porque las materias primas se transan en la bolsa como *commodities*, alcanzando así un valor único a nivel mundial. Si el proceso de reciclaje tuviera un costo menor por módulo, entonces podría ser conveniente hacerlo. La realidad es que actualmente las técnicas de reciclaje tienen un costo aproximado entre los 24 US\$/módulo y los 30 US\$/módulo, por lo que claramente no es una opción rentable, aún en la realidad de países muy industrializados. Esto puede ir cambiando en la medida en que el costo de las materias primas aumente y por lo tanto los ingresos sean mayores, pero sobre todo en la medida en que el costo del proceso de reciclaje disminuya, lo que puede ocurrir por mejoras tecnológicas o por economías de escala. Es por este motivo que se vuelve relevante ganar tiempo, porque da espacio a que la tecnología mejore y a que se acumulen más paneles en desuso, propiciando el surgimiento de las ya mencionadas economías de escala.

2.5. El caso chileno

2.5.1. La industria solar en Chile

Chile es uno de los lugares más favorables a nivel mundial para explotar el potencial de la energía solar. Las condiciones de radiación y temperatura son únicas, especialmente en el desierto de Atacama, que por lo mismo se ha convertido en uno de los sitios más cotizados para invertir en energía solar. Si bien en un inicio no existían estudios sistemáticos del recurso solar del país, en los últimos años se han elaborado varias bases de datos que dan cuenta de estas condiciones excepcionales [50] [51]. En estos estudios se modelan las condiciones basados en datos satelitales y en varias estaciones de mediciones terrestres. Los resultados muestran niveles de radiación que en momentos del día superan los 1000 W/m^2 , los cuales se mantienen prácticamente invariables a lo largo del año. Como resultado, en la zona norte, las plantas fotovoltaicas pueden alcanzar factores de planta muy elevados que incluso pueden superar el 30 % en los casos en que se incluye seguimiento.

Pero no es solo la zona norte la que cuenta con buenas condiciones de recurso solar. La zona central, altamente poblada, tiene condiciones de radiación muy favorables también, por lo que la instalación de generación distribuida domiciliaria se vuelve conveniente. Incluso en las zonas más australes del país los niveles de radiación permiten aprovechar la energía del sol para producir electricidad. En el mapa de la Figura 2.7, elaborado en el estudio de Rondanelli et al. [51], se aprecia la distribución general de la radiación para la mayoría de la zona continental del país.

Por su parte, el estado, en conjunto con las universidades han seguido promoviendo la investigación y la entrega de herramientas para incentivar la energía solar en todas las áreas posibles. Un ejemplo de estas herramientas públicas es el Explorador Solar desarrollado entre el Ministerio de Energía, el Departamento de Geofísica de la Universidad de Chile y el Centro de Energía de la misma casa de estudios [52]. El Explorador Solar es un mapa interactivo disponible en línea, que aplica los estudios sobre radiación solar y es capaz de calcular el comportamiento de un sistema solar fotovoltaico en el lugar seleccionado. El programa entrega variada información estadística del lugar y una simulación con resolución horaria del comportamiento esperado del sistema fotovoltaico instalado. Con esta herramienta, muchas pequeñas empresas dedicadas al rubro de los sistemas solares pueden entregar información fidedigna a sus potenciales clientes y evaluar los proyectos. También ha demostrado ser una herramienta muy útil para hacer estimaciones de pre-factibilidad en proyectos de mayor envergadura sobre las cuales comienzan a gestarse las ideas de futuras plantas.

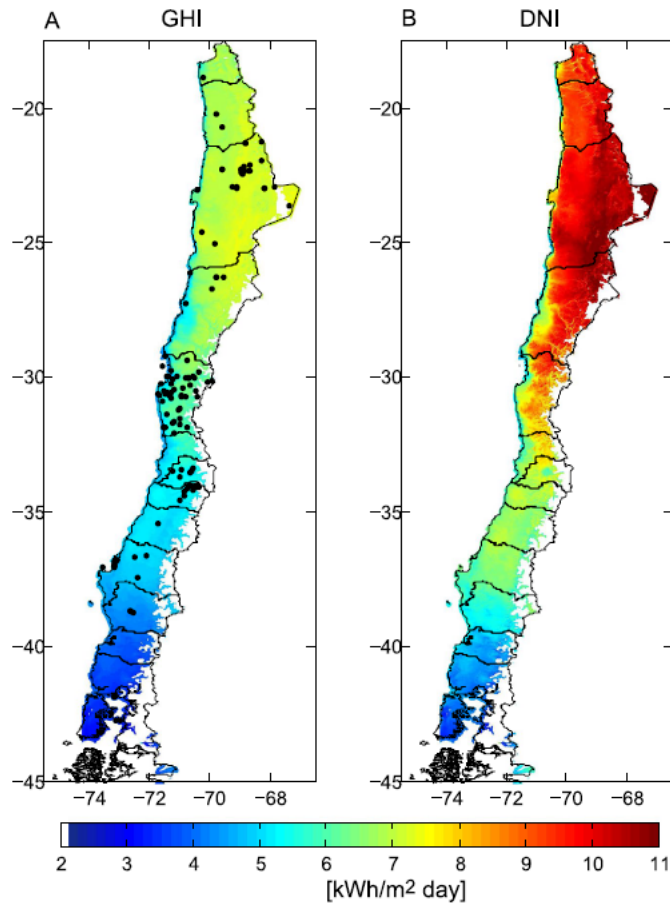


Figura 2.7: Mapa de radiación para Chile [51].

A pesar de estas condiciones, Chile no había explorado la opción de utilizar su recurso solar, en parte porque no existía la consciencia de sus beneficios y que era una opción viable. No obstante, gracias a condiciones de mercado y políticas adecuadas, el año 2013 Chile logró su primer hito e inauguró la primera planta fotovoltaica conectada a la red [53]. Con una inversión de un poco más de 3 millones de dólares, la planta Tambo Real de 1,2 MW instalados, ubicada en la región de Coquimbo, inició el camino de crecimiento de la industria. Desde entonces, año tras año se inauguran nuevos proyectos fotovoltaicos que van sumando a la potencia instalada solar en el país. Actualmente, de acuerdo a datos actualizados a fines de 2021 de la Comisión Nacional de Energía (CNE), la energía solar representa un 16% de la potencia total instalada, con 4.503 MWp [54]. El gráfico de la Figura 2.8 entrega una visión global de la situación energética de Chile.

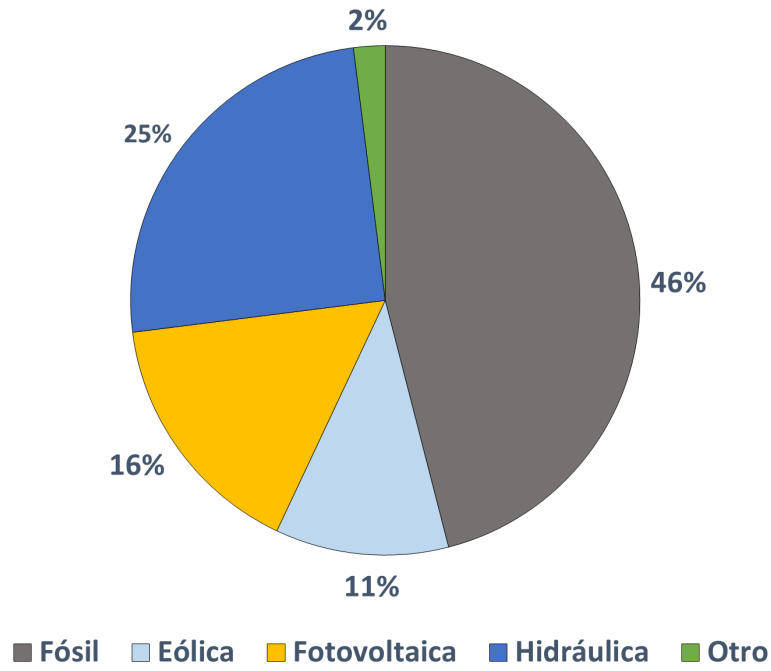


Figura 2.8: Potencia de generación instalada en Chile. La energía solar representa un 16 % de la capacidad total.

En general se considera un proceso exitoso y bastante vertiginoso haber pasado en menos de 10 años de 0 a 4,5 GW de potencia fotovoltaica instalada. De hecho, si se revisa la evolución en términos generales de esta tecnología, la curva muestra una clara tendencia exponencial respecto de la acumulación, como puede apreciarse en la Figura 2.9. Todo indica que esta tendencia de crecimiento se mantendrá en las próximas décadas y que la energía solar fotovoltaica tendrá un rol cada vez más preponderante en la matriz energética.

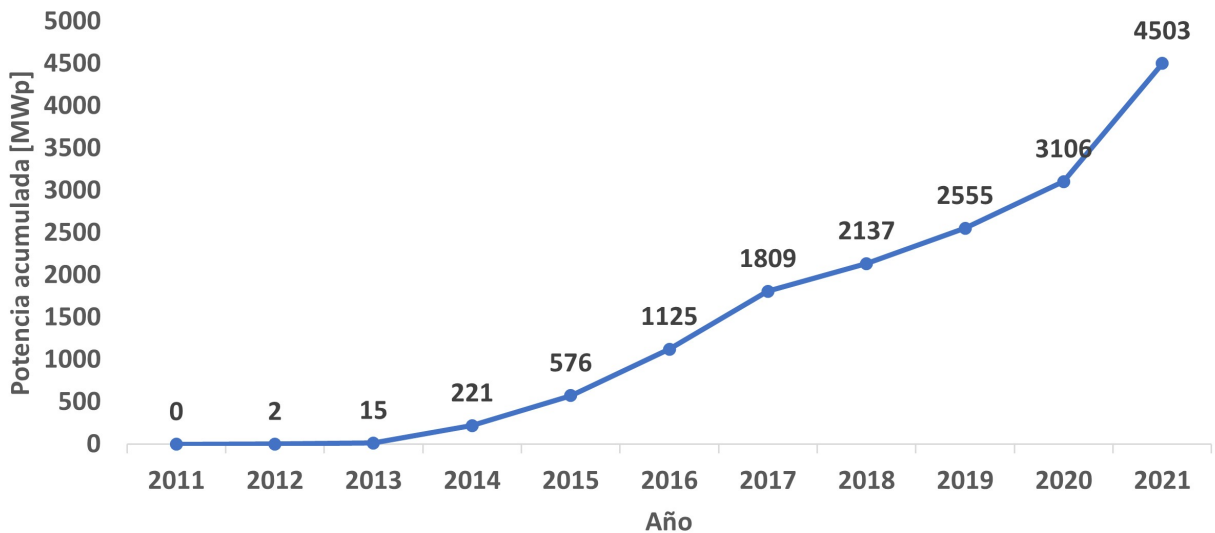


Figura 2.9: Crecimiento de la potencia fotovoltaica instalada en Chile.

2.5.2. Las proyecciones de crecimiento

Como se mencionó, se espera que la tendencia de crecimiento de la potencia instalada fotovoltaica se mantenga. Esta aseveración tiene un respaldo en un estudio publicado por el Ministerio de Energía del Gobierno de Chile, llamado *Planificación Energética de Largo Plazo* o más conocido como PELP [55]. Este estudio es la principal referencia para conocer las proyecciones para el ámbito energético en el país. Como base se definen 3 escenarios sobre los cuales se proyectan las potencias instaladas de cada tecnología y su futura participación en el sistema eléctrico. En particular, existe una detallada información sobre la energía solar fotovoltaica para cada uno de los 3 escenarios.

Lo primero que es importante tener en cuenta respecto del estudio es que se va actualizando continuamente. Al momento de escribir esta tesis, la versión más actualizada corresponde al “Quinquenal 2023-2027”. El segundo aspecto importante es que las proyecciones de energía solar fotovoltaica toman como supuesto una hidrología seca. En la Figura 2.10 se muestra un gráfico que resume el comportamiento de estos 3 escenarios. Este gráfico se basa en los datos de la Tabla 2.3

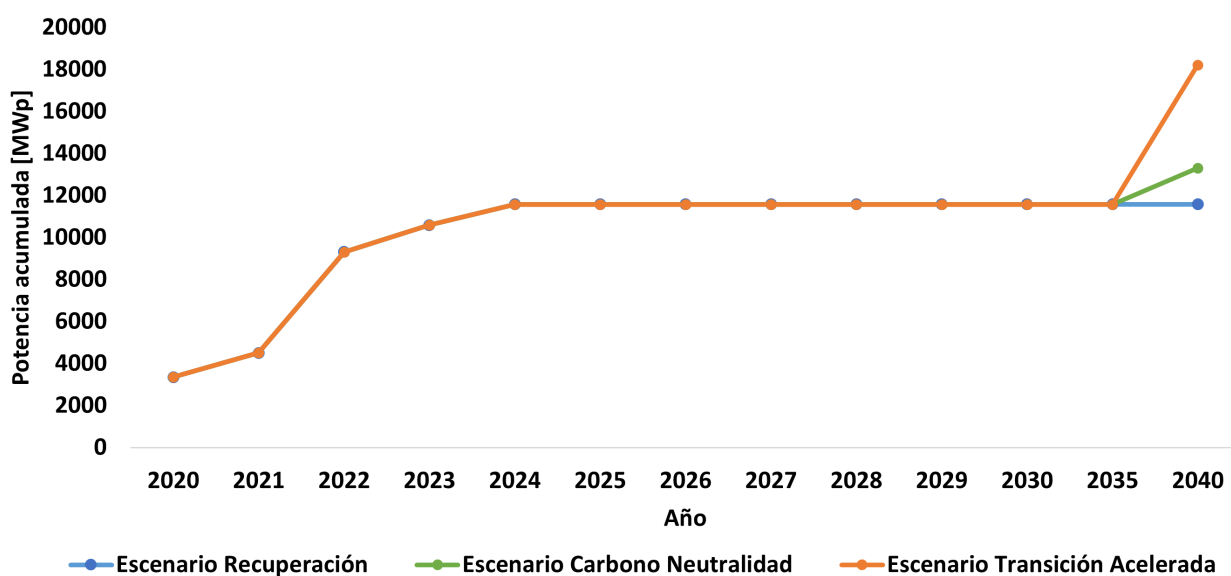


Figura 2.10: Proyecciones de crecimiento de la potencia fotovoltaica instalada de acuerdo a escenarios de la PELP hasta 2040.

Tabla 2.3: Datos de potencia acumulada proyectada para Chile entre 2020 y 2040. Versión Quinquenal 2023-2027.

Escenario Recuperación		Escenario Carbono Neutralidad		Escenario Transición Acelerada	
Año	Capacidad Acumulado (MW)	Año	Capacidad Acumulado (MW)	Año	Capacidad Acumulado (MW)
2020	5.129,052	2020	5.129,052	2020	5.129,052
2021	7.577,313	2021	7.580,313	2021	7.580,313
2022	9.308,831	2022	9.311,831	2022	9.311,831
2023	10.589,472	2023	10.592,472	2023	10.592,472
2024	11.576,472	2024	11.579,472	2024	11.579,472
2025	11.576,472	2025	11.579,472	2025	11.579,472
2026	11.576,472	2026	11.579,472	2026	11.579,472
2027	11.576,472	2027	11.579,472	2027	11.579,472
2028	11.576,472	2028	11.579,472	2028	11.579,472
2029	11.576,472	2029	11.579,472	2029	11.579,472
2030	11.576,472	2030	11.579,472	2030	11.579,472
2035	11.576,472	2035	11.579,472	2035	11.579,472
2040	11.576,472	2040	13.293,783	2040	18.203,574

Al analizar los datos entregados por este estudio, se hacen evidentes algunos problemas de los cuales es importante dejar constancia. El primer problema es que existe una incongruencia entre los datos reales de potencia fotovoltaica operativa reportados por el sistema y la potencia fotovoltaica que la PELP toma como referencia para el año 2021. Como se ha mencionado, a fines del 2021, según datos de la CNE y del Coordinar Eléctrico Nacional, la potencia instalada fotovoltaica operativa llegó a los 4.503 MW. De acuerdo a los datos de la PELP, a fines del 2021, la potencia fotovoltaica debería ser de más de 7.500 MW. Esta diferencia de más de 3 GW no es menor y por lo tanto es importante hacerla notar.

El segundo aspecto llamativo es la evolución de la potencia para los tres escenarios. Es claro que los tres escenarios se diferencian solo a partir del año 2040, lo cual puede interpretarse como una señal de certeza respecto de los próximos 15 años. Más llamativo aún es el hecho de que desde el año 2025 hasta el año 2035 no existen cambios. Es por lo menos cuestionable el hecho de modelar la evolución de la potencia solar considerando que durante una década no existe ningún nuevo MW entrando en el sistema.

Finalmente, un último aspecto que no es posible deducir de los datos expuestos, pero que si queda implícito de los modelos para cada planta que incluye el estudio, es que no existen salidas programadas para ninguna central. Es decir, el modelo asume que las plantas siguen operando y que entonces la potencia agregada en los años futuros corresponde simplemente a nuevas plantas que se integran al sistema. Es importante mencionar este aspecto porque en el caso de usar estos datos para un modelo de proyección de residuos, existirá la certeza de que la PELP no está considerando las posibles salidas y entonces no se estará subestimando la nueva potencia agregada.

2.6. El rol de las políticas públicas

El estudio de las posibilidades de tratamiento de residuos fotovoltaicos ha dejado en claro una realidad que por el momento es difícil de superar: existen pocas condiciones de mercado para que la recuperación de paneles sea una actividad rentable. En otras palabras, si este tema se dejase al libre mercado, que decide basado en incentivos económicos, las decisiones de productores y usuarios (dueños de plantas solares), sería enviar a un vertedero los paneles.

Pero, como se ha planteado, existe un costo en esa operación, un daño que afecta a la sociedad en su conjunto y alguien debe hacerse cargo. Es en este punto donde las políticas públicas se vuelven relevantes. No existe posibilidad, al menos actualmente, de que alguien se haga cargo de este costo ambiental y social, sin que una política pública lo asigne a alguno de los *Stakeholders* involucrados en la industria [56].

2.6.1. Enfoques según responsabilidad financiera

El enfoque de las políticas públicas a implementar para solucionar este problema dependen del *stakeholder* al que se quiera responsabilizar. Entonces, lo primero es tener claro quienes son los involucrados en la industria fotovoltaica respecto del problema del tratamiento de residuos. En resumen, puede considerarse que existen 3 involucrados, cada uno de los cuales podría ser el responsable directo de pagar por el tratamiento de estos desechos [7].

- **Sociedad:** Considerando que el daño provocado por estos residuos es un daño a la sociedad su conjunto, en cuanto se pierden recursos y se contamina el medio ambiente, un enfoque factible es que el estado tome parte activa del problema y se haga cargo a través de alguna institución pública. Por supuesto, esta institución pública se financiaría a través de los impuestos. En la práctica este enfoque no ha prosperado, principalmente porque desliga a la industria y su capacidad tecnológica para innovar respecto del problema.
- **Consumidores-Usuarios:** Es evidente que uno de los involucrados principales es el usuario final que puede ser el dueño de una planta o un ciudadano que decidió optar por generación doméstica. Así, una política pública puede estar enfocada en que sea el usuario final el responsable del producto una vez que acaba su vida útil. Esta forma de política si se ha estudiado como una posible opción. Normalmente, la propuesta consiste en exigir una cuota al usuario para que se haga cargo del retiro de estos residuos. Dado que los paneles solares suelen durar varios años, hay dos momentos en que esta cuota podría cobrarse. Una opción es cobrarla al momento de realizar la compra, es decir el año en que la planta se instala, adicionalmente se cobra una cuota destinada a financiar el futuro tratamiento de residuos. El otro momento es al final de la vida útil, cuando ya el panel llegue a su estado final, el último dueño, en ese momento, paga la cuota para tratar el residuo.
- **Productores:** El último involucrado es el productor. Este productor puede considerarse como la empresa que produce el panel o la empresa que lo importa a algún mercado local. La política pública puede entonces también enfocarse en que sea el productor quien se encargue de recuperar el panel y de tratarlo. A este enfoque se le conoce como Responsabilidad Extendida del Productor (REP) y actualmente es usado principalmente en Europa. En este caso, es el productor el que es obligado a hacerse cargo de los productos que ha puesto en el mercado y que se han convertido en residuo. Normalmente este costo adicional es traspasado al consumidor, no obstante, al ser el productor el responsable directo, se generan incentivos para innovar y además se aprovechan las economías de escala que puedan producirse.

2.6.2. Implementación práctica

Lo expuesto anteriormente demuestra que existen opciones de encontrar financiamiento. Existen los recursos, pero ¿quién finalmente trata los residuos? ¿Quién fija esta cuota? Para esto no existe una respuesta única, pero es posible analizar la experiencia internacional, especialmente en los países en donde la acumulación de residuos fotovoltaicos ya ha comenzado a ser un problema, como en Europa.

Normalmente, cuando la responsabilidad recae sobre los usuarios, ya sea el inicial o el final, la ley impone multas a quienes no dispongan del residuo de manera correcta. Estas leyes clasifican los residuos como peligrosos o no peligrosos. Con este incentivo surgen empresas que se especializan en recoger el residuo y tratarlo adecuadamente, de modo que el usuario paga una cuota a esta empresa para que se haga cargo de manera responsable. Este tipo de políticas suelen aparecer en los países donde no existen regulaciones enfocadas en paneles solares y que son aún mercados inmaduros.

El caso en que se implementen leyes de tipo REP, entonces la legislación impone multas al productor en caso de no recuperar un porcentaje mínimo de sus productos desechados. Este esquema es el predominante en Europa, un mercado maduro y que además ha legislado especialmente para los residuos fotovoltaicos. En teoría podrían surgir empresas que ofrezcan a los productores la posibilidad de encargarse de los tratamientos a cambio de una tarifa, pero en la práctica lo que ha surgido en Europa es una organización sin fines de lucro llamada PV CYCLE [57]. Esta organización surge como una alianza público-privada, pero es financiada íntegramente por los productores privados asociados, quienes cubren más del 90 % del mercado Europeo. PV CYCLE se encarga de la recolección de los residuos y ha construido plantas de tratamiento o en otras ocasiones se ha aliado con otras empresas especialistas en tratamiento de residuos. Este último caso es el de Veolia en Francia que ha construido una planta dedicada al reciclaje de paneles fotovoltaicos y que logra recuperar el 95 % de las materias primas [32]. La alianza con el sistema público ha permitido que organizaciones como la EITRawMaterials de la Unión Europea aporte fondos destinados a la investigación para mejorar el proceso de reciclaje [58].

Las experiencias anteriores dan cuenta de la necesidad de una política pública para abordar este problema. El enfoque de esta política y su correcto diseño es la única forma de abordar el problema en la realidad y debe implementarse pensando en las condiciones de mercado de cada país y sus posibilidades. Para lograr este buen diseño, se hace necesario investigar en detalle todos los aspectos que definen estas condiciones, ya sea de mercado como tecnológicas. De estos aspectos, sin lugar a dudas, uno de los más relevantes es conocer la proyección de los residuos y su estado de salida, información que es vital para una adecuada planificación.

Capítulo 3

Propuesta Metodológica

3.1. Marco general

La metodología está ligada directamente con el objetivo general de la tesis, es decir, construir una proyección de residuos fotovoltaicos que logre caracterizar correctamente la realidad, tomando como referencia los antecedentes expuestos en el capítulo 2. El enfoque para construir esta proyección se basa en que los resultados de cada planta individual pueden agregarse para caracterizar una región más grande. De esta forma, en la medida en que se pueda conocer con mayor precisión la generación de residuos de cada planta, la caracterización general de la zona de estudio será más precisa.

La propuesta metodológica se divide en dos etapas. La primera etapa corresponde a la recopilación de antecedentes desde distintas fuentes de información que logren caracterizar la composición del sistema eléctrico a estudiar. A lo anterior se suma una revisión bibliográfica que entregue los antecedentes técnicos de los módulos a evaluar. Esta información de entrada se utiliza para caracterizar las plantas fotovoltaicas a evaluar y la construcción de proyecciones técnicas, como precios o rendimientos.

Formada la base de datos, la segunda etapa se divide en tres procesos. El primer proceso corresponde a una proyección de residuos que solo contabiliza la potencia de módulos que se den de baja por sufrir una falla catastrófica. Esta proyección complementa a los otros dos procesos, los cuales son una proyección de residuos que contemplan todos los módulos. El segundo proceso es una proyección de residuos que se basa en el modelo de la vida útil. Este proceso corresponde a una proyección base de residuos que sirve como una referencia comparativa. Finalmente, el tercer proceso corresponde a una proyección de residuos pero esta vez usando el modelo construido en este trabajo. Como se describirá en las secciones siguientes, el método toma como supuesto que son los incentivos económicos los que provocan los recambios y con ello las salidas de módulos fotovoltaicos. Para medir el incentivo económico en las distintas situaciones se utiliza el cálculo del LCOE.

Por último, conocidos los resultados de las proyecciones, existe la posibilidad de realizar distintos análisis con el objetivo de entender las distintas características de los residuos, los cuales desde este punto pasan a considerarse un recurso. En consecuencia, con este análisis se puede realizar una discusión sobre las propuestas de revalorización. La Figura 3.1 refleja el esquema general de la metodología.

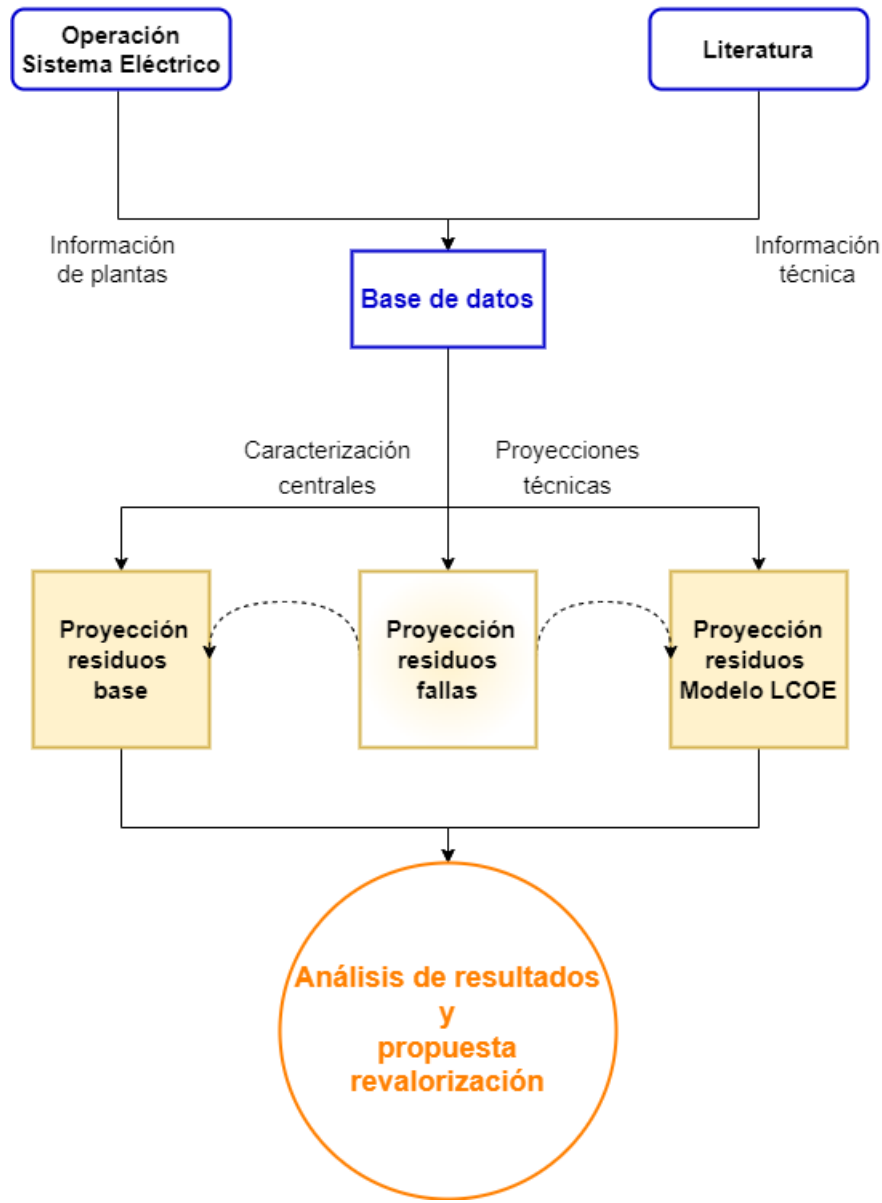


Figura 3.1: Esquema general de la metodología propuesta.

3.2. Caracterización de Plantas

Como se mencionó, el enfoque general para crear una proyección de generación de residuos fotovoltaicos se basa en agregar las proyecciones individuales de cada planta para así caracterizar una región. En estricto rigor, para caracterizar esta región se podría considerar el conjunto de plantas que la componen como una sola gran planta, pero en ese caso el modelo perdería precisión. Por este motivo se ha elegido realizar una caracterización individual. Por supuesto, no es solo este enfoque granular el que ayuda a obtener una mejor precisión. La validez de los datos ingresados y que caracterizan a cada planta influyen directamente en la validez de la proyección.

Este enfoque permite evaluar una gran variedad de zonas, como ciudades, países o conti-

mentes, pero además sirve para evaluar escenarios futuros con plantas que aún no se instalan, con lo cual las proyecciones de residuos pueden acoplarse a las proyecciones de generación que puedan existir.

3.2.1. Información de entrada

Normalmente la información de caracterización de plantas es información pública y suele estar diseminada en varias fuentes, las cuales además pueden servir para contrastar la veracidad de la información. Existen 5 aspectos básicos, para efectos del modelo propuesto, que se deben conocer para caracterizar correctamente una planta: capacidad instalada, año de entrada, ubicación, condiciones de generación y costo de inversión. Debido a que el cálculo del LCOE, que es el corazón del modelo, depende de esta información, son estos 5 aspectos los que más afectan la precisión del resultado. Los primeros 4 se relacionan directamente con la generación, mientras que el último por si solo es un dato importante para conocer el vector de costos.

- **Capacidad instalada:** El primer aspecto, la capacidad instalada de paneles fotovoltaicos en Mwp, es uno de los datos más importantes para el modelo. Por un lado es vital para poder conocer la generación y por el otro es requerido para poder relacionarlo con el peso en toneladas de material. Normalmente este dato es información pública y con baja incertidumbre.
- **Año de entrada:** El año de entrada es igualmente un dato con poca incertidumbre y que está disponible de manera abierta. Conociendo este dato se puede conocer el estado de la tecnología al momento de la instalación (peso por MWp, costos, rendimientos promedios y tasas de degradación) y, por supuesto, conocer el punto de partida para realizar el cálculo.
- **Ubicación:** A diferencia de los puntos anteriores, la ubicación es un dato que se conoce con menos certeza. Normalmente existe información pública que agrupa grandes zonas, como una región específica. La ubicación no solo permite conocer el punto exacto donde eventualmente se generará un desecho, sino que influye en la precisión con que se calcula la generación. Por ejemplo, en una misma región geográfica, pueden existir zonas completamente planas, sin montañas o cerros cerca y otros sitios donde exista un cerro que interfiera con la cantidad de luz que perciben los paneles.
- **Condiciones de generación:** Al igual que en el caso de la ubicación, las condiciones de generación más específicas de una planta son factores poco conocidos y sobre los cuales existe muy poca información, por lo que pueden considerarse como una fuente de incertidumbre. Aspectos como la ventilación natural de la planta, el ritmo de ensuciamiento o si los paneles están montados sobre estructuras con tracker, pueden determinar una mejora o un deterioro en el rendimiento a considerar para el cálculo.
- **Costo de inversión:** El último aspecto, como se mencionó, es por si solo uno de los más importantes para el modelo. El cálculo de LCOE considera todos los costos en la vida útil de una planta. En el caso de las plantas fotovoltaicas, la inversión inicial es por distancia el gasto más preponderante. La información disponible respecto de este dato suele ser extremadamente escasa e imprecisa en términos generales, puesto que los propietarios de los parques suelen considerar esta información como estrictamente confidencial. Lo

que normalmente existe son valores aproximados o valores voluntariamente declarados. En caso de que para una planta no exista este dato, se toma como referencia alguna central similar o simplemente se considera el promedio de costos por MW instalado para el año de entrada.

3.2.2. Formación de base de datos plantas fotovoltaicas

La información recopilada se incluye directamente en la base de datos. No obstante, a partir de la capacidad instalada, la ubicación y otros aspectos de generación, como la presencia o no de tracker, se puede obtener el último dato importante: la generación. Existen muchas formas de estimar la generación. Puede hacerse a partir de un cálculo clásico que relacione la información o usando algún programa computacional que incluya en su base de datos información sobre la radiación del lugar a estudiar. Sin importar el método utilizado se debe cuidar la precisión lo más posible para así obtener la cantidad de MWh generados por la planta durante un año. Este dato se considera como la generación nominal de la central, que coincide con la generación del primer año. Es esperable que esta generación disminuya con el paso de los años producto de la degradación de los módulos fotovoltaicos.

Teniendo este último dato y sumado a la información recopilada, se forma la base de datos que caracteriza a las plantas. La matriz de información formada tiene la forma de la Tabla 3.1.

Tabla 3.1: Diseño de matriz de datos de entrada para plantas que se desean evaluar.

N° Planta	Nombre	Capacidad instalada (MWp)	Año entrada	Año Salida (H)	Latitud	Longitud	Tracker	Inversión inicial (US\$)	Generación anual base (MWh)	Región
1	Luz del Norte	141,04	2016	2016+H	-27,017	-69,902	SI	370.000.000	367.117.681	Atacama
...										...
Planta n										...

En esta matriz se deben incluir todas las plantas que quieran incluirse en el análisis. Como ejemplo se incluye la información de la planta *Luz del Norte* ubicada en Chile.

3.3. Proyecciones técnicas

Las proyecciones técnicas corresponden a una serie de datos que representan la evolución en el tiempo de la tecnología fotovoltaica. En conjunto con la matriz que caracteriza a las plantas forman la base de datos que el programa necesita para ejecutarse. Para este trabajo, existen dos elementos relevantes que caracterizan a la tecnología en cuestión. El primero de ellos corresponde a la evolución de los precios, mientras que el segundo elemento corresponde a la evolución del rendimiento. De esta forma se construyen 9 proyecciones distintas con resolución anual, cada una de las cuales es un vector de datos. Los resultados de estas proyecciones técnicas sirven para realizar los cálculos de LCOE que se usan en el modelo de proyección propuesto con el que se estima la cantidad de residuos fotovoltaicos.

Los vectores pueden construirse de forma directa o indirecta. La forma directa corres-

ponde a modelar matemáticamente la evolución del vector, mientras que la forma indirecta utiliza como referencia alguna proyección técnica ya calculada a partir de la cual se estima la evolución de interés.

Todas las proyecciones técnicas que se modelan de forma directa tienen un patrón en común. El vector global se construye al concatenar 3 vectores. El primer vector corresponde a los datos históricos que se toman desde el año 2010 hasta el 2020. El segundo vector corresponde a la evolución del valor en estudio, la cual se modela utilizando la función sigmoideal expuesta en el Anexo B, que como se mencionó en el capítulo de antecedentes, describe de mejor forma la evolución de los procesos tecnológicos. La curva sigmoideal necesita 3 parámetros como entrada: el valor inicial, el cual corresponde al último dato del vector histórico; el valor final, que debe reflejar el punto al que llega la tecnología una vez madura; y el tiempo que demora en alcanzar la madurez. El tercer vector modela el estado estacionario del valor en estudio, para lo cual se supone que la tendencia original se mantiene, teniendo como tope una variación de 2%. Ese aumento se reparte linealmente durante todo el tiempo que sea necesario extender el estado estacionario.

3.3.1. Eficiencia paneles solares

La evolución en el tiempo de la eficiencia de paneles fotovoltaicos modela cómo los módulos han ido mejorando su capacidad para convertir radiación solar en energía eléctrica. Como se expuso en el capítulo de antecedentes, una mejora en este aspecto se traduce en que en la misma cantidad de m^2 existen más Wp. Esto tiene una serie de consecuencias positivas directas, como la reducción del tamaño de las plantas, y otras indirectas como una baja en los precios. No obstante, para no generar confusiones, las otras mejoras se modelan de forma separada y, por lo tanto, la evolución de este parámetro solo significa un cambio en el tamaño de la planta. De esta forma, el motivo por el que es importante considerar este vector es para entender de mejor manera las consecuencias de un posible recambio de módulos.

La eficiencia de paneles solares (η) se modela de forma directa, lo que significa que, como se explicó, requiere la concatenación de 3 vectores. El vector de datos históricos se construye desde el año 2010 hasta el año 2020. Si bien han existido módulos fotovoltaicos desde mucho antes no se encontraron registros confiables. Por su parte, el año 2020 es el último dato promedio disponible. La información de la evolución histórica, denominada η_d , se obtuvo desde un reporte de NREL de junio 2021 [59], cuyos datos se exponen en la Tabla 3.2

Tabla 3.2: Datos históricos de eficiencia de módulos fotovoltaicos nuevos en el período 2010-2020.

Año	Rendimiento η_d
2010	0,140
2011	0,145
2012	0,150
2013	0,155
2014	0,160
2015	0,166
2016	0,172
2017	0,178
2018	0,184
2019	0,190
2020	0,197

El segundo vector se modela utilizando la curva sigmoïdal y se denomina η_e . La ecuación 3.1 refleja la construcción del vector. En esta ecuación, η_0 corresponde al último valor del vector de datos, mientras que η_f corresponde al valor de convergencia. Por su parte k_1 corresponde al valor de ajuste de la curva. Finalmente t debe extenderse por todo el período en donde se considera que evoluciona la tecnología.

$$\eta_e(t) = \eta_0 + 2 \cdot (\eta_f - \eta_0) \cdot \left(\frac{1}{1 + \exp(-k_1 \cdot t)} - \frac{1}{2} \right) \quad (3.1)$$

El tercer vector modela un estado estacionario para la tecnología y se incluye en caso de que el vector se deba extender más allá del tiempo en el que evoluciona la tecnología. En particular para el caso del rendimiento, el vector es denotado como η_{ss} , se asume que la tendencia de mejora se mantiene, pero con valor tope de 2% por sobre el valor final para el año t_f que es el año final de evolución tecnológica. Es decir el valor final es $\eta_{f2} = \eta_f + 2\%$. De esta forma, la mejora del 2% se reparte linealmente durante el periodo de extensión del vector denominado t_{f2} . La ecuación 3.2 muestra la forma en que se calcula cada punto de este vector.

$$\eta_{ss}(t) = \eta_f + \frac{(\eta_{f2} - \eta_f) \cdot t}{t_{f2}} \quad (3.2)$$

Finalmente, los 3 vectores se concatenan para formar un solo vector que parte con datos históricos, evoluciona hasta el año t_f y luego se mantiene en un estado estacionario hasta el año t_{f2} . Este vector η es el que se usará y toma valores decimales entre 0 y 1.

$$\eta(t) = [\eta_d(t) \ \eta_e(t) \ \eta_{ss}(t)] \quad (3.3)$$

3.3.2. Tasa de degradación paneles solares

La evolución temporal de la tasa de degradación de paneles solares intenta modelar cómo ha ido cambiando y cómo cambiará el valor de degradación lineal reportado por los fabricantes de módulos solares. Como se mencionó en el capítulo de antecedentes, los fabricantes entregan un valor aproximado de degradación que corresponde a las pérdidas de eficiencia, lo que se traduce en que el mismo panel cada vez tenga menos potencia en la práctica. Este vector se

modela de forma directa, por lo que se requiere reconstruir 3 vectores que posteriormente se concatenan. Sin embargo, no existen datos históricos reportados año tras año. Solo existen dos datos disponibles. El primero de ellos data del año 2010 donde se toma como tasa de deterioro un 1,05%/año y el segundo dato corresponde al deterioro actual que ronda el 0,83%/año y que puede encontrarse en las hojas de dato de diversos módulos [12]. De esta forma, el vector histórico se incluye dentro del vector de evolución, quedando la ecuación 3.4. En esta ecuación t considera el periodo histórico y el periodo de evolución. Por su parte, δ_0 corresponde al valor inicial tomado desde el año 2010, δ_f al valor final de evolución y k_2 al valor de ajuste de la curva. Notar que los valores de δ_0 y δ_f se deben ingresar como un decimal entre 0 y 1.

$$\delta_e(t) = \delta_0 + 2 \cdot (\delta_f - \delta_0) \cdot \left(\frac{1}{1 + \exp(-k_2 \cdot t)} - \frac{1}{2} \right) \quad (3.4)$$

Como corresponde a una modelación de tipo directa, el vector que sigue al de evolución, corresponde al vector de estado estacionario. Para construirlo prima el mismo principio usado para el caso del rendimiento, es decir, se mantiene la tendencia de disminución en la pérdida de eficiencia y se reparte linealmente la evolución durante un tiempo t_{f2} hasta alcanzar un valor $\delta_{f2} = \delta_f - 2\%$. De esta forma, la ecuación que modela el estado estacionario se muestra a continuación.

$$\delta_{ss}(t) = \delta_f + \frac{(\delta_{f2} - \delta_f) \cdot t}{t_{f2}} \quad (3.5)$$

Finalmente, en lugar de concatenar 3 vectores, solo se concatenan 2 debido a que no existe un vector de datos históricos. De esta forma, el vector de evolución en el tiempo de la tasa de deterioro (δ) se compone de los dos vectores anteriores y toma valores entre 0 y 1.

$$\delta(t) = [\delta_d(t) \ \delta_{ss}(t)] \quad (3.6)$$

3.3.3. Precio del módulo solar

Como se ha comentado, cada vez que se inaugura una nueva planta fotovoltaica se debe tener en cuenta que se realizaron muchas obras que acompañan a los paneles fotovoltaicos y que hacen posible que su generación pueda inyectarse correctamente a la red. Estas obras consideran la instalación de estructuras de soporte, canalizaciones, inversores, líneas de transmisión, subestaciones elevadores, etc. Cuando se habla del precio por MW se considerando todos estos gastos y es el valor que normalmente se puede encontrar como referencia. No obstante, dado que en este trabajo se considera un recambio que involucra solamente a los módulos fotovoltaicos, sumado a trabajos menores, es importante conocer el precio de estos y proyectarlo en el tiempo.

De esta forma, cuando se habla del precio del módulo solar y se entrega el dato medido en $US\$/MWp$, se debe tener en cuenta que se refiere solo al precio de los módulos. La forma de modelar este valor es con la construcción de un vector de forma directa igual que en los casos anteriores. En primer lugar, el vector de información histórica PM_d se compone de valores desde el 2010 hasta el 2019 de modo que se refleje el efecto de la tecnología. Los valores utilizados se reportan en la Tabla 3.3.

Tabla 3.3: Datos históricos de precio de módulos fotovoltaicos medidos en [US\$/MWp] para el período 2010-2019.

Año	Precio Módulo [US\$/MWp]
2010	2.040.000
2011	1.680.000
2012	880.000
2013	700.000
2014	640.000
2015	600.000
2016	550.000
2017	460.000
2018	410.000
2019	306.000

Por otro lado, el vector de evolución del precio del módulo debe reflejar la mejora tecnológica y modelarse con la curva sigmoïdal. El valor inicial corresponde al precio del 2019 PM_0 , mientras que el valor final se toma como PM_f . Por su parte, como ajuste de curva se utiliza el valor k_3 . De esta forma, el vector de evolución del precio de módulo solar PM_e se modela utilizando la ecuación 3.7.

$$PM_e(t) = PM_0 + 2 \cdot (PM_f - PM_0) \cdot \left(\frac{1}{1 + \exp(-k_3 \cdot t)} - \frac{1}{2} \right) \quad (3.7)$$

El último vector de estado estacionario, denominado PM_{ss} se construye en caso de ser necesario y se extiende linealmente por un tiempo t_{f2} desde PM_f hasta PM_{f2} que es un 2% más bajo, es decir, $PM_{f2} = PM_f - 2\%$.

$$PM_{ss}(t) = PM_f + \frac{(PM_{f2} - PM_f) \cdot t}{100} \quad (3.8)$$

Para finalizar, basta con concatenar los vectores calculados y formar un único vector de precio de módulos fotovoltaicos $PM(t)$. Todos los precios indicados se miden en $US\$/MWp$

$$PM(t) = [PM_d(t) \ PM_e(t) \ PM_{ss}(t)] \quad (3.9)$$

3.3.4. Precio nueva potencia instalada

A diferencia del precio del módulo solar, este valor refleja el valor en $US\$/MWp$ de una nueva instalación considerando todos los componentes y no solo los módulos. Es importante considerar este precio en caso que se requiera evaluar plantas que aún no están instaladas sino que solo proyectadas. Este valor sirve para conocer el costo aproximado de la inversión inicial en que se incurriría para construir la nueva planta.

Este vector se modela de forma directa, igual que en los casos anteriores. No obstante, en el caso de este vector, dado que se usará solo en plantas futuras, no es necesario considerar un vector de costos históricos. Así, solo considera el vector de evolución denominado PNP_e y el vector de estado estacionario PNP_{ss} en caso de ser necesario, los cuales al ser concatenados

componen el vector del precio de nueva potencia instalada PNP .

Para modelar el primer vector PNP_e , se utiliza una curva sigmoideal que se compone de un valor inicial para el año 2021 PNP_0 , mientras que el valor final es PNP_f . Para construir la curva se usa un valor de ajuste k_4 . La ecuación 3.10 se usa para construir el vector de interés.

$$PNP_e(t) = PNP(t) = PNP_0 + 2 \cdot (PNP_f - PNP_0) \cdot \left(\frac{1}{1 + \exp(-k_4 \cdot t)} - \frac{1}{2} \right) \quad (3.10)$$

Por su parte, el vector PNP_{ss} se construye siguiendo las reglas ya mencionadas. Se extiende linealmente desde PNP_f hasta PNP_{f2} por el tiempo que sea necesario que se denomina t_{f2} . La ecuación 3.11 describe lo expuesto.

$$PNP_{ss}(t) = PNP_f + \frac{(PNP_{f2} - PNP_f) \cdot t}{t_{f2}} \quad (3.11)$$

Finalmente, al igual que en todos los casos anteriores, los dos vectores se concatenan para formar un único vector $PNP(t)$. Es importante considerar que todos los valores relacionados al precio de la nueva potencia instalada se miden en $US\$/MWp$.

$$PNP(t) = [PNP_e(t) \ PNP_{ss}(t)] \quad (3.12)$$

3.3.5. Valorización OPEX

La valorización OPEX o de costo de operación y mantenimiento, corresponde a todos los costos en los que debe incurrir anualmente en promedio la planta para sostener sus operaciones. Se consideran como gastos de OPEX la limpieza, el recambio de inversores, el mantenimiento de estructuras, la reparación de fallas menores en paneles y otros aspectos menores. Incluir este valor es necesario para calcular el LCOE en todos los casos. Para modelar este precio se recurre al método directo.

Los datos históricos recopilados desde el año 2010 hasta el 2021 componen el vector de datos denominado $OPEX_d$ y se muestran en la Tabla 3.4.

Tabla 3.4: Datos históricos de valores asociados a OPEX medidos en [US\$/MWp] para el período 2010-2021.

Año	Valorización OPEX [US\$/MWp]
2010	30.128
2011	27.868
2012	25.608
2013	24.328
2014	23.047
2015	21.767
2016	20.134
2017	18.502
2018	16.760
2019	16.080
2020	15.852
2021	15.246

Para construir el vector de evolución de costos asociados a OPEX, denominado $OPEX_e$ se utiliza la curva sigmoideal. Al igual que en el caso de los módulos, se espera que el valor asociado al OPEX se reduzca, especialmente considerando que en últimos años se han explorado opciones de automatización y de inteligencia artificial para optimización de plantas que podrían continuar reduciendo este valor. El valor del 2021 se considera el inicial denominado $OPEX_0$ para la curva y $OPEX_f$ el valor final, mientras que el valor de ajuste es k_5 . De esta forma la ecuación 3.13 modela la evolución de costos asociados a OPEX.

$$OPEX_e(t) = OPEX_0 + 2 \cdot (OPEX_f - OPEX_0) \cdot \left(\frac{1}{1 + \exp(-k_5 \cdot t)} - \frac{1}{2} \right) \quad (3.13)$$

Para modelar el vector de estado estacionario denominado $OPEX_{ss}$, se inicia un disminución lineal que parte en $OPEX_f$ y que se extiende hasta $OPEX_{f2}$ que es un 2% menor que el valor inicial durante un tiempo t_{f2} , formándose la expresión 3.14

$$OPEX_{ss}(t) = OPEX_f + \frac{(OPEX_{f2} - OPEX_f) \cdot t}{t_2} \quad (3.14)$$

Al igual que en los casos anteriores, los tres vectores se concatenan para formar un solo vector denominado $OPEX(t)$ y que toma valores en $US\$/MWp$.

$$OPEX(t) = [OPEX_d(t) \ OPEX_e(t) \ OPEX_{ss}(t)] \quad (3.15)$$

3.3.6. Precio instalación paneles

El precio de instalación de paneles fotovoltaicos se considera como el precio del trabajo que se debe realizar para desmontar los módulos antiguos y montar los nuevos módulos. Es importante tener en cuenta este valor pensando en realizar un recambio, pues el valor del trabajo es uno de los costos que se deben considerar además del precio de los nuevos módulos.

La forma de modelar este precio es de manera indirecta. Esto se debe a que no se consideran variaciones en el precio del trabajo. Este supuesto parece razonable en la medida en que no hay indicios de que el proceso se pueda automatizar y por lo tanto, no deberían existir mayores cambio en el valor de la mano de obra. Sin embargo, la mejora en la tecnología tiene como consecuencias un mejor rendimiento de MWp por área, lo que a su vez repercute en que el precio de instalación, medido en [US\$/MWp] disminuya. En términos prácticos, cada vez que un trabajador instale un panel, en lugar de instalar 350 W, estará instalando 500 W, así que para instalar la misma potencia se requieren menos horas de trabajo. Por este motivo, la evolución de este precio se modela como una proporción de la mejora del rendimiento del panel.

El vector, denominado PR , considera valores desde el 2010 y se extiende hasta el mismo año que se extiende el vector de rendimiento. La extensión se debe a que, como en casos anteriores, el valor se usa para modelar el costo de un posible recambio. El valor para el año 2021 de este precio es $PR_0 = 6.100[US\$/MWp]$ y se toma como punto de partida para la proporción $\eta(12)$ [21]. La ecuación 3.16 da cuenta de la propuesta.

$$PR(t) = \left(\frac{\eta(12)}{\eta(t)}\right) \cdot PR_0 \quad (3.16)$$

3.3.7. Precio de adaptación

El precio de adaptación corresponde al valor de las obras adicionales que se deben realizar para adaptar las estructuras existentes a los nuevos paneles fotovoltaicos en caso de existir un recambio. Construir todas las estructuras necesarias para montar los módulos en una planta nueva representa cerca del 7% del costo de la planta [21]. El grueso de ese gasto está destinado a la construcción de fundaciones de concreto en donde se asientan los pilares de cada string, la otra porción del costo está destinado a la compra de tracker, mientras que la estructura de anclaje no representa más que un 0,6% del costo total y la instalación es otro 0,3% del total. Tomando como referencia el año 2020, el costo de adaptación para ese año es $PA_0 = 8.000US\$/MW$. Para modelar este valor como un vector $PA(t)$ se utiliza una estrategia indirecta, usando la proporción de disminución de tamaño. Lo anterior se debe a que la adaptación debe hacerse sólo en las estructuras que se van a usar y dado que los paneles se vuelven más eficientes y hay más W por m^2 , entonces el precio disminuirá proporcionalmente, tal como muestra la ecuación 3.17. Considerando que el vector debe extenderse desde el 2010, el dato del año 2020 corresponde al valor número 11 del vector a partir del cual se construye la proporción. La extensión del vector está supeditada a la extensión del vector de rendimiento.

$$PA(t) = \left(\frac{\eta(11)}{\eta(t)}\right) \cdot PR_0 \quad (3.17)$$

3.3.8. Precio desmantelamiento

El precio de desmantelamiento corresponde a los costos de hacerse cargo de los residuos de la planta una vez que ésta llega al final de su vida útil. Al respecto, el único valor disponible data del año 2019, en donde se estimaba que el valor del proceso era aproximadamente $PD_0 = 3.000US\$/MWp$. Este valor considera el costo de desmontar y transportar los residuos según lo reportado en la literatura [24]. Para efectos del modelo este valor se usa como un costo extra en el cálculo del LCOE para el último año de funcionamiento.

Al igual que en el caso del costo de instalación, se considera que este precio no debería variar por mejoras tecnológicas. Por este motivo su evolución se modela de manera indirecta como una proporción de la mejora del rendimiento del panel. El vector comienza el año 2010 y se extiende de igual manera que el vector de rendimiento. La ecuación 3.18 muestra la construcción de este vector.

$$PD(t) = \left(\frac{\eta(10)}{\eta(t)}\right) \cdot PD_0 \quad (3.18)$$

3.3.9. Peso paneles solares

Conocer el peso de los desechos que se producirán no se considera como parte del modelo de proyección, corresponde más bien a una herramienta que puede resultar útil para realizar un análisis opcional. Por este motivo, antes de describir el vector que modela el peso de los futuros módulos solares, es importante dejar en claro que este vector no es imprescindible para obtener los resultados de proyección, sino que es solamente un complemento que puede resultar muy útil para conocer el impacto de esta proyección.

El vector de peso entrega los valores que relacionan la cantidad de toneladas de material por cada MWp. Considerando que el programa puede incluir el análisis de plantas futuras se debe realizar un proyección de este valor y no solo usar datos históricos. Para modelarlo se utiliza una estrategia directa. Lo anterior se debe a que la reducción de peso se produce no solo por una mejora en el rendimiento de las celdas, sino que además existen indicios de que cada vez se reducirá más la cantidad de vidrio que se usa en los módulos y las celdas pueden ser más livianas. De esta forma, realizar una modelación indirecta que dependa solo del rendimiento, no sería representativa de la realidad.

En general no existe una referencia que recopile la información pasada pues no se considera un parámetro de interés. Existe un dato del año 2010 que toma como valor $Peso_0 = 90$ [toneladas/MWp], pero su evolución en los siguientes años no está reportada. Por este motivo no se construye un vector de datos históricos y simplemente se construye un vector de evolución que parte el año 2010 y que se extiende por un periodo t_f . De esta forma, la curva sigmoideal para el vector de evolución del peso, denominado $Peso_e$, parte en $Peso_0$ y termina en $Peso_f$ con un ajuste de curva k_6 , lo cual se refleja en la ecuación 3.19.

$$Peso_e(t) = Peso_0 + 2 \cdot (Peso_f - Peso_0) \cdot \left(\frac{1}{1 + \exp(-k_6 \cdot t)} - \frac{1}{2}\right) \quad (3.19)$$

En caso que sea necesario extender el vector en su estado estacionario, la forma de modelarlo considera una evolución lineal que se extiende por t_{f2} , partiendo desde $Peso_f$ hasta $Peso_{f2}$.

$$Peso_{ss}(t) = Peso_f + \frac{(Peso_{f2} - Peso_f) \cdot t}{t_{f2}} \quad (3.20)$$

Al igual que en los casos anteriores, los dos vectores auxiliares construidos para este caso se concatenan formando un solo vector que va desde el 2010 hasta t_{f2} , el cual toma valores de toneladas/MWp.

$$Peso(t) = [Peso_e(t) \quad Peso_{ss}(t)] \quad (3.21)$$

3.4. Generación de residuos PV: fallas catastróficas

La primera proyección debe considerar el efecto de las salidas anticipadas en las plantas producto de los fallos catastróficos. Como se explicó en el capítulo 2, las fallas catastróficas corresponde a aquellos eventos que hacen que un panel no pueda seguir operando y por lo tanto, debe ser reemplazado. Adicionalmente, se explicó que la frecuencia de estas fallas en realidad es muy baja por lo que puede considerarse solo como una fuente complementaria respecto de las reales salidas de módulos. De hecho, la presencia de estas fallas y el reemplazo de los módulos dañados es un fenómeno independiente de cómo se modele la proyección de residuos, lo que justifica su carácter complementario en la metodología.

Para modelar esto se considera que cada año de operación de la planta, un 0.002% de la potencia falla y debe ser reemplazada por nuevos paneles. El reemplazo de los módulos con fallas es un fenómeno real y entonces puede asegurarse que la planta no pierde potencia producto de estos fallos. En concreto, la potencia convertida en residuo producto de fallas de paneles, denominada P_{falla} , se calcula usando la ecuación 3.22. La potencia de la planta ($Potencia_{planta}$) se asume como un dato conocido que es obtenido de la base de datos de las plantas.

$$P_{falla} = Potencia_{planta} \cdot 0,002\% \quad (3.22)$$

Los resultados de esta proyección se entregan en una tabla que contiene para cada planta, la potencia de falla P_{falla} . En la Tabla 3.5 se muestra el formato de este resultado y se incluye como ejemplo la planta *Luz del Norte*.

Tabla 3.5: Formato de la matriz de resultados proyectados para fallas catastróficas.

Nombre	Potencia fallas [MWp]
Luz del Norte	0,003
....	
Planta n	...

Hay un aspecto importante que remarcar respecto de esta proyección. Como se mencionó,

el valor de falla que se conoce para cada planta es un dato anual. Por lo tanto, sin conocer la cantidad de años que la planta opera es imposible estimar la cantidad total de MWp que fallan en cada planta. Si bien se podría asumir que la vida útil declarada de la planta es suficiente, en caso de existir un recambio de módulos, la planta podría prolongar su operación por más tiempo y el valor dejaría de ser válido. Por este motivo, el cálculo definitivo de este residuo es un complemento a los dos modelos que a continuación se explican. No existe un valor único de residuos provocados por fallas que se pueda obtener de antemano.

3.5. Generación de residuos PV: modelo base

Todas las plantas fotovoltaicas declaran una vida útil en donde, en estricto rigor, la planta debería desmantelarse. El valor declarado no es un dato antojadizo, sino que obedece a la convención existente respecto de la duración de los módulos fotovoltaicos. Si no se tomaran acciones correctivas y los dueños de la planta fueran estrictamente pasivos en su accionar, entonces el supuesto de que los residuos fotovoltaicos se producen al final de la vida útil de la planta sería una buena aproximación para construir un modelo de proyección.

Esta situación teórica puede considerarse como el escenario base o de referencia de residuos. Si se asume que todas las plantas se desmantelan al final de la vida útil declarada, entonces, para construir un modelo de proyección, simplemente bastaría con aplicar a cada planta la ecuación 2.2 expuesta en el capítulo de antecedentes y agrupar los resultados finales. Para formar esta proyección de referencia se considera una vida útil H , siendo H el valor correspondiente al horizonte de evaluación, de modo que la ecuación 3.23 es la que se aplica a cada planta de la base de datos formada. Donde A_{baja} corresponde al año de salida de los paneles producto del fin de la vida útil de la planta y $A_{entrada}$ corresponde al año en que la planta entra en operaciones.

$$A_{baja} = A_{entrada} + H \quad (3.23)$$

Los resultados de esta proyección de referencia se entregan en una tabla que contiene cuatro datos: nombre de la planta; potencia instalada en MWp; año de entrada; año de salida. Un ejemplo de la matriz de datos que se debe formar se muestra en la Tabla 3.6 a continuación. A modo de ejemplo se incluye el resultado de la planta *Luz del Norte*. Los datos de esta tabla pueden posteriormente analizarse para obtener conclusiones a partir de ellos.

Tabla 3.6: Formato de la matriz de resultados para la proyección de referencia.

Nombre	Capacidad instalada [MWp]	Año entrada	Año salida (+H)
Luz del Norte	141,04	2016	2016+H
...
Planta n

Es razonable cuestionar si este simple modelo es reflejo de la realidad, si efectivamente no existen incentivos económicos que hagan que los propietarios de las plantas abandonen la postura pasiva presupuestada. Sin embargo, como se comentó, formar esta proyección sirve como caso de referencia para entender la acumulación de residuos, con la que se puede

comparar el modelo de proyección más sofisticado que se detallará en la próxima sección.

3.6. Generación de residuos PV: modelo optimización LCOE

3.6.1. Generalidades

El trasfondo que motiva la construcción de un modelo de proyección de residuos más sofisticado se basa en la idea que quebranta el supuesto de pasividad de los dueños de una planta fotovoltaica. En cuanto inversionistas, los propietarios de las plantas están dispuestos a tomar acciones que permitan obtener un mejor retorno del capital. Suponiendo que son racionales, entonces deberían ser los factores económicos los que impulsen esas acciones.

Desde la perspectiva privada hay dos efectos que son deseados. El primero es que a cualquier propietario le gustaría que su planta produjera más energía, que sea más eficiente en la conversión de radiación. Por lo tanto, está dispuesto a tomar acciones que van en la línea de mejora de ese rendimiento, como puede ser mejorar el sistema de seguimiento del sol o mejorar el sistema de limpieza. El propietario toma la decisión de forma racional considerando si lo que gastará en mejorar el sistema de tracker o el sistema de limpieza es compensado por los mayores ingresos que recibirá por la venta de energía. Un segundo efecto deseado es alargar la vida útil de la planta. Si el inversionista puede hacer que su planta dure más tiempo recibe el beneficio de la energía producida en ese tiempo extra. Por supuesto, si tiene que invertir en alargar el tiempo de vida útil, entonces el sistema de evaluación será el mismo que en el caso de mejorar el rendimiento.

En esa línea, la mayoría de las acciones que pueden tomarse para conseguir un mejor rendimiento o una vida útil más larga tienen una directa relación con el módulo fotovoltaico. El panel solar es el que genera la energía, por lo que si se pudiera de alguna forma mejorar su eficiencia se mejora la producción. De igual forma, como se mencionó, es el módulo el que determina la vida útil declarada de las plantas. A la constatación de esta realidad le siguen dos preguntas ¿Existe la posibilidad de cambiar los módulos? ¿ Es conveniente hacerlo?

En la sección 2.3.3 se mostró en detalle que es posible realizar este recambio y que es razonable preguntarse por las que lo hacen conveniente. Hasta el momento no existe claridad de estas condiciones y de hecho surgen otras interrogantes que fueron planteadas igualmente en la ya mencionada sección del capítulo de Antecedentes. Estas interrogantes son: ¿Cuándo es conveniente realizar el recambio? ¿Siempre es más conveniente hacer el recambio al final de la vida útil declarada o existen incentivos económicos para realizar el recambio antes? El modelo de evaluación que se propone intenta contestar tanto la pregunta sobre la pertinencia de hacer el recambio como la pregunta de cuándo es el mejor momento para hacerlo, asumiendo, como ya se ha explicado, que el propietario de la planta toma decisiones racionales desde una perspectiva económica.

3.6.2. Algoritmo del modelo

La forma clásica de tomar una decisión basada en criterios económicos es realizar una evaluación financiera. La evaluación financiera suele ser una operación estrictamente confidencial para el privado. Esto se debe a que se necesitan tanto los costos como las posibles utilidades para tomar racionalmente la decisión. Los costos son un factor que se puede llegar a conocer y estimar, pero las utilidades son solo conocidas por el privado y no son un valor que se pueda estimar. Normalmente, el precio al que una planta vende su energía está definido en un contrato bilateral con otra empresa, el cual no es de dominio público. Por lo anterior, realizar este cálculo financiero para un ente externo, como en este caso, es imposible.

No obstante, existe una forma alternativa para conocer la decisión de recambio, cuyo resultado es equivalente a tomar el método clásico. El método utiliza como indicador el LCOE de cada planta. Como se mostró en el capítulo de antecedentes, el LCOE es un indicador que representa el precio al que se debe vender la energía de la planta para que el capital invertido tenga un retorno esperado en el tiempo que dure la operación. Si el inversionista logra vender la energía a un valor superior que el LCOE entonces estará teniendo utilidades. El LCOE suele calcularse al inicio de las obras de la planta, por lo que todos los valores futuros, tanto de costos como de energía, son trasladados financieramente al momento en donde se está evaluando la planta.

Cuando se produce un recambio, el escenario con el que se calculó el LCOE original deja de existir. El solo hecho de alargar la vida útil de la planta es suficiente para desajustar el valor. Entonces, ¿Se calcula un nuevo LCOE visto desde el punto en que se realiza el recambio? ¿Cómo sabe el inversionista que ese es el momento idóneo y no se está apurando en realizarlo? La propuesta de este trabajo para responder a estas preguntas consiste en realizar una re-evaluación de la planta original y someterla a distintos escenarios simulados de recambio. Cada escenario entrega un valor de LCOE ajustado y se elige el menor. Elegir el menor valor obedece al hecho de que un menor LCOE hace al inversionista más competitivo o, en caso de poder mantener el precio de venta de su energía, puede tener mayores ingresos.

Para apoyar la explicación del algoritmo se usará la Figura 3.2 que representa en términos genéricos la dinámica de re-evaluación propuesta. En primer lugar, se considera una planta que tiene un tiempo de vida útil H . Si no se realiza ningún recambio, esta planta simplemente durará los H años presupuestados, los cuales determinan el periodo de evaluación con el que el inversionista, parado en el año cero, calcula el LCOE. Este escenario es el caso base y su LCOE representa entonces el indicador financiero base.

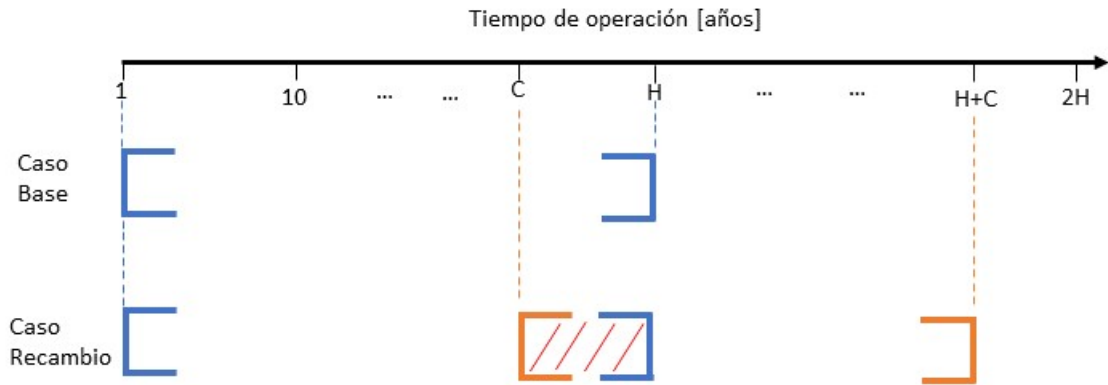


Figura 3.2: Algoritmo de evaluación para recambio.

El siguiente paso es suponer que el inversionista, que aún sigue en el año cero, sabe de antemano que debe realizar un recambio y además posee las proyecciones de precio y rendimiento. Para saber si la decisión le conviene, el inversionista calcula un nuevo LCOE considerando que hace el recambio el año C , siendo C menor o igual que H . De esta forma la planta debería tener una vida útil de $C+H$ años y el LCOE debería ajustarse considerando el nuevo costo en el que se incurrió el año C , pero capturar los beneficios en materia de energía. Si el LCOE nuevo es menor que el LCOE base, entonces la decisión de realizar el recambio el año C es conveniente. El siguiente problema es determinar cual es el valor de C . Para esto el cálculo del LCOE con recambio se realiza H veces, considerando que C toma valores entre 1 y H . Cada valor que toma C es un escenario distinto que significa “Realizar el recambio el año C ”. De los H LCOE calculados se elige el menor que es el valor que finalmente se compara con el LCOE base. Si el valor del LCOE base es siempre menor que los escenarios simulados, entonces se concluye que no es conveniente realizar el recambio. Pero en caso contrario, la conclusión es que se debe realizar el recambio y además se conocerá el momento oportuno.

Por supuesto, el hecho de que el inversionista “regrese” en el tiempo para tomar la decisión es una ficción. Sin embargo, como el cálculo del LCOE es un ejercicio financiero, en el papel si puede hacerse. Puede darse el caso en que el inversionista esté en realidad en un año mayor que el C óptimo, en cuyo caso no puede volver en el tiempo para tomar la decisión, pero la metodología le sirve para conocer si le conviene tomar la decisión el año presente o más adelante en el futuro. En términos de evaluación financiera, la única diferencia entre tomar una decisión futura hoy y haberla tomado en el pasado, es que hoy existen más certezas respecto de las proyecciones de precios o rendimientos.

En definitiva, si este algoritmo se aplica a cada planta se puede conocer cuando se producirán los recambios y con ello tener una proyección de residuos. Al igual que en el caso de la proyección de referencia expuesto en la sección anterior, se deben sumar las salidas por fallas. No hay motivo para pensar que la forma original de modelar estas salidas vaya a cambiar por el hecho de realizar un recambio por lo que la ecuación 3.22 sigue siendo válida y se utiliza como complemento al modelo planteado.

3.6.3. LCOE base

Para calcular el LCOE base se deben establecer ciertas consideraciones importantes que a continuación se detallan. El cálculo se realiza usando la ecuación 3.24 que tiene en el numerador la suma de todos los costos llevados a valor presente, mientras que en el denominador está la suma de la energía producida llevada igualmente a valor presente. Notar que la sumatoria llega hasta H que representa la cantidad de años de operación de la planta. Por su parte, para mover el dinero y la energía en el tiempo, se utiliza una tasa de descuento r expresada en un decimal entre 0 y 1. El índice n recorre los valores de la primera sumatoria. Mientras que el índice k es la posición en los vectores de proyección ya construidos. Recordar que los vectores de proyección que se utilizan en el cálculo del LCOE parten en el año 2010. De esta forma, si la planta se construyó el año 2010, entonces $k = 1$, pero si la planta se instaló en otro año posterior, como es la totalidad de los casos a evaluar, el k debe ajustarse sumando la diferencia entre 2010 y el año de instalación. El índice k ayuda a encontrar en los vectores el valor adecuado que represente la posición en el tiempo de la planta.

$$LCOE_{base} = \frac{C_i + \sum_{n=1}^H \frac{OPEX(k+n-1) \cdot MW}{(1+r)^n} + \frac{PD(k) \cdot MW}{(1+r)^H}}{\sum_{n=1}^H \frac{G_i \cdot [(1 - Multiplicador(n) \cdot \delta(k))^{(n-1)}]}{(1+r)^n}} \quad (3.24)$$

Los costos que se consideran son tres. El primer costo es el valor de la inversión inicial C_i , el cual cambia para cada planta. El siguiente costo es la suma de los valores de OPEX en los que incurre la planta durante su operación entre el año 1 y el año H . Este costo se calcula multiplicando el valor promedio correspondiente del vector OPEX con los MWp de la planta. El último costo corresponde al valor de desmantelamiento en que se incurre el último año. Notar que el valor de desmantelamiento por MWp debe tomar el costo del vector en k porque la planta no disminuye su tamaño en el tiempo y este costo no se modifica.

En el caso de la generación, se suma el valor de MWh generados cada año y transportados al valor presente. Para modelar esto se toma la generación del año 1 o inicial, denominada G_i y se va multiplicando por el valor de deterioro correspondiente. Por su parte, para modelar el deterioro acumulado δ_a se utiliza la ecuación 3.25

$$\delta_a(n) = ((1 - Multiplicador(n)) \cdot \delta(k))^{n-1} \quad (3.25)$$

La tasa de deterioro de los paneles instalados, denotada δ , se toma en el año de ingreso de los paneles (k), porque los paneles originales durante el tiempo no cambian su tasa de deterioro anual. Este valor se pondera por un vector “Multiplicador”, el cual modela que la tasa de deterioro se mantiene intacta los primeros 25 años y luego se acelera cada vez más de modo que el año 45 de funcionamiento el panel está deteriorado hasta un 50%. Así, el deterioro acumulado de cada año se multiplica con la generación inicial para poder estimar la generación real que tendría la planta en cada año de funcionamiento.

3.6.4. LCOE ajustado

El caso del LCOE ajustado re-evalúa la planta considerando un recambio, por lo que este cálculo se repite H veces para cada planta. Al igual que en el caso del LCOE base, se considera un H y una tasa de descuento r . La estructura del cálculo es idéntica a la usada en el caso del LCOE base. De hecho, la ecuación 3.24 se modifica para agregar los costos extras y la generación extra. En términos generales, el cálculo está dividido en dos etapas. Una etapa hasta el momento de recambio el año C y otra etapa post recambio. Los costos además deben agregar un valor el año C , que es cuando se realiza el recambio. La ecuación 3.26 muestra, para cualquier escenario, la forma genérica en que se realiza el cálculo de LCOE de recambio, denominado $LCOE_r$, donde V_1 representa los costos de la etapa 1; V_C representa el costo en que se debe incurrir para realizar el recambio el año C y V_2 representa los costos de la etapa 2 post recambio. Por su parte, E_1 es la generación hasta el año C , antes del recambio y E_2 es la generación post recambio.

$$LCOE_r = \frac{V_1 + V_c + V_2}{E_1 + E_2} \quad (3.26)$$

El costo V_1 contempla el costo inicial de inversión C_1 y la suma de todos los costos de OPEX desde el año 1 hasta el C . Es muy parecido al costo del LCOE base calculado anteriormente. La ecuación 3.27 muestra la expresión para V_1 .

$$V_1 = C_i + \sum_{n=1}^C \frac{OPEX(k+n-1) \cdot MW}{(1+r)^n} \quad (3.27)$$

El año de recambio se deben asumir los costos de realizar la operación. En este caso V_C considera 3 aspectos que corresponden a precios por MWp. El primer aspecto corresponde al precio de los nuevos módulos. Para modelar este valor se toma el vector de precio de nuevos módulos PM y se evalúa en el año real en que se realiza el recambio para así considerar el valor correcto. Tal como se explicó para el caso de LCOE base, este año debe ser $(k+C-1)$. Del mismo modo se incluye el costo de trabajo para el recambio PR y el costo de adaptación PA. Todos estos valores se multiplican por los MWp de la planta para así tener el valor total. Usando la ecuación 3.28 se puede calcular V_C .

$$V_C = \frac{(PM(k+C-1) + PR(k+C-1) + PA(k+C-1)) \cdot MW}{(1+r)^C} \quad (3.28)$$

Una vez que se realiza el recambio, el LCOE de la planta no sigue siendo igual y se presume que el valor se debería reducir. Esto puede justificarse por dos motivos. El primero motivo es que, como se ha argumentado anteriormente, el tamaño de la planta debería reducirse. Con esta reducción en la práctica hay menos paneles que mantener, menos hectáreas de terreno que cubrir para limpieza, menos estructuras que mantener, etc. Para modelar este efecto se propone multiplicar el valor de OPEX correspondiente a ese año por un parámetro de ajuste proporcional a la mejora del rendimiento de los nuevos paneles respecto de los antiguos paneles. Suponiendo que los paneles antiguos se instalaron el año k y los paneles nuevos el año k_0 , la proporción de tamaño se puede encontrar tomando las referencias respectivas en el vector de eficiencia η . La disminución de tamaño entonces estará dado por $\eta(k)/\eta(k_0)$.

El segundo aspecto, que no está modelado, se relaciona con las mejoras tecnológicas de los nuevos paneles. Es posible que los nuevos módulos tengan una capa anti-polvo de mejor calidad por ejemplo o una caja de juntas mejor conectada y por lo tanto haya que hacer menos mantenimiento a la planta. Sin embargo, es posible que esas mejoras no sean del todo significativas y basta con considerar la reducción de tamaño. Con todo, los costos de OPEX ajustado se multiplican, como en casos anteriores, por los MWp de la planta. El último elemento que se debe incluir al costo V_2 es el valor de desmantelamiento el año C+H, que es cuando se da de baja planta. La ecuación 3.29 resume lo expuesto anteriormente.

$$V_2 = \sum_{n=C+1}^{C+H} \frac{OPEX(k+n-1) \left(\frac{\eta(k)}{\eta(k_0)}\right) \cdot MW_{planta}}{(1+r)^n} + \frac{PD(k_0) \cdot MW_{planta}}{(1+r)^{(C+H)}} \quad (3.29)$$

La generación se divide en dos etapas E_1 y E_2 . En general ambas etapas se diferencian sólo en índices, pero estructuralmente son idénticas. De hecho, E_1 es idéntica a la generación en el caso base, salvo que se calcula hasta C , tal como se muestra en la ecuación 3.30.

$$E_1 = \sum_{n=1}^C \frac{G_i \cdot [(1 - Multiplicador(n) \cdot \delta(k))^{(n-1)}]}{(1+r)^n} \quad (3.30)$$

Por su parte, E_2 es la energía que se genera posterior al cambio de los paneles y se diferencia de E_1 en que el desgaste se “reinicia”. Para simular esto, al multiplicador y al exponente del deterioro d_p se les resta C. La otra diferencia es que la tasa de deterioro cambia, pues son nuevos paneles y entonces pasa a ser $\delta(k_0)$. La ecuación 3.31 resume lo anterior.

$$E_2 = \sum_{n=C+1}^{C+H} \frac{G_i \cdot [(1 - Multiplicador(n-C) \cdot dp(k_0))^{(n-1-C)}]}{(1+r)^n} \quad (3.31)$$

3.6.5. Formato de los resultados

Ejecutado el modelo de optimización de LCOE para cada planta, el programa entrega el valor del LCOE base, el valor del LCOE óptimo y el año de operación en que debería realizarse el recambio. En caso de que el LCOE óptimo corresponda al LCOE base y por lo tanto, no se recomiende el recambio, el programa entrega un cero como valor para el año de recambio. Con estos datos se puede construir una matriz de resultados a partir de los cuales puede realizarse un análisis. En la Tabla 3.7 a continuación se aprecia el formato de la matriz de resultados que corresponde al producto final del modelo propuesto. A modo de ejemplo se muestran los resultados de la planta *Luz del Norte*, incluida también en secciones anteriores.

Tabla 3.7: Formato de la matriz de resultados que se debe formar con los datos del modelo de optimización de LCOE.

Nombre	Capacidad instalada (MWp)	Región	Año entrada	LCOE base (US\$/MWh)	LCOE óptimo (US\$/MWh)	Tiempo recambio (años)	Año recambio	Año salida (+H)
Luz del Norte	141,04	Atacama	2016	91,94	83,58	25	2041	2041+H
Planta n								

3.7. Implementación y validación

3.7.1. Implementación

Todo el trabajo se implementa en dos programas: *Excel* y *Matlab*. Lo anterior se debe a que existe una buena sinergia entre estos programas. Por un lado, es fácil importar datos desde un archivo *Excel* a *Matlab* y al revés, resultados de *Matlab* son fácilmente exportables a *Excel*.

El programa *Excel* se usa para construir las bases de datos de plantas y para luego ordenar los resultados que entrega el programa. Por su parte, *Matlab* importa los datos de estas tablas y los convierte en *Numeric Matrix* o *Cell Array* dependiendo del caso, los cuales pasan a ser datos de entrada. Las ecuaciones expuestas en el presente capítulo y su aplicación a todas las plantas en estudio, se implementa en *Matlab*. De igual forma, una vez que los resultados numéricos están disponibles, el procesamiento de estos datos y la construcción de los gráficos se realizan en este programa.

3.7.2. Validación

Normalmente, la validación de un modelo matemático se realiza comparando los valores obtenidos con los valores de otros modelos previamente validados y respaldados con datos reales. El problema es que no existen datos acabados y concluyentes que muestren la naturaleza del fenómeno en su conjunto. El único aspecto que está mejor reportado corresponde a las salidas de módulos de las plantas productos de fallas catastróficas. Por lo anterior, realizar una validación comparando con alguno de los modelos anteriormente reportados, que a su vez no están validados, no tiene sentido.

Para sortear este obstáculo se propone, a modo de validación, probar el modelo construido en este trabajo para solo una planta, realizando un análisis de sensibilidad para los parámetros importantes. De esta forma, se puede comprender el funcionamiento del modelo propuesto y el tipo de resultados que entrega.

3.7.2.1. Bases de datos

Para realizar la validación se necesita entregar al programar las bases de datos correspondientes a los datos de las plantas a evaluar y las proyecciones técnicas. En la validación se utiliza solo una planta, por lo que la base de datos de plantas se compone de una única unidad. Para este caso se utiliza la planta *Luz del Norte*, cuyos datos se muestran en la Tabla 3.1.

El caso de las proyecciones técnicas es más compleja, porque se requieren los valores con resolución anual. No obstante, es importante recordar que estas proyecciones son un complemento del programa, datos de entrada que se requieren para realizar los cálculos y que, para efectos de esta prueba, se consideran como conocidos. Por lo anterior, se entregan solo puntos discretos de los valores obtenidos de modo que funcionen como una referencia. Se debe tener en cuenta que, como se describió en las secciones anteriores, la evolución de

estos datos sigue una curva sigmoïdal. Los datos de referencia se entregan en la Tabla 3.8. Adicionalmente, se debe comentar que para efectos del caso de validaci3n, no es necesario incluir la proyecci3n del precio de nueva potencia instalada, puesto que la planta que se utiliza como ejemplo data del a1o 2016 y el costo de inversi3n es conocido.

Tabla 3.8: Puntos discretos de las proyecciones t3cnicas usadas en validaci3n.

Proyecci3n	2010	2016	2020	2030	2040	2050
Eficiencia m3dulos (%)	14	17,20	19,70	23,06	24,47	24,88
Tasa de degradaci3n (%/a1o)	1,03	0,92	0,85	0,72	0,62	0,56
Precio m3dulo solar (US\$/MWp)	2.400.000	550.000	290.500	166.000	116.930	103.000
Valorzaci3n OPEX (US\$/MWp)	30.128	20.134	15.852	11.572	9.683	9.159
Precio instalaci3n m3dulos (US\$/MWp)	8.756	7.127	6.222	5.314	5.004	4.926
Precio adaptaci3n (US\$/MWp)	8.583	6.986	6.100	5.209	4.905	4.829
Precio desmantelamiento (US\$/MWp)	4.071	3.314	2.893	2.471	2.326	2.290
Peso paneles (t/MWp)	86,6	68,3	59,5	48,6	45,8	45,1

3.7.2.2. Generaci3n de residuos PV: modelo de referencia

En primer lugar, se debe aplicar el modelo de la vida 3til a esta planta de modo que sirva de referencia para la salida de residuos. En rigor, bajo este modelo, cuando pasen H a1os, la planta debe desmantelarse y con ello se genera un gran flujo de residuos fotovoltaicos, correspondientes a toda la potencia de la planta. En este trabajo se toma como referencia $H = 30$ a1os. Por lo tanto, la planta del ejemplo deber3a darse de baja el a1o 2046, como se muestra en la Tabla 3.9.

Tabla 3.9: Resultados de aplicaci3n del modelo de referencia para el caso de validaci3n.

Nombre	Capacidad instalada (MWp)	A1o entrada	A1o Salida (+30)
Luz del Norte	141,04	2016	2046

Lo anterior significa que el a1o 2046, seg3n este modelo, existir3n 141,04 MWp de m3dulos fotovoltaicos que ser3n desechados. Dado que estos m3dulos son del a1o 2016, se puede saber que el peso por cada MWp es de 68,3 toneladas, de acuerdo a como lo muestra la Tabla 3.8. Por lo tanto, basta multiplicar los valores para conocer cuantas toneladas de residuos produce esta planta s3lo el a1o 2046.

Como complemento a este modelo se debe agregar la potencia de los m3dulos que fallan. Como se mencion3, el valor total acumulado depende de los a1os de operaci3n de la planta.

Para este caso, al aplicar la ecuación 3.22 se obtiene que

$$P_{falla} = 141,04 \cdot 0,002 \% = 0,003[MWp]$$

Lo anterior significa que todos los años de operación, la planta vierte 0,003 MWp en módulos que fallan, los cuales son reemplazados por módulos nuevos del mismo modelo. Es importante recordar que, como se explicó en el capítulo de Antecedentes, las plantas tienen un stock de módulos destinado a este tipo de reemplazos. Por lo tanto, a la potencia desechada el año 2046 debido al desmantelamiento, se debe sumar la potencia total acumulada a lo largo de los 30 años de funcionamiento de la planta.

$$P_{[falla - total]} = 0,003 \cdot 30 = 0,09[MWp]$$

De igual forma, para conocer el peso de estos residuos basta multiplicar esta potencia por 68,3 toneladas. El resultado anterior da cuenta de que la potencia desprendida de la planta durante su operación no es comparable en términos de magnitud con el flujo de desechos que se produce al final de la vida útil. Los resultados finales de todo el ejercicio, considerando los MWp desechados por desmantelamiento y por falla, con su respectivo peso, se muestra en la Tabla 3.10.

Tabla 3.10: Resultados de la aplicación del modelo de referencia incluyendo complemento de fallas catastróficas y peso para el caso de validación.

Nombre	Año Salida (+30)	Capacidad instalada (MWp)	Potencia acumulada desechada por fallas (MWp)	Potencia total desechada (MWp)	Peso total desechos estimado (t)
Luz del Norte	2046	141,04	0,085	141,12	9.638,49

El modelo de la vida útil tiene solo una fuente de incertidumbre: H . Si el horizonte de funcionamiento impuesto a la planta se modifica, es evidente que la generación de residuos por desmantelamiento se producirá en otro momento. De forma adicional, mover H tiene otro efecto. Si el periodo de funcionamiento se modifica, entonces la cantidad de años que se producen desechos producto de módulos que fallan también cambia. Para entender cómo cambia la proyección con respecto al caso original con $H = 30$, se realiza un análisis de sensibilidad que considera que H puede tomar otros 2 valores distintos: $H = 25$, $H = 35$. Los resultados de este análisis se muestran en la Tabla 3.11, donde destacado se muestra el caso original para comprender la comparación.

Tabla 3.11: Resultados de análisis al modificar horizonte (H) en modelo de referencia incluyendo complemento de fallas catastróficas y peso para el caso de validación.

Escenario horizonte (H años)	Año Salida	Capacidad instalada (MWp)	Potencia acumulada desechada por fallas (MWp)	Potencia total desechada (MWp)	Peso total desechos estimado (t)
25	2041	141,04	0,071	141,11	9.637,81
30	2046	141,04	0,085	141,12	9.638,49
35	2051	141,04	0,099	141,14	9.639,86

En los resultados queda patente que, en la medida en que aumentan los años de operación impuestos a la planta, el flujo mayoritario de residuos se atrasa. De igual forma, como la planta opera por más años, se acumularán más residuos producto de fallas. Es razonable pensar que la planta guardará los módulos que presentan fallas anualmente para realizar una entrega de desechos una única vez y por lo mismo se incluye el valor acumulado estimado.

Los valores de H que se toman para el análisis de sensibilidad buscan no sólo ser un ejercicio matemático, sino que mostrar la realidad de las plantas. Por lo anterior, no se toman valores más allá del año 35, porque corresponde al valor límite que normalmente declaran las plantas. Del mismo modo, no existen registros de plantas que declaren una vida útil de menos de 25 años. De hecho, en caso de que querer extender aún más el horizonte de funcionamiento, es previsible que la tasa de fallos aumente y ya no tenga un comportamiento lineal como se ha modelado en este trabajo. No existen registros del comportamiento de fallas más allá del año 35 de operación y menos existe registro de cómo evoluciona el rendimiento de un módulo.

3.7.2.3. Generación de residuos PV: modelo optimización LCOE

El paso siguiente de la propuesta metodológica es aplicar a la planta de ejemplo, el modelo de optimización de LCOE explicado en la sección 3.6 y que corresponde a la parte más importante de la propuesta del presente trabajo.

Para este caso, los datos de referencia expuestos en la Tabla 3.8 se deben usar íntegramente, puesto que, como se explicó, las proyecciones técnicas permiten evaluar la pertinencia de un recambio siguiendo el algoritmo. Por lo tanto, quedan por definir dos datos. El primero corresponde a H que representa el horizonte de evaluación financiera de la planta. En rigor, este valor coincide con lo que se espera que la planta dure. Al igual que en el caso de aplicación del modelo anterior, se toma como referencia un horizonte de 30 años ($H = 30$). El segundo dato corresponde a la tasa de descuento, el que se define como $r = 7\%$. Este último valor se corresponde con lo que normalmente las plantas reales adoptan como tasa de descuento.

Al aplicar el modelo usando los datos anteriores a la planta de ejemplo *Luz del Norte*, se obtienen los resultados de la Tabla 3.12, los cuales se presentan en el formato de la Tabla 3.7.

Tabla 3.12: Resultados de aplicación del modelo de optimización de LCOE para recambio propuesto. Caso de validación.

Nombre	Capacidad instalada (MWp)	Región	Año entrada	LCOE base (US\$/MWh)	LCOE óptimo (US\$/MWh)	Tiempo recambio (años)	Año recambio	Año salida (+30)
Luz del Norte	141,04	Atacama	2016	94,73	83,58	26	2042	2072

Lo primero que es importante analizar corresponde a los valores de LCOE. El LCOE base corresponde al caso en que no se realiza recambio y la planta opera por 30 años, mientras que el LCOE óptimo corresponde al mejor escenario de recambio detectado por el algoritmo, que en este caso sugiere realizar el reemplazo de módulos el año 26 de operación, de modo que la vida útil de la planta se extiende otros 30 años. La diferencia entre el valor base y el valor óptimo es de 11,15 US\$/MWh, lo que significa que, tomando la decisión recomendada, la planta puede considerar una baja en su LCOE de más del 10 % para todos sus años de operación y además extender su tiempo de funcionamiento en 26 años. Lo anterior hace evidente que desde una perspectiva económica, realizar un recambio representa una ventaja para esta planta. De hecho, considerando que la generación anual de esta planta es de 367.120 MWh aproximadamente, el solo hecho de tomar la decisión correcta, puede hacer que se obtengan ganancias de 4.091.919 US\$ para el primer año. Así, una primera conclusión importante es que existen condiciones en donde realizar un recambio se vuelve conveniente. Más aún, tomar la decisión correcta puede provocar una importante baja en el precio de la energía.

Desde una perspectiva de residuos, existen dos grandes flujos a lo largo de la vida operacional de la planta que ahora se extiende por 56 años. El primer gran flujo corresponde al recambio, el que se produce el año 26 y el segundo corresponde a la salida final 30 años después del recambio. Al comparar estos resultados con los obtenidos aplicando el modelo de referencia para $H = 30$, se observa que la salida de residuos se adelanta 4 años. Si además se suma la salida final, entonces un recambio provoca que los residuos totales generados por una planta se dupliquen. No obstante, esta aseveración no es del todo correcta en cuanto la planta opera por casi el doble de tiempo.

Por su parte, como ya se mencionó, el recambio hace que la operación se extienda por 26 años más. En concreto desde el 2016 hasta el 2072. Esta extensión tiene consecuencias en la cantidad de residuos acumulados por salidas de módulos con fallas. La potencia de falla se mantiene en $P_{falla} = 0,003$ [MWp], pero dado que el horizonte de operación se alargó, el acumulado cambia. Así, en los 56 años de operación se producen más de 150 kWp de potencia desechada por fallas, lo que como es esperable casi duplica al caso base.

$$P_{falla-total} = 0,003 \cdot 56 = 0,168[MWp]$$

Si las potencias anteriores se traducen a peso en toneladas, es importante tener en cuenta que existen dos tipos de módulos y por lo tanto, no es directo realizar la multiplicación. Para este caso, los módulos originales del año 2016 operan hasta el año 2042, por lo que se acumulan debido a falla 0,073 [MWp] de residuos hasta ese año, lo que traducido a peso significan 5,01 toneladas. Por su parte, los módulos desechados por el recambio se son 141,04 [MWp] lo que representan 9.633,03 toneladas de residuos. A lo anterior se debe sumar las

salidas de los nuevos módulos que operan por 30 años. El peso estimado de cada MWp para el 2042, que es cuando se instalan los nuevos módulos, es de 45,63 toneladas. De esta forma, para el año 2072 existirán 0,085 [MWp] de residuos por fallas, los que representan en peso 3,86 toneladas, mientras que los 141,04 [MWp] que se producen por el fin de la vida útil de la planta el 2072 representan 6.436,08 toneladas de residuos. La disminución en el peso por MWp es una consecuencia de las mejoras tecnológicas tanto en el rendimiento de los módulos, como en el uso del material por cada panel.

En resumen, para entender el flujo completo de residuos fotovoltaicos de esta planta, es necesario sumar los MWp que se producen por recambio, con los MWp que se producen por fallas y finalmente sumar los MWp del fin de la vida útil de los paneles que entraron en el recambio. La Tabla 3.13 muestra un resumen de la situación con recambio y además incluye la situación del modelo base a modo de comparación.

Tabla 3.13: Tabla resumen de flujo de residuos fotovoltaicos para planta Luz del Norte. Comparación de resultados entre el modelo de referencia y resultados del modelo LCOE óptimo.

Luz del Norte (2016) - 141,04 MWp - H=30				
	Modelo Base		Modelo LCOE óptimo	
Año Recambio	-		2042	
Año Salida	2046		2072	
	Potencia (MWp)	Peso (t)	Potencia (MWp)	Peso (t)
Potencia Recambio	-	-	141,04	9.638,49
Potencia Salida	141,04	9.638,49	141,04	6.436,08
Potencia Falla	0,085	5,78	0,158	8,87
TOTAL	141,125	9.644,27	282,238	16.083,44

Si bien en términos totales, el caso con recambio produce más residuos, realizar esta comparación sin considerar el factor tiempo no es buen análisis. Una forma de estandarizar los resultados y hacerlos independientes del tiempo, podría ser considerar el indicador MWp desechados por año [MWp desechados/año]. Así, para el modelo de referencia, al dividir 141,12 [MWp] en 30 años, se obtiene 4,70 [MWp/año]. Para el caso con recambio, la operación se hace considerando los 282,24 MWp en 56 años, lo que da como resultado 5,04 [MWp/año]. Lo anterior confirma, que en términos de MWp, se produce un aumento de los desechos. No obstante, al construir el mismo indicador, pero en términos de toneladas por año, la situación se revierte y el escenario con recambio muestra un mejor rendimiento. En el caso del modelo base, sin recambio, las 9.644,27 toneladas se reparten en 30 años, lo que da como resultado 321,48 [toneladas/año]. Por su parte, el caso con recambio considera 16.083,44 toneladas repartidas en 56 años, lo que entrega un valor de 287,21 [toneladas/año]. Así, en relación a las toneladas, realizar un recambio puede considerarse más eficiente en promedio.

Por supuesto, en términos de impacto, dado que las salidas de los paneles originales se adelantan, se vuelve más urgente saber qué hacer con ellos. Aunque por otro lado, en teoría, la salida de estos módulos se produce en mejores condiciones, por lo que existen más posibilidades de encontrar una segunda vida.

Al igual que en el modelo base, es importante identificar las fuentes de incertidumbre y comentar cómo se ven afectados los resultados. Para este modelo, existen 3 fuentes de incertidumbre. La primera de ellas corresponde a las proyecciones técnicas. Los precios o rendimientos futuros que utiliza el modelo son proyecciones que pueden eventualmente cambiar, por lo que cada una de las 9 proyecciones técnicas corresponde a una fuente de incertidumbre en si misma. Sin embargo al realizar pruebas de sensibilidad sobre estas proyecciones técnicas, es posible probar que en realidad no se modifican las proyecciones de residuos. Por supuesto, cambian los valores de LCOE ligeramente, pero el resultado importante, referido a la decisión de recambio no cambia. En el Anexo 1 se realizan dichos análisis considerando una banda razonable de variación.

Las otras 2 fuentes de incertidumbre corresponden al horizonte de evaluación (H) y la tasa de descuento (r). Cada uno de estos parámetros modifica los resultados de la proyección de residuos, por lo que se vuelve importante realizar un análisis de sensibilidad para comprender el comportamiento del modelo propuesto. Para realizar este análisis se propone realizar sensibilizaciones aisladas. Es decir, uno de los parámetros queda fijo mientras que el otro varía, de modo que el cambio en el resultados sea explicable solamente por efecto de dicha variación.

- **Sensibilización horizonte de evaluación (H)**

La sensibilización del horizonte de evaluación se realiza considerando 4 valores: $H = 20$, $H = 25$, $H = 35$ y $H = 40$. De esta forma, se explora el comportamiento considerando dos valores menores que el horizonte original ($H = 30$) y dos valores mayores. Es importante mencionar que los valores más alejados de $H = 30$, se incluyen con la intención de ser un ejercicio matemático para entender el comportamiento del parámetro sensibilizado, pero en ningún caso son representativos de los valores de horizonte que en realidad adoptan las plantas, los cuales se mueven en promedio entre $H = 25$ y $H = 35$. Por su parte, como se mencionó, la tasa de descuento queda fija en $r = 7\%$, mismo valor usado para el caso base del modelo de optimización LCOE. La Tabla 3.14 compara los resultados principales para los 5 valores de H , incluyendo el caso base $H = 30$ destacado en amarillo.

Tabla 3.14: Resultados de análisis de sensibilización horizonte de evaluación (H) para modelo de optimización LCOE.

Luz del Norte (2016) - 141,04 MWp - r=7%						
Escenario	Tiempo recambio (años)	Año recambio	Año Salida (+H)	LCOE base (US\$/MWh)	LCOE óptimo (US\$/MWh)	Potencia falla acumulada (MWp)
H=20	20	2036	2056	107,78	87,02	0,113
H=25	25	2041	2066	99,50	84,79	0,141
H=30	26	2042	2072	94,73	84,05	0,158
H=35	25	2041	2076	91,95	83,59	0,169
H=40	23	2039	2079	90,31	83,27	0,178

Los resultados respecto del tiempo de recambio tienen dos características importantes. En primer lugar, cuando el horizonte de evaluación se reduce, el tiempo de recambio adopta

el mismo valor del horizonte como puede verse en los resultados de $H = 25$ y $H = 20$. Bajo este escenario, el algoritmo opta por hacer operar la planta por el doble de tiempo de modo que las inversiones de infraestructura tengan más tiempo para recuperarse, aún cuando se deba realizar una reinversión, que como se mencionó, no es más que un 30%. En concreto, lo anterior demuestra que, para periodos cortos de evaluación financiera, el recambio siempre resulta conveniente el último año, adoptando un comportamiento lineal de reducción, asemejándose de esta forma al modelo de proyección base.

El segundo aspecto importante es que existe una clara tendencia de reducción del tiempo de recambio a medida que el horizonte de evaluación aumenta. De hecho, $H = 30$ representa un peak para el tiempo de recambio a partir del cual este valor se reduce. La reducción no tiene un comportamiento lineal, sino que es más bien asintótico. A priori es un resultado contraintuitivo, pero puede explicarse por dos motivos. El primer motivo se relaciona con el hecho de que a cada conjunto de módulos, es decir los módulos originales y los módulos nuevos del recambio, se les entrega la posibilidad de operar por la misma cantidad de tiempo, de cierta forma la restricción de operación se relaja, permitiéndole al algoritmo explorar el potencial de cada tecnología. A lo anterior se suma el hecho de que existen diferencias tecnológicas como una menor tasa de desgaste en los módulos nuevos y un mejor rendimiento y, por lo tanto, un menor costo de OPEX. De esta forma, si se levanta la restricción de operación, liberando la posibilidad de mayor vida útil, entonces los nuevos módulos pueden operar por más tiempo, el algoritmo detecta los incentivos económicos y elige realizar el recambio antes para aprovechar la mejor tecnología.

La pregunta que surge es si esta tendencia a la baja continua siempre o existe un punto de convergencia. Para averiguar esto, se propone extender el horizonte de evaluación más allá, nuevamente entendiendo que es un ejercicio matemático más que un reflejo de la realidad. Para esto, se toman valores de H desde $H = 45$ hasta $H = 65$ en periodos de 5 años. El resultado se muestra en la Tabla 3.15.

Tabla 3.15: Resultados de análisis alargando el horizonte de evaluación para el modelo de optimización LCOE.

Luz del Norte (2016) - 141,04 MWp - r=7%						
Escenario	Tiempo recambio (años)	Año recambio	Año Salida (+H)	LCOE base (US\$/MWh)	LCOE óptimo (US\$/MWh)	Potencia falla acumulada (MWp)
H=30	26	2042	2072	94,73	84,05	0,158
H=35	25	2041	2076	91,95	83,59	0,169
H=40	23	2039	2079	90,32	83,27	0,178
H=45	23	2039	2084	89,36	83,05	0,192
H=50	22	2038	2088	88,81	82,90	0,203
H=55	22	2038	2093	88,49	82,82	0,217
H=60	22	2038	2098	88,32	82,76	0,231
H=65	22	2038	2103	88,22	82,73	0,245

Los resultados de este ejercicio muestran claramente que existe una convergencia. Para el caso particular de esta planta el resultado es 22 años. Los resultados de LCOE óptimo

también muestran un comportamiento convergente. Lo anterior puede significar que existe una cantidad mínima de años que se deben usar los módulos originales, sin importar que tan duraderos sean los nuevos módulos, lo que puede abrir paso a un modelo que considere más de un recambio, extendiendo la planta en el tiempo. Para efectos de este trabajo, que considera solo un recambio, basta con entender que a medida que el horizonte de evaluación se alarga, el año de recambio converge. Por supuesto, pensar que el nuevo módulo puede operar por 65 años no es razonable pues no existe evidencia del comportamiento de los módulos posterior a los 30 o 35 años de operación. De esta forma, H puede además interpretarse como una restricción del modelo que ayuda a entregar una referencia de realidad.

Continuando con la discusión sobre los motivos de estos resultados, es también previsible que en la medida en que las diferencias tecnológicas entre los módulos originales y los módulos de recambio se acorten, los años de recambio se alarguen. Es decir, una planta más moderna, instalada por ejemplo en el año 2025 tendrá una tecnología fotovoltaica más cercana al punto de madurez, es decir, 25 o 30 años después, los módulos no serán mucho mejores. Por lo tanto, para el modelo será cada vez más indiferente operar con los módulos originales o con módulos nuevos. De hecho, debería existir un punto en donde la tecnología no mejore mucho más y por lo tanto los recambios solo dependan de cuan deteriorados estén los módulos originales y del precio de los nuevos módulos.

A partir de los resultados de ambas tablas, se pueden analizar otros aspectos que son igualmente relevantes. Uno de estos aspectos corresponde a las diferencias y la evolución del LCOE. En general, para todos los casos el LCOE base es mayor que el LCOE óptimo, como es esperable. No obstante, se puede observar que a medida que H aumenta, por un lado tanto el valor base como el óptimo se reduce, pero además, las diferencias entre ambos valores se estrechan. Si para $H = 20$ la diferencia entre el LCOE base y el LCOE óptimo es de más de 20 US\$/MWh, para el caso con $H = 40$ la diferencia es de 7,05 US\$/MWh y para $H = 65$ es de 5,49 US\$/MWh. Estas tendencias pueden explicarse simplemente por el hecho de que existen más años de operación.

Finalmente, el último punto relevante corresponde a la potencia de falla acumulada. Como puede verse en las tablas, aún cuando el recambio de adelante producto del aumento en el valor del horizonte de evaluación, el año de salida final igual crece, lo que propicia que existan más residuos debido a fallas.

▪ Sensibilización tasa de descuento (r)

La otra fuente de incertidumbre en el resultado corresponde a la tasa de descuento (r). Para realizar la sensibilización se deja fijo el valor del horizonte de evaluación en $H = 30$. Por su parte, la tasa de descuento que nominalmente está fija en $r = 7\%$, se mueve a $r = 5\%$, $r = 6\%$, $r = 8\%$ y $r = 9\%$. De esta forma se puede cubrir un espectro considerable de opciones que pueden ayudar a determinar si existe alguna tendencia. Los valores usados, al igual que en la sensibilización anterior, tienen la intención de ser un ejercicio matemático más que un fiel reflejo de la realidad. Los resultados de este proceso se muestran en la Tabla 3.16

Tabla 3.16: Resultados de análisis de sensibilización tasa de descuento (r) para modelo de optimización LCOE.

Luz del Norte (2016) - 141,04 MWp - H=30						
Escenario	Tiempo recambio (años)	Año recambio	Año Salida (+H)	LCOE base (US\$/MWh)	LCOE óptimo (US\$/MWh)	Potencia falla acumulada (MWp)
$r=5\%$	30	2046	2076	78,33	64,28	0,169
$r=6\%$	28	2044	2074	83,38	74,09	0,164
$r=7\%$	26	2042	2072	94,73	84,05	0,158
$r=8\%$	24	2040	2070	103,35	94,11	0,152
$r=9\%$	22	2038	2068	112,20	104,21	0,147

Los resultados muestran una clara tendencia. A medida que la tasa de descuento del proyecto aumenta, el tiempo de recambio disminuye. La explicación a este comportamiento se relaciona con el hecho de que la tasa de descuento se relaciona con el costo del capital. Si la tasa de descuento aumenta, significa que existe más presión sobre el rendimiento de la planta, lo que crea los incentivos para que el recambio se vuelva cada vez más conveniente. Por supuesto, esa conveniencia tiene un límite. De hecho, probando valores más allá de lo razonable, si se considera un $r = 100\%$, el resultado del recambio para este caso es el año 11.

Respecto de los LCOE, se cumple, como es esperable, que a medida que la tasa de descuento aumenta, los valores aumentan. No obstante, la distancia entre el valor base y el valor óptimo se reduce a medida que la tasa de descuento aumenta. De hecho, al realizar el ejercicio con $r = 100\%$ se comprueba que la diferencia entre los dos valores de LCOE es de 0,001 US\$/MWh, por lo que la tendencia se cumple para todos los valores.

Por supuesto, respecto a la potencia acumulada por falla, como puede verse en los datos de la Tabla 3.16, a medida que el valor de la tasa de descuento aumenta, el recambio se produce antes y por lo tanto en total existen menos años de operación, con lo cual los valores de potencia acumulada por falla disminuyen.

En resumen, el modelo de proyección propuesto prueba que existen las condiciones económicas para que se produzcan recambios de módulos en plantas. En la mayoría de los casos, las condiciones económicas propician que estos recambios se produzcan de manera anticipada respecto del horizonte de evaluación, lo que provoca diferencias en las proyecciones de residuos fotovoltaicos si se toma como referencia el modelo de proyección base. Adicionalmente, los análisis de sensibilidad ayudan a comprender la dinámica del modelo, de modo que en adelante es conocido el hecho de que en la medida en que aumente el valor del horizonte de evaluación (H), el recambio se anticipa y de igual forma ocurre si aumenta la tasa de descuento (r). Dichas tendencias además tienen límites, los que se exploran asumiendo valores más allá de lo razonable, como se explicó.

Capítulo 4

Aplicación al caso chileno

4.1. Aspectos generales

En el presente capítulo se entregarán los resultados obtenidos de aplicar la metodología descrita en el capítulo 3 al caso de estudio. En caso de considerarse necesario para alimentar la posterior discusión, se incluirá un análisis de los resultados que será descrito en cada sección según corresponda.

El caso de estudio para efectos de este trabajo, corresponde a realizar una proyección de residuos fotovoltaicos para Chile. Para esto se consideran todas las plantas instaladas y operativas hasta fines de 2021 a lo largo del territorio nacional. La información sobre el conjunto de estas plantas corresponde a la primera base de datos a evaluar y que entrega una base sólida de la realidad actual. Sobre esta base se construyen tres escenarios de futuras plantas. Cada uno de estos escenarios se basa en las proyecciones realizadas por el estudio PELP reportado en el capítulo 2.

La Figura 4.1 corresponde al esquema metodológico aplicado al caso de estudio. Como puede verse, a diferencia de la versión original, se agrega como datos de entrada la información de la PELP y se especifican las fuentes desde donde se obtiene la información del sistema eléctrico nacional. En estricto rigor, dado que son 3 los escenarios de futuras plantas proyectadas por el estudio PELP, se forman 3 bases de datos distintas, una por cada escenario y posteriormente, a cada una de estas bases de datos se debe aplicar el resto de la metodología. Sin embargo, como se explicará en las siguientes secciones, debido a las similitudes entre ellos, en representación de los escenarios PELP, solo se evalúa el escenario Transición Acelerada. Así, se consideran para la sección de resultados solo 2 bases de datos que bastan para representar la realidad actual y la realidad futura.

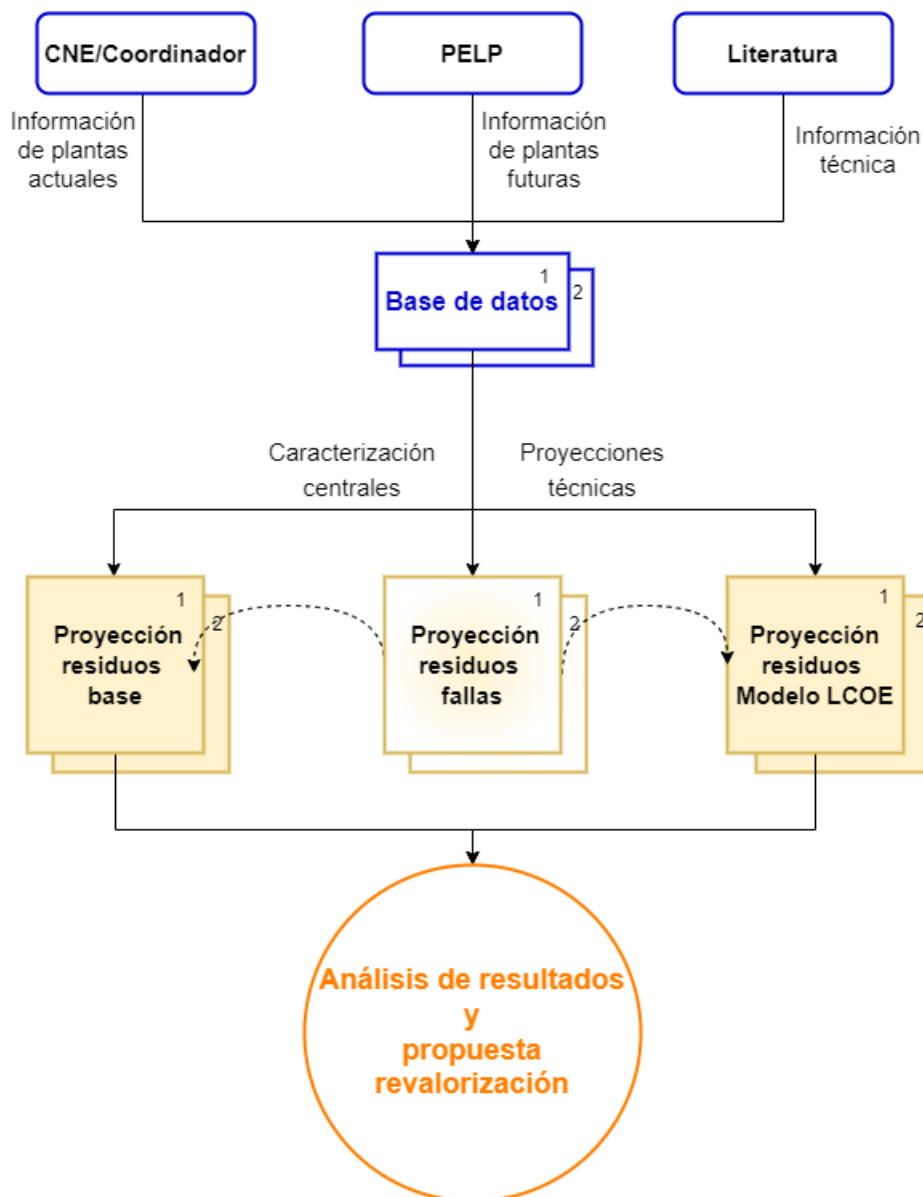


Figura 4.1: Esquema general de la metodología aplicado al caso chileno.

4.2. Caracterización de plantas

4.2.1. Plantas actuales

La primera base de datos que se conforma corresponde a las plantas que hasta fines de 2021 estaban operativas a lo largo del país. La información de entrada fue obtenida principalmente de dos fuentes: Comisión Nacional de Energía (CNE) [60] y Coordinador Eléctrico Nacional [61]. Desde la sección *Infotecnia* del Coordinador se obtienen los datos de cada planta correspondiente a nombre de la planta, capacidad instalada en MWp, ubicación y año de entrada. Esta información es corroborada con los datos de la CNE. Posteriormente, como complemento se utiliza la información de la Asociación Chilena de Energías Renovables y Almacenamiento (ACERA) [62]. En particular la sección *mapa de proyectos* resulta muy útil pues contiene el link que lleva a la declaración de impacto ambiental de cada proyecto. En

este documento que puede descargarse desde la pagina del Servicio de Evaluación Ambiental (SEA) se detallan aspectos como si el proyecto tiene o no tracker y más importante, se declara el costo del proyecto, con lo cual se completan los últimos dos datos de entrada que faltaban.

Con esta información, el último elemento que hace falta para completar esta base de datos es la generación. Como se mencionó en la sección de Metodología, existen muchas formas en que se puede estimar la generación. En este trabajo se recurrió a una herramienta libre llamada Explorador Solar [63]. Esta herramienta fue creada gracias a una cooperación entre la Universidad de Chile y el Ministerio de Energía de Chile. Contiene un registro en línea de los datos de radiación para todo el país con los cuales se puede calcular la generación para cualquier potencia instalada. Para esto, basta con encontrar el lugar de ubicación de la planta, ingresar los datos de potencia instalada, si la planta tiene tracker o no y finalmente ejecutar el programa. El resultado corresponde a la cantidad anual de MWh que la planta genera.

De acuerdo a los datos actualizados a 31 de diciembre de 2021, en Chile existen 307 plantas fotovoltaicas, las cuales suman 4.503,88 MWp de potencia instalada. Estas 307 plantas se distribuyen en 11 regiones del país de acuerdo al gráfico de la Figura 4.2. Se aprecia claramente una mayor acumulación en la zona norte del país, especialmente en la región de Antofagasta.

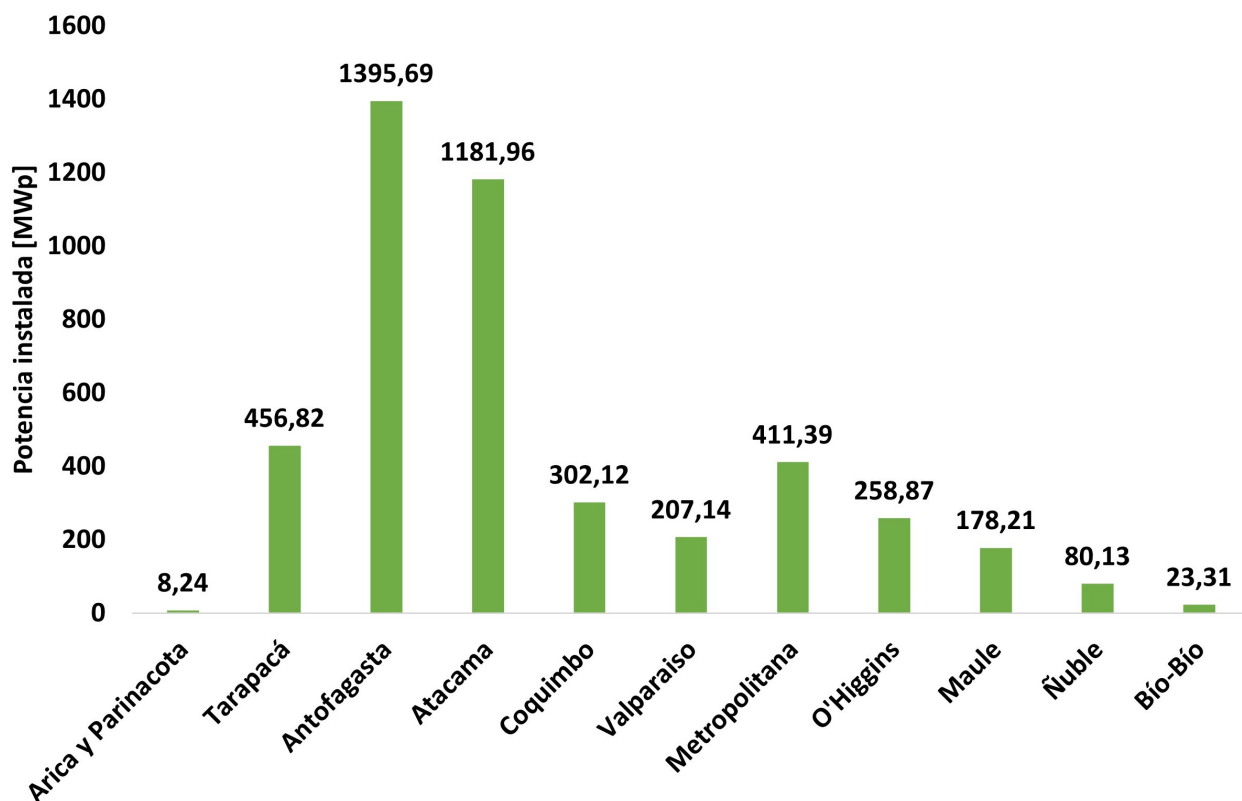


Figura 4.2: Distribución geográfica de la potencia instalada a nivel nacional para el año 2021.

Por su parte, la distribución de potencia respecto al año de entrada se muestra en la Figura 4.3. Puede apreciarse un aumento sostenido de la potencia que ha entrado en operación

desde el año 2012. La disminución los años 2019 y 2020 pueden explicarse por el efecto de la pandemia y el contexto social.

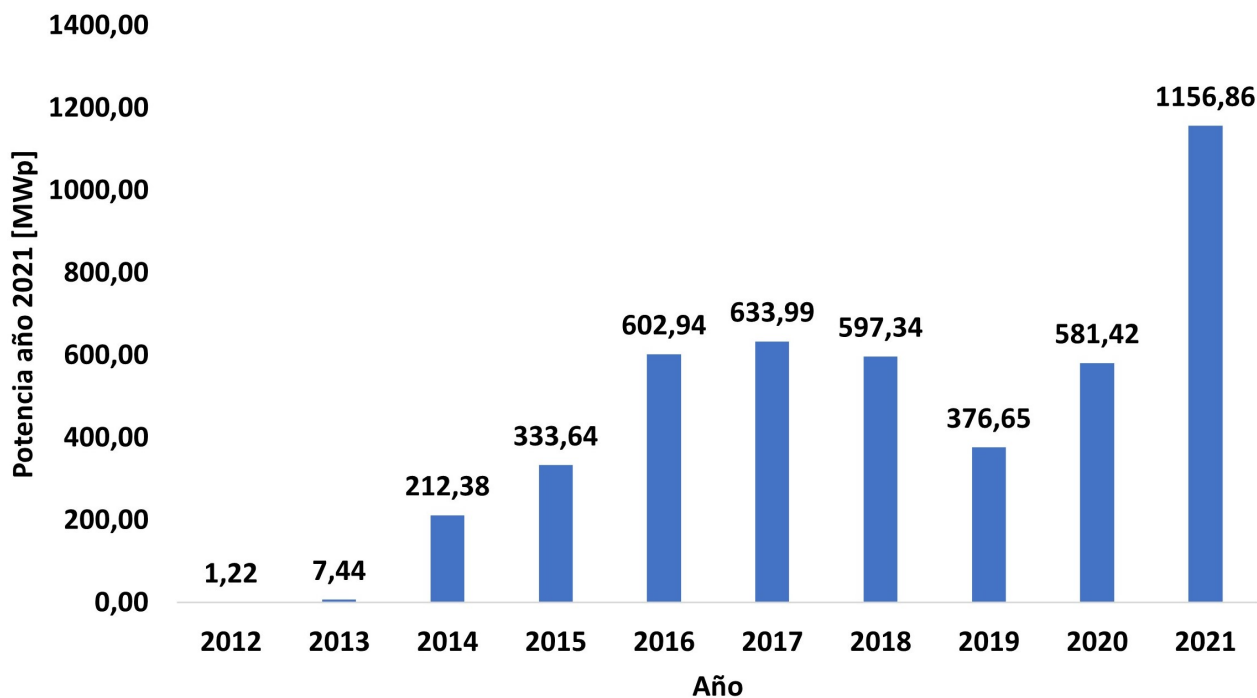


Figura 4.3: Distribución de potencia fotovoltaica respecto del año de entrada a nivel nacional.

4.2.2. Plantas proyectadas

Como se mencionó, dado que el estudio PELP considera 3 escenarios futuros, se deben formar 3 bases de datos diferentes, cada una de las cuales puede evaluarse con la metodología propuesta. En esta sección se construyen y comparan estas tres bases de datos. Antes de describir los resultados, es importante explicar las consideraciones y supuestos que se tomaron para esta parte del trabajo.

En primer lugar, la única fuente de referencia utilizada para las plantas proyectadas corresponde a la página web del estudio PELP [55]. En esta página se puede encontrar una gran cantidad de información, entre ella los datos de la proyección, que son públicos. De estos datos se puede deducir el crecimiento en potencia fotovoltaica para cada región con resolución anual. Por lo tanto, para modelar esta proyección, se considera que cada región pasa a comportarse como una gran planta fotovoltaica que está ubicada en el mejor lugar de radiación posible dentro de la región y que crece anualmente.

En segundo lugar, la proyección incluye datos hasta el año 2060, no obstante, para acotar la proyección de residuos se utilizan solo los datos de nuevas plantas hasta el año 2040. Lo anterior se debe a que de esta forma la proyección de residuos debido a recambios no se escapa mucho del año 2050 y por otro lado, como una medida para controlar la incertidumbre. Como es sabido, en todas las proyecciones, en la medida en que se entreguen datos más alejados en el futuro, crece la incertidumbre. Además, se debe considerar que cada una de estas bases

de datos incluye las plantas actuales, como una forma de crear escenarios continuos. Por lo tanto, cada escenario tendrá plantas que van desde e 2012 hasta el 2040.

En tercer lugar, es importante dar solución a la discrepancia sobre potencias expuesta en el capítulo 2. Como se explicó, la discrepancia se refiere a la potencia acumulada para finales del año 2021. De acuerdo a la información del sistema, hoy existen un poco más de 4,5 GW de potencia fotovoltaica operativa. Sin embargo, el estudio PELP asume que para la misma fecha existen casi 7,6 GW. La solución a este problema consiste en dejar como potencia para el año 2021 la declarada por el sistema, conservando así la fidelidad con la realidad. Al mismo tiempo, con el fin de poder darle continuidad a la proyección, la diferencia de casi 3 GW se agregará como nueva potencia el año 2022. Esta nueva potencia se distribuye según corresponda en las plantas representativas de cada región que se usan en la proyección.

Asimiladas las consideraciones y supuestos, se puede detallar la formación de las bases de datos. De la información de entrada requerida, tanto la potencia instalada en MWp y el año de entrada están explícitos en el estudio PELP. Por su parte la ubicación se considera como el mejor lugar dentro de la región en donde se instala la planta, lo cual se respalda con el Explorador Solar. Respecto de las condiciones de generación, se asume que todas las plantas cuentan con tracker y con ello, nuevamente usando el Explorador Solar, se estima la generación. Finalmente, para tener el costo de inversión se utilizan los datos de la proyección del precio de la nueva potencia instalada. Esta proyección se describe en la sección 3.3.4.

El resumen de los resultados para las 3 bases de datos se muestran en la Figura 4.4. Se aprecia la distribución por regiones de las potencias acumuladas al año 2040 para los 3 escenarios. El escenario Recuperación es el más conservador y estima una potencia de 11.576 MWp. Le sigue el escenario Carbono Neutralidad, que estima una potencia de 13.293 MWp. Finalmente, el escenario más optimista corresponde al de Transición Acelerada alcanzando una potencia de 18.203 MWp.

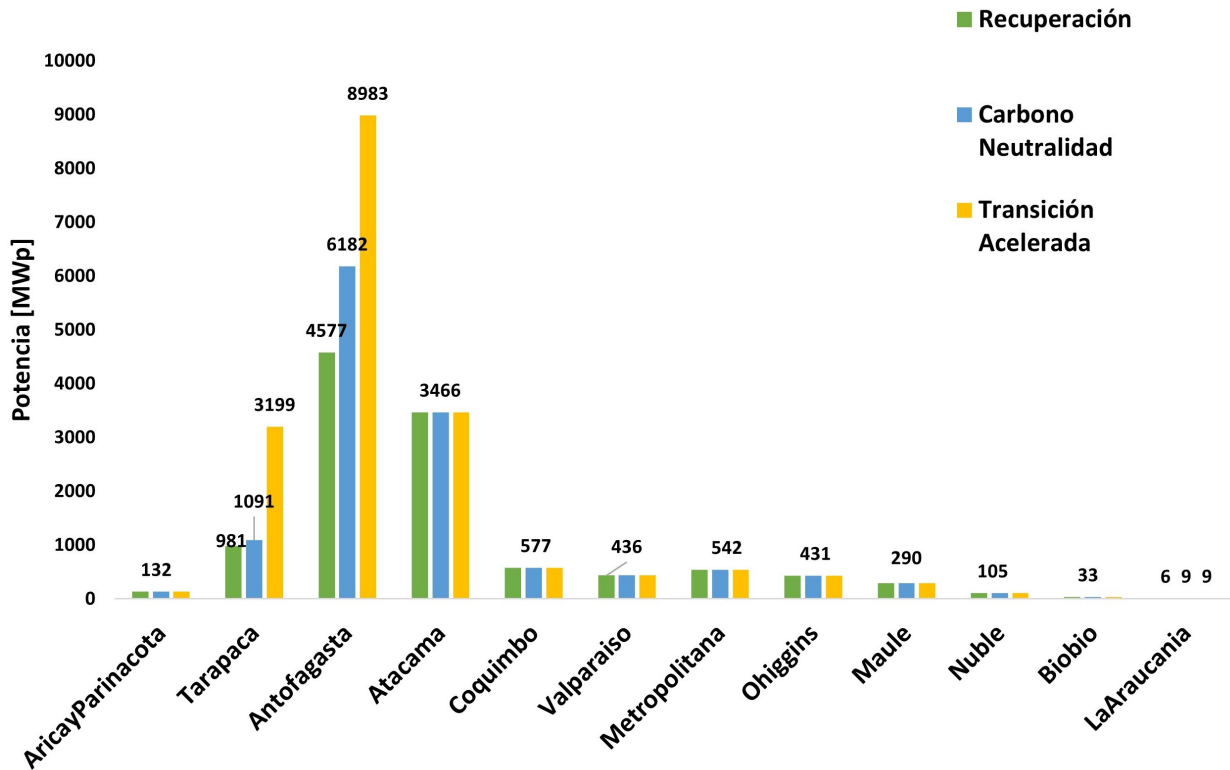


Figura 4.4: Distribución geográfica de la potencia proyectada a nivel nacional al 2040 para los 3 escenarios PELP.

De igual forma, es importante mencionar que sólo en 3 regiones se producen las diferencias en la proyección: Tarapacá, Antofagasta y Araucanía. Como puede apreciarse, el resto de las regiones no presenta variaciones respecto a los escenarios. Es apreciable además que las regiones del norte, Tarapacá, Antofagasta y Atacama, concentran con creces la mayor cantidad de potencia fotovoltaica, lo que concuerda con las tendencias actuales.

Cuando los resultados se analizan respecto del año de entrada de las plantas proyectadas se obtiene el gráfico de la Figura 4.5 en donde se exponen los 3 escenarios. En el capítulo 2 se comentaron las particularidades de la proyección entregada por el estudio PELP y en este gráfico quedan en completa evidencia. En primer lugar, los tres escenarios son idénticos salvo en la potencia acumulada al año 2040. Este motivo es el que explica porqué basta con considerar un escenario para ser representativo de la proyección. Las diferencias posibles en las proyecciones son fáciles de aislar y de considerar en la medida en que se producen sólo en un año.

El otro aspecto importante y que se comentó anteriormente, es que no existen nuevas entradas en prácticamente una década. Estas dos características de la proyección se verán reflejadas en los resultados de residuos y es por este motivo que es importante hacerlas notar.

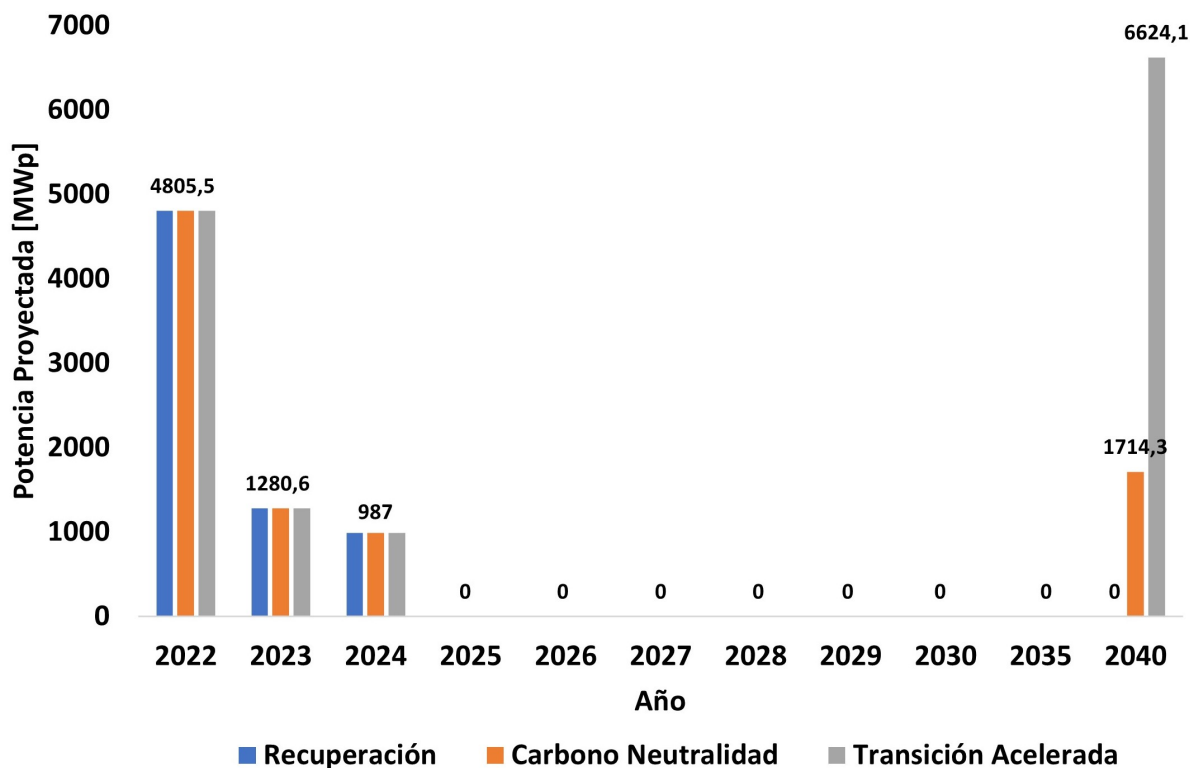


Figura 4.5: Distribución respecto del año de entrada de la potencia proyectada a nivel nacional para los 3 escenarios PELP.

4.3. Proyecciones técnicas

Las proyecciones técnicas son claramente una fuente de incertidumbre a partir de las cuales pueden realizarse múltiples análisis de sensibilidad. No obstante, como ya se mencionó, para efectos de este trabajo, no se realizan dichas sensibilizaciones y en cambio, a los valores finales de convergencia se les asignan datos fijos respaldados por bibliografía o por una breve discusión. En general la bibliografía que se utiliza para respaldar estos datos son dos fuentes. La primera corresponde al informe de IRENA titulado *Future of solar photovoltaic* [64] y el segundo corresponde a la charla del profesor Martin Green, titulada *Recent Trends in Photovoltaic* actualizada a marzo de 2021 [65].

4.3.1. Eficiencia paneles solares

Como se explicó en la sección 3.3.1, la evolución de la eficiencia de los módulos solares se modela concatenando tres vectores. El primer vector corresponde a los datos históricos mostrados en la Tabla 3.2; el segundo vector corresponde al vector de evolución y el tercer vector corresponde a un estado estacionario.

Para construir el vector de evolución se utiliza la ecuación 3.1. Es importante mencionar que los valores de rendimiento representan un porcentaje, pero para efectos de cálculo se deben ingresar como un decimal entre 0 y 1. De esta forma $\eta_0 = 0,197$ corresponde a 19,7% de rendimiento. Por su parte para representar el valor máximo de rendimiento alcanzado se usa $\eta_f = 0,25$. Este dato se respalda por lo expuesto en [64] y [65]. De hecho, actualmente

ya existen módulos comerciales que sobrepasan el 21 % de rendimiento [12]. Por lo tanto, es razonable pensar que el rendimiento pueda llegar al 25 %.

De manera adicional, es importante considerar que casi todas las proyecciones consideran el año 2050 como el punto de madurez de la tecnología fotovoltaica, por lo que se espera que este rendimiento se alcance en dicho año. Así, el vector de evolución se mueve entre el año 2020 y el año 2050. Finalmente, el valor de ajuste para la curva es $k_1 = 0,15$.

El vector de estado estacionario define un valor final que es un 2 % mejor que el valor final para el año 2050. Manteniendo la tendencia al alza se tiene que $\eta_{f2} = 0,255$. Respecto de la extensión, dado que se evaluarán plantas instaladas hasta el año 2040, para que programa pueda funcionar se requiere que el vector se extienda hasta el 2075. Esto se explica debido a que se asume que, para efectos de este trabajo, la máxima duración declarada de una planta es de 35 años, por lo que pueden producirse recambios hasta el año 35. Una vez concatenados los tres vectores se forma una curva continua que contiene datos históricos y datos proyectados del rendimiento, con datos que van desde el 2010 hasta el 2075. El gráfico de la Figura 4.6 muestra el resultado.

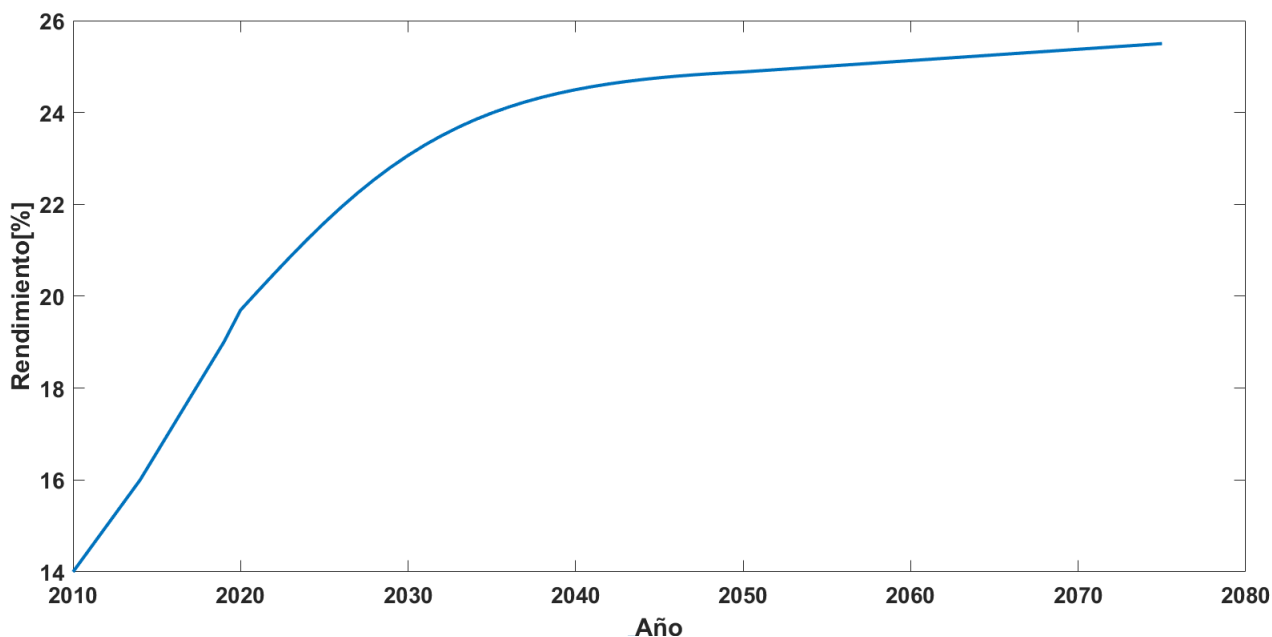


Figura 4.6: Rendimiento de módulos fotovoltaicos. Se incluyen datos históricos desde 2010 y proyección hasta 2075.

4.3.2. Tasa de degradación paneles solares

Para construir la proyección de la tasa de degradación se aplica la metodología expuesta en la sección 3.3.2. Como se mencionó no existe un registro histórico confiable salvo los datos del año 2010 y del año 2021. Por lo anterior, no se construye un vector de datos históricos, sino que el vector de evolución se proyecta desde el año 2010 y se ocupa el valor de ajuste k_2 para hacer calzar los datos.

En atención de lo anterior se deben entregar los valores de la ecuación 3.4 que modela el

proceso. En primer lugar, es importante mencionar nuevamente que para la correcta ejecución del cálculo, los datos se deben ingresar como un número decimal entre 1 y 0, pero se deben interpretar como un porcentaje. De esta forma se tiene que $\delta_0 = 0,0105$, lo que corresponde a un desgaste de 1,05%/anual para paneles del año 2010. Por su parte, el valor final se toma como $\delta_f = 0,005$. Lo anterior se respalda principalmente en lo expuesto por el profesor Green [65], quien explica que dado que se mejorará el estándar del silicio, llegando a un valor de 12N, se producirán módulos con una mejor expectativa de vida. Al igual que en el caso del rendimiento de los módulos, se espera que este valor de desgaste de 0,5%/anual se alcance para el año 2050. Por lo tanto, el vector de evolución se mueve entre el año 2010 y el año 2050. Para ajustar la curva se tomo el valor $k_2 = 0,066$.

En consideración de que se necesitan datos hasta el 2075 para poder evaluar las posibilidades de recambio de las plantas instaladas el año 2040, se debe añadir el vector de estado estacionario. Como se ha explicado, se debe mantener la tendencia de evolución y mejorar un 2%. En este caso, la tendencia es a la baja, por lo que el valor final $\delta_{f2} = 0,0049$, el que se distribuye linealmente teniendo en cuenta que $t_{f2} = 25$.

Al concatenar estos dos vectores, se obtiene una única curva de evolución desde el 2010 hasta el 2075. La Figura 4.7 muestra el resultado.

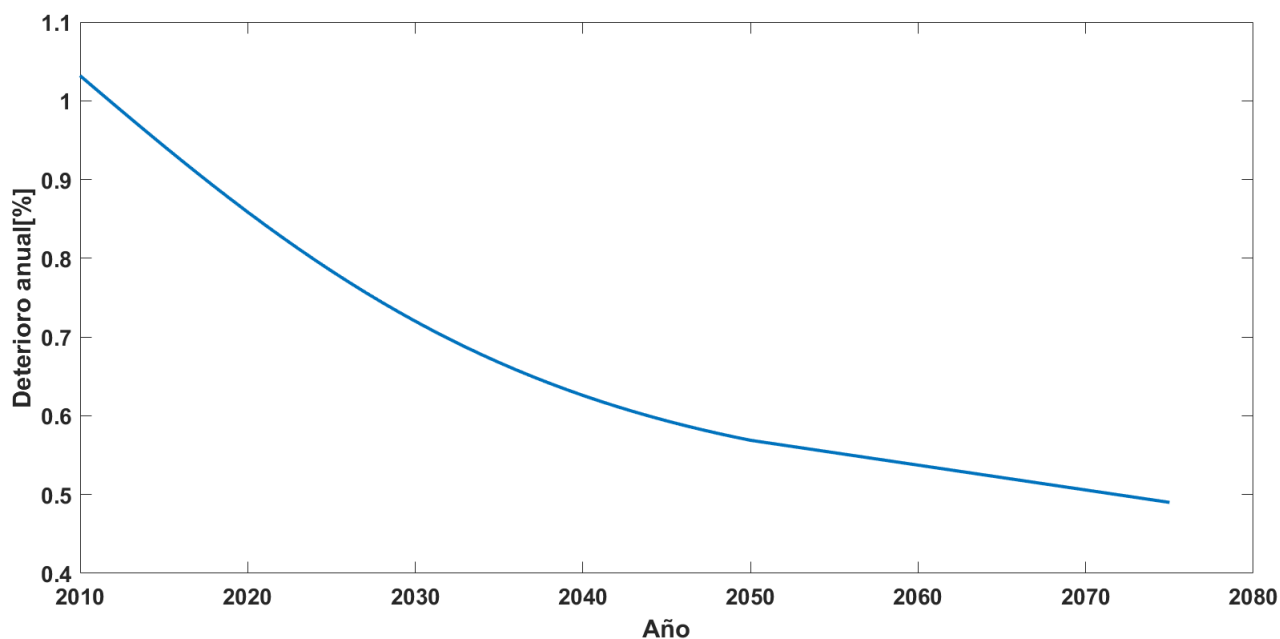


Figura 4.7: Deterioro anual de los módulos fotovoltaicos. Se incluyen datos históricos desde el 2010 y datos proyectados hasta el 2075.

4.3.3. Precio del módulo solar

El precio del módulo solar, expresado en $US\$/MWp$ es otro de los aspectos relevantes que se necesitan conocer para evaluar un posible recambio. Para construir este vector se usa la metodología expuesta en la sección 3.3.3. El vector total se compone de la unión de otros tres vectores. El primero de ellos corresponde al vector de datos históricos mostrados en la Tabla 3.3, los cuales van desde el año 2010 hasta el 2019.

Por su parte el vector de evolución se extiende desde el año 2020 hasta el 2050, tomando como referencia lo expuesto anteriormente sobre la madurez de la tecnología. Por su parte, los valores de precios expresados en $US\$/MWp$ que se aplican para la ecuación 3.8 son $PM_0 = 306.000$ y $PM_f = 100.000$ [65]. Complementariamente, el valor de ajuste se toma como $k_3 = 0,15$.

Finalmente, al igual que en los casos anteriores, este vector debe extenderse en su estado estacionario hasta el año 2075. Por lo que los valores usados en este último caso son $PM_{f2} = 98.000$ y $t_{f2} = 25$. Concatenando los 3 vectores se forma un único vector con datos desde el 2010 hasta el 2075 a partir de los cuales se construye la curva que se muestra en la Figura 4.8.

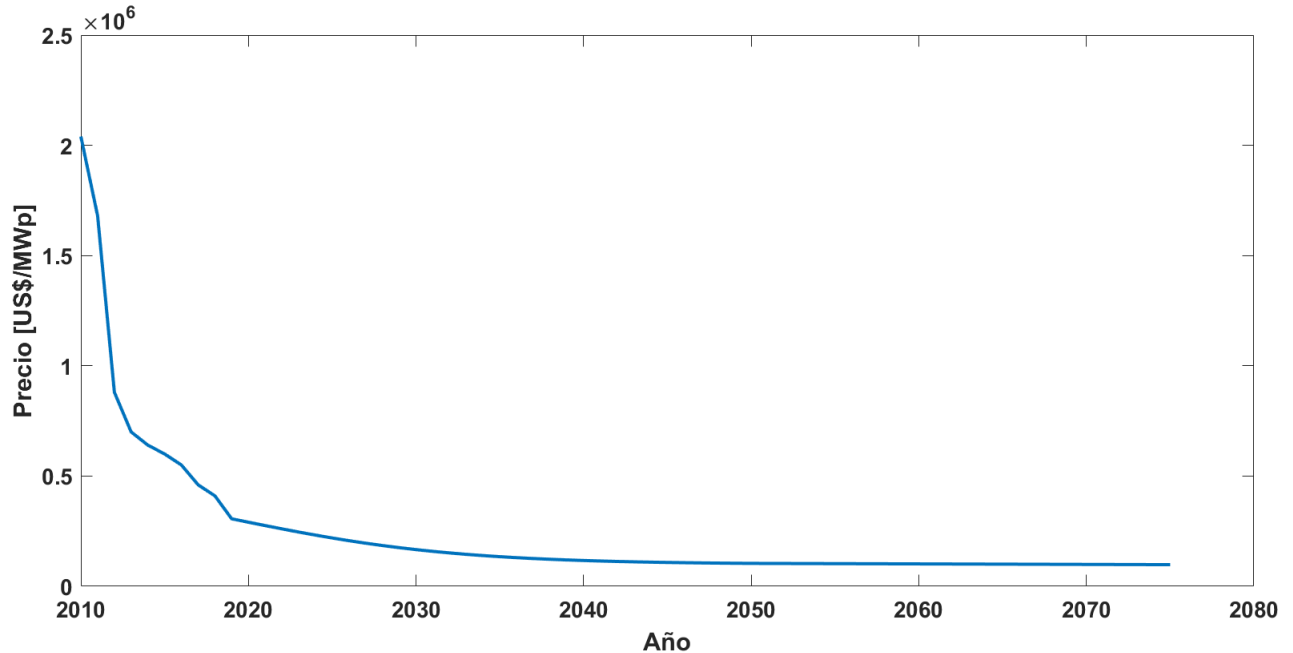


Figura 4.8: Precio de los módulos fotovoltaicos. Se incluyen datos históricos desde el 2010 y datos proyectados hasta el 2075.

4.3.4. Precio nueva potencia instalada

Como se mencionó en la sección 3.3.4, el precio de la nueva potencia instalada se utiliza principalmente para modelar el costo de inversión de las plantas proyectadas, que en este caso corresponden a la plantas del estudio PELP. Considerando que las plantas ya instaladas tienen un precio asignado, el vector toma como punto de partida el año 2021 y no se considera un vector histórico. Sobre su extensión, en estricto rigor, dado que las plantas más modernas que considera este estudio son del año 2040, el vector debería extenderse solo hasta este año. Lo anterior implica que no es necesario agregar un vector de estado estacionario, pues el vector de evolución puede extender hasta el 2050. En la misma línea, para mantener la consistencia de las proyecciones anteriores, el vector se extenderá hasta el año 2050 y no hasta el 2040.

En concreto, se requiere modelar un único vector de evolución que contempla datos desde 2021 hasta 2050. Para esto basta con incluir los datos correctos en la ecuación 3.10. El

valor inicial del año 2021, medido en $US\$/MWp$, se toma como $PNP_0 = 1.050.000$ [21], mientras que el valor final, medido en la misma unidad, se toma como $PNP_f = 500.000$ [64]. Finalmente, el valor de ajuste de la curva es $k_4 = 0,15$. Con lo anterior, el vector formado tiene la forma que se muestra en el gráfico de la Figura 4.9.

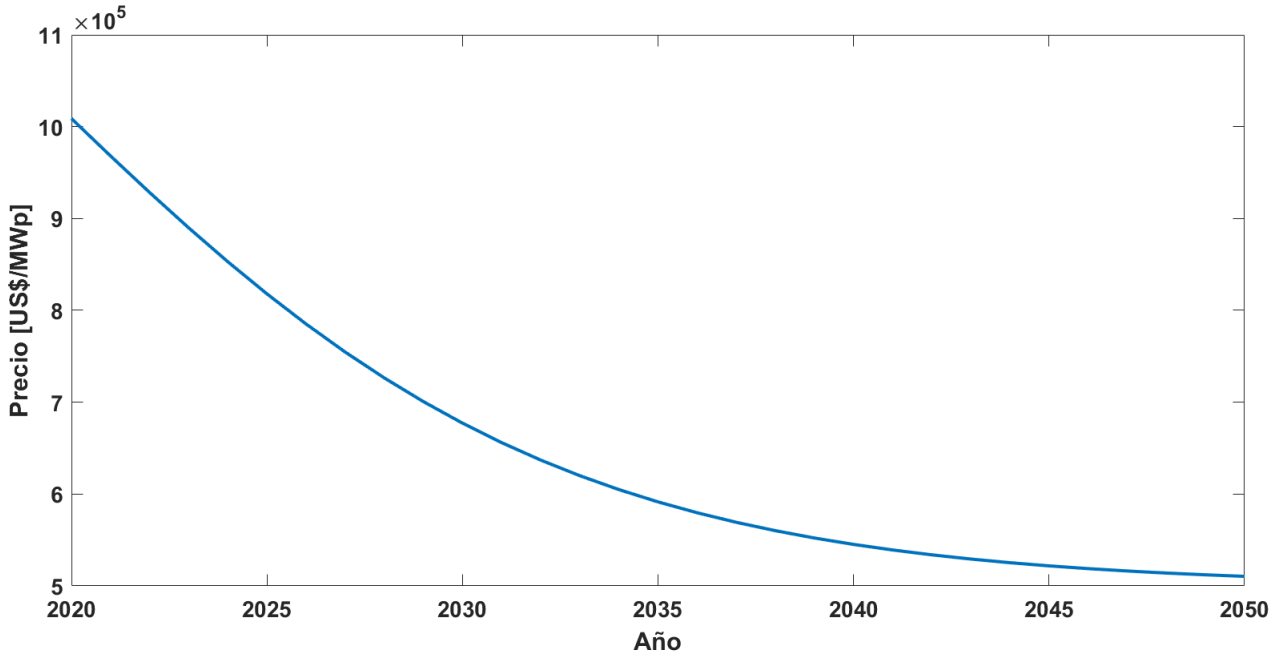


Figura 4.9: Precio de la nueva potencia fotovoltaica instalada. Se considera la proyección desde el año 2021 hasta el año 2050.

4.3.5. Valorización OPEX

La valorización por operación y mantenimiento de las plantas es un dato fundamental que debe incluirse en la evaluación de un posible recambio. A diferencia de los vectores anteriores, éste debe extenderse desde el 2010 hasta el 2110. Lo anterior se debe a que es un valor que debe considerarse dentro de los cálculos de operación de la planta. Entonces, en el caso en que exista un recambio el año 35 de una planta instalada el año 2040, significa que los nuevos paneles entran en operación el año 2075 y se considera un tiempo de operación de la misma cantidad de años, por lo que el momento de la salida sería el 2110.

Por lo anterior, la metodología explicada en 3.3.5 se debe aplicar íntegramente, es decir, se consideran 3 vectores concatenados. El primero corresponde al vector de datos históricos que se basa en los datos de la Tabla 3.4 [66]. El segundo vector corresponde al vector evolución que parte con el dato de 2021 y se extiende hasta el año 2050. Finalmente, el tercer vector corresponde al vector de estado estacionario que se extiende hasta el año 2110.

En particular, para construir el vector de evolución, se aplica la ecuación 3.13. El dato de inicio corresponde a $OPEX_0 = 15.246$, medido en $US\$/MWp$, mientras que el valor final de evolución se toma como $OPEX_f = 9.000$, también medido en $US\$/MWp$. Por su parte, para el ajuste de curva se utiliza el valor $k_5 = 0,15$.

Para el caso del vector de estado estacionario, se mantiene la tendencia a la baja, llegando

al valor $OPEX_{f2} = 8.820$ en un tiempo de 60 años. Con todo, el gráfico del vector de OPEX resultante se muestra en la Figura 4.10.

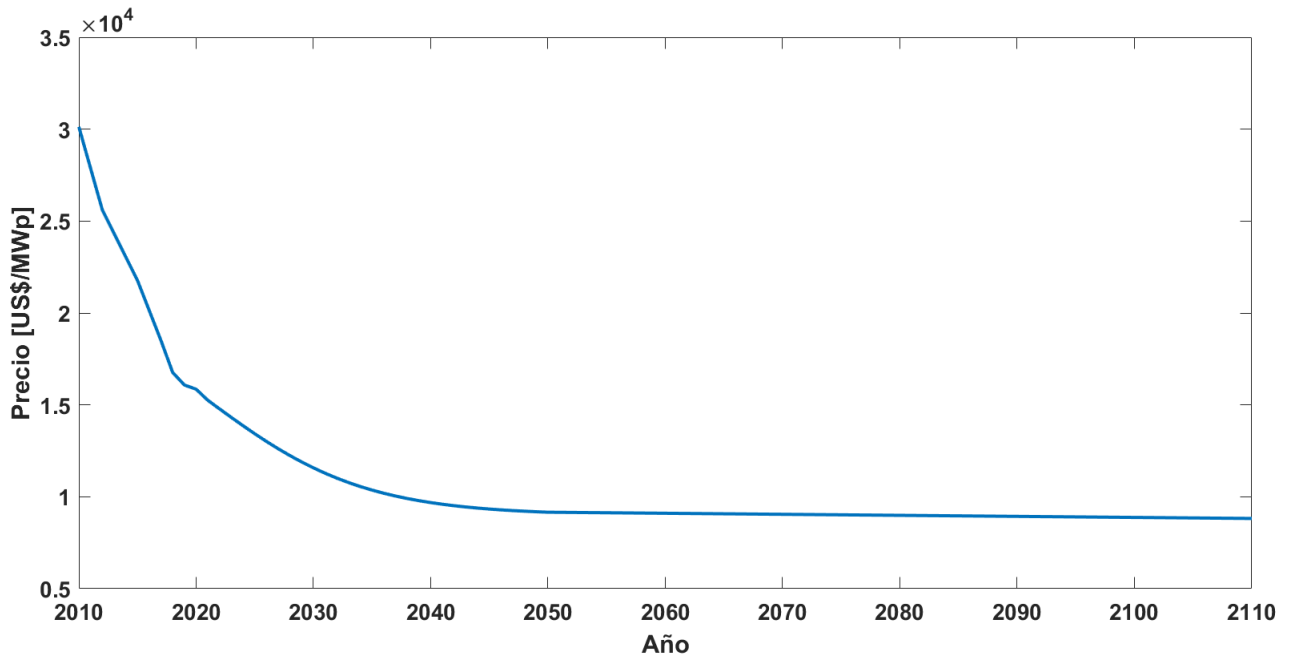


Figura 4.10: Valorización OPEX para plantas fotovoltaicas. Se incluyen datos históricos desde el 2010 y proyectados hasta el 2110.

4.3.6. Precio instalación paneles

Como se mencionó en la sección 3.3.6, el precio de instalación corresponde al costo de la mano de obra y de transporte, el cual se utiliza para evaluar de manera correcta las opciones de recambio. Dado que es un vector que depende proporcionalmente del rendimiento del módulo, se extiende desde el año 2010 hasta el año 2075. El valor inicial es $PR_0 = 6.100$ medido en US\$/MWp. De esta forma, se aplican los datos en la ecuación 3.16 y se obtiene el vector de interés, el cual se muestra gráficamente en la Figura 4.11.

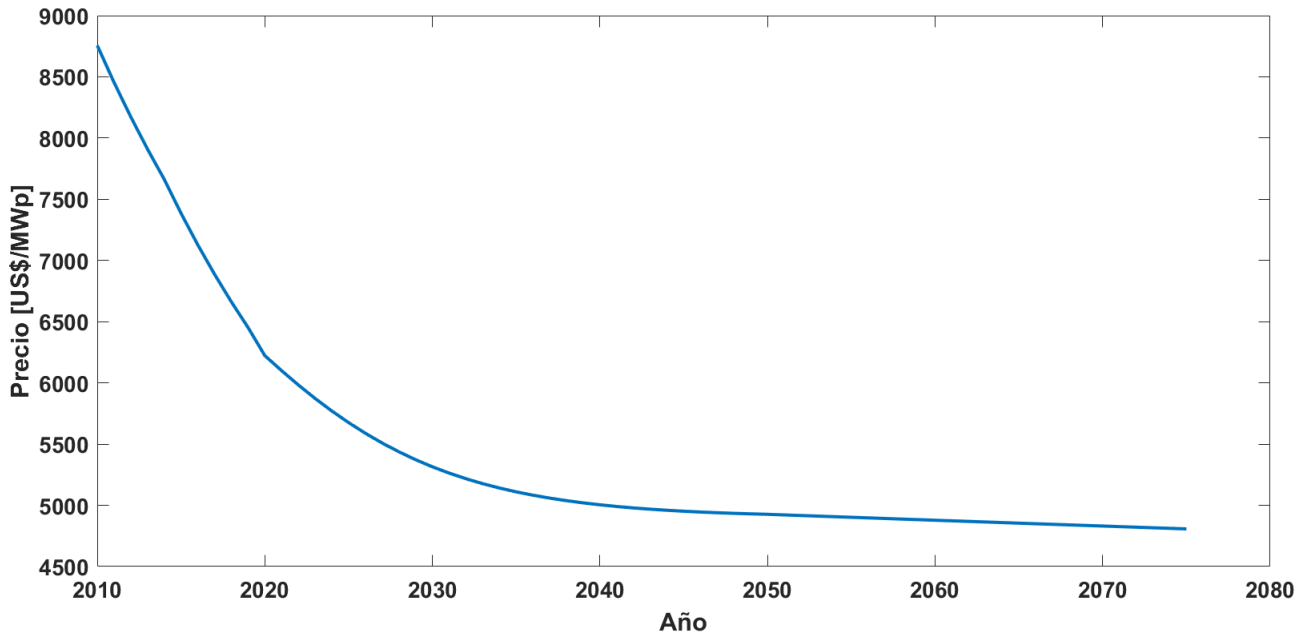


Figura 4.11: Precio de instalación módulos. Se incluyen datos históricos desde el 2010 y proyectados hasta el 2075.

4.3.7. Precio de adaptación

Como se mencionó en la sección 3.3.7, el precio de adaptación corresponde al costo de las posibles medidas estructurales que deban tomarse para ajustar los nuevos paneles a las estructuras antiguas en caso de producirse recambios. Con lo discutido en dicha sección se llega a la conclusión de que el valor medido en US\$/MWp para el año 2020 se puede considerar como $PA_0 = 8.000$. A partir de este dato se construye la proporción usando la evolución del rendimiento del módulo. De esta forma, se construye un vector que va desde el año 2010 hasta el año 2075. El resultado de esta operación se ve en la Figura 4.12.

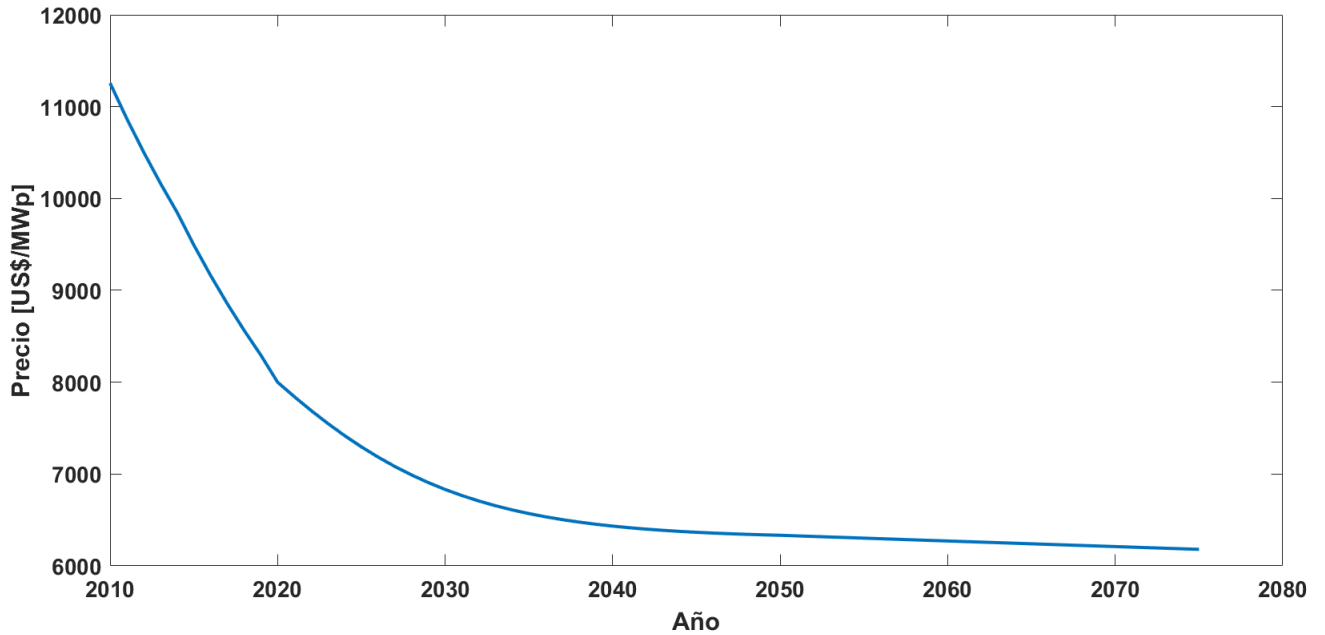


Figura 4.12: Precio de adaptación módulos. Se incluyen datos históricos desde el 2010 y proyectados hasta el 2075.

4.3.8. Precio desmantelamiento

El precio de desmantelamiento representa el costo en que se debe incurrir para desarmar la planta y disponer de los residuos. Este costo solo debe incluirse el último año de operación y ayuda a modelar de manera más precisa los casos de no recambio y recambio. Como se explicó en la sección 3.3.8, el valor reportado en US\$/MWp para el año 2019 corresponde a $PD_0 = 3.000$. Para modelarlo se utiliza la proporción del rendimiento de los módulos. El vector se extiende desde el año 2010 hasta el año 2075, lo cual va en línea con la propuesta metodológica en cuanto el último panel que eventualmente podría instalarse en el modelo es el año 2075, el cual tendría una salida el año 2110. No obstante, dado que el panel no cambia con el tiempo, el precio proporcional debería mantenerse y ser el precio de 2075, por lo que basta con extender el vector hasta este año. El resultado de graficar el vector del costo de desmantelamiento se muestra en la Figura 4.13.

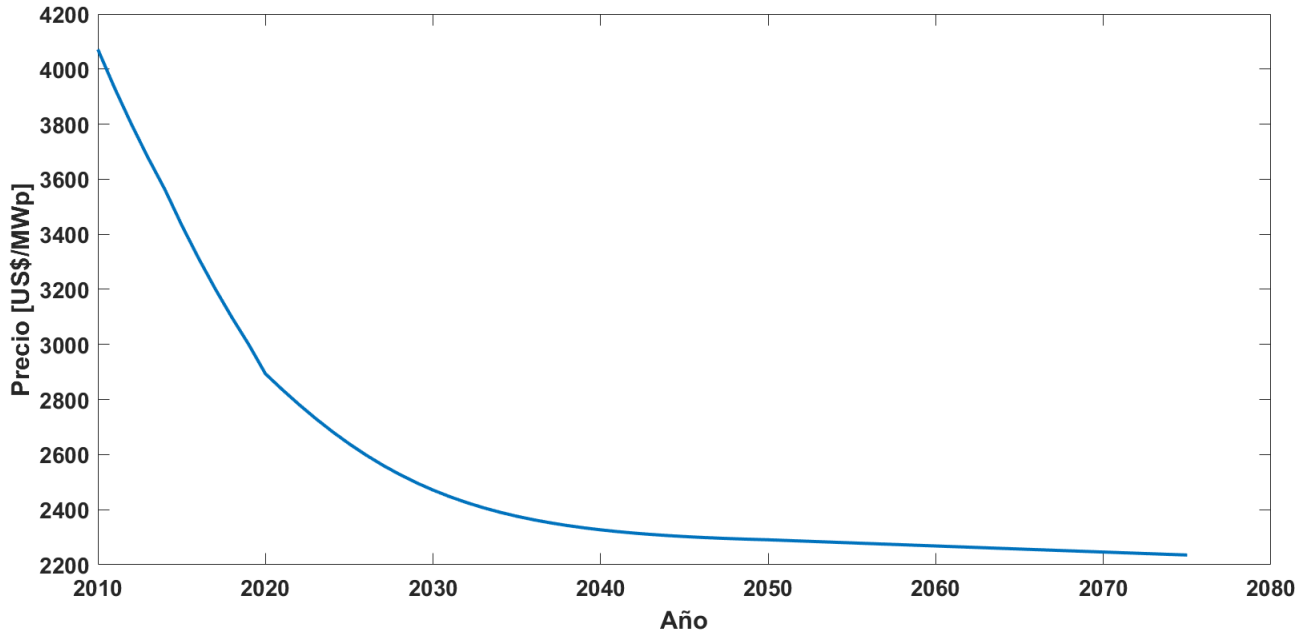


Figura 4.13: Precio de desmantelamiento de plantas fotovoltaicas. Se incluyen datos históricos desde el 2010 y proyectados hasta el 2075.

4.3.9. Peso paneles solares

Como se explicó en la sección 3.3.9, la proyección del peso de los módulos no es parte de la metodología, pero es útil para interpretar los resultados del modelo de proyección de desechos. Siguiendo con lo expuesto en esta sección, el peso se modela como un vector de evolución que parte en el año 2010 y termina el año 2050 el cual se concatena con un vector de estado estacionario que se debe extender hasta el año 2075. Lo anterior se debe a que el último posible panel instalado corresponde al año 2075, el cual se daría de baja eventualmente el año 2110. No obstante, durante el periodo de funcionamiento no sufriría modificaciones y correspondería a tecnología del año 2075.

Para modelar la función de evolución, se considera como punto de partida el valor $Peso_0 = 90$, medido en toneladas/MWp. Por su parte, el punto final de evolución se toma como $Peso_f = 45$, en la misma unidad de toneladas/MWp [65]. El valor de ajuste de la curva considerado es $K_6 = 0,15$.

Por otro lado, la tendencia a la baja se mantiene para el vector de estado estacionario y llega hasta $Peso_{f2} = 44,1$, medido en toneladas/MWp. Concatenando los dos vectores se obtiene un único vector que va desde el año 2010 hasta el año 2075. El resultado se muestra en la Figura 4.14.

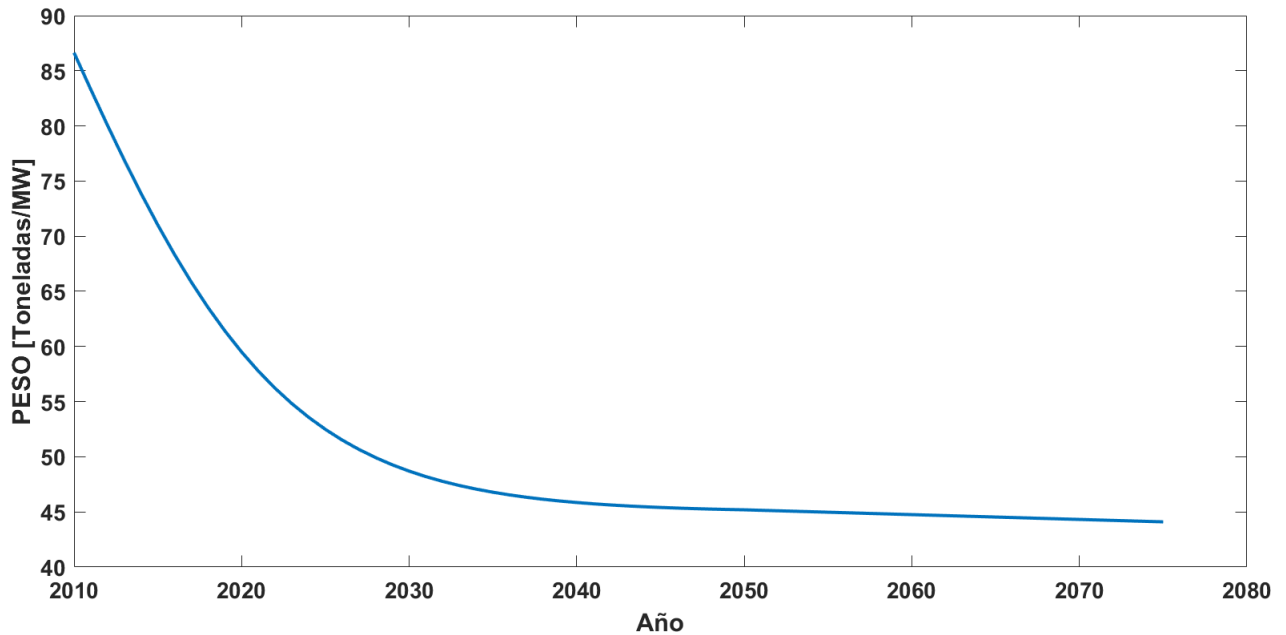


Figura 4.14: Peso de módulos. Se incluyen datos históricos desde el 2010 y proyectados hasta el 2075.

4.4. Generación de residuos PV: modelo de referencia

Como se explicó en la sección 3.5, usar el modelo de referencia o base, sirve para construir una proyección con la que comparar los resultados del modelo propuesto en este trabajo. Para construir esta proyección de referencia se debe aplicar a cada planta la ecuación 3.23. Es importante notar que de la base de datos que se entrega al programa, correspondiente a la Tabla 3.1, solo se usa el dato año de entrada, el resto de la información puede considerarse como complementaria.

Adicionalmente, se debe entregar al modelo el valor de la vida útil o el horizonte de evaluación H . Al igual que en el ejemplo de validación de la sección 3.7, se usa $H = 30$ para construir un caso base. Posteriormente se realiza un análisis de sensibilidad tomando como referencia los valores de $H = 25$ y $H = 35$. Estos valores, cubren de mejor manera el espectro real de vida útil declarada por las plantas.

En atención de lo expuesto en la sección 4.2, se evaluarán 2 bases de datos. El primer caso corresponde a las plantas actuales, mientras que el segundo caso corresponde al escenario Transición Acelerada de la proyección PELP. Si bien podrían evaluarse todos los escenarios por separado, como se mostró, los tres escenarios son idénticos salvo en el año 2040 en donde el escenario de Transición Acelerada considera una mayor potencia instalada. Por este motivo, desde una perspectiva de futuros desechos, podría considerarse como el peor escenario. Así, dadas las similitudes, se justifica incluir solo este escenario. Para ambos casos se grafica la evolución de la potencia acumulada en MWp de los módulos que pasan a ser un desecho producto del desmantelamiento de las plantas. Lo anterior se complementa con el gráfico de la evolución de la potencia acumulada debido a fallas catastróficas.

Finalmente, se incluye una sección de análisis destinada a realizar una caracterización de residuos en donde los resultados en MWp se interpretan como peso y potencia útil. Para esto solo se consideran los resultados del escenario PELP Transición Acelerada debido a que estos incluyen también a las plantas actuales.

4.4.1. Plantas actuales

4.4.1.1. Caso base: H=30

Como se mostró en la sección de metodología, el modelo de la vida útil asume que las plantas son desmanteladas luego de una cierta cantidad de años de funcionamiento y, por lo tanto, es en ese momento cuando se produce el desecho. De esta forma, conociendo los años de operación, basta con tomar como referencia la información del gráfico de la Figura 4.3 para estimar cómo se acumularán los desechos fotovoltaicos. El caso base considera un horizonte de funcionamiento de $H = 30$ años. El resultado de la potencia acumulada en el tiempo producto del desmantelamiento de las plantas actuales se muestra en el gráfico de la Figura 4.15.

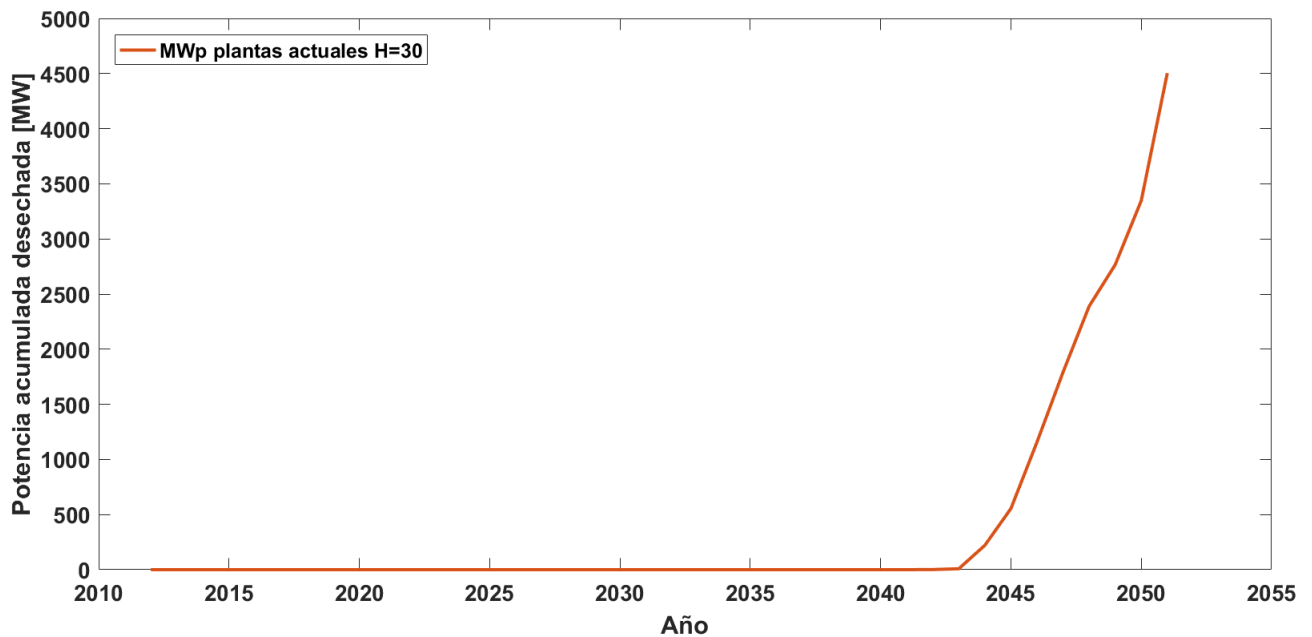


Figura 4.15: MWp desechados por fin de vida útil, equivalente a aplicar el modelo de referencia. Se consideran solo las plantas actuales, tomando como caso base un $H=30$.

Como puede apreciarse, la acumulación de residuos sigue la misma forma de la evolución de la potencia instalada desde el año 2012. Las salidas comienzan a producirse el año 2042 y se extienden por 10 años hasta el año 2051. Para este último año, la potencia acumulada desechada producto del fin de la vida útil es de 4.503 MWp.

Respecto de la potencia desechada producto de fallas catastróficas, lo primero que es importante mencionar es que es órdenes de magnitud más pequeña que la potencia desechada

debido al desmantelamiento de plantas. De hecho, para el último año la potencia deseada acumulada llega a 2,79 MWp. Si bien no es una cifra despreciable en términos de residuos, no es comparable con el valor deseado producto del desmantelamiento de plantas. La evolución de la potencia acumulada convertida en desecho debido a fallas se aprecia en la Figura 4.16. En este gráfico puede verse que la acumulación debería producirse continuamente y está íntimamente ligada a los años de operación del conjunto de plantas. Los desechos comienzan a producirse desde el año 2012 hasta el año 2051 que es cuando la última planta es desmantelada.

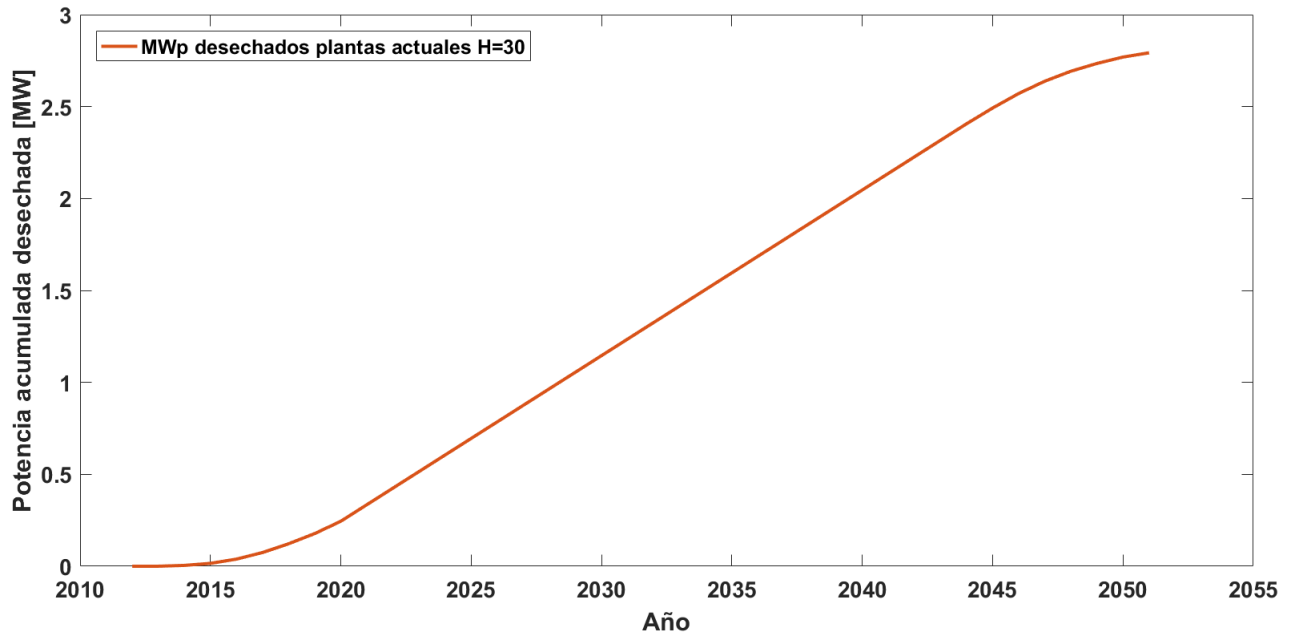


Figura 4.16: MWp desechados debido a fallas usando modelo de referencia. Se consideran solo las plantas actuales, tomando como caso base un $H=30$.

4.4.1.2. Sensibilización H

Como parte del análisis para este modelo de referencia, se incluye una sensibilización de H . Como se mencionó, H toma los valores 25 años y 35 años para cubrir el espectro real de vida útil declarada por las plantas. La Figura 4.17 muestra el resultado de la sensibilización. La línea roja es el caso base donde $H = 30$. Por su parte la línea verde corresponde al caso $H = 25$, mientras que la línea azul corresponde al caso $H = 35$. Como puede verse la forma de la curva se mantiene para todos los casos, al igual que el valor final de MWp acumulados como desecho producto del desmantelamiento. La diferencia radica únicamente en que las curvas se desplazan dependiendo del valor de H . Si el horizonte de operación se alarga, entonces, las salidas de desechos se atrasan, caso contrario, las salidas se adelantan.

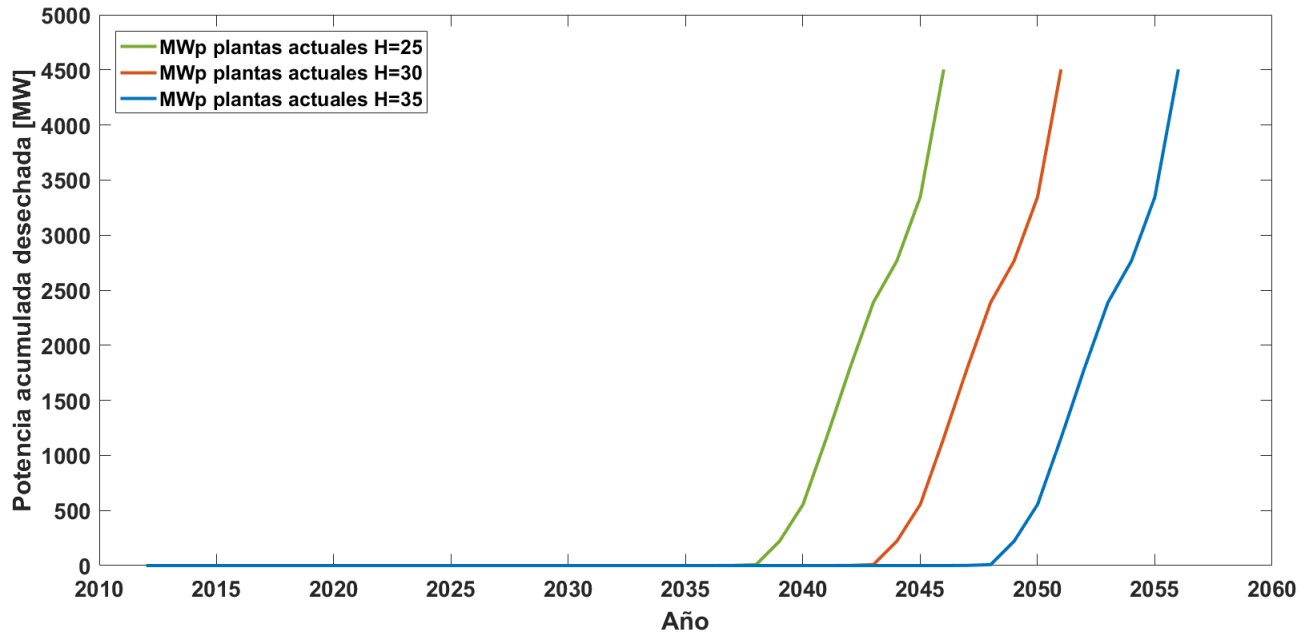


Figura 4.17: MWp desechados por fin de vida útil, equivalente a aplicar el modelo de referencia. En el gráfico se muestra la sensibilización de H , considerando solo las plantas actuales.

Como complemento se incluye la Tabla 4.1 donde puede verse el periodo en años en que se producen las salidas para cada horizonte de evaluación. Como se mencionó, cada periodo dura 10 años, pero comienzan en años distintos. En la medida en que H crece, el año de salida se atrasa.

Tabla 4.1: Distribución años de salidas de desechos fotovoltaicos para cada horizonte. Modelo de referencia. Plantas actuales.

Casos	Años Salidas
H=25	[2037-2046]
H=30	[2042-2051]
H=35	[2047-2056]

Por su parte, en el caso de los residuos acumulados producto de fallas catastróficas, las curvas se modifican ligeramente. En la Figura 4.18 se muestra el comportamiento de la acumulación para los casos de sensibilización junto con el caso base. La diferencia radica principalmente en que a medida que H crece, la curva se alarga. Esto se explica porque la cantidad de años de operación de las plantas crece y por lo tanto se acumulan más residuos.

Sin importar cuanto se alargue el horizonte, al igual que en el caso base, la cantidad de residuos acumulados producto de las fallas no se compara con los residuos producidos por el desmantelamiento de las plantas.

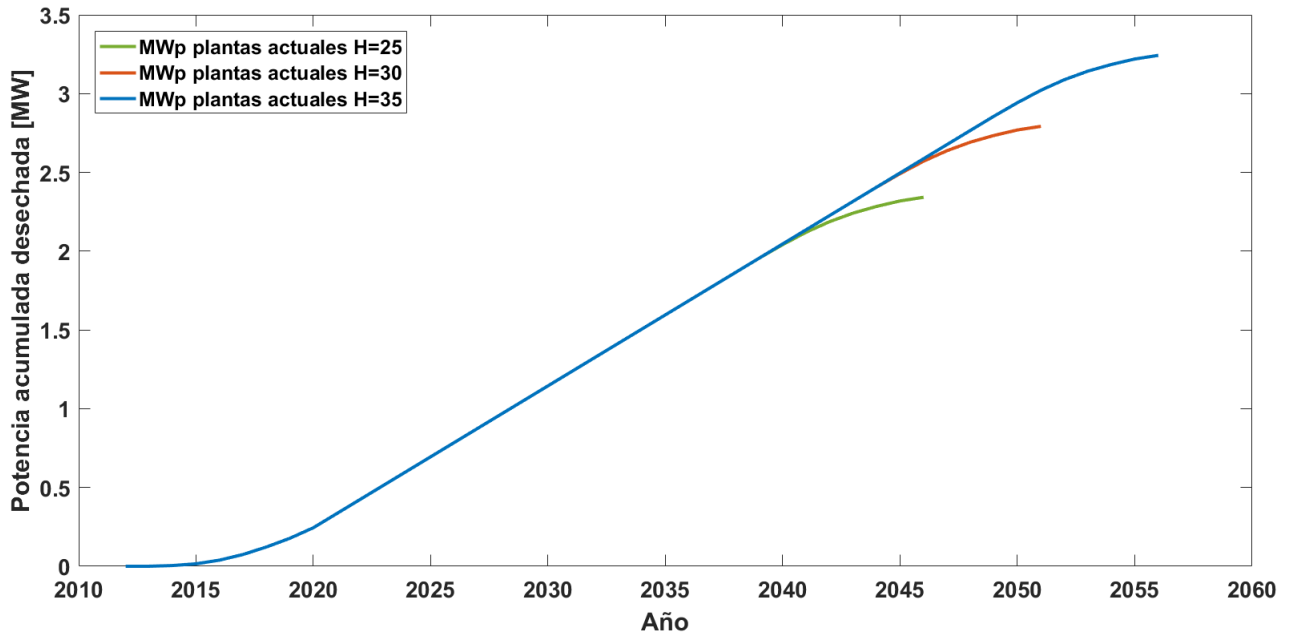


Figura 4.18: MWp desechados debido a fallas usando modelo de referencia. Se realiza la sensibilización de H , usando solo las plantas actuales.

En la Tabla 4.2, complementaria al gráfico anterior, puede verse el valor acumulado de potencia desechada para cada valor de H . El valor se obtiene en el último año del periodo de salidas. Es decir, en el caso $H = 25$, las plantas actuales tienen un periodo de operación de 35 años, de modo que para el año 2046 se contabilizan 2,34 MWp desechados. Para el caso $H = 30$, este periodo aumenta a 40 años, por lo que el año 2051 es el último año de operación y se habrán acumulado 2,79 MWp de desechos. Finalmente, en el caso $H = 35$, el periodo de operación se extiende por 45 años hasta el año 2056, acumulando 3,24 MWp de desechos.

Tabla 4.2: Distribución años de salidas desechos fotovoltaicos por fallas y total acumulado para cada horizonte. Modelo de referencia. Plantas actuales.

Casos	Años Salidas	Potencia Total [MWp]
H=25	[2012-2046]	2,34
H=30	[2012-2051]	2,79
H=35	[2012-2056]	3,24

4.4.2. Escenario PELP representativo: Transición Acelerada

Como se explicó, en la sección 4.2, los escenarios PELP son idénticos salvo en la potencia instalada el año 2040. Por lo anterior, basta tomar uno de estos escenarios como representativo de los demás, siempre teniendo en cuenta dónde está la diferencia. Para este trabajo se toma el escenario Transición Acelerada como el representante. La distribución respecto del año de entrada de estas plantas proyectadas se muestra en la Figura 4.5. El escenario de Transición Acelerada alcanza para el año 2040 una potencia de 18.203 MWp. La base de datos entregada incluye a las plantas actuales, por lo que los resultados pueden interpretarse como una extensión de lo expuesto en 4.4.1.

Al igual que en el caso de las plantas actuales, en este caso se construye el caso base considerando $H = 30$ y posteriormente se realiza una sensibilización de los resultados considerando $H = 25$ y $H = 35$.

4.4.2.1. Caso base: H=30

El gráfico de la Figura 4.19 muestra el resultado de la potencia acumulada como desecho producto del desmantelamiento de las plantas, considerando un horizonte de operación de 30 años ($H = 30$). En este gráfico se puede observar que el último conjunto de plantas se desmantela el año 2070, llegando a un total acumulado para ese año de 18.203 MWp como es esperable. Además, al incluir las plantas actuales, la curva hasta el año 2051 es idéntica a la del gráfico de la Figura 4.15. En los años posteriores se incluye la acumulación de desechos de las nuevas plantas.

Un aspecto importante es que la curva tiene una zona sin cambios que es reflejo de cómo el estudio PELP modela la proyección de instalaciones fotovoltaicas, donde existe una década sin nuevas plantas y la potencia recién crece el año 2040. Esto explica la forma final de la curva donde en el último año se observa un peak.

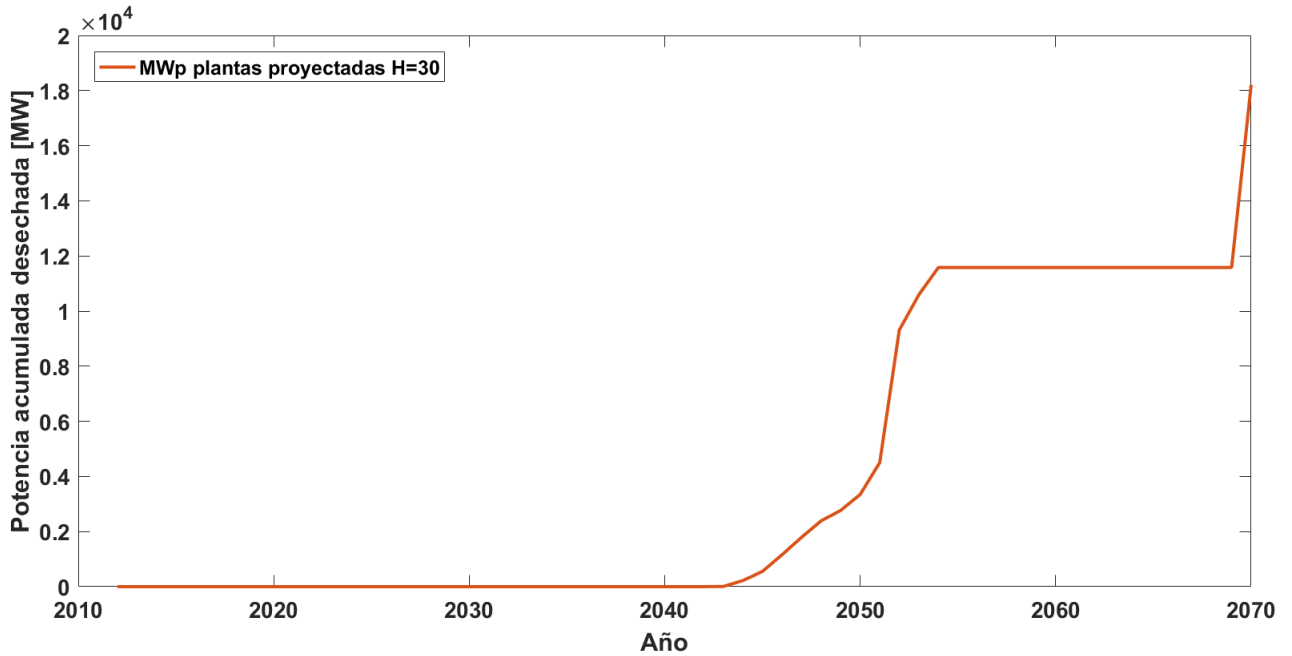


Figura 4.19: MWp desechados por fin de vida útil, equivalente a aplicar el modelo de referencia. Se consideran las plantas actuales y las plantas proyectadas por el escenario PELP Transición Acelerada. El caso base considera un $H=30$.

Por otro lado, la potencia desechada producto de fallas catastróficas puede verse en el gráfico de la Figura 4.20. De este gráfico se pueden obtener conclusiones similares al caso donde se evalúan solo las plantas actuales. El valor acumulado es muy pequeño si se compara con el desecho producto del desmantelamiento. El valor final para el año 2070, que es cuando finaliza el proceso para estas plantas, llega a 11,28 MWp. A diferencia del caso donde se evalúan solo plantas actuales, la acumulación evoluciona hasta el año 2070 debido a que

existen nuevas plantas. Los quiebres que se observan, son producto de los drásticos ingresos y salidas de potencia del sistema que propone el modelo PELP.

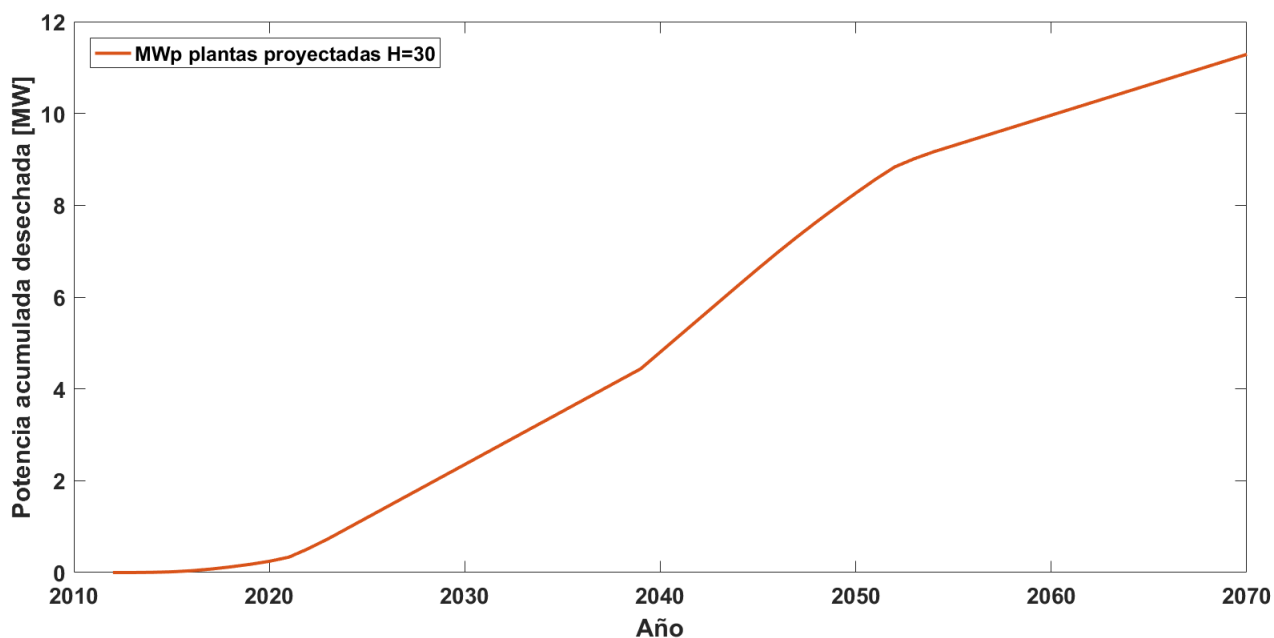


Figura 4.20: MWp desechados debido a fallas considerando la aplicación del modelo de referencia. Se consideran las plantas actuales y plantas proyectadas por escenario PELP Transición Acelerada. El caso base considera un $H=30$.

4.4.2.2. Sensibilización H

Las conclusiones que pueden obtenerse al realizar la sensibilización de H para este caso son similares al caso donde se evalúan solo las plantas actuales. La Figura 4.21 muestra el resultado con los 3 valores de H , incluyendo el caso base en rojo. Por su parte, en verde se muestra el caso $H = 25$ años y en azul el caso $H = 35$ años. Las curvas tienen la misma forma y además acumulan la misma cantidad de residuos. La única diferencia se relaciona con que las curvas se desplazan en el tiempo. A medida que H crece, la acumulación se retrasa en el tiempo.

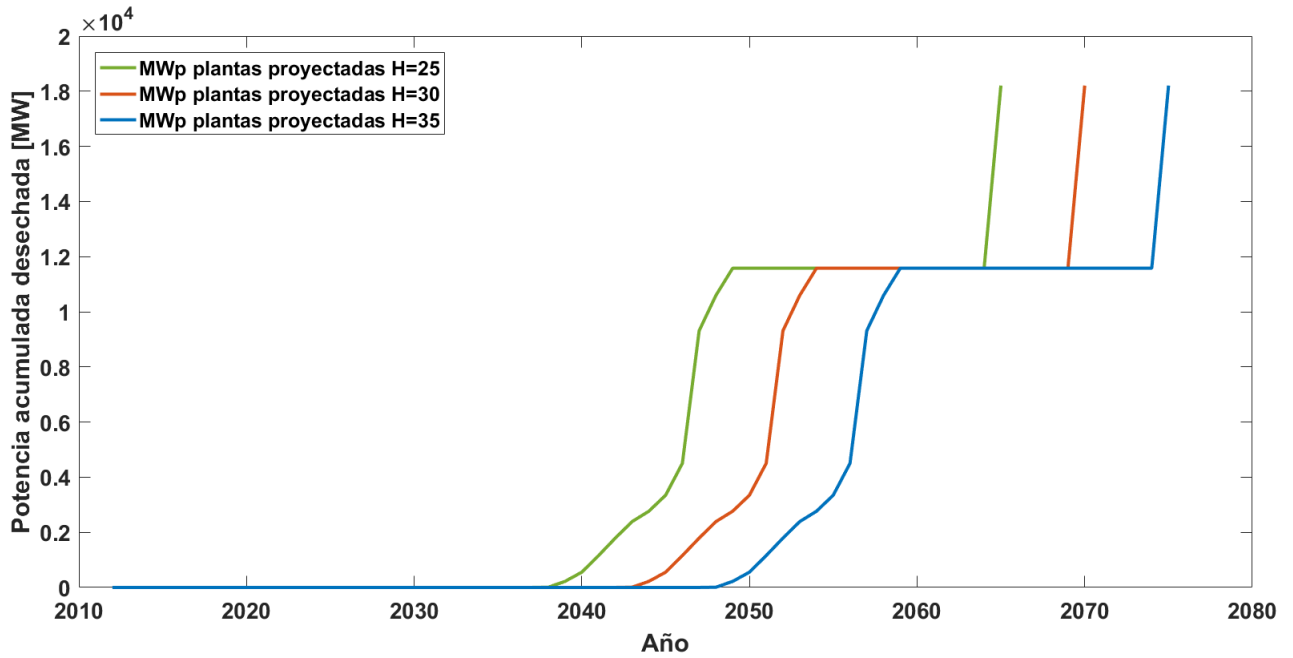


Figura 4.21: MWp desechados por fin de vida útil equivalente a aplicar el modelo de referencia. Se realiza la sensibilización de H aplicado a las plantas actuales y las plantas proyectadas por el escenario PELP Transición Acelerada.

Como complemento se incluye la Tabla 4.3 en donde se pueden conocer los años entre los que se producen las salidas. Cada uno de estos periodos se compone de dos partes. Las primeras salidas se producen en los 13 primeros años, mientras que la segunda parte comprende solo el último año. Esto último se debe a la composición de la proyección PELP.

Tabla 4.3: Distribución años de salidas de desechos fotovoltaicos para cada horizonte. Modelo de referencia. Plantas actuales y proyectadas.

Casos	Años Salidas
H=25	[2037-2049]U[2065]
H=30	[2042-2054]U[2070]
H=35	[2047-2059]U[2075]

Respecto de los residuos acumulados por fallas catastróficas, al realizar la sensibilización de H se obtiene el gráfico de la Figura 4.22. En rojo se muestra el caso base, mientras que en verde el caso $H = 25$ años y en azul el caso $H = 35$ años. El comportamiento que muestra la acumulación de estos residuos es similar al caso donde solo se evalúan las plantas actuales. Al alargar los horizontes de operación, existe una mayor acumulación. Esto puede verse en los años finales donde las curvas se separan, siendo el caso $H = 35$ el que más residuos por fallas acumula de acuerdo al modelo.

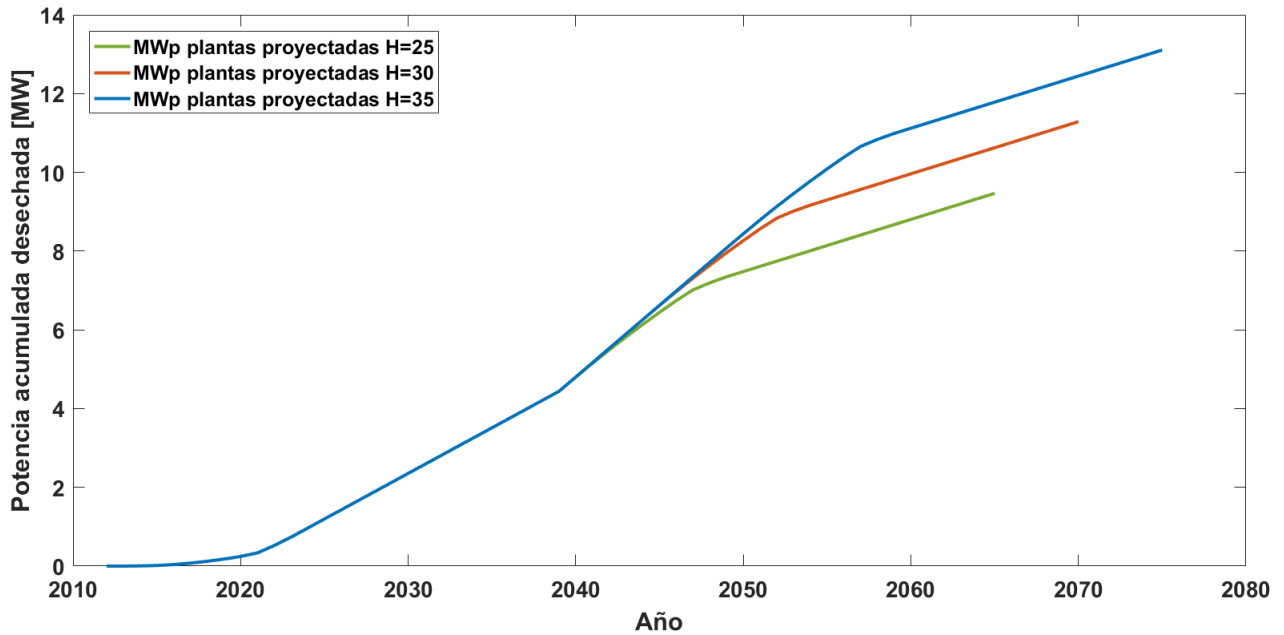


Figura 4.22: MWp desechados debido a fallas considerando la aplicación del modelo de referencia. Se realiza la Sensibilización de H aplicado a las plantas actuales y las plantas proyectadas por el escenario PELP Transición Acelerada.

La Tabla 4.4 entrega la información sobre los años de operación del conjunto de las plantas y el valor final acumulado. Como es esperable, al agregar más potencia al sistema, la cantidad de desechos aumenta. No obstante, comparativamente con los desechos que se producen por el desmantelamiento de plantas, el valor sigue siendo marginal.

Tabla 4.4: Distribución años de salidas desechos fotovoltaicos por fallas y total acumulado para cada horizonte. Modelo de referencia. Plantas actuales y proyectadas.

Casos	Años Salidas	Potencia Total [MWp]
H=25	[2012-2065]	9,46
H=30	[2012-2070]	11,28
H=35	[2012-2075]	13,10

4.4.3. Caracterización de los desechos

La información referente a la cantidad de MWp que son desechados corresponde al aspecto más elemental que se desprende de un modelo de proyección. Existen otros elementos que pueden analizarse y que ayudan a dilucidar las características del desecho. A partir de estas características es posible generar una discusión mejor nutrida. Para este trabajo, los elementos que se analizan son el peso de los residuos y los MWp útiles.

El peso corresponde a la cantidad de toneladas que representan los residuos. Por su parte, los MWp útiles representan la potencia que aún es útil de un conjunto de módulos que son

desechados. Lo anterior se basa en el hecho de que a los 25 años en promedio los módulos se han deteriorado hasta un 80 % de su capacidad. Entonces, a pesar de que el rendimiento ha disminuido, aún logran generar.

Para simplificar el análisis, y en base a lo expuesto en los resultados anteriores, se toman los datos del escenario PELP Transición Acelerada como referencia. De esta forma se consideran las plantas actuales dentro del análisis y además, como ya se ha mencionado, se toma como referencia el escenario con más potencia acumulada. El análisis se aplica solo al caso base que considera $H = 30$. Lo anterior significa, que los gráficos de las figuras 4.19 y 4.20 son la referencia a partir de los cuales se construyen ambos análisis.

4.4.3.1. Peso de los desechos

Como se mostró en el ejemplo de validación del capítulo 3, para obtener el peso de los residuos de una planta puntual se debe conocer el año de instalación a partir del cual, se conoce cual es el peso promedio en toneladas por MWp de los módulos ese año, siendo consistentes con las características tecnológicas del año de instalación. Si este proceso se repite para todas las plantas del caso Transición Acelerada, entonces se puede estimar la evolución del peso de los desechos para todo el país. Dentro de este análisis se incluye también el peso de los desechos producidos por fallas. De este modo, el resultado puede interpretarse como el caso en que todos los MWp desprendidos del sistema son simplemente desechos y van a parar a un vertedero. El resultado de realizar este análisis para la base de datos comentada se muestra en la Figura 4.23.

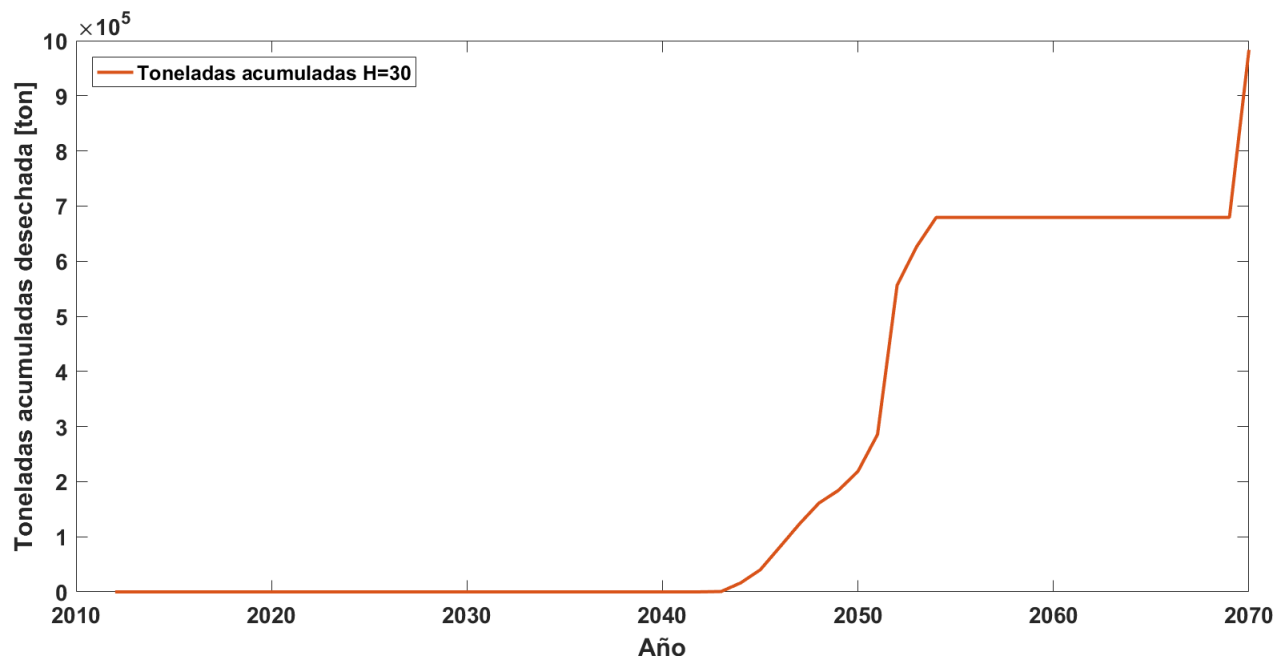


Figura 4.23: Peso de desechos acumulados para modelo de referencia. Se consideran plantas actuales y plantas proyectadas por el escenario PELP de Transición Acelerada. El caso base toma como valor $H=30$.

Como puede verse, la evolución de la curva es prácticamente idéntica a la del gráfico de

la Figura 4.19. Existe una variación imperceptible producto de que se incluyen los módulos que presentan fallas. Como puede observarse, para el año 2051, donde se encuentran solo las plantas actuales, los desechos suman casi 300.000 toneladas acumuladas, siendo este el dato que con mejor certeza se puede estimar. Si en adelante se contempla la evolución proyectada en el estudio PELP, se puede ver una acumulación exponencial que termina el año 2054 con casi 700.000 toneladas. El último valor del año 2070 es de 983.208 toneladas de residuos acumulados. Se hace evidente que, basados en estos datos, desde el año 2042 en adelante el problema de la acumulación de residuos comenzará a hacerse notar y crecerá de manera exponencial.

Si en este análisis se incluye la sensibilización de H se debe tener en cuenta los gráficos de las figuras 4.21 y 4.22. La conclusión que se obtiene de la sensibilización para este modelo es que a medida que crece H , la aparición de los residuos se posterga, pero la cantidad de residuos seguiría siendo igual, salvo por una pequeña diferencia. Esta diferencia tiene que ver con la acumulación de módulos con fallas, como se mostró, a medida que H aumenta, estos residuos también lo hacen. No obstante, los valores son marginales, por lo que las diferencias son despreciables. A modo de complemento se incluye la Tabla 4.5, donde se muestra el valor final acumulado y el periodo.

En base a esta información, se puede concluir que a medida que H decrece el problema se agudiza, pues las salidas de módulos se adelantan, no existiendo grandes diferencias en la cantidad de residuos.

Tabla 4.5: Peso desechos acumulados para modelo de referencia aplicado a plantas actuales y plantas proyectadas por escenario Transición Acelerada. Considera sensibilización de H .

Escenario	Peso acumulado (Toneladas)	Periodo Salidas (Años)
H=25	983.110	2037-2065
H=30	983.208	2042-2070
H=35	983.306	2047-2075

4.4.3.2. Potencia útil

Estimar el peso en toneladas de los residuos fotovoltaicos da pie para entender el impacto considerando estos residuos como basura. Por su parte, estimar la potencia útil luego del recambio entrega un dato necesario pensado en una posible segunda vida.

Para estimar la potencia útil de cada planta se debe usar la ecuación 3.25 evaluada para el año de salida. Este valor entrega el deterioro porcentual acumulado, el cual se multiplica con la potencia inicial de la planta. De esta forma, el resultado es una potencia “aparente” que es equivalente a una planta nueva de esa potencia calculada. Por supuesto, en la práctica, esta equivalencia es temporal, pues los módulos antiguos se deterioran a mayor ritmo que los módulos nuevos y de hecho, podrían no deteriorarse linealmente a partir de cierto punto.

El cálculo de la potencia útil se realiza para el caso base donde $H = 30$. A diferencia del caso donde se explora el peso de los residuos, en este caso, los MWp desechados por fallas

no se consideran, pues son módulos que ya no generan potencia. Por lo tanto el ejercicio se realiza considerando solo la potencia nominal. El gráfico de la potencia útil acumulada de todos los residuos se muestra en la Figura 4.24.

Como es esperable la forma de curva es idéntica a la del gráfico de la Figura 4.19. La diferencia está en la potencia. Bajo este escenario, los módulos han sufrido un desgaste de 30 años, por lo que el deterioro es de más del 80 %. Tomando como referencia el año 2051, para así considerar solo las plantas actuales, los 4.503 MWp nominales desechados ese año se pueden interpretar como 3.293 MWp útiles, lo que representa un poco más del 73 % de potencial de generación. En otras palabras, estos mismos 4.503 MWp desechados el año 2051 pueden interpretarse como casi 300.000 toneladas de basura o como más de 3,2 GWp de potencia útil.

Al extender el análisis para las plantas proyectadas, las conclusiones son similares al caso del peso. El crecimiento de los MWp útiles acumulados es exponencial y para el año 2070 llega a 13.905 MWp.

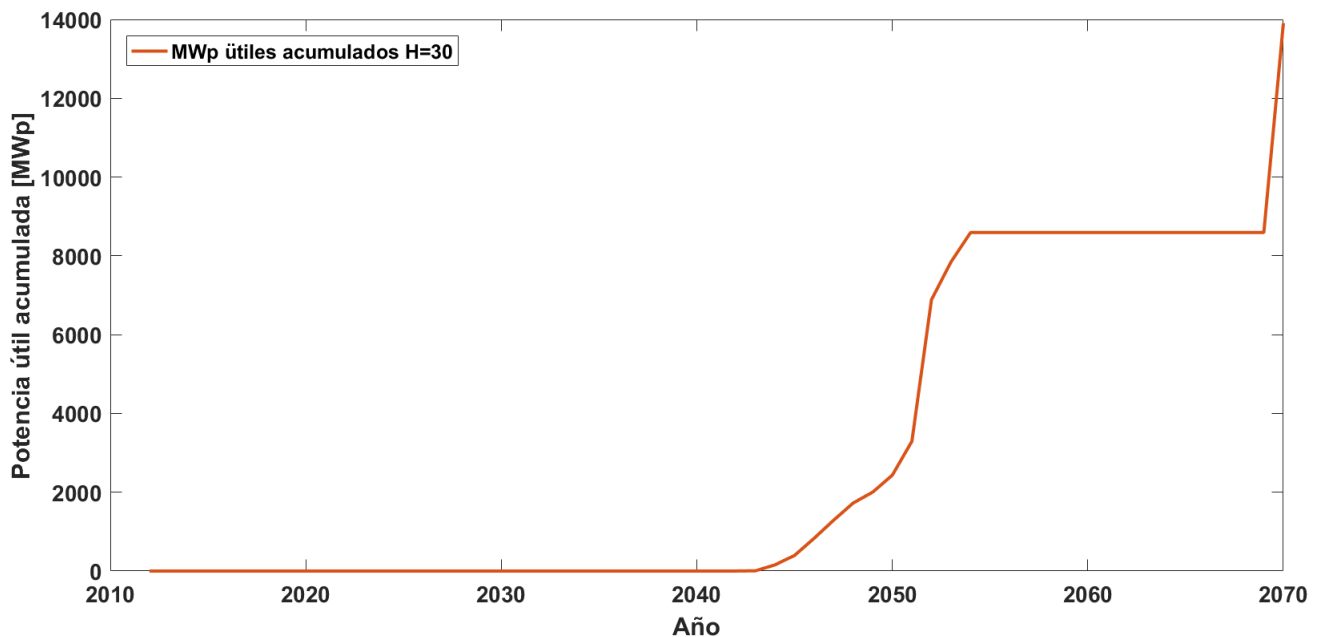


Figura 4.24: Potencia útil acumulada y desechada de acuerdo al modelo de referencia. Se consideran plantas actuales y plantas proyectadas por el escenario PELP de Transición Acelerada. El caso base toma como valor $H=30$.

Al incluir la sensibilización de H deberían producirse dos efectos. Por un lado, está el retraso o adelanto en la salida de residuos, pero además, en la medida en que H crece, significa que los módulos se usan por más tiempo, acumulando un mayor desgaste. De esta forma, el retraso tiene como consecuencia que la potencia útil disminuye. En la Tabla 4.6 se incluyen los datos con los valores finales. Como puede verse, la potencia nominal de 18.203 MWp se reduce a medida que aumenta H . Si bien aumentar el valor de H puede parecer desventajoso, en realidad los módulos durante esos años extra estuvieron siendo utilizados, al

tiempo que se retrasa su salida impidiendo así, durante ese periodo extra, que estos módulos puedan caer en un vertedero.

Tabla 4.6: Potencia útil desechos acumulados para modelo de referencia aplicado a plantas actuales y plantas proyectadas por escenario Transición Acelerada. Considera sensibilización de H .

Escenario	Potencia útil (MWp)	Período Salidas (Años)
H=25	15.140	2037-2065
H=30	13.905	2042-2070
H=35	12.566	2047-2075

4.5. Generación de residuos PV: modelo optimización LCOE

En el capítulo 3 se explicó por qué el modelo de referencia de la vida útil se considera insuficiente. La principal razón es porque asume que el dueño de la planta no toma decisiones racionales que consideran el factor económico. Por lo tanto, los resultados expuestos en la sección 4.4 sirven solo como referencia. El modelo de proyección propuesto, del cual se incluyen los resultados a continuación, considera este aspecto económico y asume que se harán los esfuerzos para optimizar el funcionamiento de cada planta, lo que a su vez afecta la proyección de residuos.

Al igual que en el modelo de la vida útil, en el caso base de este modelo, se considera un horizonte de evaluación $H = 30$ y una tasa de descuento $r = 7\%$. Posteriormente se realiza un análisis de sensibilidad que considera las variables H y r . En el caso del horizonte de evaluación, se toman como posibles valores $H = 25$ y $H = 30$, manteniendo $r = 7\%$. A diferencia de lo expuesto en la sección 3.7 de validación del modelo, se consideran solo estos dos valores por ser más representativos de la realidad. La inclusión de más valores en la mencionada sección ayudó solamente a comprender la dinámica del modelo. De la misma forma, la sensibilización de r considera solo los valores $r = 6\%$ y $r = 8\%$, mientras que el horizonte de evaluación queda fijo en $H = 30$.

Este análisis con las respectivas sensibilizaciones se aplican a dos bases de datos al igual que en el caso anterior. La primera base de datos considera solo las plantas actuales, mientras que la segunda base de datos considera las plantas actuales y la proyección de plantas del escenario PELP Transición Acelerada.

Posteriormente, considerando los resultados de la segunda base de datos, debido a su completitud, se realiza una caracterización de residuos que analiza el peso y la potencia útil de éstos solo para el caso base. Finalmente, a la luz de los resultados de ambos modelos y de sus respectivos análisis, se incluye una subsección de comparación.

Un último aspecto que es importante comentar previo a mostrar los resultados es que los gráficos consideran solo los desechos provenientes del recambio. En la sección de validación,

se comenta que cada planta genera residuos una primera vez por el recambio y una segunda vez H años después producto del desmantelamiento. Para el caso de estos resultados, esta última salida no se considera dentro de los gráficos. De esta forma los resultados de este modelo se pueden comparar más claramente con los resultados del modelo de referencia de la sección anterior. Sin embargo, a modo de análisis se incluirán los valores de salida finales acumulados a lo largo de los años posteriores al recambio.

4.5.1. Plantas Actuales

4.5.1.1. Caso base: $H=30$ $r=7\%$

Al igual que en la sección anterior, el primer paso es realizar la proyección de residuos para el caso base y solo considerando las plantas actuales. De esta forma estos primeros resultados constituyen un primer escalón de mayor certeza para la proyección de residuos. El caso base para el modelo de proyección propuesto considera un horizonte de evaluación de $H = 30$ años y una tasa de descuento de $r = 7\%$. El resultado de aplicar el algoritmo propuesto a cada una de las plantas actuales se muestra en el gráfico de la Figura 4.25, el cual grafica la potencia deseada producto de un recambio acumulada a través del tiempo.

Lo primero que es importante notar es que la acumulación de desechos también se acumula de forma exponencial, pero no copia algún patrón predecible o que se asemeje a curvas mostradas anteriormente. No obstante, la forma exponencial de la curva se explica por cómo ha sido el crecimiento de la potencia fotovoltaica instalada en Chile. De forma adicional, existen algunos puntos importantes que se pueden resaltar. En primer lugar, los recambios comienzan a producirse el año 2038 y duran hasta el año 2051. En segundo lugar, considerando el año 2050 como una referencia común en otros estudios, se puede comprobar que para ese año 4.399 MWp de los 4.504 MWp totales habrán sido recambiados de acuerdo a estos resultados.

Por supuesto, un recambio asegura que las plantas puedan operar por más tiempo, en este caso otros 30 años. Por lo tanto, existirá una segunda salida de residuos que debería producirse acumulando otros 4.504 MWp, siguiendo la misma forma de esta curva, pero 30 años después, es decir, entre los años 2068 y 2081.

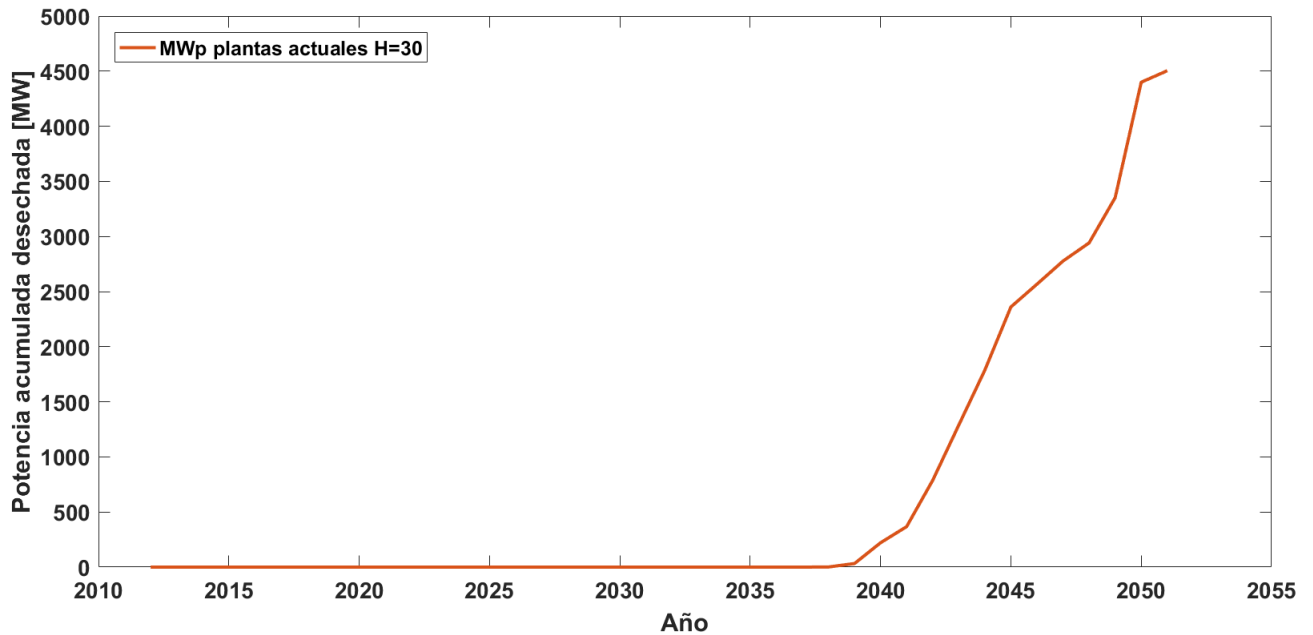


Figura 4.25: Potencia desechada por recambio, aplicando el modelo propuesto. Se consideran solo las plantas actuales, tomando como caso base un $H=30$ y un $r=7\%$.

Existen otros elementos adicionales que pueden comentarse a partir de los resultados, cuyos valores se incluyen en la Tabla 4.7. El primer aspecto corresponde a cuando las plantas realizan su recambio. Cada planta tiene su propia realidad, por lo que no existe un valor fijo. No obstante, se incluye el valor promedio de todas las plantas que corresponde a 27,64 años. Es decir, en promedio, a las plantas evaluadas en un horizonte de 30 años, les conviene realizar un recambio el año 27,64, de modo que así pueden operar en total 57,64 años, bajo el supuesto que los nuevos módulos serán dados de baja 30 años después. Esto significa que muchas plantas están realizando recambios antes del año 30, lo que indica que, las salidas deberían adelantarse.

Por otro lado, el aspecto económico de las plantas se ve representado por los valores de LCOE. Nuevamente, cada planta tiene sus propios valores, pero a modo de referencia se incluyen en la tabla los valores promedios, tanto para el LCOE base (sin recambio), como para el LCOE óptimo (con recambio). Los resultados promedios muestran una evidente baja en el valor de la energía, lo que confirma que realizar los recambios en los tiempos mencionados por el algoritmo es más eficiente. La reducción promedio en el precio de la energía es de 8,01 US\$/MWh, correspondiente a la diferencia entre ambos valores. Lo anterior, da muestras de que considerar el ciclo de vida completo de las plantas logra hacerlas más competitivas financieramente.

Tabla 4.7: Resumen resultados modelo de optimización. Caso base H=30 y r=7%. Plantas actuales.

Escenario	Periodo Salidas (años)	LCOE base promedio (US\$/MWh)	LCOE óptimo promedio (US\$/MWh)	Año recambio promedio (años)
Base	2038-2051	75,29	67,28	27,64

La acumulación de residuos por fallas es otro aspecto que se considera en este estudio. Para el caso del modelo de optimización propuesto la acumulación de residuos expresados en MWp para el caso base se muestra en el gráfico de la Figura 4.26. El comportamiento de la curva es aproximadamente lineal y tiene un periodo de acumulación desde el 2012 hasta el año 2051. Lo anterior coincide con el periodo de operación de los módulos hasta que la última planta realiza recambio. Hasta este último año de operación se contabilizan 2,58 MWp de desechos acumulados debido a fallas catastróficas, lo que representa un valor marginal comparado con las salidas producto de recambios.

A modo complementario, se puede indicar que, considerando la operación de los nuevos módulos que comienzan a operar desde el 2038 hasta el 2081, se deben sumar otros 2,79 MWp, durante ese periodo. Esto se estima considerando que los nuevos módulos operan por 30 años y que se mantiene la tasa de fallos.

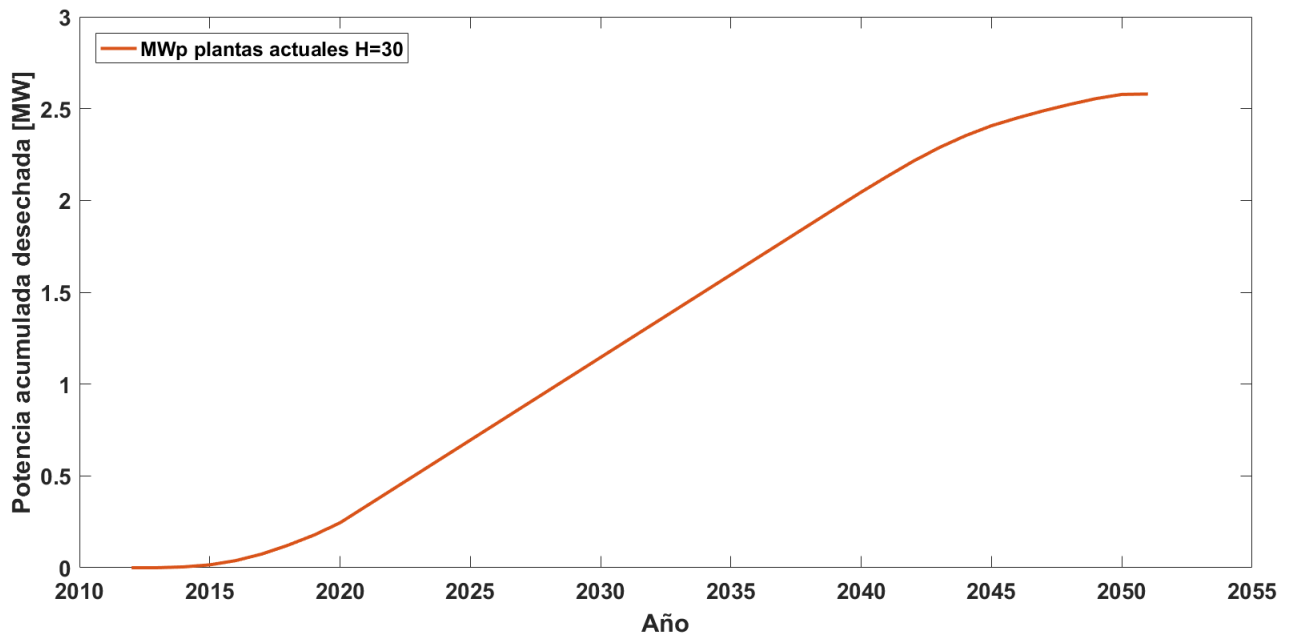


Figura 4.26: Potencia desechada por fallas usando modelo propuesto. Se consideran solo las plantas actuales, considerando como caso base un H=30 y un r=7%.

4.5.1.2. Sensibilización H

Utilizando la misma base de datos de las plantas actuales se pueden sensibilizar los resultados del modelo propuesto. La primera forma de sensibilizar los resultados corresponde a modificar el valor del horizonte de evaluación en el modelo, manteniendo la tasa de descuento en el valor base $r = 7\%$. Por su parte, el horizonte de evaluación toma otros dos valores además del base: $H = 25$ años y $H = 35$ años. El resultado de este ejercicio se muestra en la Figura 4.27, donde pueden verse graficados los 3 casos correspondientes a la potencia acumulada desechada por recambios. En rojo puede verse el caso base, mientras que en verde se muestra el caso $H = 25$ y finalmente, en azul se grafica el caso en que $H = 35$.

Las 3 curvas son similares en tener una forma exponencial, no obstante, se dan resultados que pueden ser poco intuitivos. Por un lado, se puede ver que el caso base es el que más atrasa la salida de módulos, mientras en los otros dos casos, las salidas se adelantan y comienzan el año 2037. Por su parte, el escenario $H = 25$ corresponde a la forma más aguda de acumulación, puesto que para el año 2046, los 4.504 MWp de potencia habrán sido recambiados. El caso base corresponde al caso menos agudo en donde los residuos se producen en más tiempo, finalizando el año 2051. Por su lado, el caso $H = 35$, contrario a la lógica hace que las salidas de módulos se adelanten, y de hecho, para el año 2049, la totalidad de la potencia habrá sido recambiada. Este fenómeno, tal como se comentó en la sección de validación, se explica porque los nuevos módulos pueden ser utilizados por más tiempo (35 años), lo que, para efectos del modelo, corresponde a relajar una restricción y hacer operar a la planta de forma más eficiente. El incentivo económico de esta mejora de eficiencia es detectado por el algoritmo, recomendando una salida anticipada respecto del caso base.

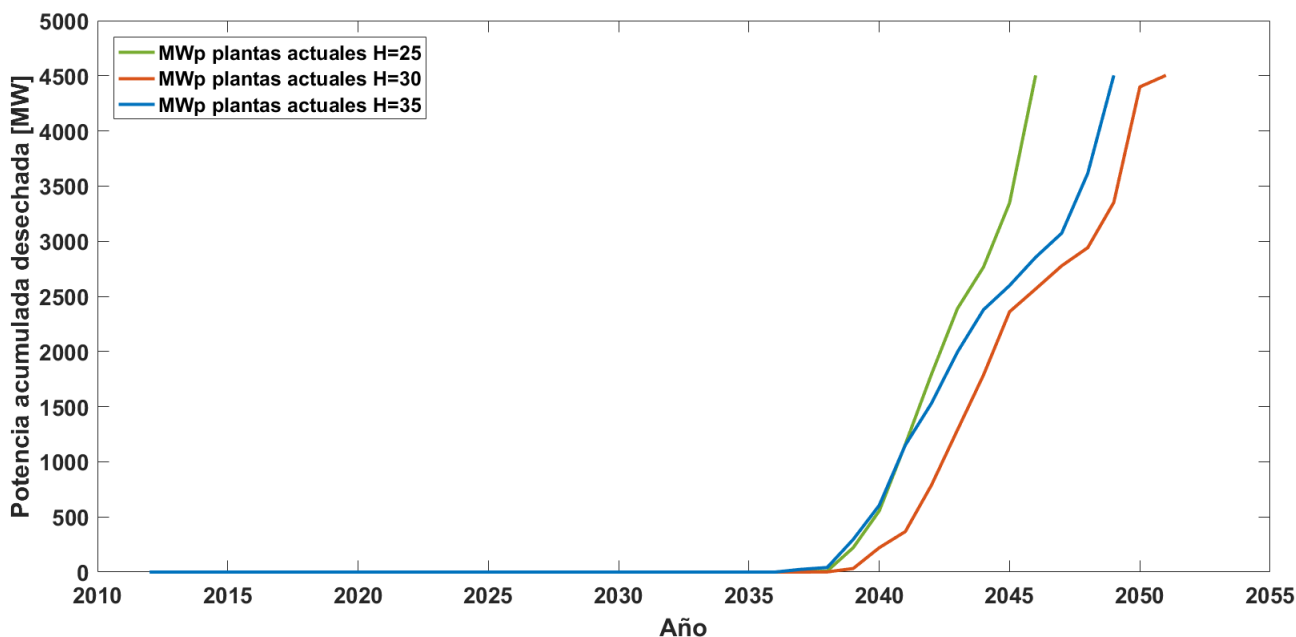


Figura 4.27: Potencia desechada por recambio, utilizando el modelo propuesto. Se realiza una sensibilización de H, manteniendo el valor de $r=7\%$. Solo se consideran las plantas actuales.

En la Tabla 4.8 se incluye la misma información complementaria que en el caso base.

Continuando con la discusión, respecto del año de recambio promedio de todas las plantas, se puede ver que el caso base es el que por años en promedio hace funcionar los módulos actuales. El caso $H = 25$ por su parte, entrega un promedio de 25 años, puesto que el resultado de todas las plantas es realizar el recambio el año 25, lo que emula las salidas del modelo de referencia. Por su parte, al aumentar el valor del horizonte de evaluación, como puede verse, en promedio el año de salida de las plantas se adelanta a 26,36 años. Así, el caso con $H = 35$ es el que genera más distancia respecto de su caso original, es decir, considerando que eventualmente un módulo podría durar 35 años, las salidas se producen mucho antes en promedio.

Respecto de los LCOE promedios mostrados en la tabla, existen dos elementos que comentar. Lo primero es que, como es esperable a medida que H crece y los módulos pueden funcionar por más años, los valores disminuyen. En el caso de los valores de LCOE base promedio, las diferencias entre los valores es más pronunciada, mientras que en el caso del LCOE óptimo promedio, la diferencia entre los 3 escenarios disminuye. Por su parte, la mayor baja entre LCOE base promedio y LCOE óptimo promedio se produce en el caso $H = 25$. En segundo lugar, se puede notar que a medida que crece H , las diferencias entre LCOE base promedio y LCOE óptimo promedio se reducen.

Las tendencias mostradas en estos resultados coinciden con lo expuesto en la sección de validación, donde se probó que desde cierto punto cercano a los 30 años, a medida que aumenta H , las salidas se adelantan hasta un punto de convergencia. Al mismo tiempo, los valores de LCOE se reducen, y en particular, la diferencia entre el valor LCOE base y LCOE óptimo se acorta.

Tabla 4.8: Resumen resultados modelo de optimización. Sensibilización de H . Plantas actuales.

Escenario	Periodo Salidas (años)	LCOE base promedio (US\$/MWh)	LCOE óptimo promedio (US\$/MWh)	Año recambio promedio (años)
H=25	2037-2046	79,00	67,90	25,00
Base H=30	2038-2051	75,29	67,28	27,64
H=35	2037-2049	73,14	66,95	26,36

Respecto de los MWp acumulados producto de las fallas, se puede deducir a partir del gráfico de la Figura 4.28 y de los datos de la Tabla 4.9 que el caso base es el que más residuos producto de fallas acumula. Lo anterior se condice con el hecho de que es el escenario que más tiempo hace que los módulos originales operen. En los otros dos escenarios el valor acumulado es menor y se justifica de la misma forma. No obstante, en todos los casos, la cantidad acumulado sigue siendo marginal respecto del caso base.

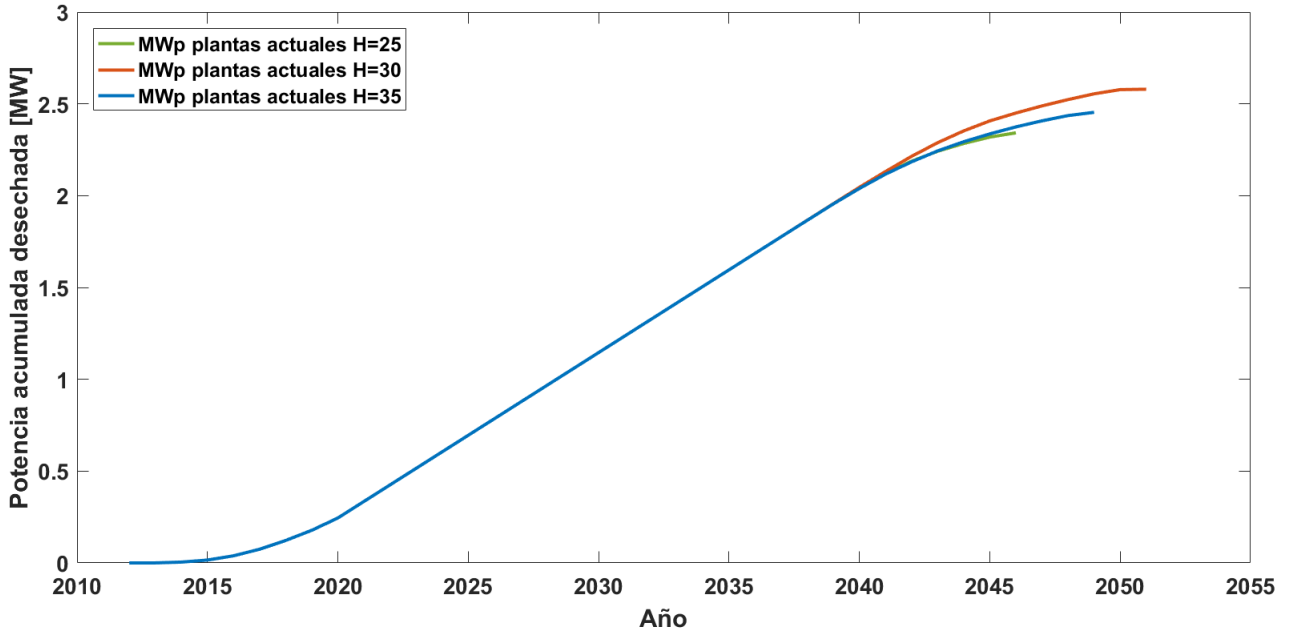


Figura 4.28: Potencia desechada por fallas usando modelo propuesto. Se realiza una sensibilización de H , manteniendo el valor de $r=7\%$. Se consideran solo las plantas actuales.

Tabla 4.9: Potencia desechada por fallas usando modelo de optimización. Sensibilización de H . Plantas actuales.

Escenario	Periodo Salidas (años)	Potencia desechada (MWp)
H=25	2012-2046	2,34
Base H=30	2012-2051	2,58
H=35	2012-2049	2,45

4.5.1.3. Sensibilización r

En el caso de sensibilizar la tasa de descuento, se deja fijo el horizonte de evaluación en $H = 30$ años. Como se adelantó, la tasa de descuento se sensibiliza para otros dos valores a partir del caso base donde $r = 7\%$. Estos valores son $r = 6\%$ y $r = 8\%$. En la Figura 4.29 se grafican los 2 nuevos casos en conjunto con el caso base que se representa con la línea roja. Por su parte, la línea verde corresponde al caso en que $r = 6\%$ y la línea azul al caso en que $r = 8\%$.

Como puede apreciarse en el gráfico, existe una clara tendencia en estos 3 escenarios. A medida que r crece, el recambio se adelanta. Para el caso con $r = 6\%$, el periodo de salidas es desde el 2040 hasta el 2051, mientras que para que caso base es entre el año 2038 y 2051. Finalmente, para el caso $r = 8\%$, las salidas se adelantan para el año 2036 hasta el 2049. Es notorio que en realidad, la principal diferencia entre los escenarios, radica en cuando las plantas más antiguas optan por el recambio. El hecho de que los 3 escenarios

terminen aproximadamente el mismo año, da cuenta de que las plantas más modernas se ven menos afectadas por la variación en el valor de la tasa de descuento. Entonces, la verdadera problemática radica en cuando comenzarán a producirse los primeros residuos. Las tendencias de acumulación muestran que en el caso $r = 6\%$ la salida de módulos llegaría a 3.347 MWp para el año 2050, mientras que en el caso base y el caso $r = 8\%$, los valores llegan prácticamente a la totalidad de la potencia para el mismo año.

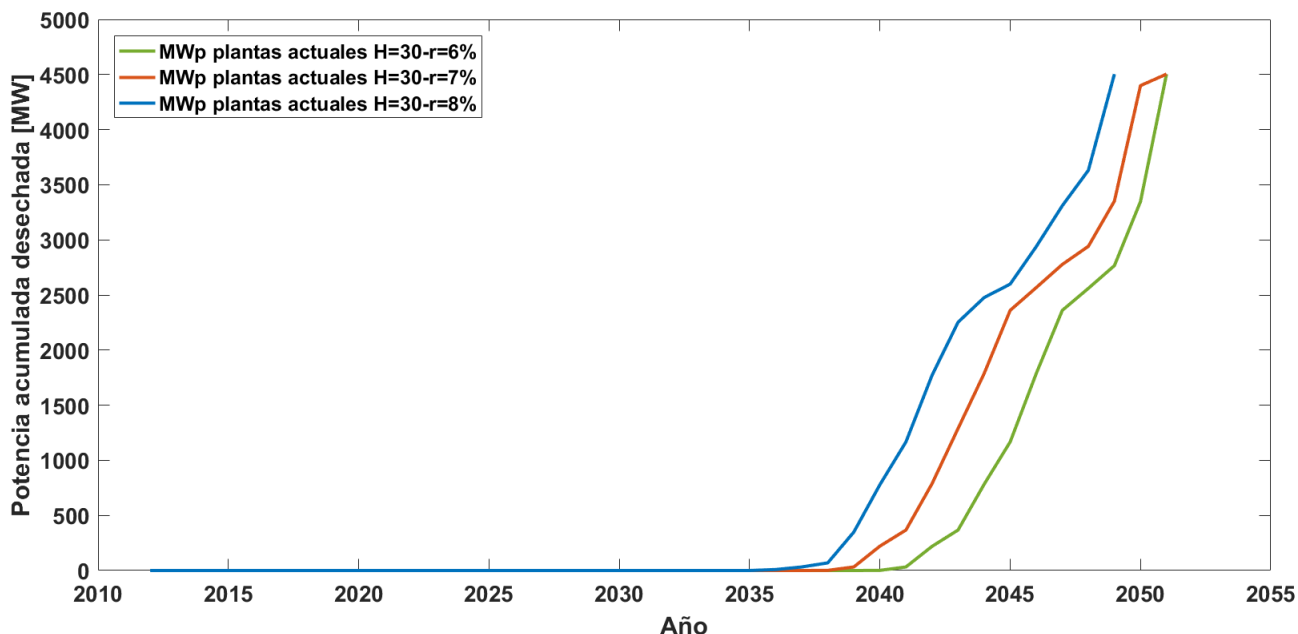


Figura 4.29: Potencia desechada por recambio, utilizando modelo propuesto. Se realiza una sensibilización de r , manteniendo el valor de $H=30$. Solo se consideran las plantas actuales.

Al revisar los datos complementarios de la Tabla 4.10 se clarifica la tendencia de anticipo de salidas con el crecimiento de r . De hecho, en el caso $r = 6\%$, el promedio de salida de las plantas es de 29,4 años, muy cercano al valor nominal de 30 años. A medida que r crece este promedio disminuye como puede apreciarse.

Por su parte, los valores de LCOE muestran que a medida que r crece, el precio de la energía se encarece. Esto se explica producto de que existe una mayor exigencia al capital, por lo que, para que sea rentable la producción, el precio de la energía debe aumentar. Por su parte, la diferencia entre los LCOE base promedio y los LCOE óptimo promedio se ajusta a medida que crece r . En otras palabras, si r es menor, el recambio se vuelve comparativamente más conveniente.

Tabla 4.10: Resumen resultados modelo de optimización. Sensibilización de r . Plantas actuales.

Escenario	Periodo Salidas (años)	LCOE base promedio (US\$/MWh)	LCOE óptimo promedio (US\$/MWh)	Año recambio promedio (años)
$r=6\%$	2040-2051	68,85	59,58	29,40
Base $r=7\%$	2038-2051	75,29	67,28	27,64
$r=8\%$	2036-2049	81,95	75,05	26,02

Respecto de la acumulación de potencia desechada por fallas, en este caso se produce una mayor convergencia entre los valores. Esto se puede observar a partir del gráfico de la Figura 4.30 y de los datos de la Tabla 4.11. No obstante se puede ver una tendencia clara que muestra que a medida que r aumenta habrá más salidas por fallas. Esto es una consecuencia de que los recambios en promedio se adelanten al aumentar la tasa de descuento. Si bien los periodos en donde se producen las salidas por fallas son similares, existen diferentes cantidad de plantas operando en cada momento, lo que explica las diferencias entre los distintos escenarios. Nuevamente, al igual que en los casos anteriores, la cantidad de potencia desechada por fallas es despreciable con respecto a la potencia desechada por el recambio.

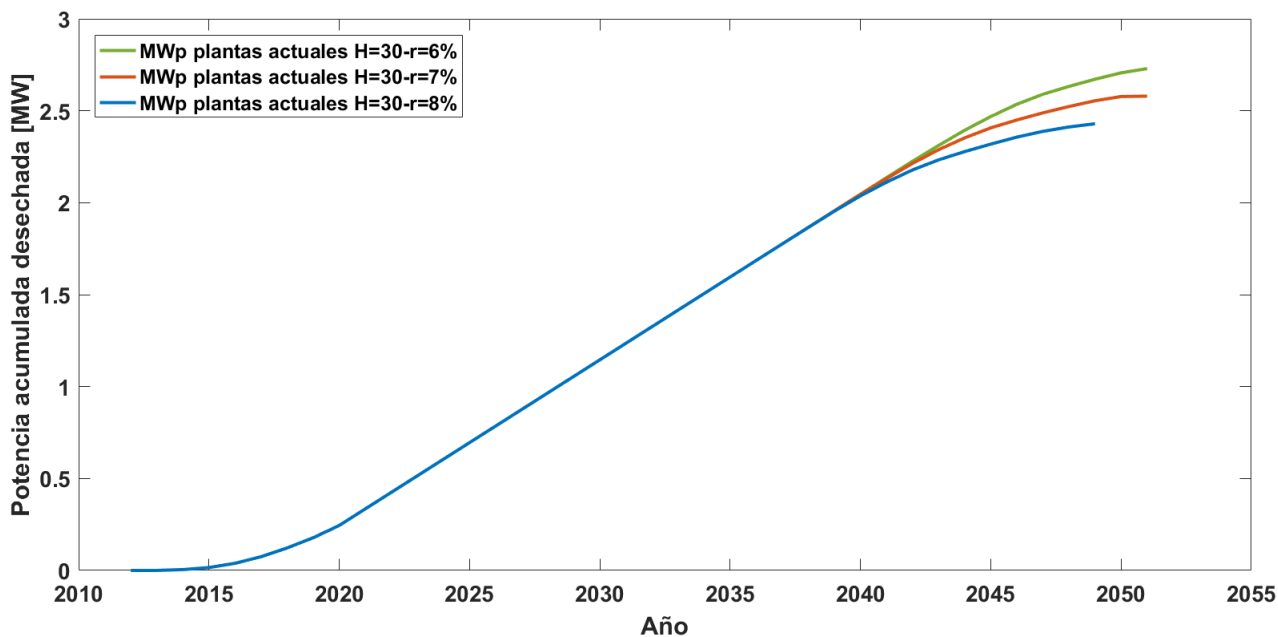


Figura 4.30: Potencia desechada por fallas usando modelo propuesto. Se realiza una sensibilización de r , manteniendo el valor de $H=30$. Se consideran solo las plantas actuales.

Tabla 4.11: Potencia desechada por fallas usando modelo de optimización. Sensibilización de r . Plantas actuales.

Escenario	Periodo Salidas (años)	Potencia desechada (MWp)
$r=6\%$	2012-2051	2,729
Base $r=7\%$	2012-2051	2,580
$r=8\%$	2012-2049	2,429

4.5.2. Escenario PELP representativo: Transición Acelerada

4.5.2.1. Caso base: $H=30$ $r=7\%$

Al igual que en casos anteriores, utilizar el escenario PELP de Transición Acelerada ayuda a prolongar la proyección de residuos realizada a partir de las plantas actuales. En este caso, la base de datos que contiene las plantas actuales más las plantas proyectadas por el estudio PELP se evalúa utilizando el modelo de proyección de residuos propuesto para un caso base donde $H = 30$ y $r = 7\%$. El resultado de esta evaluación se muestra en el gráfico de la Figura 4.31, donde se aprecia la potencia desechada acumulada en el tiempo producto de los recambios.

Hasta cierto punto, la proyección de residuos es idéntica a la del caso que considera solo las plantas actuales. Pero a partir de cierto año, en particular, a partir de 2051, la potencia acumulada cambia. De hecho, para dicho año, se concentran 9.312 MWp desechados. Ese año en particular es el punto de inflexión donde se mezclan salidas de plantas actuales con salidas de plantas proyectadas. En adelante, los desechos producidos corresponden a las plantas proyectadas. La acumulación futura responde a la forma en que se realiza la entrada de futuras plantas de modo que se produce un estancamiento en las salidas, asemejándose al estancamiento que propone el modelo PELP proyectado. De hecho, el año 2054 se alcanza un peak de residuos acumulados que suman 11.580 MWp. Este valor se mantiene hasta el año 2069 y finalmente, el año 2070 se produce el último recambio de módulos correspondiente a las plantas que ingresan al sistema el año 2040.

Este último aspecto revela un detalle importante. Las plantas más modernas tienden a retrasar su recambio. De hecho, en el caso particular de las plantas ingresadas del año 2040, el recambio se produce 30 años después, por lo que no existe un adelanto en la salida.

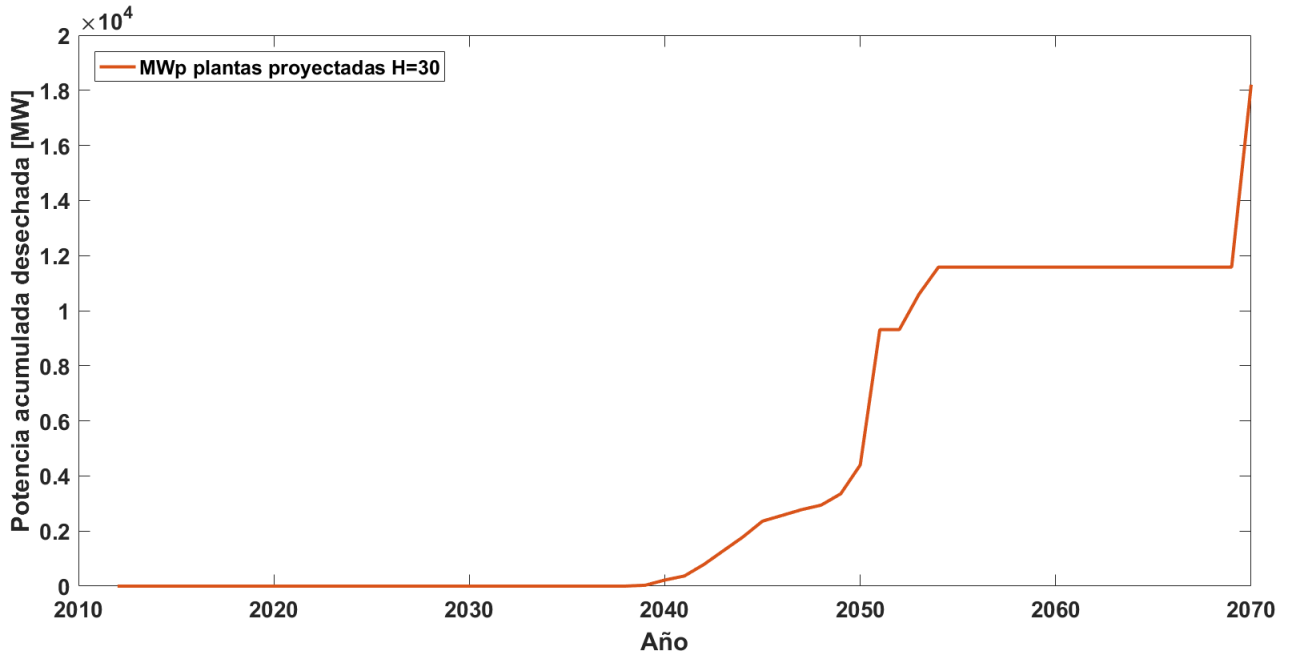


Figura 4.31: Potencia desechada por recambio, aplicando el modelo propuesto. Se consideran las plantas actuales y las plantas proyectadas por el escenario PELP de Transición Acelerada. El caso base considera un $H=30$ y un $r=7\%$.

Existe otro dato que corrobora este comportamiento. Como puede verse en la Tabla 4.12 complementaria al gráfico, el recambio en promedio se produce el año 27,75. Si se consideran solo las plantas actuales el valor es de 27,64 años, por lo tanto, dado que el promedio subió, se puede deducir que las plantas más modernas tienden a atrasar su salida. Este fenómeno se explica porque la tasa de mejora de los nuevos módulos disminuye con el tiempo a medida que la tecnología alcanza su madurez. De la misma forma, los precios tienden a variar menos. Esto significa que las plantas más modernas que miren hacia el futuro no deberían ver mejoras tan radicales y por lo tanto el esfuerzo económico que representa el recambio se vuelve menos atractivo o, dicho de otro modo, toma más tiempo que se convierta en una alternativa atractiva producto del desgaste de los módulos.

Respecto de los parámetros económicos, existen dos aspectos importantes. Como es esperable debido a la baja de precios de la nueva potencia instalada, al incluir las nuevas plantas, ambos valores de LCOE promedio disminuyen respecto del caso que considera solo las plantas actuales. El otro aspecto importante es que la distancia entre el LCOE base promedio y el LCOE óptimo promedio disminuye a 7,73 US\$/MWh. Sigue siendo una distancia importante y que da cuenta de las ventajas de realizar un recambio, pero es un valor menor respecto de la distancia original que era 8,01 US\$/MWh. Esta disminución en la distancia puede explicarse por la madurez tecnológica. Las plantas más modernas ven hacia el futuro una menor tasa de mejora tecnológica (producto de la cual también se atrasa el recambio), lo que se traduce en un menor espacio para operar de manera óptima. De cierta forma, la baja en el LCOE se explica ya no tanto por la mejora tecnológica, sino que en mayor medida por el hecho de que la planta puede operar por más tiempo.

Hay un último aspecto que es importante mencionar. Al igual que en el caso en que se consideran solo las plantas actuales, los nuevos módulos que ingresan producto de los recambios operan 30 años. Es decir, debería producirse una salida de residuos en el mismo plazo y por los mismo 18.203 MWp, pero trasladado 30 años, entre el año 2068 y 2100. Lo importante de este aspecto es que revela que existe un punto en el tiempo en donde algunas plantas estarán desprendiéndose de módulos producto de un recambio y otras que estarán desprendiéndose de módulos por el fin de la vida útil. En particular para este caso, esto se produce entre el año 2068 y 2070.

Tabla 4.12: Resumen resultados modelo de optimización. Caso base H=30 y r=7%. Plantas actuales y proyectadas.

Escenario	Periodo Salidas (años)	LCOE base promedio (US\$/MWh)	LCOE óptimo promedio (US\$/MWh)	Año recambio promedio (años)
Base	2038-2070	72,89	65,16	27,75

Respecto de la acumulación de residuos producto de las fallas el gráfico de la Figura 4.32 muestra la proyección. Al igual que el caso donde se evalúan solo las plantas actuales, la curva muestra un comportamiento lineal, en donde se observan ciertos quiebres que coinciden con grandes entradas de potencia o grandes salidas de potencia. En suma entre el año 2012 y 2070 se acumulan 10,98 MWp de estos desechos. A lo anterior, se debe sumar 11,28 MWp en caso de considerar la operación de los módulos nuevos que entran por recambio y que operan hasta el 2100.

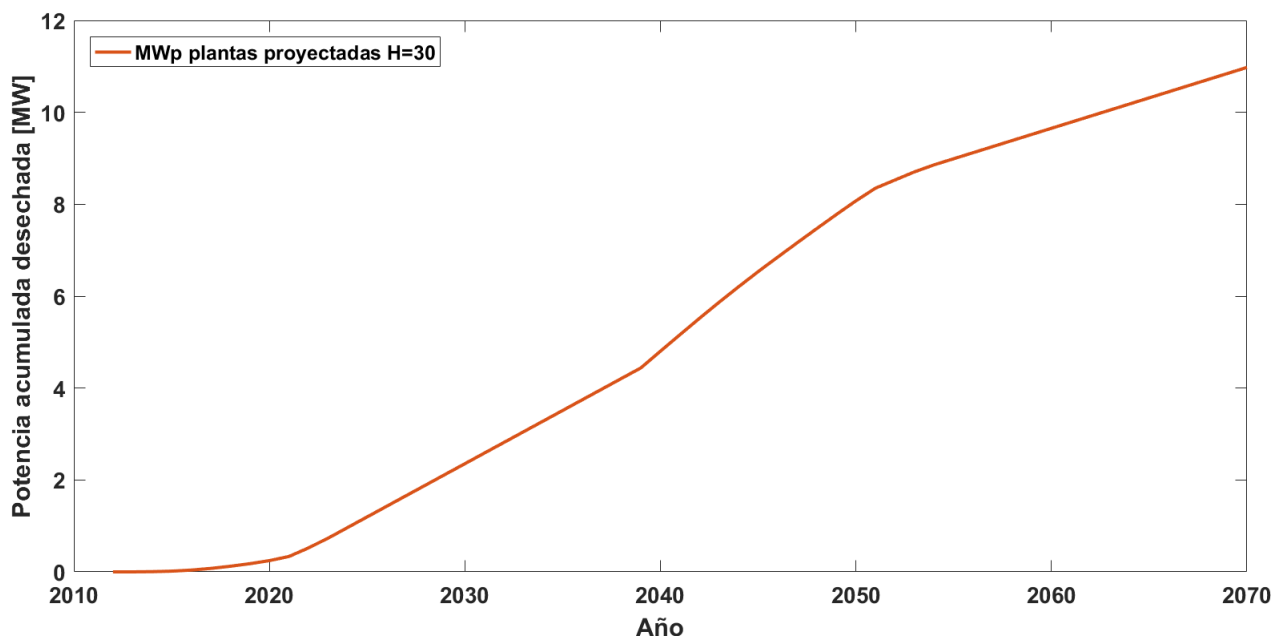


Figura 4.32: Potencia desechada por fallas usando el modelo propuesto. Se consideran las plantas actuales y las plantas proyectadas por el escenario PELP de Transición Acelerada. El caso base considera un H=30 y un r=7%.

4.5.2.2. Sensibilización H

La sensibilización de H se realiza de la misma forma que el caso anterior. La tasa de descuento queda fija en $r = 7\%$ y el horizonte de evaluación toma otros dos valores además del base: $H = 25$ y $H = 35$. El resultado de esta operación se muestra en la Figura 4.33. En ella se pueden ver graficada la potencia acumulada desechada producto del recambio para los 3 casos. En rojo se muestra el caso base; en verde el caso $H = 25$; y en azul el caso $H = 35$.

El caso base muestra ser el que de forma más lenta produce desechos y de hecho, en la totalidad de la evolución está por debajo de las otras dos curvas. Por su parte, al igual que en el caso donde solo se consideran las plantas actuales, el escenario $H = 25$ es el que de manera más acelerada se desprende de potencia. Las primeras salidas se efectúan el 2037 y ya para el 2048, 11.580 MWp se han desprendido. A partir de ese punto, se produce el estancamiento de salidas hasta el 2064. Finalmente, el año 2065 se produce la salida de los últimos MWp instalados el 2040. El caso $H = 35$ adelanta al caso base y de igual forma parte el 2037, pero es más lento que el caso $H = 25$. Para el 2050, se habrán desprendido 9.312 MWp y el peak de 11.580 MWp desprendidos se alcanza el año 2053, un año antes que el caso base. A partir de ese momento, las salidas se acaban hasta el 2075. Los resultados de los últimos años de cada caso muestran que las plantas más modernas, instaladas el 2040 no encuentran incentivos para realizar un recambio de manera anticipada, en todos los casos operan hasta el tope permitido. Por este motivo se pueden observar los tres peaks del final de cada curva espaciados en 5 años cada uno.

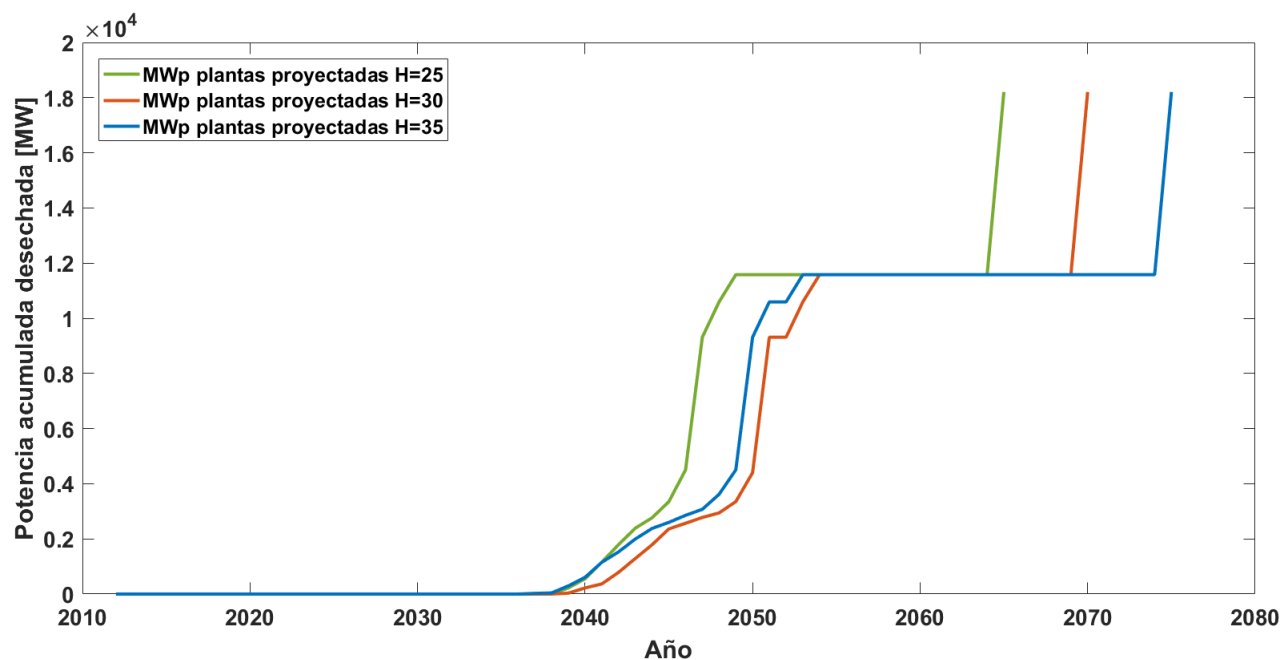


Figura 4.33: Potencia desechada por recambio, utilizando el modelo propuesto. Se realiza una sensibilización de H , manteniendo el valor de $r=7\%$. Se consideran las plantas actuales y las plantas proyectadas por el escenario PELP de Transición Acelerada.

La Tabla 4.13 con información complementaria, mantiene las tendencias antes menciona-

das. Por un lado, la inclusión de las nuevas plantas hace que el año promedio de recambio aumente levemente, confirmando que contra más modernas son las plantas, menos incentivos existen para realizar un recambio anticipado. Por su parte, los valores de LCOE base y óptimo promedio disminuyen consecuentemente. Además, incluir las nuevas plantas hace que la diferencia entre los valores promedio se acorte en todos los casos.

Tabla 4.13: Resumen resultados modelo de optimización. Sensibilización de H. Plantas actuales y proyectadas.

Escenario	Periodo Salidas (años)	LCOE base promedio (US\$/MWh)	LCOE óptimo promedio (US\$/MWh)	Año recambio promedio (años)
H=25,00	2037-2065	76,48	65,77	25
Base H=30	2038-2070	72,89	65,16	27,75
H=35	2037-2075	70,81	64,84	26,52

La potencia desechada acumulada por fallas se muestra en el gráfico de la Figura 4.34, el cual se complementa con la información de la Tabla 4.14. El comportamiento de la acumulación considerando todas las plantas es distinto al caso donde solo se consideran las plantas actuales. En el gráfico puede verse que el caso base (en rojo) es el que más residuos acumula, no obstante, el caso $H = 35$ a pesar de estar más abajo inicialmente termina superando al caso base producto de operar más tiempo. Esta es otra de las consecuencias de incluir a las plantas modernas que atrasan su recambio, lo que provoca que operen por más tiempo.

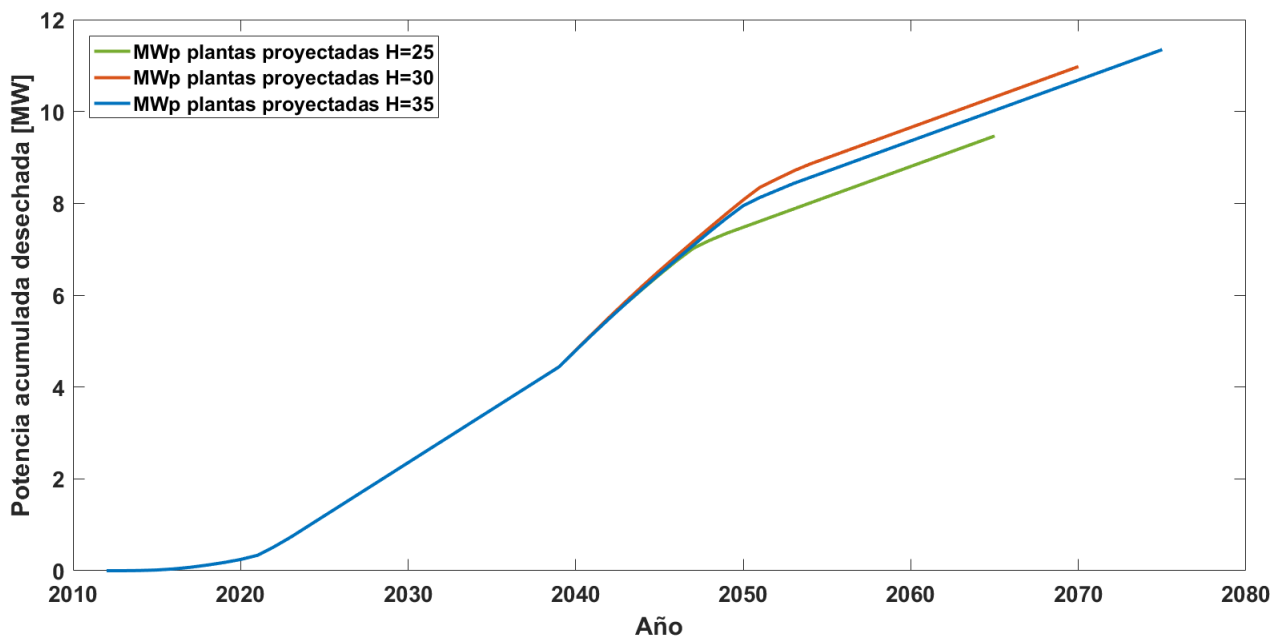


Figura 4.34: Potencia desechada por fallas usando el modelo propuesto. Se realiza una sensibilización de H, manteniendo el valor de $r=7\%$. Se consideran las plantas actuales y las plantas proyectadas por el escenario PELP de Transición Acelerada.

Tabla 4.14: Potencia desechada por fallas usando modelo de optimización. Sensibilización de H . Plantas actuales y proyectadas.

Escenario	Periodo Salidas (años)	Potencia desechada (MWp)
H=25	2012-2065	9,466
Base H=30	2012-2070	10,980
H=35	2012-2075	11,350

4.5.2.3. Sensibilización r

La sensibilización de la tasa de descuento r , se hace dejando fijo el horizonte de evaluación en $H = 30$. A partir de caso base, donde $r = 7\%$, la tasa de descuento se mueve de modo que adopte los valores $r = 6\%$ y $r = 8\%$. En el gráfico de la Figura 4.35 se muestra el resultado del proceso. En rojo se muestra la potencia desechada acumulada en el caso base, mientras que en verde el caso $r = 6\%$ y en azul el caso $r = 8\%$.

Al igual que en la sensibilización de r que consideraba solo las plantas actuales, el escenario que más adelanta la salida de residuos corresponde a $r = 8\%$, seguido del caso base y finalmente el caso $r = 6\%$. No obstante, existe una diferencia. Una vez que se alcanza la salida de los 11.580 MWp, que corresponde a las últimas plantas que ingresan al sistema en la década del 2020, la cantidad de residuos se estabiliza. Finalmente, las plantas que ingresan el año 2040 no se ven afectadas por el cambio de tasa de descuento y simplemente realizan el recambio 30 años después. Esto explica la convergencia de las 3 curvas. Lo anterior muestra que, las nuevas plantas además son menos sensibles al cambio de tasa.

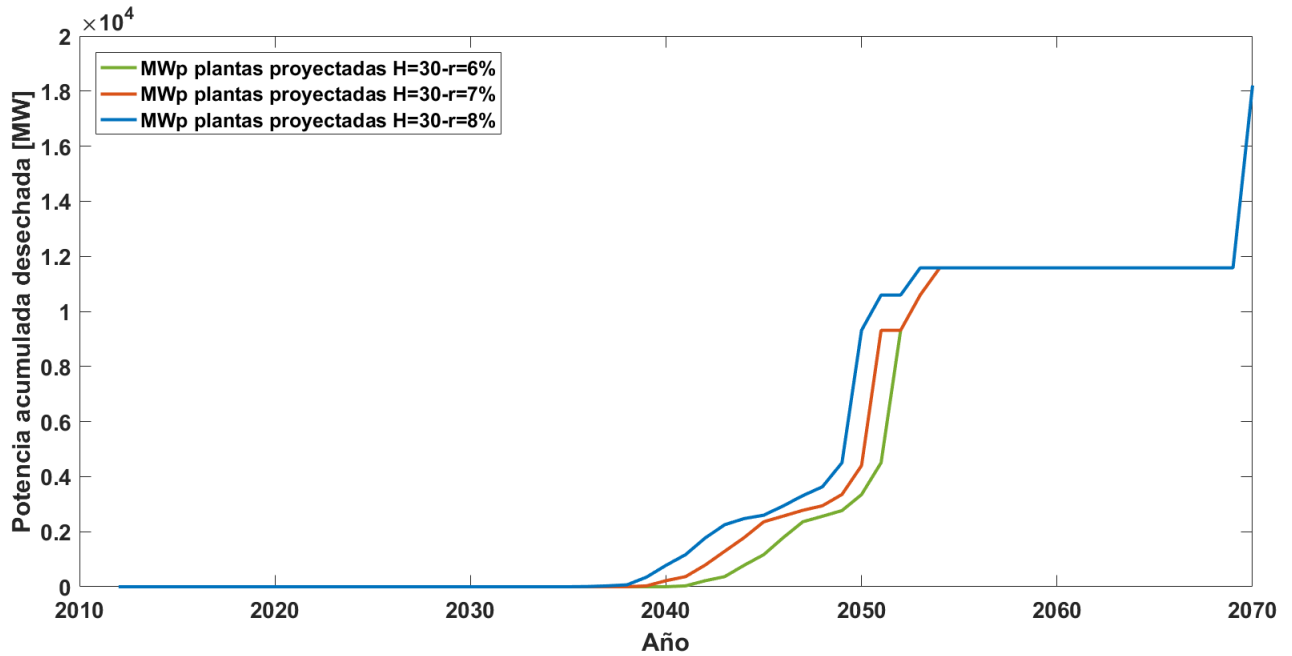


Figura 4.35: Potencia desechada por recambio, utilizando el modelo propuesto. Se realiza una sensibilización de r , manteniendo el valor de $H=30$. Se consideran las plantas actuales y las plantas proyectadas por el escenario PELP de Transición Acelerada.

La información complementaria de la Tabla 4.15 no muestra una variación de tendencia respecto de los comentado en la sensibilización de r del caso plantas actuales. Es decir, a medida que r crece por un lado se adelantan las salidas en promedio y por otro lado, los valores de LCOE disminuyen. La inclusión de las nuevas plantas produce el mismo efecto comentado en los análisis anteriores, el año de recambio promedio aumenta y los valores de LCOE disminuyen producto de que la nueva potencia que ingresa al sistema es más barata y de mejor calidad.

Tabla 4.15: Resumen resultados modelo de optimización. Sensibilización de r . Plantas actuales y proyectadas.

Escenario	Periodo Salidas (años)	LCOE base promedio (US\$/MWh)	LCOE óptimo promedio (US\$/MWh)	Año recambio promedio (años)
$r=6\%$	2040-2070	66,67	57,73	29,45
Base $r=7\%$	2038-2070	72,89	65,16	27,75
$r=8\%$	2036-2070	79,33	72,68	26,16

Por su parte, el caso de los MWp desechados acumulados producto de fallas tienen una ligera diferencia respecto de los casos anteriores, lo que puede verse en el gráfico de la Figura 4.36, el que se complementa con la Tabla 4.16. Por un lado, dado que en promedio las

plantas funcionan por más tiempo, el caso $r = 6\%$ es el que más potencia acumula por esta causa, seguido del caso base y finalmente el caso $r = 8\%$. Sin embargo, un elemento que es diferente respecto del caso de sensibilización de r usando solo las plantas actuales, es que la acumulación de estos residuos se produce hasta el año 2070 para todos los casos. Esto se debe a que las plantas que ingresan el año 2040 son las únicas que quedan operando a partir de un punto y su salida no se ve afectada por el cambio en la tasa de descuento. De esta forma, a partir de cierto punto la diferencia entre las tres curvas se mantiene invariable y terminan el mismo tiempo.

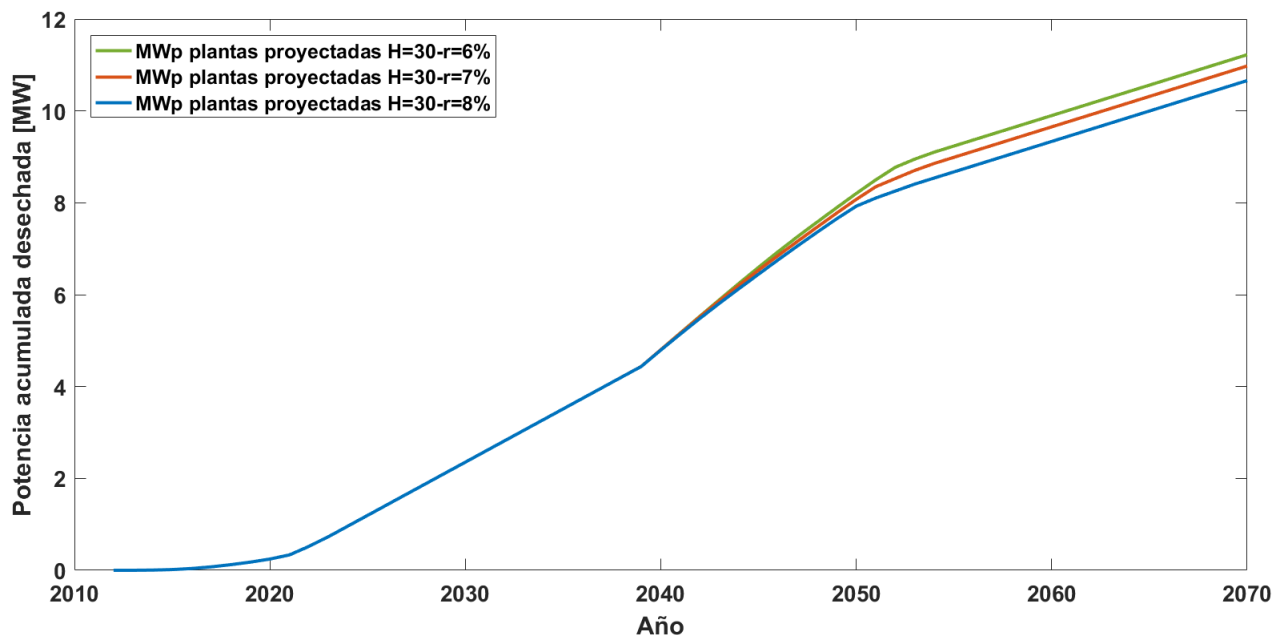


Figura 4.36: Potencia desechada por fallas usando modelo propuesto. Se realiza sensibilización de r , manteniendo el valor de $H=30$. Se consideran las plantas actuales y las plantas proyectadas por el escenario PELP de Transición Acelerada.

Tabla 4.16: Potencia desechada por fallas usando modelo de optimización. Sensibilización de r . Plantas actuales proyectadas.

Escenario	Periodo Salidas (años)	Potencia desechada (MWp)
$r=6\%$	2012-2070	11,22
Base $r=7\%$	2012-2070	10,98
$r=8\%$	2012-2070	10,66

4.5.3. Caracterización de residuos

En la introducción de esta sección se adelantó que la caracterización de residuos se realiza tomando como referencia los resultados del modelo aplicado a la base de datos que considera las plantas actuales y el escenario PELP Transición Acelerada. De esta forma, habiendo

comprendido el efecto de incluir plantas más modernas en el modelo, se puede realizar una caracterización más completa. Por su parte, los resultados de las sensibilizaciones sirven como referencia para comprender el comportamiento de la proyección, pero para efectos de la caracterización se evalúa solo el caso base que considera un horizonte de evaluación $H = 30$ años y una tasa de descuento $r = 7\%$.

4.5.3.1. Peso de los desechos

El proceso para relacionar los MWp desechados como peso es idéntico al realizado en el caso del modelo base. Es decir, el peso se calcula para cada planta que realiza recambio y los MWp se ponderan por el peso estimado de para cada uno de ellos dependiendo del año de instalación. De esta forma, se construye una proyección de residuos que va sumando año tras año las nuevas toneladas, generando un acumulado. Las toneladas desechadas producto de las fallas de módulos en las plantas también se contabilizan de modo que el resultado puede interpretarse como si todos los desechos se convirtieran en basura. El resultado se muestra en la Figura 4.37.

Es previsible que la forma de la curva sea igual a la del gráfico de la Figura 4.31 que muestra la potencia desechada por recambio. La inclusión de la potencia desechada por fallas, al ser comparativamente despreciable no modifica la forma de gráfico. Al centrarse en los resultados se puede comprender la magnitud del problema. Para el año 2050, los 4.399 MWp desechados se traducen en 279.600 toneladas y para el año 2051, los 9.312 MWp se traducen en 556.100 toneladas de desechos acumulados. Por su parte, el peak de desechos alcanzado el año 2054, antes de llegar a la zona sin nuevas salidas, se traduce en 679.300 toneladas de desechos. Siguiendo la curva proyectada, este número se mantiene hasta el año 2069 y luego, para el año 2070, la salida de las plantas que ingresan al sistema el año 2040 se traduce en un nuevo aumento, alcanzando los 983.208 toneladas.

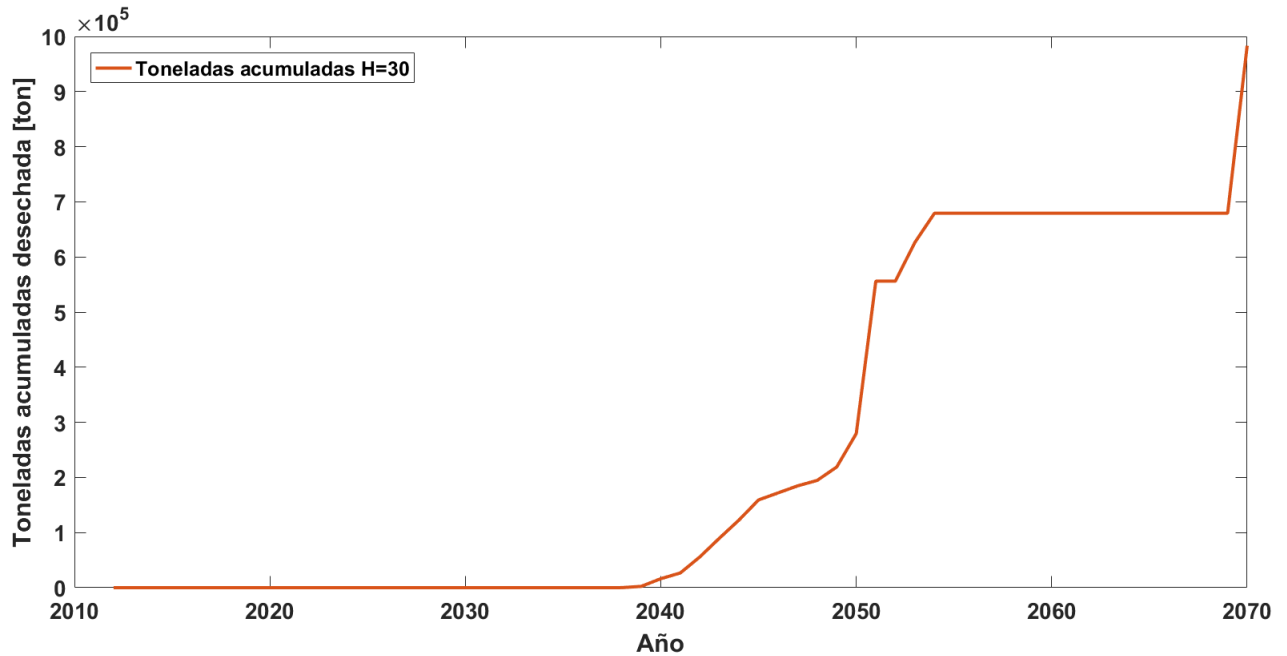


Figura 4.37: Peso de desechos acumulados de acuerdo a modelo propuesto. Se consideran plantas actuales y plantas proyectadas por el escenario PELP de Transición Acelerada. El caso base toma como valores $H = 30$ y $r = 7\%$.

La sensibilización respecto a H y r de estos resultados, modifica principalmente los momentos en que comienzan las salidas y cómo se acumulan en el tiempo como fue expuesto en secciones anteriores. Adicionalmente, al considerar las toneladas de los desechos acumulados debido a fallas, también se modifican ligeramente los valores finales. Esto puede apreciarse en las Tablas 4.17 y 4.18.

Tabla 4.17: Peso desechos acumulados para modelo de proyección propuesto. Considera plantas actuales y proyectadas. Sensibilización de H .

Escenario	Peso acumulado (Toneladas)	Periodo Salidas (años)
H=25	983.110	2037-2065
Base H=30	983.189	2038-2070
H=35	983.201	2037-2075

Tabla 4.18: Peso desechos acumulados para modelo de proyección propuesto. Considera plantas actuales y proyectadas. Sensibilización de r.

Escenario	Peso acumulado (Toneladas)	Periodo Salidas (años)
r=6 %	983.204	2040-2070
Base r=7 %	983.189	2038-2070
r=8 %	983.169	2036-2070

4.5.3.2. Potencia Útil

Como se ha comentado en secciones anteriores, evaluar el peso de los desechos ayuda a dimensionar la magnitud del problema en caso de que todos los desechos sean tratados como basura. Por otro lado, estimar la potencia útil ayuda a comprender la oportunidad que existe en estos residuos.

La forma de estimar la potencia útil es estimar el deterioro de cada planta al momento de la salida. El deterioro a su vez se estima con la ecuación 3.25. Así, la potencia útil representa una potencia “aparente” que equivale a una planta nueva de ese tamaño. A diferencia de la consideración para estimar el peso de los residuos, en este caso no se consideran las potencias acumuladas debido a falla, sino que solo se consideran los valores acumulados producto de recambios de módulos. La Figura 4.38 muestra el gráfico de la potencia útil acumulada a través de los años para el caso base del modelo propuesto.

Al igual que al evaluar el peso de los módulos, es esperable que la curva de este gráfico siga la forma del gráfico de Figura 4.31 que muestra la acumulación en MWp acumulados. De esta forma, los 4.399 MWp desechados hasta el año 2050, tienen un equivalente en potencia útil de 3.383 MWp, mientras que los 11.580 MWp desechados hasta el año 2054 se traducen en 8.831 MWp útiles. Al finalizar el periodo evaluado, para el año 2070, la potencia útil acumulado es de 14.140 MWp.

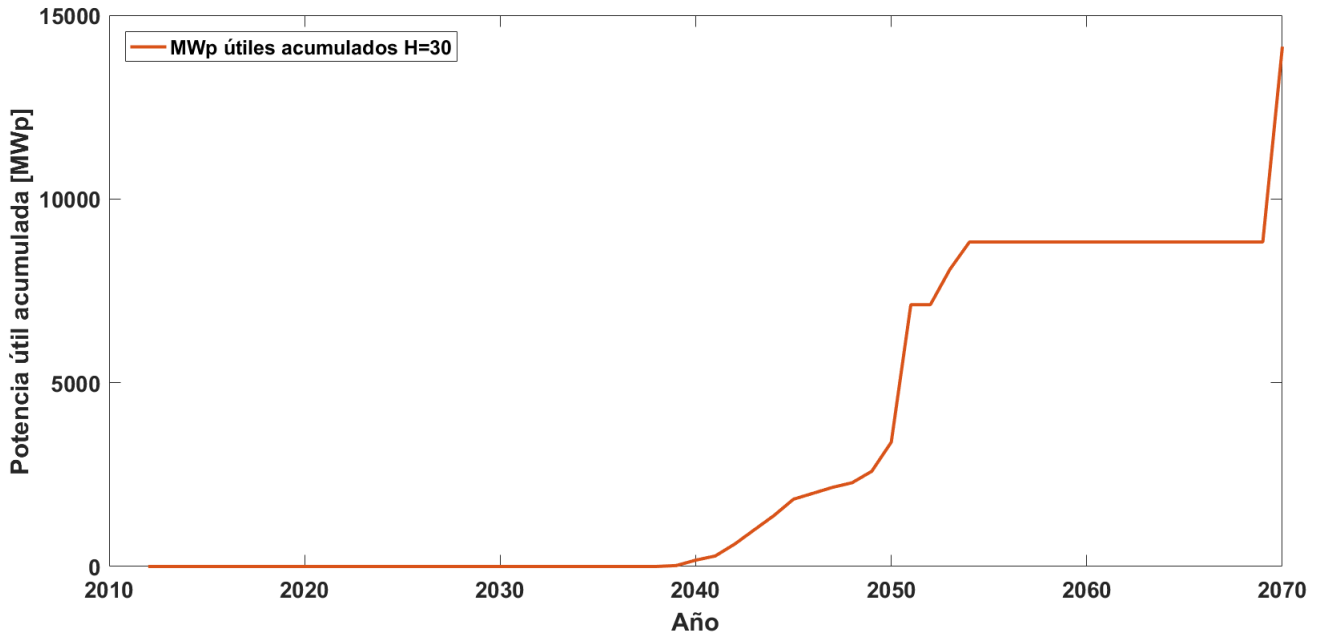


Figura 4.38: Potencia útil acumulada y desechada de acuerdo a modelo propuesto. Se consideran las plantas actuales y las plantas proyectadas por el escenario PELP de Transición Acelerada. El caso base toma como valores $H = 30$ y $r = 7\%$.

Al incluir las sensibilizaciones, existen fenómenos diferentes respecto del caso del peso. Por un lado, en el caso de sensibilizar H , como puede verse en la Tabla 4.19, existe una tendencia clara, en donde a medida que crece este valor, la cantidad de MWp útiles disminuye. La tendencia para $H = 25$ y $H = 30$ es esperable, puesto que en el primero de estos casos, los módulos se recambian antes, por lo que existe menos deterioro. Sin embargo, en el caso $H = 35$ los recambios se producen antes que en el caso base, por lo que la cantidad de MWp útiles debería aumentar. La salida anticipada es cierta salvo para las plantas más modernas. En particular, las plantas que ingresan el año 2040 y que no adelantan su salida, distorsionan en posible resultado. Otro indicador de este fenómeno es la diferencia entre las potencias útiles. Entre el caso $H = 25$ y $H = 30$ la diferencia es de casi 1.000 MWp, mientras que diferencia entre $H = 30$ y $H = 35$ es de un poco más de 200 MWp. Si no se incluyeran las últimas plantas, entonces probablemente, el escenario $H = 35$ al realizar los recambios de manera anticipada respecto del caso base, deberían tener un mayor valor de potencia útil.

Por su parte, la sensibilización de r muestra más consistencia como puede verse en los datos de la Tabla 4.20. A medida que aumenta r , dado que los recambios se adelantan, existe más potencia útil acumulada.

Tabla 4.19: Potencia útil desechos acumulados para modelo de proyección propuesto. Considera plantas actuales y proyectadas. Sensibilización de H.

Escenario	Potencia útil (MWp)	Periodo Salidas (años)
H=25	15.140	2040-2065
Base H=30	14.144	2038-2070
H=35	13.937	2036-2075

Tabla 4.20: Potencia útil desechos acumulados para modelo de proyección propuesto. Considera plantas actuales y proyectadas. Sensibilización de r.

Escenario	Potencia útil (MWp)	Periodo Salidas (años)
r=6 %	13.955	2040-2070
Base r=7 %	14.144	2038-2070
r=8 %	14.377	2036-2070

4.5.4. Comparación con modelo base

Se ha explicado en reiteradas oportunidades a lo largo de este trabajo que el modelo de referencia expuesto y sus resultados, sirven para realizar una comparación con el modelo de proyección propuesto. Dado que el modelo propuesto considera los aspectos económicos de cada planta y asume que existe racionalidad de parte de los actores, se entiende que es más completo que el modelo de referencia. Habiendo expuesto y comprendido los resultados para ambos modelos, y sus respectivas sensibilizaciones, es importante responder cuales son las implicaciones de modelar el fenómeno de la proyección de residuos fotovoltaicos de forma más completa como se propone en este trabajo. El objetivo de esta sección es precisamente responder a esta interrogante.

Para lograr dilucidar la diferencia entre ambos modelos, se compara el caso base de ambos aplicado a la base de datos que incluye las plantas actuales y las plantas proyectadas según el escenario PELP Transición Acelerada. De esta forma, al igual que en casos anteriores, se puede cubrir todo el espacio de tiempo de interés y comprender de manera más completa el fenómeno. El caso base para el caso del modelo de referencia corresponde a considerar el horizonte de operación como $H = 30$ años. Por su parte, el caso base del modelo propuesto considera el horizonte de evaluación como $H = 30$ años y una tasa de descuento de $r = 7\%$. A partir de los resultados anteriormente expuestos, se grafica la potencia acumulada desechada para ambos modelos, como se muestra en la Figura 4.39.

En azul puede verse la evolución para el caso del modelo base o de referencia, mientras que en rojo se puede ver la evolución para el modelo propuesto. La comparación evidencia la principal conclusión de esta comparación, el modelo de proyección propuesto, que considera

recambios, adelanta la salida de desechos fotovoltaicos. Se puede ver además que, existe un punto de convergencia entre ambos modelos, específicamente el año 2052. Esto se explica porque las plantas más modernas no adelantan sus salidas, como se ha explicado. Por lo tanto, estas plantas producen desechos el mismo año considerando ambos modelos. Por otro lado, dado que, tanto el peso de los desechos como la potencia útil, se relacionan íntimamente con la potencia desechada, la comparación de estas variables implica conclusiones idénticas.

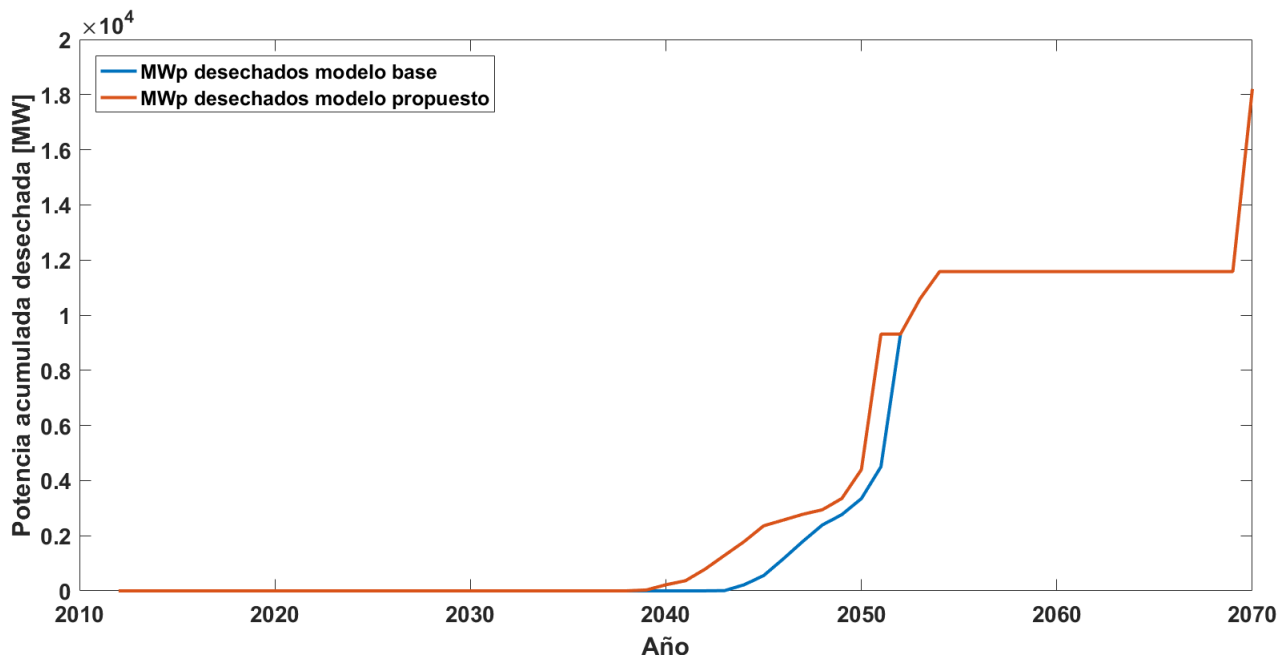


Figura 4.39: Comparación entre resultados de potencia acumulada desechada para modelo de referencia y modelo propuesto. Se consideran plantas actuales y plantas proyectadas por el escenario PELP de Transición Acelerada. La comparación se hace considerando el escenario base de ambos modelos.

Como se ha mencionado, es clave anticiparse al gran flujo de residuos fotovoltaicos que se producirá, para preparar una estrategia adecuada y así evitar consecuencias indeseadas. En ese sentido, un adelanto en las salidas de módulos significa un cambio importante en esta estrategia. Para comprender de mejor manera el impacto de este adelanto se incluye la Tabla 4.21 como complemento al gráfico de comparación. En esta tabla se comparan, para ambos modelos, los valores acumulados de MWp desechados, su respectivo peso y su respectiva potencia útil. Como puede verse, en el caso del modelo de referencia, las salidas comienzan el año 2042, mientras que en el modelo propuesto el año 2038. Así, al comparar la situación de residuos en el año 2040, se puede ver que los resultados del modelo propuesto dan cuenta que ya existirán 220 MWp desechados, lo que significan 16.330 toneladas de desechos o, interpretados de otra forma, 172 MWp útiles equivalentes. Para el año 2045, mientras según el modelo de referencia habrán 554 MWp, en el caso del modelo propuesto ya existirán 2.360 MWp desechados. El punto de mayor cercanía se produce el 2050, donde existe un poco más de 1 GWp de diferencia en la predicción. No obstante, para el año 2051, la diferencia vuelve a ampliarse notoriamente y los resultados se duplican. En términos proporcionales y de importancia, es claro que es en los primeros años donde las diferencias son más significativas.

El modelo de referencia y el modelo propuesto llegan a la misma cantidad acumulada el año 2052. Por lo que se puede deducir que el modelo propuesto sugiere que las salidas de módulos se producirán de manera no tan exponencial como supone el modelo de referencia. A partir de ese punto, la cantidad de MWp desechados acumulados evoluciona del mismo modo y para el 2070 llega al total de 18.204 MWp. En términos de peso, no existen diferencia para este último valor. Sin embargo, en términos de potencia útil total acumulada si existe una pequeña diferencia. El modelo de referencia estima que para el 2070 existirá una potencia útil de 14.390 MWp, mientras que el modelo propuesto estima que en realidad serán 14.414 MWp. Esta diferencia de 24 MWp útiles se produce por la diferencia en las salidas. Debido a que el modelo propuesto adelanta las salidas en varias plantas, los módulos desechados tienen menos desgaste, por lo que se estima una mayor potencia útil.

Tabla 4.21: Datos comparativos entre resultados de potencia acumulada desechada para modelo de referencia y modelo propuesto. Se consideran plantas actuales y plantas proyectadas. Comparación para casos bases de ambos modelos.

	2040			2045			2050			2051		
	MWp	Peso	MWp-U	MWp	Peso	MWp-U	MWp	Peso	MWp-U	MWp	Peso	MWp-U
Modelo base (2042-2070)	0	0	0	554	40.080	397	3.347	218.800	2.434	4.504	285.700	3.293
Modelo propuesto (2038-2070)	220	16.330	172	2.360	159.200	1.831	4.399	279.600	3.383	9.312	556.100	7.124

La comparación entre los casos bases de ambos modelos entrega un punto de partida a partir del cual se puede deducir cómo se comportarían las diferencias descritas de acuerdo a las sensibilizaciones hechas. En el caso de mover el horizonte de evaluación H , quedó demostrado que en el modelo de referencia, las salidas se atrasan en medida que H crece. Todo lo contrario sucede en el modelo propuesto, por lo que se puede deducir que las diferencias entre ambos modelos, comparados para horizontes iguales, crecerían. Este efecto se vería especialmente agudizado en las plantas menos modernas y por lo tanto en los primeros años. De hecho, como se mostró, en las plantas modernas, el modelo propuesto en realidad iguala al modelo de referencia, por lo que eventualmente se produciría también la convergencia. Si a lo anterior se suma la sensibilización de la tasa de descuento r , válida sólo para el modelo propuesto, se sabe que a medida que aumenta el valor, las salidas se adelantan, por lo que las diferencias, especialmente los primeros años, deberían profundizarse al realizar la comparación.

4.6. Opciones de uso para revalorización en Chile

En la sección anterior se realiza una caracterización de los residuos en base a 2 elementos: el peso y la potencia útil. El objetivo de realizar dicho análisis es plantear una dicotomía para la discusión. Precisamente existen solo dos posibilidades ante los resultados anteriormente expuestos: hacer algo con los residuos o simplemente dejar que se conviertan en basura. En otras palabras los residuos fotovoltaicos pueden verse como un problema o como una

oportunidad. Considerar el peso de estos residuos es una forma de comprender el impacto de tomar el camino de la inacción, mientras que la potencia útil entrega un dato importante para una potencial reutilización. Si con anticipación se comienza a planificar la contención de estos residuos, es posible revertir la situación y pasar desde un escenario base con un gran impacto ambiental, como es disponer en vertederos casi un millón de toneladas de residuos porque no se tomaron las medidas adecuadas, a otro escenario donde el potencial de estos residuos genera un beneficio para la sociedad al mismo tiempo que evita una catástrofe ambiental.

Considerando estas dos posibilidades se organiza esta sección. Por un lado se considera evaluar el posible impacto de que estos residuos se conviertan en basura y por otro se discuten las posibilidades de reutilizar. De manera adicional, es importante mencionar que toda esta discusión toma como referencia los resultados del modelo propuesto, puesto que, como se ha mostrado, explica de mejor forma la acumulación de residuos. Por último, se usa como referencia los resultados del caso base que considera las plantas actuales y las plantas proyectadas, de modo que se obtiene un panorama más completo.

4.6.1. Las consecuencias de la inacción

El primer camino es desentenderse del problema y optar por la vía clásica del vertedero. Por un lado, esto significa que para el año 2070 se habrá perdido la oportunidad de reutilizar 14.144 MWp y al mismo se habrá agregado a los vertederos del país casi 1 millón de toneladas de residuos que, como es de esperar, permanecerán en estos sitios por cientos de años producto de la composición de los módulos. El 2070 es un año lejano pero, como se mostró, los años más cercanos tampoco muestran una realidad muy alentadora. Por ejemplo, el año 2051, cuyos valores se muestran en la Tabla 4.21, da cuenta de que en menos de 30 años, se habrán botado a la basura 7.124 MWp útiles, lo que es un poco menos del doble de la potencia instalada actualmente en Chile. Al mismo tiempo, se habrán acumulado 556.100 toneladas de residuos, principalmente en vertederos del norte.

Para tener una idea de las proporciones, de acuerdo a cifras del año 2020, Chile produce anualmente 19,6 millones de toneladas de basura, de los cuales 78% cae en vertederos, es decir 15,3 millones de toneladas de basura, las que principalmente se ubican en la región metropolitana [67]. El hecho de que para el 2051, se haya acumulado casi el 4% del volumen de residuos anuales es una cantidad considerable para solo una industria. Más aún considerando que por la ubicación mayoritaria de las plantas, una gran fracción de estos residuos ya no se acumularían en la región Metropolitana, sino que en la zona norte del país, alterando ecosistemas que no habían sido alterados hasta ahora y agudizando una crisis nacional.

Existe poca información que ayude a dimensionar el problema de la basura en el caso chileno, pero todo indica que es peor de lo que se tiene registro. Según un estudio reciente, existen más de 3.700 vertederos clandestinos en Chile, casi 400 de ellos usando más de 1 hectárea de terreno [68]. Eso sin considerar que, según la Subsecretaría de Desarrollo Regional y Administrativo, existen 124 sitios regularizados en Chile para residuos sólidos, cada uno de los cuales tiene una superficie de varias hectáreas [69]. Entonces, sólo considerando las proporciones antes mencionadas, disponer de los residuos fotovoltaicos obligaría a Chile a abrir nuevos vertederos en muy poco tiempo, profundizando el problema que hoy existe.

4.6.2. Oportunidades de revalorización

El camino alternativo es el tomar acción sobre el problema y buscar alternativas al vertedero. Las oportunidades de revalorización fueron explicadas en una sección del capítulo 2 y aparte de la disposición en el vertedero se identifican otras 3 rutas alternativas: el reciclaje; la remanufactura; y la reutilización. El objetivo de esta discusión es comprender, a la luz de los resultados de los modelos, las opciones que tiene Chile en torno a estas 3 rutas.

4.6.2.1. Reciclaje

De acuerdo a la información del capítulo 2, no existe un lugar en el mundo donde el reciclaje sea una opción rentable. En mayor medida se realiza producto de que existen políticas públicas que impulsan su realización. La mayoría de los reportes se originan en países desarrollados con un alto estándar industrial y que por demás, producen módulos fotovoltaicos.

En el caso chileno, ¿existe alguna condición que haga más favorable el reciclaje? Es posible que existan algunas condiciones que a priori puedan considerarse como ventajosas, pero en realidad no lo son. Un primer punto es mencionar que Chile tiene un gran potencial solar y que por lo tanto, al acumular más volumen podrá reducir los costos de reciclar. La realidad es que comparado con otros países Chile no tiene un gran volumen fotovoltaico. Países como China o Alemania lo superan ampliamente y en ellos el reciclaje tampoco se ha vuelto posible. Por otro lado, puede considerarse que el hecho de tener un gran potencial hará disminuir el precio de la energía y entonces el reciclaje podría realizarse a muy bajo costo. Esto es parcialmente cierto, no obstante, aunque el costo de la energía fuera cercano a cero, existen otros procesos para recuperar los materiales más valiosos y si bien todos usan energía, también existen otros recursos como agua o químicos que si tienen un costo. Por lo demás, otros países, también tienen la condición de producir energía a bajo costo durante el día producto de las plantas solares y aún así no se reportan grandes mejorías en los relativo a bajar el costo del proceso.

Asumiendo que no se construye una línea de reciclaje sofisticado y que solo se recupera el vidrio, que representa el 74 % del peso de un módulo de acuerdo a la Tabla 2.1, entonces, podrían recuperarse cerca de 740.000 toneladas de vidrio. El problema es que el precio del vidrio en Chile es muy barato. Cada kilo de compra en 0,85 pesos chilenos. Es decir, cada tonelada tendría un valor comercial de 850 pesos chilenos [70]. Este valor claramente no alcanza a cubrir ni siquiera el costo de transporte, por lo que no es una opción conveniente.

4.6.2.2. Remanufactura

El caso de la remanufactura es similar al caso del reciclaje, aunque el margen de costos lo hace un poco más viable. En primer lugar, es importante considerar que en teoría, el resultado de un proceso de remanufactura podría ser un nuevo panel que usando las piezas funcionales de módulos antiguos, puede operar por una cantidad parecida de años. Por supuesto, la tecnología de este panel remanufacturado sería inferior al de un panel nuevo porque usaría celdas más antiguas. En concreto, el desgaste de módulos se debe a celdas defectuosas, por lo que bastaría con desechar solo estas celdas y reemplazarlas por celdas operativos de otro módulos idénticos para tener un panel que, en teoría, debería tener prestaciones similares a uno nuevo. Este proceso podría revalorizar de manera importante los residuos y de hecho,

como se ha calculado, podría existir el potencial para construir más de 14 GWp. Sin embargo, el tope del precio al que podría venderse este producto estaría dado por el valor de un módulo nuevo. Recordar que para el año 2050, se estima que el precio de un un MWp nuevo rondaría los 100.000 US\$.

La ventaja de Chile es que, dado que los residuos están aquí, por más eficiente que sea el proceso de remanufactura de un país extranjero, difícilmente puede hacerse cargo de estos residuos. El pago del transporte ya haría que la opción deje de ser atractiva. Así, bastaría con desarrollar un proceso que logre generar módulos reacondicionados por menos de 100.000 US\$/MWp, de modo que sea atractivo. Por el momento no existe la tecnología que logre generar un proceso de esta escala y con esos costos, por lo que todo lo anterior es solo un ejercicio teórico que ha funcionado en el laboratorio. Sin embargo, podría ser una oportunidad para la investigación chilena. Eventualmente Chile podría explorar esta posibilidad y posteriormente expandir el resultado al resto de Latinoamérica. De hecho, podría ser el primer paso para iniciar un proceso de industrialización en torno a la energía solar.

Existen otros dos aspectos importantes que un posible proceso de remanufactura podría proporcionar: tiempo y potencia. El hecho de poder conseguir un panel nuevo que funciona por al menos 15 años, ayuda a retrasar las salidas finales, lo que le da a la industria internacional y a los centros de investigación, tiempo para descubrir la mejor de realizar un reciclaje o la recuperación de los materiales. Por otro lado, entrega la posibilidad de mantener potencia fotovoltaica en el sistema, a un costo menor que si se compraran nuevos módulos. En definitiva, dependiendo de las condiciones en que se desarrolle esta tecnología, podría ser una opción para Chile. Por el momento por supuesto, existe solo en la teoría y en los laboratorios de algunos lugares del planeta.

4.6.2.3. Certificación y reutilización

El tercer camino es la reutilización de los módulos en aplicaciones que sean menos exigentes. Bajo el escenario tecnológico actual, parece ser que es esta la opción más viable para Chile. En primer lugar, no hay nada que inventar, la reutilización puede hacerse simplemente trasladando el módulo de lugar y en segundo lugar es la opción que tiene un margen importante de utilidad. Al respecto existen varias preguntas que pueden surgir.

En primer lugar, el problema de los módulos reutilizados tiene que ver con la incertidumbre. No existe conocimiento respecto de cuanto más puedan durar o si el módulo que se vendió está en buenas condiciones. Por suerte, para solucionar este problema no es necesario realizar un gran esfuerzo. Basta con instaurar un proceso de certificación que permita descartar los módulos en peor estado y estimar los años de operación restantes. Este último aspecto podría ser el más desafiante del proceso y al mismo tiempo una oportunidad de investigación. El proceso de certificación puede servir al mismo tiempo para realizar mejoras poco invasivas en algunos módulos. Por ejemplo, pueden reemplazarse las cajas de junta, realizar limpieza o aplicar capas químicas especiales sobre el vidrio que mejoren el rendimiento.

El segundo aspecto importante sobre el que surgen dudas es si Chile tiene capacidad para absorber tantos módulos. La respuesta es que existe una amplia gama de posibles usos alternativos que pueden absorber los módulos desechados. Algunos ejemplos de posibles

destinos se detallan a continuación.

- **Uso residencial:** La mayoría de las ciudades de Chile tienen un gran potencial fotovoltaico. Existen excelentes niveles de radiación en varias ciudades del norte y centro del país. Incluso en el sur, donde los niveles de radiación son menores, es posible instalar sistemas fotovoltaicos con buenas rendimientos. El caso de Santiago, con más de 7 millones de habitantes y una superficie de 641 km^2 , es un destino atractivo para los módulos usados, especialmente considerando que gran parte de la población vive en casas. El gran obstáculo para la mayoría de las personas es el costo de la inversión inicial. La inclusión de módulos usados podría disminuir este problema en gran medida y hacer más accesible un proyecto. Considerando los costos actuales de energía, para cualquier familia pagar menos en cuentas básicas es un apoyo. De hecho, podrían existir planes gubernamentales para que viviendas sociales incluyan este tipo de tecnología y así apoyar a la población más vulnerable. Aún cuando los módulos duren menos tiempo, puede representar una posibilidad de ahorro durante un período, para luego comprar módulos nuevos y aprovechar la instalación.
- **Escuelas o sitios públicos:** Del mismo modo que existe un gran potencial en las viviendas, existe muchos lugares como escuelas, hospitales o edificios públicos que pueden albergar paneles solares. En el caso de las escuelas, puede tener impactos positivos desde una perspectiva educacional y ser un elemento extra para los estudiantes.
- **Comunidades:** A lo largo de Chile existen muchas comunidades aisladas que no cuentan con suministro eléctrico. Proporcionar módulos económicos puede ser una opción para abastecer de energía estas zonas, al menos durante el día.
- **Agrovoltaics:** Sin duda, una de las aplicaciones más interesantes que podrían tener los módulos usados es en la agricultura, esquema conocido como “agrovoltaics” [71]. Chile es un país donde la agricultura juega un rol importante y se desarrolla en todas las zonas del territorio nacional. En un esquema de agrovoltaics, zonas cultivadas son cubiertas con módulos solares de modo que, tanto el cultivo, como las estructuras coexisten en un mismo espacio sin interferencia. En algunos casos incluso, dado que ciertos cultivos requieren de sombra o evitar una radiación tan directa, los módulos pueden usarse como protectores, creando una sinergia positiva. De hecho, este tipo de esquemas además podrían ayudar a contra restar los aumentos de temperatura producto del cambio climático, los que cada vez afectan a más cultivos. Al mismo tiempo, las granjas y sus maquinarias son alimentadas con energía renovable de bajo costo, haciendo el negocio más rentable y ecológico.
- **Producción de hidrógeno verde:** Una de las características de la producción de hidrógeno verde es que puede hacerse con una fuente de corriente continua [72]. Los módulos fotovoltaicos precisamente producen en corriente continua y se acoplan a un sistema para que la inyección sea en alterna. Eventualmente podrían no construirse estos sistemas y usar la energía en continua para producir hidrógeno. La ventaja de estos módulos sobre los nuevos sería el costo. Si bien el rendimiento no sería óptimo, los módulos reutilizados podrían tener un costo muy bajo y volverse competitivos, haciendo que los costos del hidrógeno verde caigan.

Reutilizar tiene un efecto similar a la remanufactura en cuanto se gana tiempo y se puede

sostener la potencia fotovoltaica en el sistema, con la diferencia de que se puede hacer a un costo mucho más bajo. Un panel reutilizado puede funcionar en condiciones de menos exigencia por 10 años. Al mismo tiempo, permite mantener la potencia dentro del sistema, mientras se suma potencia nueva. De hecho, para el año 2051 por ejemplo, considerando los recambios y la potencia útil, Chile podría sumar a su potencia fotovoltaica 7.124 MWp, sólo reutilizando, los que podrían sostenerse por más tiempo. Por todo lo anterior, parece ser que la opción más viable para estos residuos es explorar la forma de reutilizarlos bajo algún esquema en donde puedan ser un aporte, al mismo que se evita, al menos por un tiempo, el vertedero, con la esperanza de que la investigación logre encontrar una mejor forma de recuperar los valiosos materiales y hacer que la industria fotovoltaica en el mundo avance hacia la economía circular.

Capítulo 5

Conclusiones y trabajo futuro

El modelo propuesto, en forma concordante con los objetivos planteados, responde cuándo, dónde, porqué y en qué condiciones se producirán desechos fotovoltaicos. Su aplicación al caso chileno permitió estimar la cantidad y el tipo de desechos fotovoltaicos disponibles cada año, como asimismo realizar recomendaciones para fomentar una gestión sostenible de esta infraestructura.

En segundo lugar, a partir de los resultados se pueden obtener otras conclusiones que se enumeran a continuación:

1. El recambio hace que la salida de módulos se adelante. Considerando el caso del modelo de referencia y la aplicación de la metodología al caso de estudio, se estima que la salida de módulos podría adelantarse en al menos 4 años y ya para el año 2038 comenzar a ver los primeros recambios. No obstante, la sensibilización de algunas variables probó que estas salidas pueden producirse incluso antes. En particular, en medida que se aumenta el horizonte de evaluación H , la salida tiende a adelantarse y de la misma forma, a medida que aumenta el valor de la tasa de descuento r , el año de salida se adelanta. Por otro lado, las variaciones en los futuros precios o rendimientos usados en las proyecciones no son un factor importante en la proyección.
2. Se probó que las plantas más antiguas son las más propensas a adelantar las salidas de módulos por recambio. Las plantas nuevas en cambio, considerando que las mejoras tecnológicas no son tan contundentes como antes, no ven los mismo incentivos económicos, por lo que no adelantan el recambio.
3. El recambio genera importantes beneficios económicos. Realizar un solo recambio podría alargar la vida útil de las plantas y reducir el LCOE en al menos 5 US\$/MWh. Dicha reducción aumenta en la medida en que la planta es más antigua.
4. Para el caso chileno se estima que la mejor alternativa de revalorización de residuos es la reutilización. Existe una amplia gama de opciones para la revalorización que pueden explorarse, por lo que el mercado chileno puede absorber estos módulos usados.
5. Al mismo tiempo se concluye que el problema de los residuos fotovoltaicos tiene una gran importancia y que la inacción puede producir consecuencias negativas. La reutilización o la remanufactura es una solución temporal que permite alargar el tiempo de uso de los módulos, pero tarde o temprano se debe considerar una solución viable que permita

rescatar los materiales. En ese sentido, la industria fotovoltaico mundial tiene el desafío de diseñar paneles que estén pensados para la economía circular, aunque es un camino que aún no está resuelto.

El análisis precedente permite validar la hipótesis definida para esta tesis.

Por su parte, existen 3 aspectos que pueden considerarse como trabajo futuro:

1. En primer lugar, el modelo considera solo un recambio. Un paso siguiente es explorar la posibilidad de realizar más de un recambio y evaluar cómo se comportaría la proyección.
2. Otro aspecto que queda pendiente es modelar de mejor forma el comportamiento de los módulos posterior a los 25 años de garantía. En realidad no existe información al respecto, por lo que podría ser por si mismo un trabajo de investigación que, por un lado alimentaría la discusión sobre realizar más de un recambio y definir adecuadamente el horizonte de evaluación, y por otro lado serviría para estimar de mejor manera los potenciales de la reutilización.
3. Finalmente, si la reutilización es la alternativa, se debe construir un protocolo de certificación que permita disminuir la incertidumbre y generar confianza en la reutilización de módulos.

Bibliografía

- [1] United Nations - Climate Change, “El Acuerdo de París.” Online, diciembre 2015. Disponible en: <https://unfccc.int/es/process-and-meetings/the-paris-agreement/el-acuerdo-de-paris>. Consultado: marzo 2021.
- [2] International Renewable Energy Agency (IRENA), “Renewable Capacity Statistics 2021.” Online, marzo 2021. Disponible en: <https://www.irena.org/publications/2021/March/Renewable-Capacity-Statistics-2021>. Consultado: marzo 2021.
- [3] Ministerio de Medio Ambiente - Gobierno de Chile, “Tercer Informe Bienal de Actualización de Chile Sobre Cambio Climático.” Online, diciembre 2018. Disponible en: <https://mma.gob.cl/wp-content/uploads/2018/12/3rd-BUR-Chile-SPanish.pdf>. Consultado: marzo 2021.
- [4] Comisión Nacional de Energía (CNE), “Capacidad instalada a nivel nacional.” Online, junio 2021. [Online]. Disponible en: <http://energiaabierta.cl/visualizaciones/capacidad-instalada/>. Consultado: agosto 2021.
- [5] International Energy Agency - Photovoltaic Power Systems Programme (IEA-PVPS), “Review of Failures of Photovoltaic Modules.” Online, marzo 2014. Disponible en: https://iea-pvps.org/wp-content/uploads/2020/01/IEA-PVPS_T13-01_2014_Review_of_Failures_of_Photovoltaic_Modules_Final.pdf. Consultado: marzo 2021.
- [6] G. Heath, T. Silverman, and M. Kempe, “Research and Development Priorities for Silicon Photovoltaic Module Recycling to Support a Circular Economy,” *Nature Energy*, vol. 5, pp. 502–510, 2020.
- [7] International Renewable Energy Agency (IRENA) and International Energy Agency - Photovoltaic Power Systems Programme (IEA-PVPS), “End-of-life Management Solar Photovoltaic Panels.” Online, Junio 2016. Disponible en: <https://www.irena.org/publications/2016/Jun/End-of-life-management-Solar-Photovoltaic-Panels>. Consultado: diciembre 2020.
- [8] M. Tao, V. Fthenakis, and B. Ebin, “Major challenges and opportunities in silicon solar module recycling,” *Progress in Photovoltaics Wiley*, vol. 28, pp. 1077–1088, 2020.
- [9] M. Braungart and W. McDonough, *Cradle to Cradle, Re-making the way we make things*. Ingeniería, Vintage Books, 2008.
- [10] Ellen Macarthur Foundation, “Diagrama sistémico de la economía circular.” Online, febrero 2019. Disponible en: <https://archive.ellenmacarthurfoundation.org/es/economia-circular/diagrama-sistemico>. Consultado: marzo 2021.
- [11] A. Smets, K. Jägger, O. Isabella, R. V. Swaaij, and M. Zeman, *Solar Energy: The physics and engineering of photovoltaic conversion technologies and systems*. Ingeniería,

- UIT Cambridgr, 2015.
- [12] ENF-Solar, “Base de datos globales de paneles solares.” Online, enero 2021. Disponible en: <https://es.enfsolar.com/pv/panel>. Consultado: enero 2022.
- [13] International Electrotechnical Commission (IEC), “IEC 61215: Crystalline silicon terrestrial photovoltaic (pv) modules - desing qualification and type approval.” Online, enero 2005. Disponible en: <https://webstore.iec.ch/publication/61346>. Consultado: agosto 2021.
- [14] J. Kuitche and T. Govindasamy, “Accelerated Lifetime Testing of Photovoltaic Modules,” *Photovoltaic Reliability Laboratory - Arizona State University*, 2013. [Online]. Disponible en: <http://www.solarabcs.org/about/publications/reports/acceleratedtesting/pdfs/SolarABCs-33-2013.pdf>. Consultado: mayo 2021.
- [15] International Energy Agency - Photovoltaic Power Systems Programme (IEA-PVPS), “Review of failures of photovoltaic modules.” Online, enero 2014. Disponible en: https://iea-pvps.org/wp-content/uploads/2020/01/IEA-PVPS_T13-01_2014_Review_of_Failures_of_Photovoltaic_Modules_Final.pdf. Consultado: mayo 2021.
- [16] International Energy Agency - Photovoltaic Power Systems Programme (IEA-PVPS), “Assessment of photovoltaic module failures in the field.” Online, mayo 2017. Disponible en: <https://iea-pvps.org/key-topics/report-assessment-of-photovoltaic-module-failures-in-the-field-2017/>. Consultado: mayo 2021.
- [17] D. Jordan and S. Kurtz, “Field performance of 1.7 gw of photovoltaics systems,” *IEEE Journal of Photovoltaics*, vol. 5, pp. 243–249, 2015.
- [18] R. Peters and V. Godoy, “Entrevista telemática Ricardo Peters y Victor Godoy,” *Entrevista Telemática jefes O&M Engie Energía Chile*, 2021.
- [19] E. Zoco, “Revamping and repowering: The size of the opportunity.” Online, diciembre 2018. Disponible en: <https://www.pv-magazine.com/2018/12/17/revamping-and-repowering-the-size-of-the-opportunity/>. Consultado: agosto 2021.
- [20] Energética21, “Webinar: Pv revamping. retos y oportunidades.” Online, julio 2020. Disponible en: <https://energetica21.com/conferencias/pv-revamping-2020>. Consultado: agosto 2021.
- [21] International Renewable Energy Agency (IRENA), “Renewable Power Generation Costs in 2020.” Report IRENA, junio 2021. Disponible en: <https://www.irena.org/publications/2021/Jun/Renewable-Power-Costs-in-2020>. Consultado: agosto 2021.
- [22] In-Data, “Informe 3: Alternativas de tratamiento de módulos fotovoltaicos luego de su vida útil.” Online, agosto 2020. Disponible en: <https://rechile.mma.gob.cl/wp-content/uploads/2021/06/3-Informe-3.pdf>. Consultado: marzo 2021.
- [23] J. D. Santos and M. C. Alonso-García, “Projection of the Photovoltaic Waste in Spain until 2050,” *Journal of Cleaner Production*, vol. 196, pp. 1613–1628, 2018.
- [24] R. Deng, N. Chang, Z. Ouyang, and C. C. Moon, “A Techno-economic Review of Silicon Photovoltaic Module Recycling,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 109, pp. 532–550, 2019.
- [25] J. Jean, M. Woodhouse, and V. Voluvic, “Accelerating Photovoltaic Market Entry with

- Module Replacement,” *Joule*, vol. 3, pp. 1–18, 2019.
- [26] H. Rudnick, D. Charlin, F. Heisig, and A. Mohr, “Costo de abatimiento de nueva energía (lace) y costo de desarrollo de la energía (lcoe): La nueva forma de determinar la entrada de nuevas tecnologías al sistema.” Online, junio 2016. Disponible en: https://hrudnick.sitios.ing.uc.cl/alumno16/abatim/Entrega%20final%20LCOE%20LACE.htm#_Toc448939935. Consultado: mayo 2021.
- [27] Y. Xu, L. Jinhui, and Q. Tan, “Global status of recycling waste solar panels: A review,” *Waste Management*, vol. 75, pp. 450–458, 2018.
- [28] R. Deng, N. Chang, M. M. Lunardi, P. Dias, J. Bilbao, J. Ji, and C. M. Chong, “Remanufacturing end-of-life silicon photovoltaics: Feasibility and viability analysis,” *Progress in Photovoltaics Wiley*, vol. 2020, pp. 1–15, 2020.
- [29] B. Huang, J. Zhao, J. Chai, B. Xue, F. Zhao, and X. Wang, “Environmental influence assessment of china’s multi-crystalline silicon (multi-si) photovoltaic modules considering recycling process,” *Solar Energy*, vol. 143, pp. 132–141, 2017.
- [30] R. Contreras, E. Muñoz, J. de la Casa, and R. Diaz, “Environmental impact assessment of crystalline solar photovoltaic panels’ end-of-life phase: Open and closed-loop material flow scenarios,” *Sustainable Production and Consumption*, vol. 23, pp. 157–173, 2020.
- [31] A. Wade, P. Sinha, and K. Drozdiak, “Beyond waste – the fate of end-of-life photovoltaic panels from large scale pv installations in the eu the socio-economic benefits of high value recycling compared to re-use,” *Conference paper-Proceedings of 33rd European Photovoltaic Solar Energy Conference*, pp. 1505–1514, 2017.
- [32] Veolia-PVR, “Veolia opens the first european plant entirely dedicated to recycling photovoltaic panels.” Online, septiembre 2020. Disponible en: <https://www.veolia.com/en/newsroom/news/recycling-photovoltaic-panels-circular-economy-france>. Consultado: octubre 2021.
- [33] T. Doi, I. Tsuda, H. Unagida, A. Murata, K. Sakuta, and K. Kurakawa, “Experimental study on pv module recycling with organic solvent method,” *Solar Energy Materials & Solar Cells*, vol. 67, pp. 397–403, 2001.
- [34] K. Wambach, A. Muller, S. Schlenker, and M. Klenk, “The second life of a 300 kw pv generator manufactured with recycled wafers from the oldest german pv power plant,” *Research Gate*, 2007.
- [35] Y. Yan, Z. Wang, D. Wang, J. Cao, W. Ma, k Wei, and L. Yun, “Recovery of silicon via using koh-ethanol solution by separating different layers of end-of-life pv modules,” *The Minerals, Metals & Materials Society*, vol. 72, 2020.
- [36] P. Dias, L. Schmidt, M. Lunardi, N. Chang, G. Spier, C. Richard, and H. Veit, “Comprehensive recycling of silicon photovoltaic modules incorporating organic solvent delamination – technical, environmental and economic analyses,” *Resources, Conservation and Recycling*, vol. 165, p. 105241, 2021.
- [37] Y. Kim and J. Lee, “Dissolution of ethylene vinyl acetate in crystalline silicon pv modules using ultrasonic irradiation and organic solvent,” *Solar Energy Materials & Solar Cells*, vol. 98, pp. 317–322, 2012.
- [38] W.-H. Huang, W. J. Shin, L. Wang, W.-C. Sun, and M. Tao, “Strategy and technology

- to recycle wafer-silicon solar modules,” *Solar Energy*, vol. 144, pp. 22–31, 2017.
- [39] J. Shin, J. Park, and N. Park, “A method to recycle silicon wafer from end-of-life photovoltaic module and solar panels by using recycled silicon wafers,” *Solar Energy Materials & Solar Cells*, vol. 162, pp. 1–6, 2017.
- [40] S. Kan, S. Yoo, J. Lee, B. Boo, and H. Ryu, “Experimental investigations for recycling of silicon and glass from waste photovoltaic modules,” *Renewable Energy*, vol. 47, pp. 152–159, 2012.
- [41] P. Dias, S. Javimczik, M. Benevit, and H. Beit, “Recycling weee: Polymer characterization and pyrolysis study for waste of crystalline silicon photovoltaic modules,” *Waste Management*, vol. 60, pp. 716–722, 2017.
- [42] P. O. Ewa Klugmann-Radziemska*, “Chemical treatment of crystalline silicon solar cells as a method of recovering pure silicon from photovoltaic modules,” *Renewable Energy*, vol. 35, pp. 1751–1759, 2010.
- [43] A. Kuczyńska-Łażewskaa, E. Klugmann-Radziemskaa, Z. Sobczakb, and T. Klimczukb, “Recovery of silver metallization from damaged silicon cells,” *Solar Energy Materials and Solar Cells*, vol. 176, pp. 190–195, 2018.
- [44] Chitra, D. Sah, K. Lodhi, C. Kant, P. Saini, and S. Kumar, “Structural composition and thermal stability of extracted eva from silicon solar modules waste,” *Solar Energy*, vol. 211, pp. 74–81, 2020.
- [45] F. Pagnanelli, E. Moscardini, P. Altimaria, F. C. Padoana, T. A. Atia, F. Beolchini, A. Amato, and L. Toro, “Solvent versus thermal treatment for glass recovery from end of life photovoltaic panels: Environmental and economic assessment,” *Journal of Environmental Management*, vol. 248, 2019.
- [46] E. Klugmann-Radziemska, P. Ostrowski, K. Drabczyk, P. Panek, and M. Szkodo, “Experimental validation of crystalline silicon solar cells recycling by thermal and chemical methods,” *Solar Energy Materials & Solar Cells*, vol. 94, pp. 2275–2282, 2010.
- [47] S.-M. Nevala, J. Hamuyuni, T. Junnila, T. Sirviö, S. Eisert, B. P. Wilson, R. Serna-Guerrero, and M. Lundström, “Electro-hydraulic fragmentation vs conventional crushing of photovoltaic panels – impact on recycling,” *Waste Management*, vol. 87, pp. 43–50, 2019.
- [48] M. Tammara, J. Rimauro, V. Fiandra, and A. Salluzzo, “Thermal treatment of waste photovoltaic module for recovery and recycling: Experimental assessment of the presence of metals in the gas emissions and in the ashes,” *Renewable Energy*, vol. 81, pp. 103–112, 2015.
- [49] PVCYCLE, “Pv cycle - recycling of silicon based pv modules.” Online, septiembre 2021. Disponible en: <https://pvcycle.org/download/>. Consultado: octubre 2021.
- [50] R. A. Escobar, C. Cortes, A. Pino, M. Salgado, E. B. Pereira, F. R. Martins, J. Boland, and J. M. Cardemil, “Estimating the potential for solar energy utilization in chile by satellite-derived data and ground station measurements,” *Solar Energy*, vol. 121, pp. 139–151, 2015.
- [51] A. Molina, M. Falvey, and R. Rondanelli, “A solar radiation database for chile,” *Nature: SCientific REPOrts*, vol. 7:14823, 2017.

- [52] A. Molina-Monje and F. Martínez, “Modelo de generación fotovoltaica explorador solar.” Online, marzo 2017. Disponible en: <http://solar.minenergia.cl/inicio>. Consultado: octubre 2021.
- [53] Revista Electricidad, “Noticia: Inaugurarán planta solar tambo real en vicuña.” Online, enero 2013. Disponible en: <https://www.revistaei.cl/2013/01/09/inauguraran-planta-solar-tambo-real-en-vicuna/#>. Consultado: octubre 2021.
- [54] Comisión Nacional de Energía (CNE), “Capacidad instalada de generación.” Online, septiembre 2021. Disponible en: <https://www.cne.cl/normativas/electrica/consulta-publica/electricidad/>. Consultado: enero 2022.
- [55] Ministerio de Energía - Gobierno de Chile, “Planificación Energética de Largo Plazo.” Online, diciembre 2020. Disponible en: <https://energia.gob.cl/planificacion-energetica-de-largo-plazo-proceso>. Consultado: febrero 2022.
- [56] N. C. McDonald and J. M. Pearce, “Producer responsibility and recycling solar photovoltaic modules,” *Energy Policy*, vol. 38, pp. 7041–7047, 2010.
- [57] PVCYCLE, “About us.” Online, septiembre 2021. Disponible en: <https://pvcycle.org/about-pv-cycle/>. Consultado: octubre 2021.
- [58] European Institute of innovation and Technology for Raw Materials (EITRawMaterials), “Recovery of materials from end-of-life pv panels in a life cycle assessment perspective.” Online, diciembre 2020. Disponible en: <https://www.eitrawmaterials-rcsi.eu/download/download/12-rcsi-activities/27-recovery-of-materials-from-end-of-life-pv-panels-in-a-life-cycle-assessment-perspective.html>. Consultado: octubre 2021.
- [59] D. Feldam, K. Wu, and R. Margolis, “H1 2021 solar industry update - nrel report.” Online, junio 2021. Disponible en: <https://www.nrel.gov/docs/fy21osti/80427.pdf>. Consultado: enero 2022.
- [60] Comisión Nacional de Energía (CNE), “Estadísticas- electricidad.” Online, diciembre 2021. Disponible en: <https://www.cne.cl/normativas/electrica/consulta-publica/electricidad/>. Consultado: enero 2022.
- [61] Coordinador Eléctrico Nacional, “Infotecnia - centrales generadoras.” Online, diciembre 2021. Disponible en: <https://infotecnia.coordinador.cl/>. Consultado: enero 2022.
- [62] Asociación Chilena de Energías Renovables y Almacenamiento (ACERA A.G.), “Centro de información- mapa de proyectos.” Online, diciembre 2021. Disponible en: <https://acera.cl/mapa/#/map>. Consultado: enero 2022.
- [63] Universidad de Chile and Ministerio de Energía - Gobierno de Chile, “Explorador solar.” Online, diciembre 2021. Disponible en: <http://solar.minenergia.cl/inicio>. Consultado: enero 2022.
- [64] International Renewable Energy Agency (IRENA), “Future of Solar Photovoltaic.” Online, noviembre 2019. Disponible en: <https://www.irena.org/publications/2019/Nov/Future-of-Solar-Photovoltaic>. Consultado: enero 2022.
- [65] M. Green, “Webinar: Recent trends in photovoltaic.” Online, marzo 2021. Disponible en: <http://www2.pv.unsw.edu.au/videos/Martin-Green-25March2021/seminar.php>. Consultado: enero 2022.

- [66] D. Felman, V. Ramasamy, R. Fu, ashwin Ramdas, J. Desai, and R. Margolis, “U.S. solar photovoltaic system and energy storage benchmark: Q| 2020 - NREL report.” Online, marzo 2020. Disponible en: <https://www.nrel.gov/docs/fy21osti/77324.pdf>. Consultado: enero 2022.
- [67] C. Escobar, “Reportaje: Manejo de residuos en Chile: un problema social y cotidiano necesario de abordar en medio del cambio climático.” Online, octubre 2021. Disponible en: [https://www.uchile.cl/noticias/181015/manejo-de-residuos-en-chile-un-problema-diario-necesario-de-abordar#:~:text=Seg%C3%BAAn%20el%20Informe%20del%20Estado,42%25%20domiciliarios%20\(municipales\)](https://www.uchile.cl/noticias/181015/manejo-de-residuos-en-chile-un-problema-diario-necesario-de-abordar#:~:text=Seg%C3%BAAn%20el%20Informe%20del%20Estado,42%25%20domiciliarios%20(municipales)). Consultado: enero 2022.
- [68] F. Ossio and J. Faundez, “Diagnóstico nacional de sitios de disposición ilegal de residuos.” Online, enero 2021. Disponible en: https://www.researchgate.net/publication/348443724_Diagnostico_Nacional_de_Sitios_de_Disposicion_Ilegal_de_Residuos. Consultado: enero 2022.
- [69] Subsecretaría de Desarrollo Regional y Administrativo - Gobierno de Chile, “Actualización de la situación por comuna y por región en materia de rsd y asimilables.” Online, agosto 2019. Disponible en: <https://www.subdere.gov.cl/sites/default/files/Catastro%20de%20sitios%20septiembre%202019.pdf>. Consultado: enero 2022.
- [70] Suprareciclaje, “Compra venta de chatarra y reciclados por kilogramos.” Online, agosto 2019. Disponible en: <https://www.supraciclaje.com/precios-hoy/>. Consultado: enero 2022.
- [71] P. Jain, G. Raina, S. Sinha, P. Malik, and S. Mathur, “Agrovoltáics: Step towards sustainable energy-food combination,” *Bioresource Technology Reports*, vol. 15, p. 100766, 2021.
- [72] F. Calise, M. Dentice, M. Santarelli, A. Lanzini, and D. Ferrero, “Solar hydrogen production: processes, systems and technologies,” *Book in ScienceDirect*, 2019.
- [73] Ellen Macarthur Foundation, “Conceptos básicos de economía circular.” Online, agosto 2021. Disponible en: <https://archive.ellenmacarthurfoundation.org/es/economia-circular/escuelas-de-pensamiento>. Consultado: agosto 2021.
- [74] R. Sohr, *El Mundo será Verde o no será*. Actualidad, Debate, 2020.
- [75] Y. Harari, *Sapiens: De Aniamles a Dioses*. Debate, 2016.
- [76] UNESCO, “Antropoceno: la problemática vital de un debate científico.” Online, febrero 2018. Disponible en: <https://es.unesco.org/courier/2018-2/antropoceno-problematica-vital-debate-cientifico>. Consultado: mayo 2021.
- [77] G. Hardin, “La tragedia de los comunes.” Online, enero 1968. Disponible en: http://www.bibliotecacentral.uni.edu.pe/pdfs/CUADERNODETRABAJO/3,2002/art_0008.pdf. Consultado: marzo 2021.
- [78] European Copper Institute (ECI), “How much copper is there and where does it come from?” Online, agosto 2021. Disponible en: <https://copperalliance.eu/about-copper/copper-and-its-alloys/resources/>. Consultado: agosto 2021.
- [79] Global Footprint Network Organization (GFN), “Data footprint network.” Online, agosto 2021. Disponible en: https://data.footprintnetwork.org/?_ga=2.103909444.576167782.1629904732-1219855676.1629904732#. Consultado: agosto 2021.

- [80] S. Kaza, L. C. Yao, P. Bhada-Tata, and F. Van Woerden, “What a waste 2.0 : A global snapshot of solid waste management to 2050. Urban development. World Bank report.” Online, agosto 2018. Disponible en: <https://openknowledge.worldbank.org/handle/10986/30317>. Consultado: mayo 2021.
- [81] C. Salazar and S. del Castillo, “Fundamentos básicos de estadística.” Online, febrero 2018. Disponible en: <http://www.dspace.uce.edu.ec/bitstream/25000/13720/3/Fundamentos%20B%C3%A1sicos%20de%20Estad%C3%ADstica-Libro.pdf>. Consultado: mayo 2021.
- [82] L. H. Chiang, E. L. Russel, and R. D. Braatz, *Principal Component Analysis en Fault Detection and diagnosis in industrial systems*. Ingeniería, Springer-Verlag London, 2001.
- [83] A. Novales, *Estimación de Modelos No Lineales*. Ingeniería, Universidad Complutense de Madrid, 2016.
- [84] S. Sah, “Machine learning: A review of learning types.” Online, julio 2020. Disponible en: https://www.researchgate.net/publication/342890321_Machine_Learning_A_Review_of_Learning_Types. Consultado: mayo 2021.
- [85] A. M. Johansen and J. E. Gentle, “Monte carlo method.” Online, enero 2010. Disponible en: <https://www.sciencedirect.com/topics/medicine-and-dentistry/monte-carlo-method>. Consultado: mayo 2021.
- [86] B. Nagy, D. Farmer, Q. Bui, and J. Trancik, “Statistical basis for predicting technological progress,” *Plos one* 8(2), 2013.

Anexos

Anexo A

El problema de la basura

De la mano con la preocupación por el cambio climático debido a la acumulación de gases de efecto invernadero está la preocupación por el agotamiento de los recursos y la acumulación de basura.

Muchas veces suelen solaparse ambas temáticas y tratarse como un solo asunto, pero la realidad es que, si bien existe una correlación entre la acumulación de desechos y la generación de gases de efecto invernadero, ambos son fenómenos diferentes y que dañan al medio ambiente de distintas maneras. Además de tener en común que generan un perjuicio para los equilibrios de la naturaleza, es posible encontrar una raíz común que propicia la existencia de estos dos fenómenos.

Como referencia para comprender las motivaciones y el problema que trata este trabajo de tesis es que se vuelve necesario comprender el problema de basura. Esto incluye identificar el origen, conocer las cifras, conocer las consecuencias del problema y finalmente conocer una alternativa.

A.1. El origen de la basura

Una respuesta corta a la pregunta sobre el origen de la basura es que ésta se produce porque tenemos un modelo lineal de producción. En esta respuesta coinciden prácticamente todas las escuelas de pensamiento que han estudiado el tema de los residuos [73]. Al darle el apellido “lineal” al modelo actual, se describe el proceso productivo que tiene básicamente tres pasos: Extraer, Producir, Desechar. Prácticamente todos los productos que podemos encontrar en el mercado actual responden a este modelo, desde la industria alimenticia hasta la industria tecnológica. En todos los casos, se extraen los recursos desde la naturaleza, se fabrica un producto a partir de ellos y después de un tiempo ese producto se desecha.

A su vez, el origen de este modelo tiene profundas raíces históricas y filosóficas las cuales a su vez configuran una relación entre los seres humanos y la naturaleza con un notorio

sesgo antropocéntrico [74]. Si bien esta no es una tesis de filosofía o de sociología, es importante dar cuenta de algunos de estos aspectos, para comprender el escenario general en donde se enmarca el problema particular que aquí se trata. En ese sentido, quienes entregan una explicación acabada del origen de este modelo lineal son Michael Braungart y William McDonough autores del libro *Cradle-to-Cradle: Re-making the way we make things* [9].

De acuerdo a los ya mencionados autores, el modelo lineal de producción se origina con la revolución industrial de manera espontánea sin un diseño de antemano. Los ingenieros, industrialistas y diseñadores de la época simplemente fueron solucionando problemas que les permitían tomar ventaja en el mercado y obtener enormes utilidades. La posibilidad de masificar la producción fue creando cada vez más incentivos que las personas iban tomando. De manera paralela y ligado a este proceso, surgieron las ideas sobre cómo potenciar el bienestar humano, lo que introdujo ideas sobre el individualismo y teorías de crecimiento infinito que han sido predominantes e influyentes en nuestras sociedades desde hace varias décadas. Todo lo anterior es una consecuencia de las bases filosóficas del antropocentrismo que se han cultivado y aceptado desde hace miles de años.

En definitiva, con la revolución industrial, los seres humanos encontraron el poder de transformar la realidad que los rodea en una escala nunca antes vista, lo que llevó al químico holandés Paul Crutzen a popularizar el término “Antropoceno” [75] [76]. El término antropoceno hace referencia a la época en donde las actividades humanas comenzaron a provocar cambios biológicos y geofísicos a escala mundial, lo que el profesor Crutzen respaldó con su investigación que le valió ser galardonado con el premio Nobel de Química.

Este gran poder para transformar la realidad tiene como consecuencia dos daños colaterales no deseados: la modificación de los equilibrios del planeta y el agotamiento de los recursos. El problema es que en la práctica, bajo un marco conceptual individualista como el preponderante, es difícil hacerse cargo de estos desafíos porque son problemas públicos y que afectan a bienes que podrían considerarse de todo el mundo. Nos vemos enfrentados a una situación similar a la descrita por Garrett Hardin en su mundialmente famoso ensayo *La tragedia de los comunes* de 1968 [77]. En este ensayo, el autor explica cómo las decisiones tomadas de manera individual por un grupo de ganaderos que comparten un pastizal común, los lleva a una situación de colapso.

A.2. Las consecuencias de la acumulación

Nuestro modelo de producción lineal nos ha conducido a una tragedia de los comunes que afecta a todo el planeta en mayor o menor medida y que tiene dos grandes consecuencias que hoy son fáciles de prever. La primera es que, dado que nuestro planeta es finito, los recursos que podemos extraer del planeta se acabarán irremediablemente. La segunda es que la acumulación de basura ha generado sustancias tóxicas para los ecosistemas, las cuales alteran los ciclos naturales en el lugar o simplemente son incompatibles con la vida misma de dicho ecosistema, el que termina por destruirse. Si a lo anterior se le agrega el hecho de que nuestro modelo productivo es movido fundamentalmente por combustibles fósiles contaminantes, entonces se completa el tridente de consecuencias con el calentamiento global provocado por la acumulación de gases que la quema de estos combustibles generan.

El agotamiento de los recursos es una consecuencia que ha sido bien descrita por distintas organizaciones gubernamentales y fundaciones alrededor del mundo. Hay recursos como los minerales o combustibles fósiles que es evidente que bajo este modelo tarde o temprano se acabarán. Un ejemplo es el cobre, que año tras año aumenta su demanda, la cual pasó de 5 millones de toneladas anuales a casi 25 millones de toneladas en 50 años y se espera que sobrepase las 30 millones de toneladas de demanda en pocos años. Se espera que esta tendencia de aumento continúe y considerando que se estiman reservas de casi 3.000 millones de toneladas, es factible pensar que en un poco más de 100 años ya no existan reservas de cobre [78]. Lo anterior sin considerar que cada vez se vuelve más costoso y más invasivo extraer este metal desde la tierra.

Al mismo tiempo los recursos que son catalogados como renovables son consumidos a un ritmo mayor del que la naturaleza es capaz de reintegrarlos al ecosistema, por lo que su explotación deja de ser sostenible en el tiempo. Este problema ha sido visibilizado por la fundación “Global Footprint Network”, quienes popularizaron el concepto de “sobregiro ecológico”. Esta organización año tras año ha calculado cuando el mundo consume los recursos que el planeta es capaz de regenerar en un año, considerando bosques, tierras disponibles de plantación, entre otros recursos. Para el año 2021, el día en que la humanidad consumió todos sus recursos (“Overshoot day”) fue el 29 de julio [79]. De la misma forma la fundación ha estimado cuantos planetas tierra necesita la humanidad para poder sostener su ritmo de consumo y en promedio la respuesta es 1,7 planetas Tierra. Si toda la humanidad tuviera el ritmo de consumo que tiene un país como Estados Unidos, se requerirían 5 planetas Tierra. Obviamente no disponemos de 1,7 planetas Tierra, ni menos de 5, sino que solamente tenemos uno. Lo anterior significa que nuestro ritmo de consumo es tan alto que el planeta no logra recuperarse, por lo que vamos lentamente depredando incluso este tipo de recursos, con lo cual además se continúan quebrando equilibrios medio ambientales de los que poco se conoce.

Por otra parte, está la segunda consecuencia: la acumulación de basura. El Banco Mundial en su informe *What a Waste 2.0* entregó una completa mirada a nivel mundial de este problema [80]. De acuerdo a este informe, sólo el año 2016 se produjeron 2,01 billones de toneladas de residuos en todo el mundo, de las cuales sólo el 19% fue recuperada por algún proceso de reciclaje, mientras que el 11% fue quemado en incineradores autorizados. El resto se acumuló en vertederos, o se acumuló de forma irregular en algún lugar del planeta como el océano. Esto significa que cada persona en promedio generó 0,74 kg de basura por día, un número que, en caso de seguir a este ritmo, se estima podría llegar a 1,25 kg diarios por persona en promedio para el 2050, lo que implica que para ese año se producirían 3,4 billones de toneladas de residuos.

Esta acumulación tiene consecuencias catastróficas sobre el medio ambiente y sobre la salud de las personas y otros seres vivos. La presencia de sustancias tóxicas o de residuos mal manejados produce que se contamine el aire, el agua y la tierra. En el mismo informe del Banco Mundial anteriormente citado se resumen estos fenómenos. Por ejemplo, en el caso del aire, se produce emanación de gases de efecto invernadero desde los vertederos y cuando se realizan incineraciones de basura. Algunas de estas emanaciones resultan ser tóxicas para los seres vivos y se han reportado enfermedades pulmonares e incluso neurológicas asociadas a esta práctica. En el caso del agua, la acumulación de distintos residuos produce líquidos lixiviados los cuales se filtran en las napas subterráneas de agua y pueden contaminar afluentes

completos, inutilizando miles de litros. Y por supuesto, está el caso de los océanos, que acumulan billones de toneladas de residuos, como el plástico, el cual se descompone en micro plástico que es consumido por la fauna marina. De hecho se estima que para el 2050, habrá más toneladas de plástico que de peces en el mar. Finalmente la tierra, al igual que el agua absorbe elementos que pueden ser tóxicos y que pueden fácilmente convertirla en una zona infértil.

En este inmenso universo de producción y de desechos, la industria fotovoltaica es una arista más de este problema. Si bien existen excepciones, como las celdas orgánicas, la gran mayoría de los paneles solares se compone principalmente de materiales no renovables, como vidrio, metales y polímeros. La Tabla 2.1, expuesta en el capítulo 2 muestra la distribución porcentual de los materiales que comúnmente se usan para fabricar un módulo fotovoltaico.

Como se comentó en el capítulo de Antecedentes, si se considera que cada módulo pesa en promedio 20 kg y que tiene una potencia de 300 W, para construir la capacidad instalada hoy de 707.495 MW, se necesitaron cerca de 50 millones de toneladas de material, los cuales, bajo este modelo lineal, tarde o temprano se convertirán en basura. Son 50 millones de toneladas de residuos que eventualmente se perderán y que resultan tóxicos para el ambiente como el plomo o el cadmio (en caso de celdas tipo CdTe) [6].

A.3. Economía circular

Se estima que la vida en la tierra apareció hace unos 3.800 millones de años ¿Cómo es que en un planeta finito como el nuestro la vida ha logrado sostenerse por tanto tiempo? Si consideramos la producción de recursos de la naturaleza que han sustentado la vida, claramente esta producción no se basa en un modelo lineal como el nuestro. Lo que ha sostenido la vida durante tantos años es un modelo de ciclos biológicos integrados. Braungart y McDonough describen que la naturaleza opera bajo una regla de oro *waste equal food* o “el desecho es comida” [9]. En la naturaleza, cada ser vivo produce residuos y es más, cada vez que este ser vivo muere, sus restos pasan a ser un residuo, pero a diferencia de nuestro modelo, estos residuos son orgánicos y la naturaleza logra absorberlos, transformando estos residuos en recursos que le sirven de alimento para la nueva vida. Es un delicado equilibrio que se ha mantenido durante millones de años y que, si bien se ha visto alterado por eventos naturales, la vida y la evolución siempre han vuelto a abrirse paso.

Inspirados en esta idea de los ciclos naturales y en la forma en que el planeta va regenerando sus recursos es que muchos autores, principalmente posterior a la Segunda Guerra Mundial, han creado distintas escuelas de pensamiento que explican y teorizan al respecto, comparando el modelo productivo de la naturaleza con el modelo productivo de los seres humanos. El concepto de Economía Circular sintetiza varias de estas escuelas, pero en definitiva este concepto busca que nuestro modelo productivo sea cíclico y que además esté acoplado a los ciclos biológicos naturales.

Esta idea radical implica, entre otras cosas, eliminar el concepto de basura, modificar las teorías de crecimiento económico, diferenciar entre lo que se consume y lo que se usa, de modo que las personas puedan pasar a ser usuarios de los objetivos y sobre todo, cambiar la relación de la humanidad con la naturaleza. En palabras de Michael Braungart “No se trata

solo de salvar el planeta, sino de aprender a vivir en él”. Tal como se mencionó, el modelo productivo actual tiene profundas raíces filosóficas antropocéntricas, por lo tanto, construir esta nueva relación con la naturaleza, hacerla sujeto de derechos y entendernos como parte de ésta y no como una especie de ente etéreo con el divino derecho de explotar lo que nos rodea, implica un cambio filosófico y cultural de gran escala.

En la naturaleza este ciclo funciona solamente con materia orgánica. Nada de lo producido requiere de explotación de minerales o de la creación de materiales, que en nuestro modelo productivo si han sido incluidos. Este es el primer gran obstáculo al que nos enfrentamos. Parece difícil y lento transformar todos nuestros avances tecnológicos para que estén basados en materia orgánica, pero entonces hay que asumir que se usarán materiales que no pueden acoplarse al ciclo biológico natural. La teoría de la Economía Circular resuelve este dilema planteando que existen dos ciclos: el ciclo biológico y el ciclo de los materiales finitos. La Fundación Ellen Macarthur, que se dedica a la promoción de la economía circular, ha elaborado un diagrama que explica adecuadamente la separación e interacción de estos ciclos. Basado en este diagrama se elaboró la versión que se muestra en la Figura 2.1 expuesta en el capítulo 2 [10].

Como puede apreciarse en la Figura 2.1, ambos ciclos interactúan en una columna central en donde actúa la industria productora. Por un lado, el ciclo de los recursos renovables se acopla al ciclo biológico natural, en tanto existe una interacción con la biosfera. Es importante notar que en la etapa final de este proceso productivo se encuentra un consumidor, pues los bienes producidos con recursos renovables, tales como madera, agua o alimentos, verdaderamente son *consumidos*. Este consumidor tiene responsabilidad en la recolección de los desechos orgánicos producidos.

Por otro lado, está el ciclo de los materiales finitos. A diferencia de los recursos renovables, los materiales finitos pueden integrarse en distintos puntos de la cascada productiva y de hecho es deseable que así sea. En ese sentido, se establece una jerarquía en donde en primera instancia se busca que el producto se reutilice, en segunda instancia que se repare, en tercera instancia que se remanufacture y en cuarta y última instancia que se reciclen sus materiales. En el caso de este ciclo técnico o de los materiales finitos, quien recibe el producto no es un consumidor, sino que se cataloga como un usuario y al igual que en el ciclo de los recursos renovables, el usuario tiene una participación vital en la recolección.

Este ciclo no podría moverse sin energía y por supuesto no es factible que esa energía provenga de fuentes no renovables y contaminantes, de ser así, en algún punto el ciclo se alteraría o simplemente se acabaría por falta de energía. Las energías renovables son las únicas compatibles con la teoría de la Economía Circular, sin ellas este sistema no tiene sentido. Contando este último aspecto, es posible imaginar un modelo productivo que prácticamente no tiene impacto y que trabaja en armonía con el planeta, haciéndose parte de su propio sistema, alimentándolo y respetando las reglas del lugar que cohabitamos con otras especies.

Lograr construir este sistema tiene como condición excluyente rediseñar todos nuestros productos, pues estos requieren estar pensados desde su génesis para someterse a las reglas de alguno de estos ciclos. En otras palabras, lo anterior significa diseñar desde el principio

para que sea fácil su reparación, su remanufactura y su posterior reciclaje. Del mismo modo, los productos de consumo, deben pensarse para que sus desechos sean reintegrados al ciclo de los recursos renovables. En suma, la idea es eliminar la basura desde el diseño. Dado lo anterior es que se ha puesto un especial énfasis en las técnicas y principios del diseño circular, un tópico del que queda mucho por explorar y en el que cada producto es un desafío aparte. Uno de esos tantos productos son los módulos fotovoltaicos y si bien requieren de un rediseño, también se requiere pensar en estrategias de transición. Después de todo, ya existen millones de ellos en circulación y posiblemente se produzcan muchos más con los mismos estándares actuales hasta que la industria logre confluir a un diseño circular adecuado.

Anexo B

Técnicas de proyección

Existe un amplio abanico de formas en que se pueden realizar proyecciones. Cada una de las cuales puede resultar más o menos útil dependiendo del contexto en donde se use. A continuación se describen algunas de las principales vertientes de pensamiento respecto de las proyecciones.

B.1. Métodos basados en datos anteriores

Al momento de realizar una proyección, un primer paso lógico es revisar la historia para conocer qué ha pasado o cómo se ha comportado un fenómeno en la realidad. De este análisis es factible extrapolar un posible futuro comportamiento. La disciplina que se encarga de la recolección, ordenamiento, representación, análisis e interpretación de datos generados en una investigación, es conocida como Estadística [81]. Con datos ordenados y analizados es posible explorar distintas alternativas para crear proyecciones para lo cual existen muchas herramientas, las cuales tienen como fin reducir la incertidumbre inherente de una proyección. Nuevamente, dependiendo del contexto, de la cantidad de datos y de la precisión que se desee, estas herramientas pueden ser más o menos útiles y más o menos complejas de utilizar.

B.1.1. Ajustes de curvas

La forma más antigua y conocida de proyección corresponde al ajuste de curvas considerando un cierto universo de datos. Lo más común de este método es elegir una variable independiente (x) y otra dependiente (y). Normalmente, lo que se quiere proyectar corresponde a la variable dependiente (y), la cual se ve influenciada por una variable independiente (x). Si el problema a tratar es complejo y la proyección depende de más de una variable, entonces el fenómeno no podrá explicarse correctamente si sólo se considera una variable independiente. No obstante, existen métodos que permiten encontrar cuál de las variables es la que tiene más influencia en explicar la evolución del fenómeno, como el método PCA (*Principal Component Analysis*) [82]. Por supuesto, a la par de esta opción existen otros métodos para realizar ajustes que consideran todas las variables.

Si se explora el caso sencillo, en donde se reduce la cantidad de variables con un análisis PCA, entonces se tendrá sólo una variable independiente que considerar. Una vez que se conoce esta variable que explica mayormente el fenómeno, se puede realizar el ajuste de la

curva a los datos. Normalmente este ajuste pueden realizarlo programas computacionales de manera automática. La teoría que está detrás de esta operación es la realización de regresiones [83]. Considere un conjunto de n datos del estilo $\{(x_k, y_k)\}_{k=1}^n$. Además, sea una base de m funciones linealmente independientes $\{f_j(x)\}_{j=1}^m$. Lo que se busca es encontrar una función $f(x)$ que sea combinación lineal del espacio de funciones mencionados, de modo que se cumpla que $f(x_k) \approx y_k$. El criterio para definir la mejor aproximación es variable, pero normalmente se intenta minimizar el error e_k que corresponde a

$$e_k = y_k - f(x_k) \tag{B.1}$$

De esta forma, conocida esta función y considerando que la variable dependiente es el tiempo, podemos generar una proyección temporal. El problema de estos ajustes es que es difícil aplicarlos para fenómenos desconocidos del todo y en los que, por lo tanto, existen pocos datos. Por lo demás, cuando se trata de fenómenos complejos, con múltiples variables influyendo, se hace complejo y poco fiable simplemente dejar a una de éstas y descartar las demás.

B.1.2. Machine learning

Una de los métodos modernos para realizar proyecciones es una rama de la inteligencia artificial conocida como Machine learning [84]. La idea central de este método es crear algoritmos de entrenamiento que permitan anticipar un resultado. Existe una enorme cantidad de distintos algoritmos de aprendizaje para máquinas, algunos de los cuales están destinados a que el programa aprenda a realizar proyecciones. Para que el algoritmo funcione y efectivamente se entrene, se requiere de un conjunto o “set” de datos. Debido a lo anterior es que este método puede clasificarse como uno que se basa en datos anteriores.

A diferencia del ajuste de curvas, estos algoritmos pueden manejar múltiples variables para realizar proyecciones, por lo que podrían considerarse más precisos. La gran desventaja es que para que el aprendizaje sea adecuado se requiere de una enorme cantidad de datos. Si estos datos no existen o no son confiables, entonces el resultado tampoco lo será.

B.2. Métodos probabilísticos: Monte Carlo

Otra forma de realizar una proyección es considerar las probabilidades de que el fenómeno tenga un comportamiento u otro. Expresar la proyección de un fenómeno de esta forma puede servir para resolver problemas de alta complejidad. Normalmente hay fenómenos ya conocidos de los cuales sabemos cuál es la distribución de probabilidad que mejor los explica. Estas distribuciones se construyen en base a datos anteriores. Sin estos datos reales, en teoría no podría construirse esta función de probabilidad. Es en este punto, cuando no existen datos anteriores, donde el método de Monte Carlo resulta útil.

En la década de los 40s, Stanislaw Ulan y John Von Neumann trabajaban en el proyecto para crear la primera bomba atómica. Una de las dificultades más grandes era resolver las ecuaciones de mecánica cuántica que regían este fenómeno. No existían antecedentes del posible comportamiento y por lo tanto, era imposible conocer la distribución de probabilidades basado en datos. Otra opción era intentar modelar esta distribución matemáticamente, tarea

que en ese momento resultaba imposible. Un día, Stanislaw Ulan estaba jugando solitario y se preguntó por la probabilidad de que la repartición de cartas sea tal que pueda ganar. Al no encontrar una expresión matemática simple, llegó a la conclusión de que una forma de conocer esta probabilidad era jugar muchas veces y contar cuantas veces podía terminar el juego. Fue en ese instante cuando tuvo la idea de crear este método. Si se pudiera realizar, con un generador aleatorio de valores, experimentos hipotéticos, podría conocer la distribución de probabilidades para cualquier fenómeno.

El método de Monte Carlo es una forma en que se pueden modelar las probabilidades de un resultado sujeto a incertidumbre [85]. Para lograr implementar este método es necesario modelar de manera correcta el problema. En primer lugar se debe conocer la relación entre las variables involucradas en el problema. Posteriormente se debe modelar adecuadamente la incertidumbre, lo que significa incluir hipótesis, distinguir dónde realmente está la incertidumbre y hasta qué punto llega. Con el experimento diseñado se procede a realizar las simulaciones. Es importante no olvidar el hecho de que este método sólo funciona si se tiene un verdadero generador de valores aleatorios, si existe sesgo, entonces el experimento entregará resultados alterados. En los años 40s la realización de los experimentos significaba un problema, pero hoy existen generadores de valores aleatorios confiables y la capacidad de cómputo de computadores personales es suficiente para programar el método. Este método puede resultar muy útil, pero en contra parte puede ser complejo de modelar y de implementar dependiendo del problema.

B.3. Métodos fenomenológicos

El término fenomenológico en el contexto de las ciencias exactas se asocia con la idea de describir un fenómeno usando expresiones matemáticas. Esta descripción se basa en las observaciones o en resultados experimentales, a lo cual se suma el conocimiento previo en el área. De esta forma, una expresión matemática se deriva desde la teoría ya existente considerando las nuevas observaciones o resultados experimentales. Por ejemplo, si se quisiera conocer el comportamiento de una planta de agua que se somete a una fuente de calor, es posible llegar a anticipar este comportamiento si se consideran las leyes físicas que modelan a los fluidos y la termodinámica. Si a esto se le suman observaciones o experimentaciones, se consigue una nueva expresión que explica el fenómeno.

De cierta forma entonces, modelar o aplicar un modelo a una situación, puede considerarse como una forma de proyección. Por ejemplo, las fórmulas que relacionan distancia, velocidad y tiempo son muy básicas y conocidas en la mecánica elemental. Así, si una persona va viajando en un móvil, conociendo la distancia y la velocidad a la que viaja puede conocer en cuanto tiempo llegará. No fue necesario tomar muchos datos anteriores y hacer una regresión lineal para saber el resultado. Existía conocimiento previo que podía adaptarse a la situación. Por supuesto, en la realidad pueden existir otros factores que harán variar este resultado. Tal vez en la ruta en que viajaba el móvil se produjo una congestión que retrasó el viaje y entonces la “predicción” que hizo la persona no fue del todo certera. Eso es parte de la incertidumbre.

En consideración de que en este trabajo se debe tener en cuenta la evolución de una tecnología, la fotovoltaica, es que es conveniente considerar si existen estudios previos de otras

tecnologías que ayuden a comprender el comportamiento en el tiempo de la industria solar. En ese sentido, para explicar el comportamiento del progreso tecnológico en cualquier ámbito se han elaborado variados estudios de curvas de aprendizaje. Las curvas de aprendizaje en este contexto son herramientas predictivas que permiten conocer la evolución de distintos aspectos de una tecnología. Su origen está relacionado con la observación de procesos tecnológicos anteriores. La idea detrás es que cualquier proceso de innovación podría tener una evolución temporal similar en cuanto a rendimientos y costos. Esta idea se ha estudiado y se ha probado en algunos estudios [86]. Los estudios afirman que cualquier innovación tiende a tener un comportamiento exponencial los primeros años, pero que posteriormente esa tasa de cambio disminuye.

En el caso de la mejora tecnológica, cuando la innovación recién ve la luz, es normal que exista un amplio espacio para mejoras. A medida que estas se van materializando, se dice que la tecnología va madurando y el espacio de mejoras se reduce. Esto se traduce en que la tasa de mejora disminuye con el tiempo. De la misma forma, los precios de las tecnologías al inicio suelen ser altos, pero en la medida en que se masifica el producto en el mercado y que los rendimientos mejoran, los precios tienden a bajar. De igual forma la tasa en que bajan los precios inicialmente suele ser alta, pero en la medida en que pasa el tiempo, tiende a estabilizarse.

La curva que de mejor manera parece explicar este fenómeno de aprendizaje es la función sigmoideal [25]. Sea $\omega(t)$ la función sigmoideal respecto de la variable t . Su expresión es:

$$\omega(t) = \omega_0 + 2(\omega_{max} - \omega_0) \left(\frac{1}{1 + \exp(-kt)} - \frac{1}{2} \right) \quad (\text{B.2})$$

Donde ω_0 corresponde al valor inicial y ω_{max} corresponde al valor al que la función converge cuando t crece. Por su parte k corresponde al parámetro que controla la tasa de crecimiento. Si t se toma como el tiempo y, ω_0 y ω_{max} como los valores de rendimiento inicial y final esperado de una tecnología cualquier, entonces la curva describe la trayectoria de aprendizaje de una innovación.

Esta forma de predicción, para el contexto tecnológico, tiene una serie de aspectos que facilitan su aplicación a cualquier contexto. La primera es que es una ecuación bastante simple que no requiere de mayor procesamiento de datos y permite una rápida visualización de la evolución. Lo segundo es que al ajustar el ω_{max} es posible crear distintos escenarios, desde los más pesimistas hasta los más optimistas. Lo tercero es que es posible adaptar la curva a datos ya existentes mediante el control del parámetro k . Esto último resulta muy útil, pues muchas tecnologías ya tienen un historial que conviene considerar.

Anexo C

Sensibilización proyecciones técnicas

En la sección de Validación del capítulo 3 se mencionó que las proyecciones técnicas en realidad no son una gran fuente de incertidumbre respecto del año de recambio. Para probarlo, se utilizará la planta *Luz del Norte* que data del año 2016 y que tiene una potencia de 141,04 MWp. Esta misma planta es utilizada en la validación.

Existe 9 proyecciones técnicas. La forma en que se modela cada una de ellas se muestra en el capítulo 4, sección 3. Como se explica en este capítulo, existen una forma de modelar la proyección que es directa y otra indirecta. La forma directa usa una curva sigmoideal que requiere un valor final que representa el estado de madurez de la tecnología. Por otro lado la forma indirecta corresponde a una proporción directa de alguna de las otras proyecciones.

En el caso del ejemplo de validación no es relevante el precio de la nueva potencia instalada. Tampoco es relevante la proyección del peso de los nuevos módulos porque no interviene en el algoritmo del modelo de proyección propuesto. Así, sólo quedan 7 proyecciones que son de interés. De estas, 3 se modelan de forma indirecta, por lo que dependen de otra proyección. Es el caso de las proyecciones “Precio instalación paneles”, “Precio de adaptación” y “Precio desmantelamiento”. Todas estas proyecciones dependen proporcionalmente de la evolución de la eficiencia de los paneles solares. En conclusión, basta realizar una sensibilización en las 4 proyecciones técnicas restantes: “Eficiencia paneles solares”, “Tasa de degradación paneles solares”, “Precio del módulo solar” y “Valorización OPEX”. Todas ellas se modelan de forma directa y toman como punto de convergencia de la curva sigmoideal el año 2050, con los valores que muestran en la Tabla C.1. Es importante mencionar que son estos valores los que dan origen a la Tabla 3.8.

Tabla C.1: Valores de convergencia usados en la modelación de las proyecciones técnicas directas.

Proyección	Valor de convergencia año 2050
Eficiencia paneles solares	25 %
Tasa de degradación paneles solares	0,5 %
Precio del módulo solar	100.000 US\$/MWp
Valorización OPEX	9.000 US\$/MWp

Para realizar las sensibilizaciones de estas 4 proyecciones, se considera en cada caso una variación del valor de un $\pm 20\%$. Esta variación se considera un cambio razonable del valor final. Eventualmente se podría realizar una variación más amplia de valores. Otro aspecto importante que se debe recordar, es que el resultado importante a evaluar es el año de recambio de la planta. Al realizar las sensibilizaciones existen variaciones en los valores de LCOE, pero para el fin de este modelo, no serán consideradas. Para las condiciones del caso base, es decir, $H = 30$ años y $r = 7\%$, sumado a los valores de la Tabla C.1, el año de recambio de la planta de ejemplo es 26. Cada una de las sensibilizaciones se realiza dejando fijo los otros valores base.

El resultado de las sensibilizaciones se muestra en la Tabla C.2. Para cada factor de interés, se muestra el valor base y el valor al que llega con la sensibilización propuesta. Como puede verse, las variaciones son importantes, pero aún así no se mueve el año de recambio en el resultado del modelo. Para todos los casos mostrados, el resultado sigue siendo 26 años. Esto prueba que, a pesar de que los valores finales de estas proyecciones técnicas sufran variaciones importantes, el resultado del modelo no cambia. Sin embargo, es posible que alguno de estos valores se mueva más allá del rango del 20% , en cuyo caso pueden existir movimientos en el resultado, aunque posiblemente sean muy leves. Por otro lado, puede darse el caso en que todos estas proyecciones evolucionen de modo que en conjunto logren crear condiciones para que el resultado cambie. Por ejemplo, puede darse que la eficiencia de los módulos llega al 30% y al mismo tiempo, el precio de los nuevos módulos llegue a 80.000 US\$/MWp o incluso tomen valores mejores, lo que podría ser suficiente para cambiar el resultado de la proyección.

Tabla C.2: Variación de valores finales en proyecciones técnicas producto de la sensibilización propuesta.

	-20 %	base	+20 %
Eficiencia paneles solares (%)	20	25	30
Tasa de degradación paneles solares (%)	0,4	0,5	0,6
Precio del módulo solar (US\$/MWp)	80.000	100.000	120.000
Valorización OPEX (US\$/MWp)	7.200	9.000	10.800