



**FACULTAD DE INGENIERIA
ESCUELA DE INGENIERIA EN MEDIOAMBIENTE
CARRERA DE INGENIERIA AMBIENTAL**

**PROPUESTA DE IMPLEMENTACIÓN DE UN SISTEMA
FOTOVOLTAICO PARA LA REDUCCIÓN DE LA HUELLA
ENERGÉTICA EN LA EMPRESA RECUPERADORA ORTIZ**

TRABAJO DE TITULACIÓN PARA OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERO AMBIENTAL

Jorge Marcelo Guerrero Alcántara

Profesor Guía: Héctor Andrade Caroca

Valparaíso, Chile

2023

RESUMEN

Recuperadora Ortiz, establecida en 1982, tiene como objetivo principal realizar la labor de reciclaje de residuos sólidos del mercado local, atendiendo a exportadores, distribuidores y minoristas como Carozzi, San Pedro, Concha y Toro, Aresti, Agrosuper, Arauco, Valdivieso e Invina.

En el contexto de Chile, la Ley de Generación Distribuida, vigente desde 2014, regula la conexión de sistemas de generación de energía eléctrica mediante fuentes renovables no convencionales para autoconsumo y permite la inyección de excedentes de energía a la red eléctrica, brindando compensación económica a los usuarios por dichos excedentes. Esta normativa ofrece la oportunidad de que Recuperadora Ortiz genere energía para cubrir su consumo eléctrico anual y, además, pueda inyectar energía excedente a la red, lo cual beneficia tanto a la empresa en términos de ahorro económico como al medio ambiente.

Recuperadora Ortiz, como empresa dedicada al reciclaje y procesamiento de residuos industriales en Chile, desempeña un papel importante en la industria del reciclaje a nivel nacional al enfocarse en la sostenibilidad en sus procesos de producción, que son fundamentales para su proyección a largo plazo. En este sentido, se ha planteado como objetivo reducir el consumo de energía con el fin de disminuir los costos de producción y reducir su huella de carbono.

Se diseñaron y evaluaron tres propuestas de sistemas de generación fotovoltaica, con capacidades de 78, 64 y 54 kW, considerando escenarios de consumo proyectados y una vida útil de 25 años. Después de la evaluación económica, se determinó que los dos primeros proyectos presentan rentabilidades positivas teniendo un ahorro de 11 millones para los 2 primeros proyectos. El proyecto con mejor rendimiento es aquel que cubre el autoconsumo promedio, con una capacidad de potencia de 64 kW, sin inyección de energía al sistema y con una reducción en la huella de carbono asociada al consumo de energía eléctrica de la instalación. Esto permite que la empresa participe en la política de descarbonización energética del país.

Agradecimientos

Luego de 7 años de universidad, incluyendo un cambio de carrera, una pandemia de por medio, es importante agradecer a todos los que han sido parte de este proceso.

Agradezco a todos aquellos que me han apoyado y brindado su orientación, desde mis profesores y mentores hasta mis compañeros de estudio. Su valioso apoyo ha sido fundamental en mi crecimiento profesional y personal.

A mi profesor Héctor Andrade, por el cariño, la disposición, la paciencia, los consejos, y el tiempo entregado de la mejor manera posible.

A la Empresa Recuperadora Ortiz por su colaboración y disposición para llevar a cabo este trabajo, así como por proporcionarme toda la información necesaria para llevarlo a cabo. Quisiera destacar especialmente a Raúl, quien estuvo dispuesto a ayudarme en todo momento, respondiendo cualquier pregunta o consulta que surgiera, demostrando un gran entusiasmo y brindando un excelente servicio.

A mis amigos, que siempre me apoyaron y me preguntaron cómo me encontraba en especial a mi gran amigo José. Sin duda, no estaría en estos momentos aquí sino me hubieses apoyado.

A mis padres, por el apoyo, cariño y los consejos que me han dado durante toda esta etapa, donde nunca se rindieron, diciéndome que este momento llegaría tarde o temprano.

A mis hermanitos por todo el cariño y preocupación durante todo este tiempo. Sin duda el cariño y amor es incondicional.

A Javiera que sin duda es la parte más importante en este trayecto. Gracias por confiar en mí, por nunca bajar los brazos, por acompañarme, por ayudarme a levantarme más de una vez en mis tropiezos. Gracias por estar siempre conmigo y darme el apoyo.

Puede que falten más nombres y personas a quien agradecer. Pero tengan en cuenta que, en todo este trayecto, han aportado más que un granito durante este gran proyecto llamado universidad.

Mi sincero agradecimiento a todos aquellos que han sido parte de mi camino como ingeniero ambiental.

ÍNDICE

1. INTRODUCCION.....	1
1.1. Energía y desarrollo.....	1
1.1.1. Institucionalidad energética	3
1.1.2. Energía eléctrica.....	4
1.1.3. Procesos de descarbonización	10
1.1.4. Tecnologías de transición (ERNC).....	14
1.2. Efectos de la industria energética	21
1.2.1. Impactos globales.....	21
1.2.2. Gases Efecto Invernadero (GEI).....	23
1.2.3. Sustentabilidad	29
1.3. Energía Solar.....	36
1.3.1. Conceptos de energía solar	38
1.4. Energía Solar Fotovoltaica.....	41
1.4.1. Tecnología fotovoltaica.....	42
1.4.2. Componentes de un Sistema Fotovoltaico (SFV)	46
1.4.3. Clasificación de los sistemas fotovoltaicos	49
1.5. Rubro Recicladora	53
1.5.1. Presentación general.....	53
1.5.2. Reciclaje en Chile.....	53
1.5.3. Presentación empresa Recuperadora Ortiz (política, descripción, actividades y productos).....	54
2. FORMULACIÓN DEL PROBLEMA.....	58
3. OBJETIVOS GENERALES Y ESPECÍFICOS	59
3.1. Objetivo General.....	59
3.2. Objetivos Específicos	59
4. METODOLOGÍA	60
4.1. Realizar un diagnóstico del consumo actual de la empresa.....	60
4.1.1. Realizar una revisión documental.....	60
4.1.2. Revisar información preliminar y definir los levantamientos.....	60
4.1.3. Compilación resultados obtenidos del inventario.....	63
4.1.4. Comparación consumo según inventario v/s consumo efectivo según compañía eléctrica.....	64

4.2.	Identificar requerimientos normativos aplicables para la instalación de ERNC en las instalaciones de Recuperadora Ortiz.	64
4.2.1.	Revisión normativa aplicable con respecto a proyectos relacionados con ERNC.	65
4.2.2.	Compilación de los requisitos aplicables.....	66
4.2.3.	Síntesis de los requisitos aplicables.	69
4.3.	Evaluar la viabilidad técnica y económica de la implementación de un sistema fotovoltaico en las instalaciones de la Empresa Recuperadora Ortiz.....	70
4.3.1.	Determinación de las capacidades de generación de Energía Solar a Energía Eléctrica.....	70
4.3.2.	Dimensionamiento de la superficie necesaria para suministrar la Energía necesaria para la operación de planta de empresa Recicladora Ortiz.....	72
4.3.3.	Seleccionar alternativas tecnológicas para suministrar Energía Eléctrica a partir de Energía Fotovoltaica.	73
4.3.4.	Evaluar económicamente a través de un flujo de caja, de la propuesta realizada.....	78
4.3.5.	Estimación de la reducción de la huella de carbono durante la etapa de la operación del proyecto.....	81
5.	RESULTADOS	82
5.1.	Realizar un diagnóstico del consumo actual de la empresa.....	82
5.1.1.	Realizar una revisión documental	82
5.1.2.	Revisar información preliminar y definir los levantamientos.	82
5.1.3.	Compilación de los resultados obtenidos del inventario.....	88
5.1.4.	Comparación consumo según inventario v/s consumo efectivo según compañía eléctrica.....	88
5.2.	Identificar requerimientos normativos aplicables para la instalación de ERNC en las instalaciones de Recuperadora Ortiz.	91
5.2.1.	Revisión normativa aplicable con respecto a proyectos relacionados con ERNC.	91
5.2.2.	Compilación de los requisitos aplicables.....	94
5.3.	Evaluar la viabilidad técnica y económica de la implementación de un sistema fotovoltaico en las instalaciones de la Empresa Recuperadora Ortiz.....	95
5.3.1.	Determinación de las capacidades de generación de Energía solar a Eléctrica.	95
5.3.2.	Dimensionamiento de la superficie para suministrar la Energía necesaria para la operación de planta de la empresa Recicladora Ortiz.	104
5.3.3.	Seleccionar alternativas tecnológicas para suministrar Energía Eléctrica a partir de Energía Fotovoltaica	106

5.3.4. Evaluar económicamente a través de un flujo de caja, de la propuesta realizada.....	113
5.3.5. Estimación de la reducción de la huella de carbono durante la etapa de la operación del proyecto.....	125
6. DISCUSIÓN.....	130
7. CONCLUSIÓN.....	133
8. REFERENCIAS	135
9. ANEXOS.....	142
Anexo 1: Listado de normativa aplicable	142
Anexo 2: Listado de normativa descartada.....	143
Anexo 3: Matriz de aplicabilidad del compendio de normas relacionados con instalación de paneles fotovoltaicos (ERNC).....	153
Anexo 4: Inventario de consumos eléctricos de los Sistemas Consumidores de Energía. 178	
Anexo 5: Ficha Técnica del Módulo FV seleccionado.....	179
Anexo 6: Flujo de caja del proyecto considerando inyección al sistema eléctrico.....	181
Anexo 7: Flujo de caja del proyecto considerando consumo promedio sin inyección.	185
Anexo 8: Flujo de caja del proyecto considerando consumo mínimo sin inyección.....	189

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.1. Capacidad instalada [MW] en Chile según tipo de energía, al mes de julio de 2021	5
Figura 1.2. Industrias de la energía: emisiones de GEI (kt CO ₂ eq) por componente, serie 1990-2020.	6
Figura 1.3. Producción de electricidad y calor como actividad principal: generación eléctrica por tipo de fuente (GWh) y emisiones de GEI (kt CO _{2eq}), serie 1990-2020.	7
Figura 1.4. Generación histórica de los sistemas SIC y SING, y posterior interconexión en el SEN. Periodo 1996-2020. Unidades en GWh.....	7
Figura 1.5. Matriz Energética Primaria.....	12
Figura 1.6. Matriz Energética Secundaria o de Consumo Final.....	13
Figura 1.7. Capacidad instalada por fuente [MW], julio 2021	15
Figura 1.8. Curva de precios ilustrativos a 2030 con y sin baterías.....	17
Figura 1.9. Costo actual promedio y costo esperado a 2030 de tecnologías de baterías para conexión a red.....	17
Figura 1.10. Evolución de la capacidad instalada en kW y evolución de las unidades instaladas.	20
Figura 1.11. Intensidad de consumo energético por regiones en el mundo.....	23
Figura 1.12. INGEI de Chile: balance de GEI (kt CO _{2eq}) por sector, serie 1990-2018.....	24
Figura 1.13. Sector IPPU: emisiones de GEI (kt CO _{2eq}) por categoría, serie 1990-2018.	25
Figura 1.14. Sector Agricultura: emisiones de GEI (kt CO ₂ eq) por categoría, serie 1990-2018.	26
Figura 1.15. Sector Residuos: emisiones de GEI (kt CO ₂ eq) por categoría, serie 1990-2018.	27
Figura 1.16. Tipos de emisiones por alcance.....	31
Figura 1.17. Mapa de la irradiación global horizontal.	37
Figura 1.18. Clasificación de las fuentes de energía que tienen su origen en el sol.....	38
Figura 1.19. Fenómenos que experimenta la radiación solar.	39
Figura 1.20. Célula fotovoltaica.....	43
Figura 1.21. Esquema de un sistema fotovoltaico conectado a red.....	44
Figura 1.22. Constitución de un panel fotovoltaico.....	47
Figura 1.23. Esquema general de una instalación autónoma con inversor.....	48
Figura 1.24. Instalación fotovoltaica conectada a la red.....	48
Figura 1.25. Esquema básico de una instalación FV conectada a red.	50
Figura 1.26. Esquema conceptual de una instalación solar fotovoltaica off grid.....	52
Figura 1.27. Descripción del proceso en la instalación.....	55
Figura 4.1. Clasificación de normativa aplicable.	65
Figura 4.2. Criterios descarte normativa	66
Figura 4.3. Ítems de Aplicabilidad	68
Figura 4.4. Ángulo Azimut.....	71
Figura 4.5. Inclinación del módulo Fotovoltaico según criterio de maximización de energía recibida.....	72
Figura 4.6. Metodología para determinar el Sistema Fotovoltaico más conveniente	75
Figura 5.1. Distribución de normativa analizada según fuente de información.	92

Figura 5.2. Distribución de normativa aplicable según fuente de información.	92
Figura 5.3. Distribución de recintos en instalación según producción y/o actividad de Recuperadora Ortiz.....	85
Figura 5.4. Consumo Promedio mensual a lo largo del año.	90
Figura 5.5. Vista satelital de la instalación de la empresa Recicladora Ortiz,	83
Figura 5.6. Promedio mensual de la insolación diaria incidente en un plano horizontal y en un plano inclinado.	96
Figura 5.7. Promedio de la radiación global incidente en un plano con inclinación, para cada hora y mes.	97
Figura 5.8. Porcentaje de la hora con sombras durante cada mes.....	99
Figura 5.9. Porcentaje de tiempo con nubes para cada hora y mes.	100
Figura 5.10. Promedio de la temperatura para cada mes y hora.....	101
Figura 5.11. Promedio de la magnitud del viento para cada mes y hora.	102
Figura 5.12. Emplazamiento topográfico instalación de empresa Recicladora Ortiz.	104
Figura 5.13. Dimensiones Polígonos superficies.....	105
Figura 5.14. Costo Subtotal versus superficie utilizada de cada Arreglo FV.....	110
Figura 5.15. Proyección del ahorro en los años de duración del proyecto.....	119
Figura 5.16. Factores de emisión del SEN en los últimos años.....	125
Figura 5.17. Huella de carbono con y sin proyecto FV a lo largo del año.	127
Figura 5.18. Proyección de la HDC acumulada en tCO ₂ eq con y sin proyecto en los años de su duración.	129

ÍNDICE DE ECUACIONES

Ecuación 4.1: Consumo eléctrico diario de un tipo de aparato para cada recinto de la Empresa	63
Ecuación 4.2: Uso mensual de un tipo de aparato por recinto de la Empresa.....	63
Ecuación 4.3: Consumo eléctrico mensual de un tipo de aparato por recinto de la Empresa.	64
Ecuación 4.4. Determinación de la elevación solar.	75
Ecuación 4.5. Distancia mínima (m) entre las filas.	76
Ecuación 4.6. Distancia (m) del ancho de los pasillos.....	76
Ecuación 4.7. Cantidad máxima de módulos según la superficie utilizable.	76
Ecuación 4.8. Determinación de la potencia del SFV.....	78
Ecuación 4.9. Cálculo CO ₂ eq (ton/año) que se puede evitar la implementación del proyecto Fotovoltaico.	81
Ecuación 4.10. Cálculo CO ₂ eq (ton/año) que se puede evitar la implementación del proyecto Fotovoltaico.....	81

INDICE DE TABLAS

Tabla 1.1. Exigencias establecidas por las leyes 20.257 y 20.698.	19
Tabla 1.2. Diferencias entre los paneles según la tecnología de fabricación.	46
Tabla 1.3. Datos promedios según residuos de salida.	54
Tabla 4.1. Matriz de evaluación de aplicabilidad y cumplimiento	67
Tabla 4.2. Listado de aplicabilidad según normativa aplicable.	69
Tabla 4.3. Lista de artefactos eléctricos en dependencias del recinto.	62
Tabla 5.1. Ejemplo de normativa aplicable presente en el compendio de legislación, asociadas con la instalación de sistema ERNC.	93
Tabla 5.2. Ejemplos de normativas descartadas.	93
Tabla 5.3. Ejemplo matriz legal aplicable.	94
Tabla 5.4. Características generales de la instalación de la empresa Recuperadora Ortiz.	84
Tabla 5.5. registro para el levantamiento de los consumos eléctricos de la instalación....	86
Tabla 5.6. tarifa según potencia contratada.	86
Tabla 5.7. Consumo de energía según suministro energético período 2020-2022.	89
Tabla 5.8. Consumo energético promedio en periodo de 1 año.	90
Tabla 5.9. Ubicación del sitio de Recicladora Ortiz,	95
Tabla 5.10. Promedio mensual de la insolación diaria incidente en el plano horizontal en kWh/m ² /día.	95
Tabla 5.11. Promedio mensual de la insolación diaria incidente en un plano inclinado en kWh/m ² /día.	96
Tabla 5.12. Porcentaje de tiempo con sombras cada mes en horario diurno.	98
Tabla 5.13. Irradiación global mensual y anual en diferentes inclinaciones para un azimut de 0° [kWh/m ²].	103
Tabla 5.14. Dimensiones del techo y de su superficie utilizable.	105
Tabla 5.15. Módulos FV certificados por la SEC y características principales.	106
Tabla 5.16. Distancia mínima entre módulos y del ancho de los pasillos según cada Arreglo FV.	107
Tabla 5.17. Cobertura máxima del techo según el Arreglo FV.	107
Tabla 5.18. Superficie del techo utilizada por cada Arreglo FV.	108
Tabla 5.19. Costo subtotal de cada arreglo FV para la cantidad de módulos de referencia.	108
Tabla 5.20. Relación superficie/costo de cada Arreglo FV.	109
Tabla 5.21. Características seleccionadas en el formulario avanzado.	111
Tabla 5.22. Generación de energía en Wh de un módulo FV a lo largo del día para cada mes.	112
Tabla 5.23. Cargos de Suministro Eléctrico asociados a la Tarifa BT4.3 de la Recuperadora y Tarifas de Inyección.	114
Tabla 5.24. Comparación económica de la implementación de distintos inversores.	115
Tabla 5.25. Costo unitario de la Inyección de Energía y del Ahorro por Autoconsumo... ..	117
Tabla 5.26. Ahorro monetario proyectado en Energía Autoconsumida y Energía Inyectada.	118
Tabla 5.27. Flujo acumulado del proyecto con inyección.	120
Tabla 5.28. Flujo acumulado del proyecto sin inyección.	121
Tabla 5.29. Flujo acumulado del proyecto con consumo mínimo sin inyección.	122

Tabla 5.30. Indicadores Económicos del proyecto.....	123
Tabla 5.31. Huella de carbono con y sin proyecto de SFV para cada mes del año.	126
Tabla 5.32. Proyección de la huella de carbono generada por la instalación con y sin proyecto SFV.....	128
Tabla 9.1. Listado de Normativa legal aplicable.....	142
Tabla 9.2. Listado de normativa presente descartada.....	143
Tabla 9.3. Matriz aplicabilidad Ley 21.305	153
Tabla 9.4. Matriz aplicabilidad DFL 4 20018.	156
Tabla 9.5. Matriz aplicabilidad Decreto 88.	164
Tabla 9.6. Matriz aplicabilidad Ley 20.571.	169
Tabla 9.7. Matriz aplicabilidad Decreto 20.	173

GLOSARIO

Calentamiento global: el IPCC define el calentamiento global como “el aumento gradual, observado o proyectado, de la temperatura global en superficie, como una de las consecuencias del forzamiento radiactivo provocado por las emisiones antropogénicas”

Cambio climático: el IPCC define el cambio climático como una “variación del estado del clima identificable (por ejemplo, mediante pruebas estadísticas) en las variaciones del valor medio y/o en la variabilidad de sus propiedades, que persiste durante largos períodos de tiempo, generalmente decenios o períodos más largos”.

Desarrollo sostenible: según la definición de la ONU, es la satisfacción de las necesidades de la generación presente sin comprometer la capacidad de las generaciones futuras para satisfacer sus propias necesidades.

Eficiencia energética: todas aquellas acciones y prácticas que tengan como objetivo disminuir el consumo de energía realizando un uso más racional y eficiente de los recursos, pero manteniendo el mismo nivel de confort para la sociedad.

Energía: es la capacidad de un sistema para realizar un trabajo, entendiendo que este trabajo no implica necesariamente movimiento, el resultado puede ser simplemente la transformación de una forma de energía en otra.

Energía solar fotovoltaica (FV): se basa en la utilización de células fotovoltaicas que, por efecto fotovoltaico, generan corriente eléctrica cuando incide la radiación solar.

Energías renovables: toda forma de energía obtenida a partir de una fuente renovable, por ejemplo: energía solar térmica, energía solar fotovoltaica, energía eólica, biocombustibles, entre otras.

Protocolo de Kioto: el Protocolo de Kioto (PK) pone en funcionamiento lo establecido en la CMNUCC y fue aprobado en 1997. El PK tiene como objetivo disminuir las emisiones de GEI contaminantes a la atmósfera, además de tres mecanismos para que los países puedan cumplir con sus objetivos: Comercio Internacional de Emisiones, Mecanismo de Desarrollo Limpio y Mecanismos de Aplicación Conjunta.

GEI: Gases de Efecto Invernadero. El IPCC los define como «componente gaseoso de la atmósfera, natural o antropogénico, que absorbe y emite radiación en determinadas

longitudes de onda del espectro de radiación terrestre emitida por la superficie de la Tierra, por la propia atmósfera y por las nubes. Esta propiedad ocasiona el efecto invernadero. El vapor de agua (H₂O), el dióxido de carbono (CO₂), el óxido nitroso (N₂O), el metano (CH₄) y el ozono (O₃) son los gases de efecto invernadero primarios de la atmósfera terrestre».

IPCC: Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático o Panel Intergubernamental del Cambio Climático, en inglés Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC), es otro de los organismos activos de la ONU que trabajan desde una mirada científica los aspectos vinculados al cambio climático, publicando informes y reportes especiales desde 1988.

Emisión de CO₂ equivalente (CO_{2eq}): Cantidad de emisión de dióxido de carbono (CO₂) que causaría el mismo forzamiento radiactivo que una cantidad emitida de un gas de efecto invernadero o que una mezcla de gases de efecto invernadero, todos ellos multiplicados por su respectivo potencial de calentamiento mundial para tener en cuenta los diferentes períodos de tiempo que permanecen en la atmósfera.

Electricidad: El flujo de carga que pasa por un conductor cuando existe una diferencia de tensión entre los extremos de ese conductor. La energía eléctrica se genera a partir del calor de una turbina de gas o de vapor o a partir del viento, los océanos o las cascadas, o se produce directamente a partir de la luz solar mediante un dispositivo fotovoltaico o químicamente en una pila de combustible. Al tratarse de una corriente, la electricidad no puede almacenarse y requiere alambres y cables para su transmisión. Dado que la corriente eléctrica fluye inmediatamente, la demanda de electricidad debe corresponderse con una producción en tiempo real.

Radiación normal incidente: radiación recibida en una superficie perpendicular a los rayos provenientes del sol.

Greenwashing: El término describe la práctica de compañías al darle un giro a la presentación de sus productos y/o servicios para darles una imagen de respetuosos con el medio ambiente. No obstante, este giro es meramente de forma y no de fondo por lo que se convierte en publicidad engañosa.

1. INTRODUCCION

1.1. Energía y desarrollo

Para el Banco Mundial, la energía sería un factor central del desarrollo relacionado, entre otros, con el flujo de inversiones, innovaciones y el surgimiento de nuevas industrias que constituyen el motor de la creación de empleo, el crecimiento inclusivo y la prosperidad compartida de economías enteras. Sin embargo, aún más de 700 millones de personas carecen de acceso a la electricidad en todo el mundo. Al ritmo de avance actual, 670 millones de personas seguirán sin tener electricidad para 2030. Alrededor de 2.600 millones de personas cocinan o calefaccionan sus hogares con combustibles contaminantes que son perjudiciales para su salud y para el medio ambiente (Banco Mundial, 2022).

En la primera mitad de 2022 se ha producido una de las mayores conmociones en los mercados energéticos globales que el mundo ha visto en décadas. La pandemia del COVID-19 y la guerra en Ucrania han causado un aumento de los precios de los combustibles, exacerbando la escasez de energía y las preocupaciones sobre la seguridad energética, y desacelerando aún más los avances hacia el acceso universal a energía asequible, confiable, sostenible y moderna para 2030, correspondiente esto último al séptimo Objetivo de Desarrollo Sostenible (ODS 7) de la Agenda 2030 de Naciones Unidas.

Las crisis de los precios de la energía afectan especialmente a los países importadores de energía. Estos tienen una capacidad limitada para mitigar los aumentos en los precios de la energía, y ello ha conducido al racionamiento energético en algunos países y a una mayor pobreza. De hecho, casi 90 millones de personas en Asia y África que habían conseguido acceder a electricidad ya no pueden pagar sus necesidades energéticas básicas. Al mismo tiempo, el aumento de los precios de la energía ha afectado a toda la cadena de suministro de producción y distribución de alimentos, provocando también un alza de los precios de estos productos, con consecuencias devastadoras para los más pobres y vulnerables.

Por otra parte, las energías renovables pueden ayudar a los países a mitigar el cambio climático, generar resiliencia ante la volatilidad de los precios y bajar los costos de la energía. Las tecnologías de energía solar y eólica pueden convertirse en un factor de cambio para muchos países en desarrollo ya que son abundantes, rentables y una fuente de energía confiable cuando se combinan con el

almacenamiento en baterías. La energía hidroeléctrica también es un tipo de energía limpia, renovable y una de las fuentes de electricidad más baratas para los consumidores. Por ejemplo, señala el Banco Mundial, el costo de la electricidad generada por minirredes solares ha bajado de USD 0,55 por kWh en 2018 a USD 0,38 por kWh en la actualidad (2022). Las minirredes solares modernas suministran energía a poblaciones de lugares apartados que no están conectadas a la red eléctrica, proporcionan suficiente electricidad para equipos eléctricos que cambian la vida, como equipamiento médico en hospitales y bombas de extracción de agua potable en comunidades agrícolas. Aunque la inversión en energía limpia a nivel mundial recobra impulso, las inversiones en los países de ingreso bajo y mediano siguen estando en los mismos niveles de 2015. Para lograr cero emisiones netas a más tardar en 2050, las inversiones en el sector energético en los países en desarrollo deben cuadruplicarse hasta llegar a USD 1 billón en 2030, y eso incluye una aceleración importante de las inversiones en energía solar y eólica terrestre y eólica marina, concluye el organismo (Banco Mundial, 2022).

Si comparamos la duración promedio de un periodo presidencial, que es de 4 años, con el tiempo necesario para diseñar y poner en funcionamiento una central eléctrica (que puede variar entre 10 y 50 años dependiendo de su complejidad), y con la permanencia en la atmósfera de los gases de efecto invernadero (que puede durar cientos de años), podemos notar una marcada discrepancia en las escalas temporales que afectan las decisiones tomadas y los impactos que generan. En Chile, esta discrepancia se ha hecho evidente durante las discusiones en torno al rechazado proyecto termoeléctrico Barrancones, así como los controvertidos proyectos de la Central termoeléctrica Castilla y la Central HidroAysén. (Raineri y Contreras, 2010).

El crecimiento del consumo energético en Chile está asociado al crecimiento económico, por lo que se espera que la demanda por electricidad crezca a una tasa cercana al 5% anual (O'Ryan, 2008). La escasez de fuentes energéticas convencionales, tales como petróleo, carbón y gas natural, sugiere que este crecimiento debe ser compensado con un conjunto de alternativas que deben incluir, además de centrales termoeléctricas e hidroeléctricas, centrales solares, eólicas y mareomotrices, entre otras. Las energías geotérmicas y nuclear tampoco deben descartarse, aunque su implementación conlleva desafíos técnicos y económicos de mayor envergadura (CNEC, 2009; Morata, 2011).

Chile ha implementado una política energética vigorosa y un ambicioso plan de descarbonización. El país se ha comprometido a impulsar la transición hacia una matriz energética más limpia y sostenible, con el objetivo de reducir las emisiones de gases de efecto invernadero y fomentar el desarrollo de fuentes de energía renovable (MEM, 2020).

La política energética actualmente vigente en Chile se basa en la diversificación de la matriz energética, promoviendo la generación de energía a partir de fuentes renovables, como la solar, eólica, hidroeléctrica y geotérmica. Además, se han establecido metas claras para aumentar la participación de estas fuentes en la generación eléctrica del país (MEM, 2020).

En términos de descarbonización, Chile ha establecido un plan para reducir gradualmente la generación de electricidad a partir de carbón y eliminarla por completo en un plazo determinado. Este plan incluye la promoción de inversiones en energías renovables, la mejora de la eficiencia energética en diversos sectores y la adopción de tecnologías más limpias en el transporte (MMA, 2021).

1.1.1. Institucionalidad energética

En la Institucionalidad Energética del país se destacan como las entidades principales el Ministerio de Energía, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC) y el Coordinador Eléctrico Nacional (CEN).

El Ministerio de Energía (MINENERGÍA) es el órgano superior de colaboración del presidente de la República en las funciones de gobierno y administración del sector energético. Sus principales funciones son: elaborar y coordinar los planes, políticas y normas para el buen funcionamiento y desarrollo del sector, velar por su cumplimiento y asesorar al Gobierno en todas aquellas materias relacionadas con el sector energético, considerando todos los tipos de fuentes energéticas primarias y secundarias. Creado por la Ley N.º 20.402 de 2009 que modifica el Decreto Ley N.º 2.244/1978.

A su vez, la SEC es un servicio funcionalmente descentralizado, cuyo objeto es fiscalizar y supervigilar el cumplimiento de las disposiciones legales y reglamentarias, y las normas técnicas sobre generación, producción, almacenamiento, transporte y distribución de combustibles líquidos, gas y electricidad, para verificar que la calidad de los servicios prestados cumpla con la normativa vigente y no constituya un peligro para las personas o cosas. Creada por la Ley N.º 18.410 de 1985.

Mientras que el CEN es un organismo técnico e independiente, encargado de la coordinación de la operación del conjunto de instalaciones interconectadas del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) que operan interconectadas entre sí, incorporado en la Ley General de Servicios Eléctricos (LGSE) mediante la Ley N.º 20.936 de 2016.

1.1.2. Energía eléctrica

En Chile, uno de los criterios generales es la libertad de precios en aquellos segmentos donde se observan condiciones de competencia. La Ley dispone para suministro a usuarios finales cuya potencia conectada superior a 5.000 kW, la libertad de precios, suponiéndoles capacidad negociadora y la posibilidad de proveerse de electricidad de otras formas, tales como la autogeneración o el suministro directo desde empresas generadoras. En los sistemas eléctricos cuyo tamaño es superior a 1.500 kW en capacidad instalada de generación la Ley distingue dos niveles de precios sujetos a fijación: Los precios de nudo tendrán dos componentes: precio de la energía y precio de la potencia de punta; Precios a nivel de distribución (CNE 2022).

Actualmente los sistemas eléctricos se organizan – principalmente - bajo el denominado Sistema Eléctrico Nacional, el cual se originó el 21 de noviembre de 2017 tras la conexión del Sistema Interconectado Central (SIC) y el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING). Tras esto, el SEN cuenta con una longitud que alcanza los 3.100 km al abarcar desde la ciudad de Arica por el norte, hasta la Isla de Chiloé, en el sur (Coordinador Eléctrico Nacional, 2021). Este tiene una cobertura del 98,5% de la población nacional. Junto al SEN, el Sistema Eléctrico cuenta con dos sistemas aislados: el Sistema de Aysén (SEA) que produce electricidad para abastecer la región de Aysén del General Carlos Ibáñez del Campo y el Sistema de Magallanes (SEM), que abastece la Región de Magallanes y Antártica Chilena (BCN, Asesoría técnica parlamentaria 2021)

Al mes de julio de 2021, la producción anual de electricidad alcanzó los 47.127 GWh, de los que 19.383 GWh correspondieron a Energías Renovables No Convencionales (ERNC), es decir, en base a minihidráulica de pasada, solar fotovoltaica, eólica y biomasa. Por otra parte, en términos mensuales, durante el mes de julio de 2021, la generación bruta en el SEN alcanzó los 7.035 GWh de energía, lo que representó un aumento del 3,7% respecto del mes anterior, y 8,6% más respecto del mismo mes del año anterior (figura 1.1). (BCN, Asesoría técnica parlamentaria 2021).

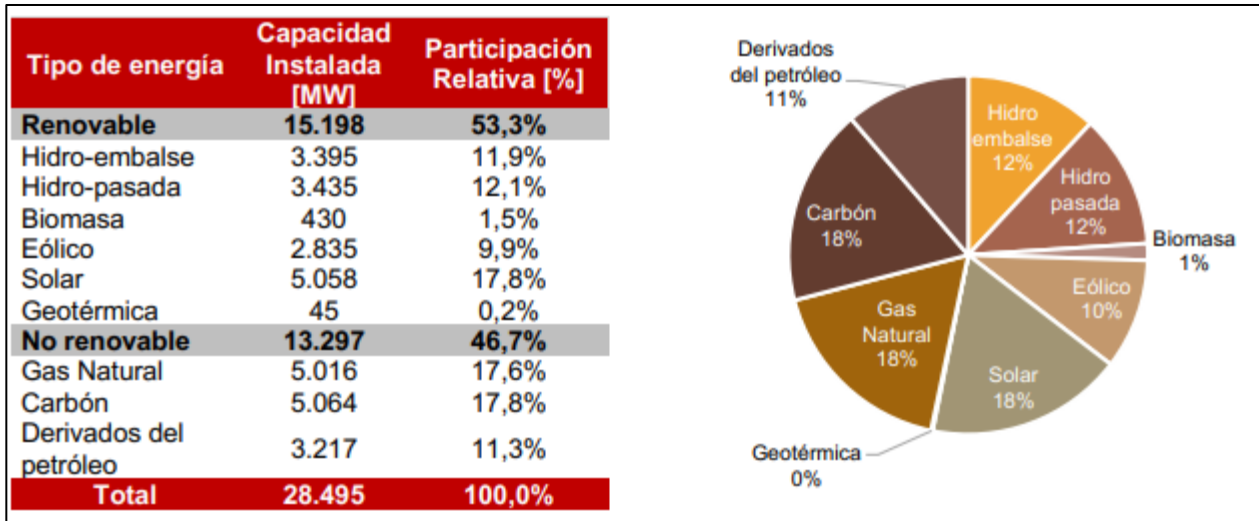


Figura 1.1. Capacidad instalada [MW] en Chile según tipo de energía, al mes de julio de 2021

Fuente: Energía Abierta (2021).

1.1.2.1. Generación

La Comisión Nacional de Energía, en adelante la “Comisión”, en cumplimiento con lo establecido en el artículo 162° de la Ley General de Servicios Eléctricos, debe determinar un programa de obras de generación y transmisión para el Sistema Eléctrico Nacional, que minimice el costo total actualizado de abastecimiento de energía eléctrica, esto es, la suma de los costos esperados actualizados de inversión, operación y racionamiento en el proceso de fijación de precios de nudo de corto plazo. Con este programa de obras se determina la operación del sistema eléctrico para efectos del cálculo de costos marginales que dan lugar a los precios básicos de energía. Este programa de obras complementa a las obras de transmisión y generación declaradas en construcción por la Comisión y es de carácter indicativo, es decir, corresponde a un ejercicio de optimización de la expansión del sistema a nivel de generación bajo diferentes supuestos de evolución de costos de combustibles, condiciones hidrológicas, alternativas de desarrollo de la matriz energética y evolución de los costos de inversión de las diferentes tecnologías de generación (CNE 2022).

La oferta de energía eléctrica en Chile se compone fundamentalmente de fuentes de tipo convencional, considerando las centrales termoeléctricas a carbón, ciclo combinado, motores diésel, turbinas a gas/ petróleo e hidroeléctricas de embalse y pasada mayores a 20 MW (Informe anual, CNE 2020).

La componente Producción de electricidad y calor como actividad principal considera las emisiones de la generación eléctrica, excluyendo a la autoproducción. Al 2020 esta componente contabiliza 27.388 KT CO_{2eq}, siendo la principal fuente de emisiones a nivel nacional (26 % de las emisiones totales nacionales). Al analizar las emisiones de GEI comparándolas con las curvas de generación eléctrica (GWh) de distintas fuentes (Figura 1.2 y Figura 1.3), se aprecia que los máximos de emisión se presentan cuando decrece la generación por fuente hídrica y aumenta el consumo de diésel y especialmente carbón, como se observa en 1999, 2008-2013 y 2015-2017. Situación contraria ocurre en los períodos 1990-1992, 2005-2006 y en 2014 donde se ve el aumento de la fuente hídrica y una disminución en la tendencia de crecimiento de las emisiones de la componente. Asimismo, desde 2007 se aprecia cómo la drástica disminución en la oferta de gas natural, acompañado de una menor disponibilidad hídrica debido a las sequías, produce un aumento en el consumo de diésel y carbón, lo que incrementa a su vez las emisiones de GEI, retomando la tendencia al alza observada entre 1990 y 1998. Para los últimos años de la serie, se ve cómo aumenta hasta el 2016 por el mayor uso de carbón, para luego decaer, debido principalmente al incremento en la participación de las fuentes ERNC (solar, eólica, hídrica y geotermia) junto con el retorno del gas natural para la generación eléctrica. Además, es posible apreciar como el diésel va disminuyendo cada vez más su participación, motivado por un alto precio frente a otras alternativas fósiles (como el gas natural). Sin embargo, en 2020 se aprecia un cambio en la relación gas natural/ diésel, aumentando el consumo de diésel debido a la disminución de la oferta de gas natural.



Figura 1.2. Industrias de la energía: emisiones de GEI (KT CO₂ eq) por componente, serie 1990-2020.

Fuente: Equipo Técnico de Energía del MINENERGIA.

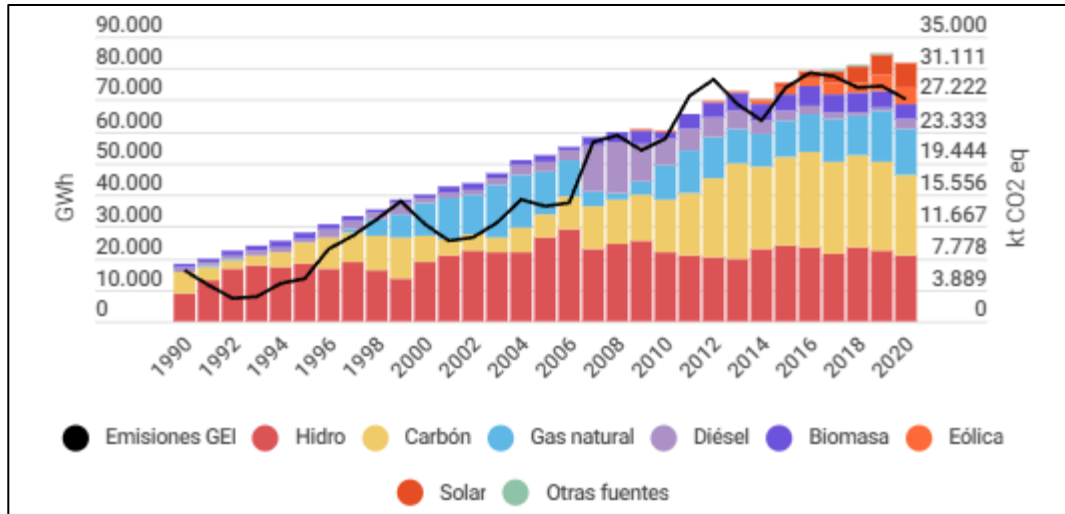


Figura 1.3. Producción de electricidad y calor como actividad principal: generación eléctrica por tipo de fuente (GWh) y emisiones de GEI (KT CO₂eq), serie 1990-2020.

Fuente: Equipo Técnico de Energía del MINENERGIA.

En un periodo más amplio (figura 1.4), da cuenta de la generación en el SEN (anterior SIC y SING) entre los años 1996 y 2020. Como se observa, históricamente la generación eléctrica se ha sustentado en base a carbón, gas natural y fuentes de origen hídrico. A partir del año 2012 se evidencia un aumento significativo en la generación basada en energías eólica, solar y biomasa (BCN, 2021).

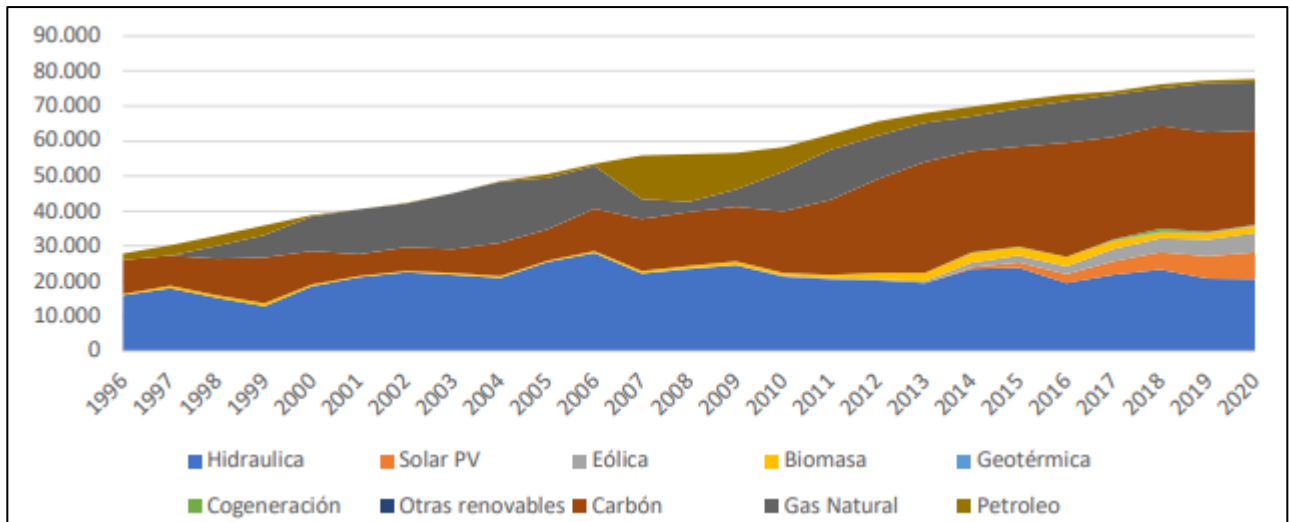


Figura 1.4. Generación histórica de los sistemas SIC y SING, y posterior interconexión en el SEN. Periodo 1996-2020. Unidades en GWh.

Fuente: Asesoría Técnica Parlamentaria. BCN 2021.

1.3.1.2. Distribución

Los sistemas de distribución están constituidos por las líneas, subestaciones y equipos que permiten prestar el servicio de distribución de la electricidad hasta los consumidores finales, localizados en zonas geográficas explícitamente definidas y delimitadas. Las líneas eléctricas distribuidas en Chile tienen una extensión de aproximadamente 40.000 kilómetros. Esta cifra incluye tanto las líneas de transmisión de alta tensión, como los de baja tensión, en donde la distribución de los kilómetros está distribuida por distintas empresas, lo que se puede apreciar en la figura 1.5. Las empresas de distribución operan bajo un régimen de concesión de servicio público de distribución en estas zonas, con obligación de servicio y con tarifas reguladas para el suministro a clientes regulados bajo ciertos estándares definidos por normas técnicas. En el sector de distribución se establecen dos rangos de tensión:

- Alta tensión en distribución: definida para tensiones superiores a 400 V y hasta 23 kV, muchas veces conocida como media tensión.
- Baja tensión en distribución: definida para tensiones inferiores a 400 V.

EMPRESAS	Km de transmisión	EMPRESAS	Km de transmisión
TRANSELEC S.A.	10.117,59 Km	ENEL GREEN POWER CHILE S.A.	228,51 Km
CGE TRANSMISIÓN S.A.	3.809,17 Km	ZALDÍVAR TRANSMISIÓN S.A.	227,16 Km
Otros < 100 Km	3.515,22 km	CODELCO CHILE - DIVISIÓN EL SAVADOR	226,55 Km
ENGIE ENERGIA CHILE S.A.	2.632,12 km	LÍNEA DE TRANSMISIÓN CABO LEONES S.A.	220,63 Km
INTERCHILE S.A.	1.964,68 Km	CHARRÚA TRANSMISORA DE ENERGÍA S.A.	200,10 Km
ALFA TRANSMISORA DE ENERGÍA S.A.	1.513,81 Km	CODELCO CHILE - DIVISIÓN EL TENIENTE	175,97 Km
SISTEMA DE TRANSMISIÓN DEL SUR S.A.	1.218,32 Km	GUACOLDA ENERGÍA SPA	163,85 km
TRANSMISORA ELÉCTRICA DEL NORTE S.A.	1.202,88 Km	CODELCO CHILE - DIVISIÓN CHUQUICAMATA	160,41 Km
MINERA ESCONDIDA LTDA.	1.086,59 Km	ANGLO AMERICAN LOS BRONCES	159,26 Km
AES ANDES S.A.	1.020,85 Km	TRANSMISORA MEJILLONES S.A.	156,71 km
CHILQUINTA TRANSMISIÓN S.A.	912,28 Km	CMPC PULP SPA.	154,39 Km
SOCIEDAD TRANSMISORA METROPOLITANA II S.A.	691,63 Km	TECNOCAP S.A.	150,30 Km
COMPAÑÍA TRANSMISORA DEL NORTE GRANDE S.A.	639,03 Km	COMPAÑÍA MINERA MARICUNGA	139,92 Km
COMPAÑÍA DOÑA INÉS DEL COLLAHUASI SCM	635,63 Km	PALMUCHO S.A.	139,82 Km
ALTO JAHUEL TRANSMISORA DE ENERGÍA S.A.	520,66 km	KELTI S.A.	137,23 km
ELETRANS S.A.	465,60 Km	SISTEMA DE TRANSMISIÓN DEL NORTE S.A.	135,83 Km
TRANSCHILE CHARRÚA TRANSMISIÓN S.A.	415,98 Km	CODELCO CHILE - DIVISIÓN ANDINA	130,49 Km
CYT OPERACIONES SPA	388,71 Km	ELETRANS II S.A.	128,80 Km
MLP TRANSMISIÓN S.A.	367,85 Km	SISTEMA DE TRANSMISIÓN DEL CENTRO S.A.	125,67 Km
EMPRESA ELÉCTRICA COCHRANE SPA	304,36 Km	DIEGO DE ALMAGRO TRANSMISORA DE ENERGÍA S.A.	113,46 Km
TRANSELEC CONCESIONES S.A.	303,38 Km	MINERA CENTINELA	104,90 Km
RED ELÉCTRICA DEL NORTE S.A.	283,92 Km	COMPAÑÍA CONTRACTUAL MINERA CANDELARIA	102,50 Km
RED ELÉCTRICA DEL NORTE 2 S.A.	265,33 Km	TRANSMISORA MILIPEUCO S.A.	102,48 Km

Figura 1.5. Kilómetros de distribución por empresa.
Fuente: Elaboración propia. Coordinador eléctrico nacional, CNE 2022.

1.3.1.3. Consumo

En promedio, en la última década, la demanda de potencia creció a un 2,5% anual en el SIC y a un 4,5% en el SING. El continuo crecimiento de la demanda de energía permite suponer requerimientos de grandes inversiones para las siguientes décadas, no solo por el crecimiento económico del país, sino también por el creciente uso intensivo de aparatos eléctricos en los hogares, comercios e industrias y la inminente penetración del transporte eléctrico en las principales ciudades del país.

La Ley General de Servicios Eléctricos en Chile (DFL N°4 de 1982) divide a los consumidores eléctricos en dos segmentos principales: clientes regulados y clientes libres. (Ministerio de Energía, 2018).

Uno de los criterios generales establece que los precios son libres en los segmentos donde se observa competencia. Sin embargo, para los usuarios finales con una potencia conectada igual o inferior a 5.000 kW, se considera que pertenecen a un sector que presenta características de monopolio natural. Por lo tanto, la ley establece que estos usuarios están sujetos a regulación de precios. Por otro lado, para los suministros a usuarios finales con una potencia conectada superior a 5.000 kW, la ley permite la libertad de precios. Se supone que estos usuarios tienen capacidad de negociación y la posibilidad de obtener electricidad a través de otras formas, como la autogeneración o el suministro directo de empresas generadoras. Al primer grupo de clientes se les conoce como clientes regulados, mientras que al segundo grupo se les denomina clientes libres. Sin embargo, los clientes que tienen una potencia conectada superior a 500 kW tienen la opción de elegir el régimen al que desean adherirse (libre o regulado) por períodos de 4 años (CNE, 2021).

1.1.3. Procesos de descarbonización

A nivel mundial, en los últimos 40 años, el consumo y la producción energética se han duplicado. Los factores determinantes de este aumento son, entre otros, el crecimiento económico mundial, el incremento de la capacidad productiva de los países, el mayor tamaño del sector transporte y un aumento de la población mundial (IPCC,2022).

En relación con el cambio climático respecto a Chile, de acuerdo con proyecciones climatológicas locales, se esperan impactos importantes en las condiciones hidrológicas de las diferentes cuencas hidrográficas del país, particularmente, en aquellas ubicadas entre las regiones de Coquimbo y Los Lagos, en las que en gran parte se concentra también la generación hidroeléctrica, además de tener un impacto sobre otras actividades donde el agua es un factor clave, como la minería y agricultura. Las centrales hidroeléctricas son sensibles al volumen de los flujos de corriente, por lo que un flujo menor puede reducir la producción de electricidad de manera importante. Por otro lado, en períodos en que las condiciones climatológicas reducen la disponibilidad de generación hidroeléctrica, aumenta la generación a través de combustibles fósiles. (Ministerio de Energía, 2015).

La necesidad de disminuir la contaminación causada por la generación de electricidad a partir de carbón, gas y diésel (combustibles fósiles) ha llevado al desarrollo de tecnologías que tienen un menor impacto ambiental. Además, la creciente utilización de los combustibles fósiles cuestiona la disponibilidad y costos de estos a futuro. Es por esto por lo que durante las últimas décadas se han desarrollado tecnologías de generación renovable que permitan disminuir la polución y la dependencia de los combustibles fósiles.

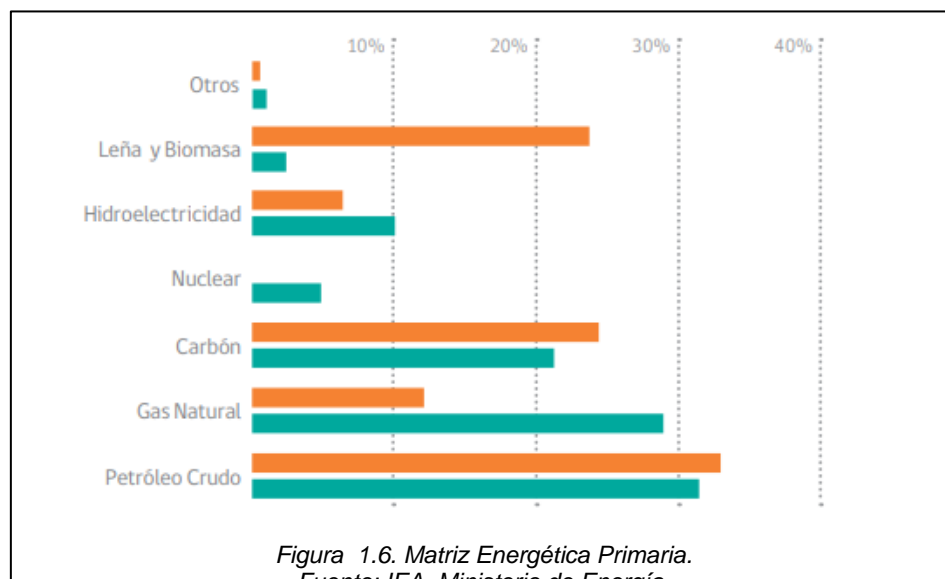
Para ello, y con la finalidad de contribuir a la mitigación de los problemas ambientales derivados del cambio climático, Chile ha seguido la tendencia internacional adoptando políticas de fomento a las energías renovables no convencionales (ERNC), siendo una de las cuales, la Ley 20.571, la cual regula el pago de las tarifas eléctricas de las generadoras residenciales, permitiendo que los usuarios de electricidad tengan derecho a inyectar a la red de distribución los excedentes de energía que produzcan con equipamiento de generación de energía eléctrica por medios renovables no convencionales, obteniendo una retribución económica según sea la cantidad de energía que inyecten y además, desde el punto de vista ambiental, obteniendo una reducción en la huella de carbono de la energía eléctrica generada al reducirse la generación de electricidad mediante combustibles fósiles. (Ministerio de Energía, 2012).

Para impulsar el progreso de la energía renovable no convencional, ha sido fundamental el apoyo de políticas de fomento a este tipo de energías a lo largo del mundo. El tipo de estrategia ha diferido alrededor del mundo, pero los mecanismos más comunes han sido: subsidios (o créditos preferentes) a la inversión, subsidios a la tarifa y Sistema de Cuota a las Renovables (RPS). En Chile se optó por utilizar un Sistema de Cuota a las Renovables (RPS), lo que se concretó a través de la Ley 20.257, promulgada en 2008, que estableció avanzar paulatinamente hasta un 10% de generación por medio de Energías Renovables No Convencionales (ERNC) al año 2024, partiendo desde un 5% en 2010. Esta política resultó bien evaluada, lo que llevó a que en 2013 se promulgara la Ley 20.698, la cual modifica la meta de la Ley 20.257, subiéndola a un 20% de generación ERNC para el año 2025. La ley define como ERNC a las centrales eléctricas de generación renovables tales como geotérmica, eólica, solar, biomasa, mareomotriz, pequeñas centrales hidroeléctricas, cogeneración y otras similares determinadas fundadamente por la Comisión Nacional de Energía. La ley permite que las empresas transen sus excedentes de energía renovable, a través de un sistema de certificados transables de energía (REC). (Pica & Sauma, 2015).

En Chile se han implementado proyectos que promuevan el uso de energías renovables, con la finalidad de la descarbonización del sector energético del país. Uno de ellos es el Proyecto de Apoyo a la NAMA “Energía Renovables para Autoconsumo” en Chile, el cual tiene como objetivo la promoción e incorporación de sistemas de energías renovables en pequeñas y medianas empresas creando condiciones financieras y técnicas adecuadas para el desarrollo de la industria. Además, busca fomentar los conocimientos y sensibilizar sobre las ventajas de generación con energías renovables para el autoconsumo, con el fin de tener desarrolladores de proyectos mejor calificados.

El proyecto de apoyo a la NAMA de Energías Renovables para el Autoconsumo es financiado por la NAMA Facility, una iniciativa conjunta de la Unión Europea, el Ministerio Federal Alemán de Medio Ambiente, Conservación de la Naturaleza y Seguridad Nuclear (BMU), el Departamento de Negocios, Energía y Estrategia Industrial (BEIS) del Reino Unido. Su objetivo es promover la incorporación de sistemas de generación en base a energías renovables para el autoconsumo, creando condiciones financieras y técnicas adecuadas para etapas tempranas de desarrollo de esta industria emergente.

En relación con el abastecimiento de energía primaria en el período señalado (Figura 1.6), se observa que los combustibles fósiles (carbón, petróleo y gas natural) han ido perdiendo participación moderadamente en la matriz energética primaria, para dar paso a una mayor presencia de energías renovables y energía nuclear. En el caso de Chile, los principales energéticos primarios, después del petróleo (32,9%), corresponden al carbón (24,4%) y a leña y biomasa (23,7%), siendo esta última preeminencia una característica particular del país, junto con una participación de la hidroelectricidad (6,4%) en la matriz mayor que en otros países. Es destacable que un 95% del petróleo es importado, mientras la biomasa es el principal energético local.



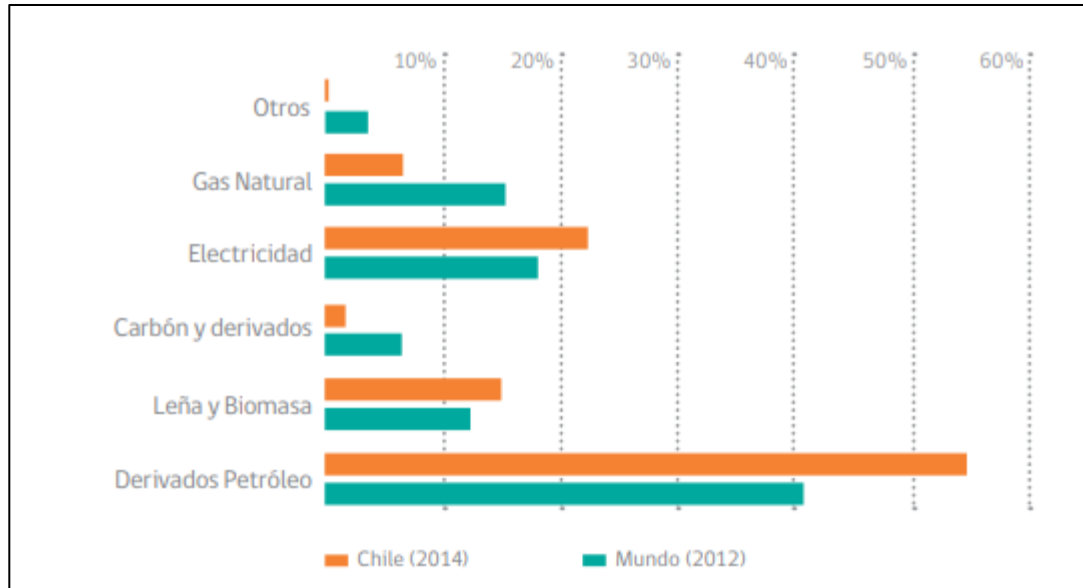


Figura 1.7. Matriz Energética Secundaria o de Consumo Final.

Fuente: IEA, Ministerio de Energía

Asimismo, a nivel mundial, la demanda de energía final ha visto un aumento considerable en la participación de la electricidad, la cual ha pasado de una participación de 9,4% en la matriz, a una participación del 18,1% en las últimas cuatro décadas (Ministerio de Energía, política 2050). Junto con este aumento en la participación de la electricidad en la matriz de energía secundaria o de consumo final, en el período señalado, se ha producido una disminución en la participación de los combustibles fósiles de 75,9% de la matriz a 66%. En Chile, la participación de la electricidad en la matriz de consumo energético final también ha crecido, pero aún continúa por debajo de los derivados del petróleo (Ministerio de Energía, política 2050).

1.1.4. Tecnologías de transición (ERNC)

La creciente preocupación y compromiso con la preservación del medio ambiente y la utilización sostenible de los recursos naturales se han reflejado en varios acuerdos internacionales, siendo el Acuerdo de París (2015) el más destacado en los últimos años. En el contexto de los desafíos actuales relacionados con la crisis climática, el sistema energético a nivel mundial está experimentando un proceso de transformación profunda conocido como transición energética.

La transición energética se centra en "disminuir la dependencia de los combustibles fósiles como el carbón, el petróleo y el gas natural, mientras se impulsa el uso de fuentes de energía renovables como la eólica y la solar, mejorando su eficiencia e integración" (Naturgy, 2021). Esto implica llevar a cabo el proceso necesario de descarbonización en la operación del sistema eléctrico, lo cual implica prescindir de centrales eléctricas que utilicen combustibles fósiles de cualquier tipo (ACERA, 2021).

El camino hacia la "neutralidad climática" mediante la adopción de energías renovables limpias implica una transformación profunda del sistema energético hacia un modelo descentralizado y flexible. Debido a la variabilidad inherente de las energías renovables (dependientes del clima y los recursos naturales como el sol y el viento), estas fuentes son intermitentes y menos predecibles a largo y mediano plazo. Por lo tanto, es necesario incorporar soluciones tecnológicas gestionables que brinden flexibilidad y respaldo al sistema. Esto implica que las tecnologías puedan responder a picos de demanda cuando sea necesario y estén disponibles en todo momento para generar e inyectar electricidad, garantizando así la seguridad, calidad y eficiencia del suministro.

En cualquier caso, ya sea mediante una estrategia acelerada de retiro de centrales de carbón para el año 2025 o en una fecha posterior, existe acuerdo técnico en la necesidad de fomentar la incorporación de sistemas de almacenamiento de energía. ACERA (2021) destaca que esto ayudaría a mitigar parte del aumento en los costos marginales durante las horas sin sol, reducir la congestión en la red eléctrica y disminuir la necesidad de recurrir a centrales diésel como respaldo en situaciones de baja generación solar y eólica. En línea con esto, el Ministerio de Energía (2021), en el informe preliminar de la Planificación Energética de Largo Plazo (PELP) 2023-2027, señala la importancia de establecer "señales de inversión para la incorporación de almacenamiento de energía en el sector eléctrico mediante acciones regulatorias, incluyendo la posibilidad de integrarlo en los sistemas de distribución" (Energía, 2021).

Según lo resaltado por el Ministerio de Energía (2020), el retiro de centrales a carbón es la medida más impactante para reducir las emisiones, lo que permite una mayor penetración de las energías renovables y habilita otras acciones de electrificación, como la movilidad eléctrica, la electrificación de usos industriales y mineros, la calefacción eléctrica y el uso de hidrógeno.

En julio de 2021, el Sistema Eléctrico Nacional (SEN), que es la fusión de los antiguos sistemas SIC y SING, contaba con una capacidad instalada de generación equivalente a 28.495 MW. Según el Ministerio de Energía (2021), aproximadamente el 53,3% de la capacidad instalada corresponde a fuentes renovables, incluyendo hidroeléctrica (11,9% embalse y 12,1% pasada), energía solar fotovoltaica (17,8%), energía eólica (9,9%), biomasa (1,5%). (Figura 1.8).

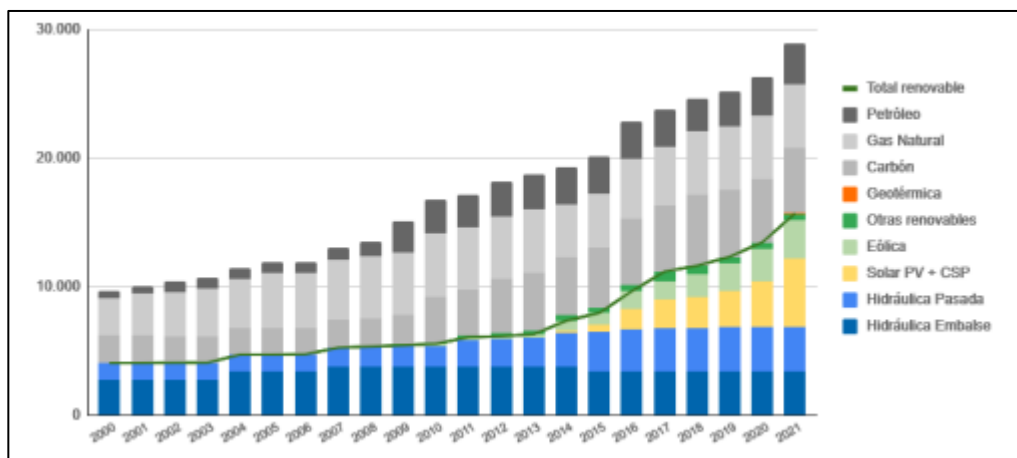


Figura 1.8. Capacidad instalada por fuente [MW], julio 2021
 Fuente: Generadoras de Chile. “Generación eléctrica en Chile”

En relación a este tema, SPEC (2021) sostiene que es necesario en Chile fortalecer el diseño del mercado de servicios complementarios, es decir, contar con tecnologías que ofrezcan servicios relacionados con la flexibilidad, resiliencia y seguridad del sistema, de manera que sean funcionalmente adecuadas y reciben una remuneración justa. Esto implicaría avanzar hacia mercados de contratos que reconozcan las múltiples dimensiones (confiabilidad, flexibilidad, resiliencia), con el fin de incentivar inversiones en tecnologías necesarias para la transición energética, como es el caso del almacenamiento.

1.1.4.1. Costos de las tecnologías de almacenamiento.

En líneas generales, el informe del BID (2020) resalta que según datos de Bloomberg NEF (2020), los costos de los sistemas de almacenamiento de energía (SAE), especialmente los relacionados con las baterías de iones de litio, han experimentado una notable reducción en la última década, pasando de 1.100 dólares por kilovatio-hora en 2010 a 137 dólares/kWh en 2020. Las proyecciones indican que esta tendencia continuará, alcanzando un valor promedio de 100 dólares/kWh para 2023 y 53 dólares/kWh para 2030 (BNEF, 2020). En consecuencia, las baterías de iones de litio se han convertido en la tecnología predominante para las aplicaciones de almacenamiento de energía a gran escala en redes eléctricas estacionarias.

De acuerdo con IRENA (2017), se espera que esta disminución de aproximadamente el 50-60% para 2030 sea impulsada por la optimización de las instalaciones de fabricación, la mejora en las combinaciones de materiales y la reducción en su uso.

Además, se presenta en la Figura 1.9 la representación de la curva de precios proyectados hasta 2030, considerando tanto la presencia como la ausencia de baterías. La figura ilustra cómo este tipo de tecnologías contribuye al nivelar los precios en todos los bloques horarios a través del arbitraje. Asimismo, en el escenario en el que se incorporan baterías, se observa que a medida que aumenta la capacidad de almacenamiento instalada, se genera un incremento en la rentabilidad de las plantas fotovoltaicas, lo cual proporciona un incentivo para su implementación.

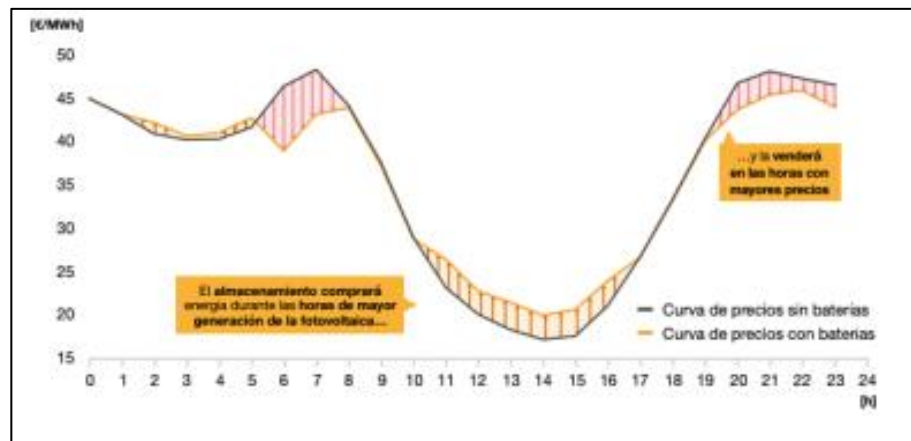


Figura 1.9. Curva de precios ilustrativos a 2030 con y sin baterías.

Fuente: PwC (2021).

En la misma dirección, la siguiente figura 1.10 da cuenta del costo promedio actual y el proyectado al 2030 de las distintas tecnologías de baterías para conexión a red (*utility scale*).

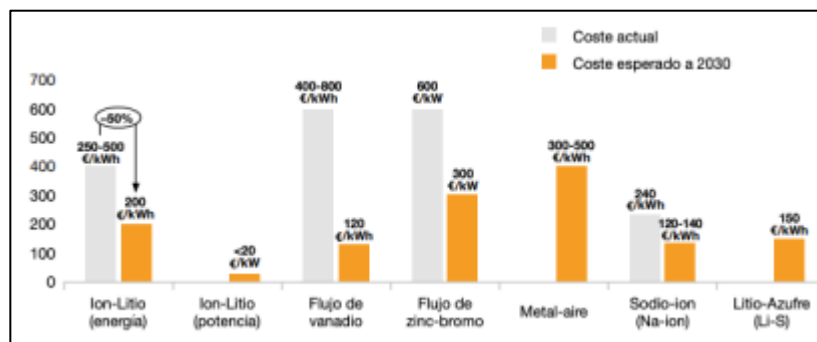


Figura 1.10. Costo actual promedio y costo esperado a 2030 de tecnologías de baterías para conexión a red.

Fuente: Naturgy (2021).

En base a lo anterior, Naturgy (2021) resalta que las baterías son la tecnología de almacenamiento con mayor expectativa de desarrollo a 2030 y cuyos costos se van a reducir de manera más significativa, permitiendo así su uso a gran escala y cubrir gran parte de los retos de la transición a la que se enfrentan los países. En consecuencia, se espera que la capacidad instalada de baterías a nivel mundial crezca desde 11 GWh en 2017 a 100 - 167 GWh para 2030, incluyendo tanto las baterías “utility-scale” como las residenciales.

1.1.4.2. Cumplimiento de leyes N° 20.257 y N° 20.698

A partir del 1 de enero de 2010, entraron en vigor las disposiciones establecidas por la Ley N° 20.257, también conocida como "Ley ERNC". Esta legislación no solo introduce la definición de Energías Renovables No Convencionales (ERNC) y especifica las tecnologías que se incluyen en esta categoría, sino que también establece un requisito para las empresas generadoras al momento de realizar retiros de energía para cumplir con sus contratos de suministro, ya sea con clientes libres o empresas de distribución. Este requisito implica acreditar un porcentaje de inyección de ERNC en el origen de dicha energía. Este porcentaje o cuota tiene un crecimiento anual que se detalla en la tabla presentada a continuación (Tabla 1.1) (CNE, 2020).

Para cumplir con este requerimiento legal, las empresas tienen la opción de respaldar la inyección de ERNC a través de centrales propias dentro de esta categoría, así como también pueden considerar las de terceros. Sin embargo, se considerarán solo aquellas centrales que se hayan interconectado a uno de los sistemas eléctricos mayores después del 1 de enero de 2008, o aquellas que hayan realizado ampliaciones en su capacidad instalada a partir de esa fecha (CNE, 2020).

Posteriormente, y en concordancia con las directrices del organismo regulador en el ámbito energético, se promulgó en octubre de 2013 la Ley N° 20.698, también conocida como "Ley 20/25". Esta ley introduce modificaciones a las cuotas establecidas por su predecesora, incrementando los requisitos para las empresas generadoras en términos de los retiros de energía, según se detalla en la tabla 1.1. Los incrementos establecidos en esta legislación determinan que para el año 2025, los retiros deberán acreditar un 20% de contenido de ERNC (CNE, 2022).

Tabla 1.1. Exigencias establecidas por las leyes 20.257 y 20.698.

Fuente: Coordinador Eléctrico Nacional (2020)

AÑO	LEY 20.257	LEY 20.698
2010	5,0%	
2011	5,0%	
2012	5,0%	
2013	5,0%	5,0%
2014	5,0%	6,0%
2015	5,5%	7,0%
2016	6,0%	8,0%
2017	6,5%	9,0%
2018	7,0%	10,0%
2019	7,5%	11,0%
2020	8,0%	12,0%
2021	8,5%	13,5%
2022	9,0%	15,0%
2023	9,5%	16,5%
2024	10,0%	18,0%
2025	10,5%	20,0%

1.1.4.3. Ley de Generación Distribuida

La Generación Distribuida, establecida mediante la Ley 20.571, es un sistema que permite la autogeneración de energía basada en Energías Renovables No Convencionales (ERNC) y cogeneración eficiente. Esta ley, conocida también como Netbilling, Netmetering o Generación Distribuida, entrega el derecho a los usuarios de vender sus excedentes directamente a la distribuidora eléctrica a un precio regulado, el cual está publicado en el sitio web de cada empresa distribuidora (CNE,2020).

Todo sistema de generación eléctrica que busque acogerse a esta ley debe ser declarado ante la Superintendencia de Electricidad y Combustibles, SEC. Esta declaración eléctrica debe ser realizada por un Instalador autorizado, y debe contener además los detalles técnicos de la instalación, así como de los productos a utilizar. Posteriormente, la SEC fiscaliza la Instalación y, si ésta cumple con los requerimientos técnicos, autoriza su funcionamiento, tras lo cual el propietario deberá notificar su conexión a la red de la empresa de distribución eléctrica.

En la Figura 1.11 se presenta la evolución de las instalaciones inscritas ante la SEC mediante el Trámite Eléctrico TE4 entre 2015 y el 2019.

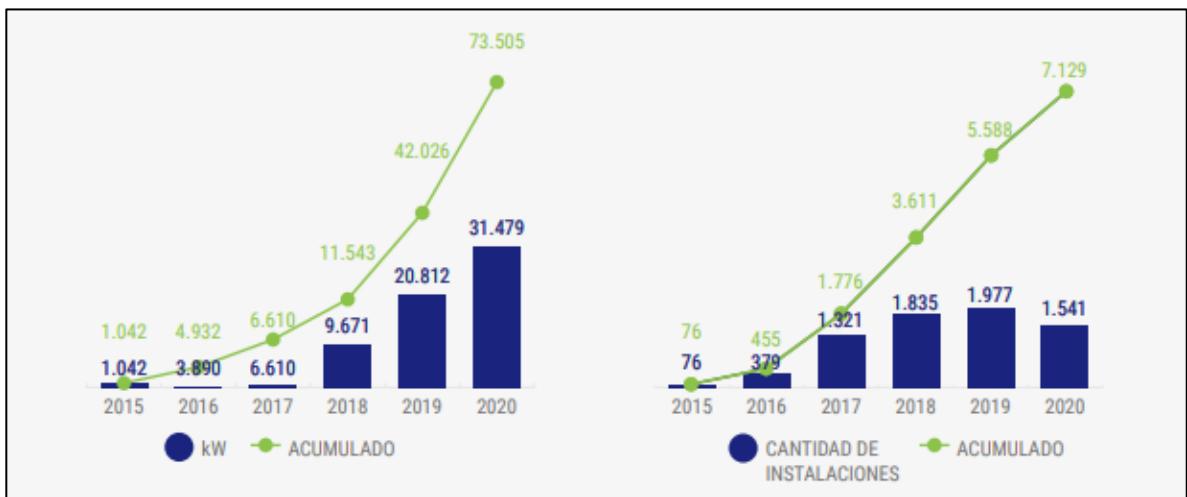


Figura 1.11. Evolución de la capacidad instalada en kW y evolución de las unidades instaladas.

Fuente: Superintendencia de Electricidad y Combustibles.

1.2. Efectos de la industria energética

1.2.1. Impactos globales

El mundo se encuentra en un proceso de transición global en la forma en que se organiza la biósfera, el cual ha sido identificado como una "crisis climática", que se manifiesta principalmente en el aumento de la temperatura promedio a nivel global. Los modelos climáticos desarrollados han permitido concluir que, si la temperatura media global supera los 1,5°C por encima de los niveles preindustriales, el calentamiento causado por las emisiones antropogénicas desde la era preindustrial hasta la actualidad persistirá durante siglos e incluso milenios, y continuará generando cambios a largo plazo en el sistema climático, como el aumento del nivel del mar y sus impactos asociados. Esta información es señalada por el IPCC (Panel Intergubernamental sobre el Cambio Climático, 2019).

Diversos sectores se ven directamente afectados por los cambios en el sector energético y por el cambio climático. Por lo tanto, al elaborar políticas públicas orientadas al sector energético y a la mitigación del cambio climático, es crucial tener en cuenta los efectos en otros sectores. Además, es importante respetar las diferencias culturales y las costumbres de las minorías. Esto implica considerar las implicaciones sociales, económicas y culturales que pueden surgir de las medidas adoptadas, y asegurar que las políticas sean inclusivas y equitativas para todas las comunidades, especialmente aquellas que son más vulnerables a los impactos del cambio climático y las transformaciones en el sector energético (IPCC, 2019).

La información proporcionada sobre la relación entre las políticas de salud, los costos médicos, la productividad y la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) en Argentina refleja una perspectiva general sobre los posibles beneficios de abordar el cambio climático desde el sector de la salud. Si bien no puedo rastrear la fuente específica de esta información debido a las limitaciones de mi conocimiento, es importante tener en cuenta que el cambio climático tiene implicaciones tanto para la salud humana como para los costos asociados a la atención médica (Grand et al., 2002).

La evidencia científica respalda la noción de que el cambio climático puede tener efectos adversos en la salud, como el aumento de enfermedades respiratorias, enfermedades transmitidas por vectores y eventos climáticos extremos. Estos impactos pueden resultar en mayores costos para el sistema de salud y una disminución de la productividad. Por lo tanto, se ha argumentado que considerar los beneficios de la reducción de emisiones y la mitigación del cambio climático en las políticas de salud podría mejorar la eficiencia y ayudar a reducir los costos relacionados con la atención médica y la pérdida de productividad. (Grand et al., 2002).

En Perú, en el ámbito del suministro de agua y la generación de energía hidroeléctrica, se ha constatado que, debido a la disminución en los flujos de deshielo de los glaciares, se requiere realizar inversiones adicionales en represas y sistemas de riego. (Andersen et al., 2009).

Sin embargo, el desarrollo de una política energética requiere ser integral y correctamente especificada, considerando la coherencia con las poblaciones y tradiciones indígenas y entre las distintas acciones vinculadas con la política (Escribano, 2013).

En las últimas décadas, se ha observado una tendencia de convergencia en las intensidades energéticas (medidas en GJ/PIB) en algunas regiones y países, como se muestra en la figura 1.12. Esta convergencia ha tomado alrededor de un siglo desde 1850. En términos generales, las economías tienden a converger en los niveles de ingreso per cápita, y a medida que aumenta el PIB, también se observan reducciones en la intensidad energética. Este proceso de convergencia refleja que muchas economías a nivel global están en proceso de industrialización, utilizando modelos de desarrollo económico intensivos en energía o ya se han industrializado. (Mundaca T., Luis ,2013).

Al analizar la eficiencia energética en países con niveles de Producto Interno Bruto (PIB) similares, se observa que las economías en desarrollo actuales tienen una mayor intensidad energética en comparación con los países miembros de la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos (OCDE) en etapas similares de desarrollo económico. El autor del estudio identifica tres factores que contribuyen a esta diferencia: el uso de tecnologías más eficientes en la actualidad, un mayor nivel de exportaciones en las economías en desarrollo y un consumo energético más alto. El autor concluye que los últimos dos factores son más significativos que el primero en explicar la mayor intensidad energética en las economías en desarrollo. (Mundaca T., Luis ,2013).

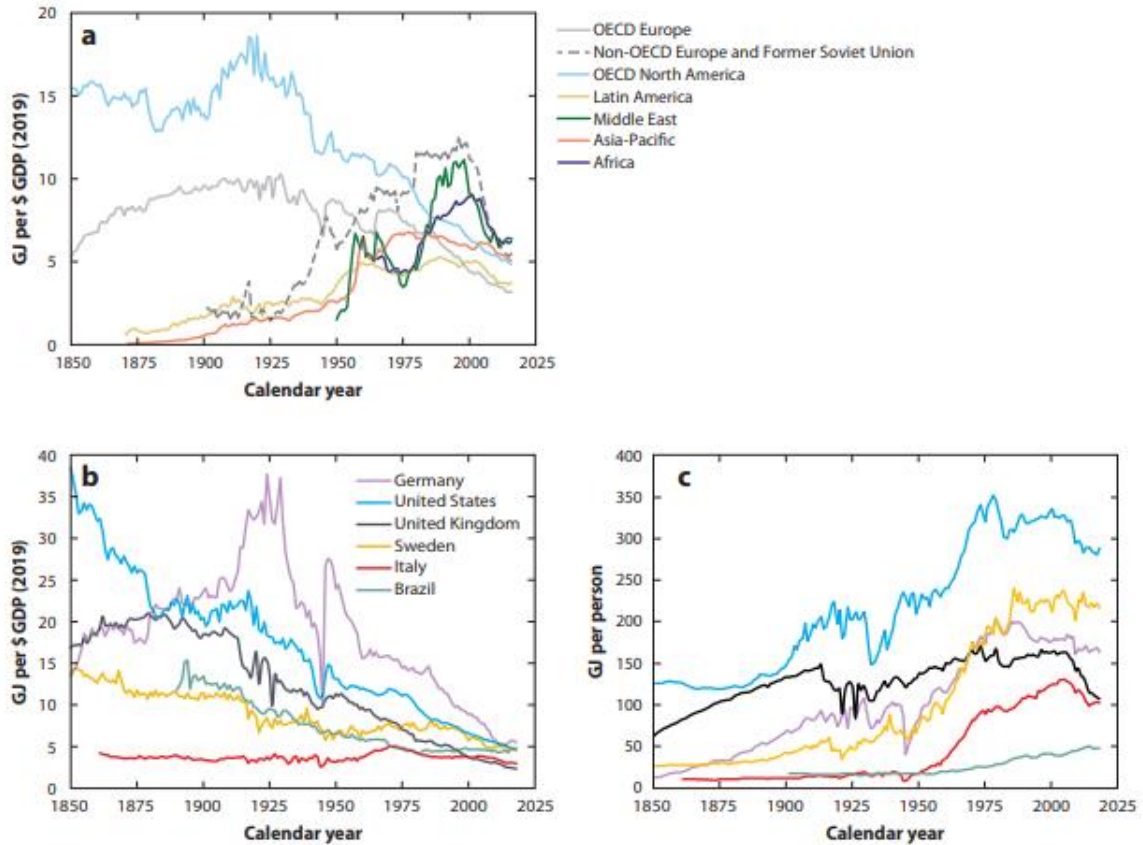


Figura 1.12. Intensidad de consumo energético por regiones en el mundo.

Fuente: Mundaca T., Luis (2013)

1.2.2. Gases Efecto Invernadero (GEI)

Según el “Informe del Inventario Nacional de Gases de Efecto Invernadero (INGEI) de Chile, serie 1990-2018, los sectores donde se generan emisiones son: “El sector Energía incluye todas las emisiones por quema de combustibles fósiles y emisiones fugitivas relacionadas con el procesamiento y distribución de los mismos; el sector Procesos industriales y uso de productos (IPPU) que considera las emisiones por las transformaciones fisicoquímica durante la producción y el uso de productos; el sector Agricultura que incluye emisiones por fermentación entérica, manejo del estiércol y uso de fertilizantes; el sector UTCUTS corresponde a todas las emisiones referidas al uso de la tierra y sus cambios; y el sector Residuos incluye las emisiones por los procesos de metanogénesis de los componentes orgánicos de los residuos sólidos y líquidos”. (*Estrategia Climática de largo plazo de Chile. MMA, 2021*).

En 2020, las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) en Chile totalizaron 55.825 KT CO_{2eq}, lo cual representa un aumento del 429% desde 1990 y una disminución del 4% desde 2018 (Figura 1.13). Las principales razones detrás de la tendencia en el balance de GEI son las emisiones de CO₂ generadas por la quema de combustibles fósiles en el sector de Energía y las absorciones de CO₂ por parte de los bosques en el sector UTCUTS. La reducción en el balance en 2020 en comparación con años anteriores se debe a las medidas sanitarias implementadas debido a la pandemia de la COVID-19 y sus impactos en la economía y los desplazamientos en todo el país. Esto se refleja en la disminución de las emisiones en el sector de Energía, particularmente en las emisiones relacionadas con el transporte, las cuales han disminuido un 5% desde 2018 (MMA, 2022).

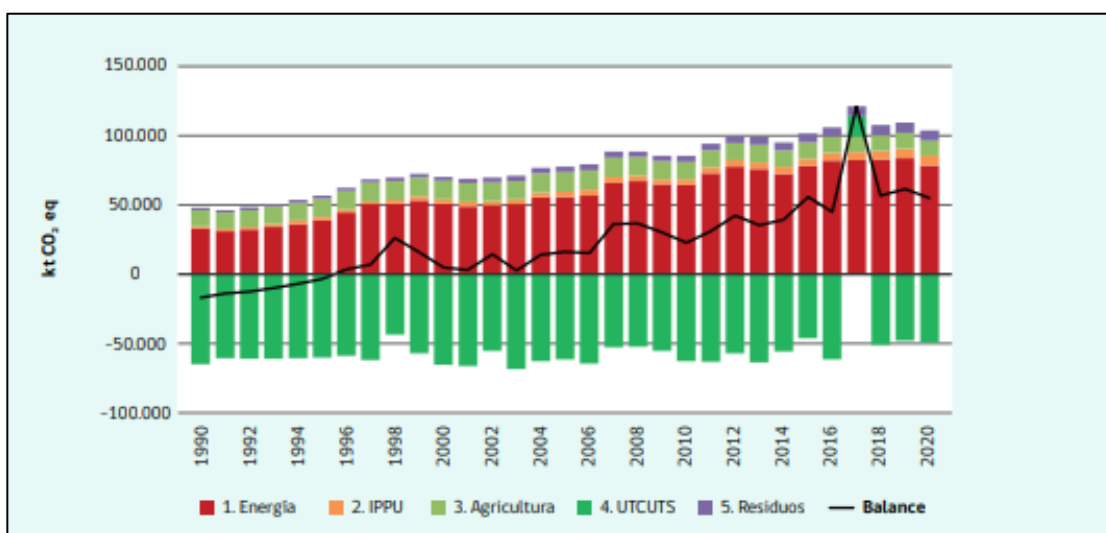


Figura 1.13. INGEI de Chile: balance de GEI (KT CO_{2eq}) por sector, serie 1990-2020.

Fuente: 5to informe Bienal de Actualización de Chile sobre Cambio Climático. MMA, 2022.

En 2020, el sector IPPU, que engloba las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) generadas por diversas actividades industriales que transforman materias primas mediante procesos químicos o físicos, representó el 4% del total de emisiones de GEI. Durante ese mismo año, las emisiones de este sector alcanzaron las 6.930 KT CO_{2eq}, experimentando un incremento del 267% desde 1990 y del 11% desde 2018. Este aumento se debe principalmente al mayor uso de HFC en sistemas de refrigeración, así como al crecimiento sostenido pero irregular de las emisiones provenientes de las industrias del cemento, cal y vidrio (Figura 1.14).

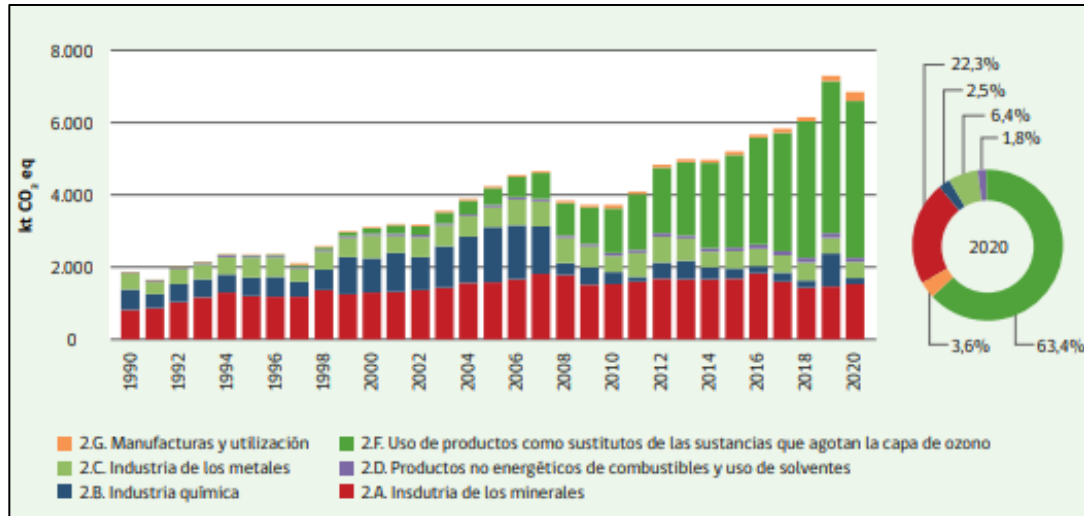


Figura 1.14. Sector IPPU: emisiones de GEI (KT CO_{2eq}) por categoría, serie 1990-2020.

Fuente: Equipo Técnico de IPPU de MMA.

El sector agrícola, que abarca las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) asociadas a las actividades agropecuarias, representó el 7% del total de emisiones de GEI en 2020. Durante ese mismo año, las emisiones de este sector alcanzaron las 11.238 KT CO_{2eq}, experimentando una disminución del 6,4% desde 1990 y del 3,6% desde 2018 (Figura 1.15). Esta tendencia a la baja se debe principalmente a la reducción de la población animal en comparación con 1990, especialmente en las categorías de Otros bovinos (-34%, que incluye ganado bovino de carne, vaquillas y terneros) y ovino (-51%). En general, la disminución en el número de bovinos a nivel nacional, especialmente aquellos destinados a la producción de carne, se debe a la baja rentabilidad del sector en comparación con otras actividades pecuarias y agrícolas, así como a la oferta de carne bovina importada de diferentes países (Rojas, 2019; Ortega et al., 2020).

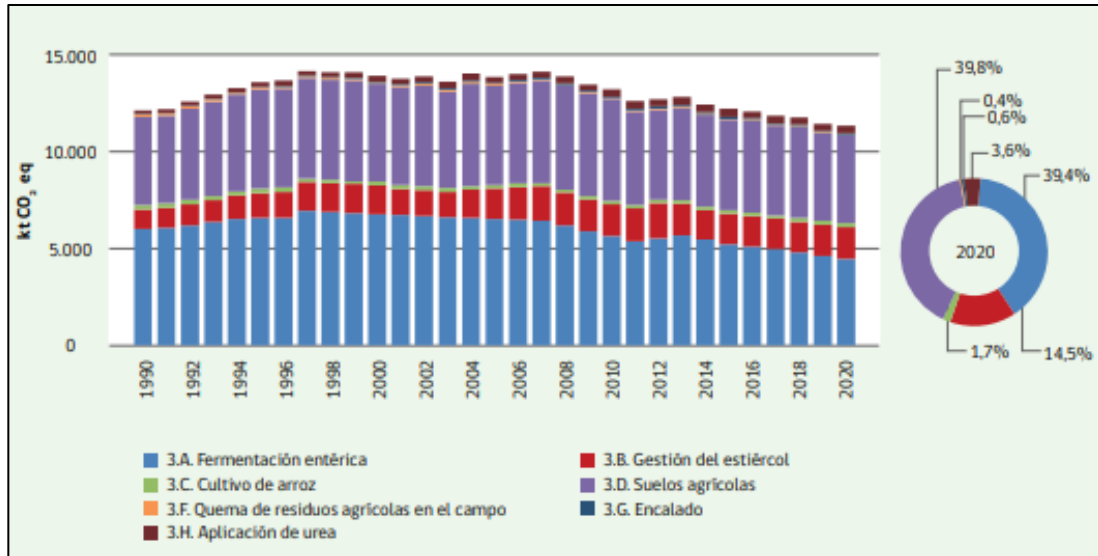


Figura 1.15. Sector Agricultura: emisiones de GEI (KT CO_{2eq}) por categoría, serie 1990-2020.

Fuente: Equipo Técnico de Agricultura de MINAGRI.

El sector de Residuos, que abarca las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) derivadas de procesos microbiológicos que ocurren en la materia orgánica de residuos sólidos en degradación anaeróbica, el tratamiento biológico de residuos, la incineración y el tratamiento anaeróbico de aguas residuales domésticas e industriales, representó el 5% del total de emisiones de GEI en 2020. Durante ese mismo año, las emisiones de este sector alcanzaron las 7.660 KT CO_{2eq}, experimentando un aumento del 383% desde 1990 y del 4% desde 2018. Este incremento se debe al crecimiento de la población, la generación de residuos líquidos y sólidos, y los cambios en los sistemas de tratamiento de residuos. (figura 1.16).

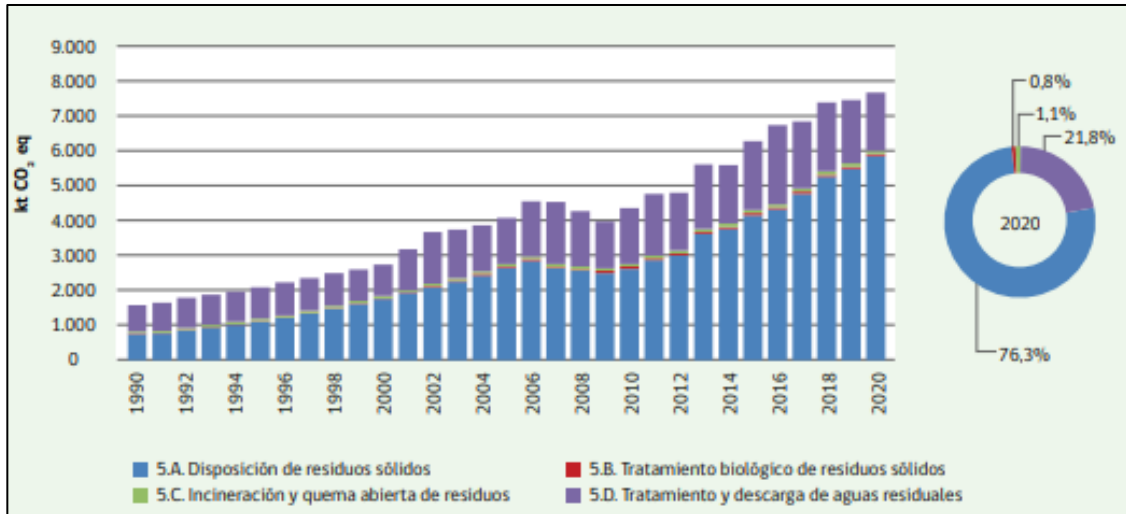


Figura 1.16. Sector Residuos: emisiones de GEI (KT CO2 eq) por categoría, serie 1990-2020.

Fuente: Equipo Técnico de Residuos de MMA.

El sector UTCUTS, que engloba las emisiones y absorciones de gases de efecto invernadero (GEI) relacionadas con las actividades silvícolas y el cambio de uso de la tierra, es el único sector en el país que consistentemente absorbe CO₂, lo que lo convierte en el más relevante en términos de su potencial de mitigación (Figura 1.17). En 2020, este sector representó el 32% del total de emisiones de GEI. Durante ese mismo año, las emisiones y absorciones del sector alcanzaron las -49.727 KT CO_{2eq}, disminuyendo su capacidad de ser sumidero en un 24% desde 1990 y en un 4% desde 2018. Las categorías de Tierras forestales y Productos de madera recolectada se mantienen como las más significativas dentro del sector, especialmente debido a su función como sumidero (MMA,2022).

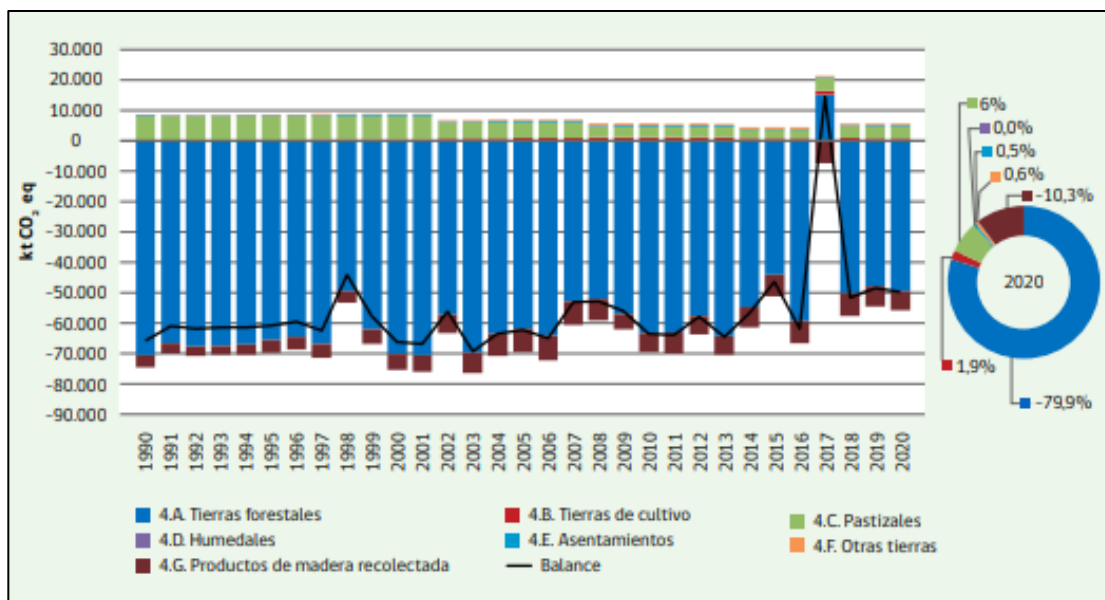


Figura 1.17. Sector UTCUTS: emisiones y absorciones de GEI (KT CO₂ eq) por categoría, serie 1990-2020.
Fuente: Equipo Técnico de UTCUTS de MINAGRI.

Es importante para el país gestionar la información proporcionada por el INGEI de Chile con el fin de comprender la evolución de las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) en un contexto más amplio. Para lograr esto, se han establecido indicadores de intensidad que relacionan el balance de GEI y las emisiones totales de GEI con la población (por persona). La población utilizada se basa en estadísticas del Instituto Nacional de Estadísticas (INE) obtenidas de los censos de 1992, 2002 y 2017, así como en proyecciones poblacionales (5to Informe Bienal, MMA,2022).

En 2020, el indicador de balance de GEI per cápita fue de 2,9 toneladas de CO_{2eq} por persona, lo que representa un aumento del 327% desde 1990 y una disminución del 7% desde 2018. La variación anual observada, con picos en 1998 y 2017, se debe principalmente a la influencia de los incendios forestales en el balance de GEI del país (MMA,2022).

Por otro lado, el indicador de emisiones totales de GEI per cápita (excluyendo el sector UTCUTS) fue de 5,4 toneladas de CO₂ eq por persona, mostrando un aumento del 53% desde 1990 y una disminución del 7% desde 2018 (Figura 1.18). Esta tendencia se ve influenciada por las emisiones del sector Energía, que domina las emisiones totales de GEI en el país (5to informe Bienal, MMA 2022).

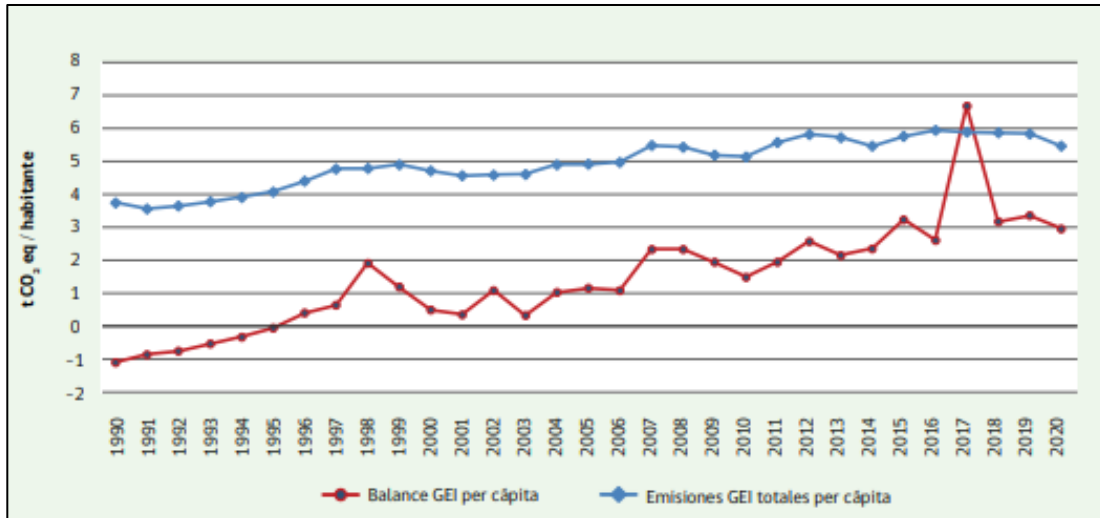


Figura 1.18. INGEI de Chile: balance de GEI per cápita y emisiones de GEI totales per cápita (t CO₂eq per cápita), Fuente: Elaboración propia del Equipo Técnico Coordinador del MMA con base en Instituto Nacional de Estadísticas (INE)

1.2.3. Sustentabilidad

La Huella de Carbono se define como la cantidad total de GEI que se generan de manera directa e indirecta por la realización de diversas actividades realizadas por organizaciones públicas o privadas, al producir un producto o brindar un servicio, o por el desarrollo de un proyecto o evento. Es por tanto un inventario de GEI, que se mide en toneladas de CO₂ equivalentes y que tiene en cuenta los seis tipos de gases considerados en el Protocolo de Kioto: CO₂, CH₄, N₂O, PFCs, HFCs y SF₆. (Saavedra, 2020).

La huella de carbono nace como una medida de cuantificar y generar un indicador de impacto que una actividad o proceso tiene sobre el cambio climático, más allá de los grandes emisores.

La huella de carbono puede ser abordada dependiendo del enfoque o alcance específico. Para cada uno de estos enfoques existen diferentes protocolos o metodologías reconocidas internacionalmente. Los enfoques son básicamente los siguientes:

1.2.3.1. Enfoque corporativo

Evalúa la huella de carbono de una organización durante un periodo de tiempo establecido, normalmente un año calendario. Para su apropiada gestión, la huella de carbono corporativa agrupa las emisiones de gases de efecto invernadero en 3 alcances (Figura 1.19):

- **Emisiones directas (Alcance 1):** son aquellas emisiones de gases de efecto invernadero que provienen de fuentes que son propiedad o son controladas por la empresa, como, por ejemplo, consumo de combustibles fósiles en fuentes fijas y/o móviles, fugas no intencionadas de los equipos de climatización, etc.
- **Emisiones indirectas por consumo y distribución de energía (Alcance 2):** corresponden a las emisiones de gases de efecto invernadero asociadas al consumo de electricidad y/o vapores generados por terceros.
- **Otras emisiones indirectas (Alcance 3):** son aquellas emisiones de gases de efecto invernadero que no son de propiedad ni están controladas por la empresa, como, por ejemplo, transporte de los funcionarios, viajes aéreos o terrestres por motivos de trabajo, transporte de insumos, generación y transporte de residuos, entre otros.

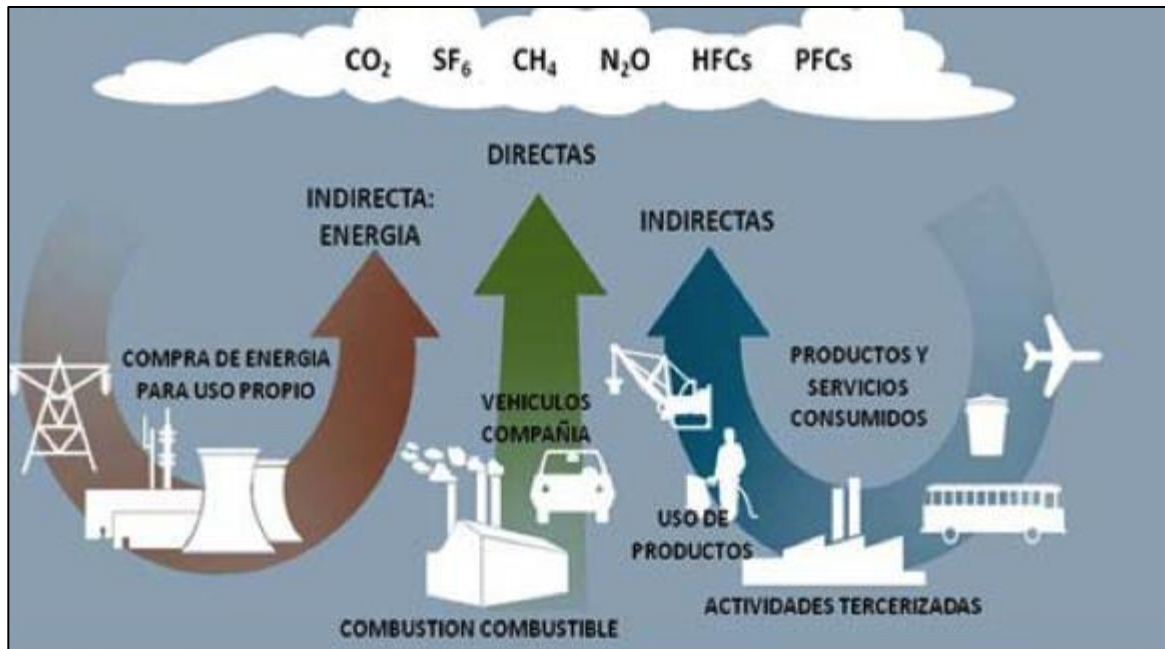


Figura 1.19. Tipos de emisiones por alcance

Fuente: GHG Protocol.

La huella de carbono corporativa se utiliza principalmente para la elaboración de reportes corporativos, los que sirven de base para la comunicación del desempeño de la empresa frente al cambio climático con todos los grupos de interés (proveedores, clientes, inversionistas, gobierno y otros).

Dentro de las metodologías para llevar a cabo una evaluación de la huella de carbono corporativa se puede encontrar la norma internacional ISO 14064 y el Estándar corporativo de contabilidad y reporte (GHG Protocol) del Instituto de Recursos Mundiales (WRI) y el Consejo Mundial Empresarial para el Desarrollo Sustentable (WBCSD).

1.2.3.2. Enfoque de ciclo de vida de un producto o servicio

Evalúa la huella de carbono de productos (bienes y/o servicios), a lo largo de toda la cadena de valor incluyendo, en algunos casos, el uso o consumo de éstos y el término de su vida útil. Ha tenido un gran impacto y desarrollo en Europa y Japón, donde el etiquetado de productos es una tendencia creciente y rápidamente se está extendiendo hacia otros países, principalmente países exportadores.

Dentro de las metodologías para llevar a cabo una evaluación de la huella de carbono de producto, la de mayor reconocimiento internacional es las Especificaciones para la evaluación del ciclo de vida de las emisiones de gases de efecto invernadero de bienes y servicios (PAS 2050:2011) desarrollada por la BSI Group a petición del Gobierno del Reino Unido.

1.2.3.3. Enfoque personal

Se puede evaluar las emisiones de gases de efecto invernadero, tanto directas como indirectas, de una persona durante un período de tiempo específico. Este análisis sirve como indicador para entender cómo las acciones individuales contribuyen al fenómeno del cambio climático. Para determinar estas emisiones, es necesario tener conocimiento de los hábitos de consumo de la persona y, en base a los resultados obtenidos, realizar modificaciones en las principales fuentes de emisión sin alterar significativamente su estilo de vida diario.

La Oficina de Cambio Climático ha desarrollado una calculadora de huella de carbono ciudadana, una herramienta interactiva que permite a cualquier ciudadano calcular rápidamente su propia huella de carbono. Esta calculadora cuantifica el impacto de las actividades, consumos y hábitos individuales. Al finalizar el cálculo, la herramienta proporciona información sobre las principales fuentes de emisiones y ofrece consejos y recomendaciones prácticas para reducir las emisiones y mejorar la eficiencia en el uso de los recursos. (MMA, 2021).

1.2.3.4. Enfoque en Eventos

Se pueden evaluar las emisiones de gases de efecto invernadero relacionadas con el uso de electricidad, transporte de asistentes, preparación de alimentos, suministros de papelería y otras fuentes de emisiones durante la planificación y realización de un evento. En muchos casos, el propósito de estos cálculos es compensar las emisiones de gases de efecto invernadero mediante la compra de bonos de carbono y obtener la certificación de evento carbono neutral. Este ejercicio sirve como base para optimizar los recursos y abordar temas ambientales en todo tipo de actividades.

Tanto eventos pequeños como grandes han logrado neutralizar sus emisiones de gases de efecto invernadero. Algunos ejemplos destacados incluyen el evento de lanzamiento de la segunda comunicación nacional de Chile, el festival Lollapalooza, la Conferencia de las Partes 16 en Cancún (México), la feria carbón Expo, entre otros.

1.2.3.5. Enfoque Territorial

Evalúa las emisiones de gases de efecto invernadero de un área específica cuyos límites establecidos corresponden a los geográficos o político-administrativos. Se debe determinar un territorio acotado como una comuna, una región, una isla u otro y cuantificar sus emisiones. Representa un buen ejercicio para determinar el impacto global del cambio climático en un área y posteriormente implementar planes de mitigación a escala más efectiva.

A nivel nacional, la Isla de Pascua ha sido el primer territorio que ha calculado su huella de carbono a nivel nacional. También el archipiélago de Juan Fernández y la Región Metropolitana han realizado este ejercicio (MMA,2021).

1.2.3.6. Enfoques específicos por industria

Se realiza una evaluación de las emisiones de gases de efecto invernadero en un sector productivo específico con el fin de determinar su impacto y contribución al fenómeno del cambio climático. Al igual que en enfoques anteriores, se cuantifican las emisiones de gases de efecto invernadero en todas las etapas de producción, y los resultados y análisis obtenidos pueden impulsar la optimización de los procesos productivos y el uso de materias primas. Esto brinda ventajas competitivas al hacer que las actividades productivas sean más eficientes. En los últimos años, la industria vitivinícola se ha destacado como una de las pioneras en esta iniciativa en el ámbito nacional (MMA, 2021).

1.2.3.7. Gestión de la huella de carbono

Si bien la huella de carbono entrega un indicador numérico, la mayoría de las organizaciones a nivel mundial han avanzado en la gestión de su huella en un ciclo constante que implica:

- **Análisis del estadio inicial:** es de suma importancia que las organizaciones conozcan los objetivos internos antes de comenzar con el proceso de cuantificación, ya que este análisis permite determinar el enfoque de la huella de carbono y su gestión.
- **Cuantificación de la huella de carbono:** elaboración de un inventario de gases de efecto invernadero mediante la selección del método de cálculo, identificación de las fuentes de emisiones, recolección de datos, elección de factores de emisión, y aplicación de una herramienta de cálculo para obtener las emisiones de gases de efecto invernadero (en toneladas de CO₂ equivalente) y conocer las principales fuentes de emisión.
- **Análisis de riesgos y oportunidades:** una vez conociendo el valor numérico de la huella de carbono, y sus principales fuentes de emisión, es posible realizar un análisis de los riesgos y oportunidades que ésta representa con la finalidad de avanzar en la eficiencia de los procesos y el mejoramiento del uso de recursos.

- **Plan de mitigación:** consiste en un grupo de medidas y estrategias que tienen por finalidad evitar o disminuir las emisiones de gases de efecto invernadero a la atmósfera, ya sea mediante reducciones directas (por ejemplo, proyectos de eficiencia energética, cambios de hábitos, reducción en consumo de combustibles e insumos, mejoras en la logística, gestión de los residuos, entre otras) y/o compensación mediante la compra de bonos de carbono 11. La primera y más efectiva opción de reducción de la huella de carbono es alcanzar el aumento de la eficiencia en la producción.
- **Comunicar:** es importante dar a conocer las nuevas metas de la empresa, así como el logro de los diferentes objetivos propuestos y las acciones tomadas demostrando. Esta es una forma de demostrar el compromiso de la organización con el medio ambiente y la sustentabilidad. Para la confiabilidad y credibilidad del proceso es importante que la organización evite caer en el greenwashing (lavado verde).

1.3. Energía Solar

El Sol es una fuente inagotable de recursos para el hombre. Provee una energía limpia, abundante y disponible en la mayor parte de la superficie terrestre y puede, por lo tanto, liberarlo de los problemas ambientales generados por los combustibles convencionales, como el petróleo, y de otras alternativas energéticas, como las centrales nucleares. Sin embargo, a pesar de los avances tecnológicos de las últimas décadas, el aprovechamiento de esta opción ha sido insignificante, comparándolo con el consumo global de energía en el mundo (García, Rafael, 2008).

La Energía Solar Fotovoltaica es una tecnología que genera corriente continua (potencia medida en vatios o kilovatios) por medio de semiconductores cuando éstos son iluminados por un haz de fotones. Mientras la luz incide sobre una célula solar, que es el nombre dado al elemento fotovoltaico individual, se genera potencia eléctrica; cuando la luz se extingue, la electricidad desaparece. Las células solares no necesitan ser cargadas como las baterías. Algunas células solares vienen manteniéndose en operación terrestre o en el espacio desde hace 30 años (Colegio Oficial de Ingenieros de Telecomunicación, 2007).

La Energía Solar Fotovoltaica presenta ventajas e inconvenientes tanto técnicas como no técnicas. A menudo, las ventajas y desventajas son diametralmente opuestas a las de las centrales convencionales de fuel. Por ejemplo, las plantas de combustibles fósiles provocan emisiones peligrosas para el medio ambiente, usan una fuente limitada, su coste tiende a crecer y no son modulares, es decir, no se pueden hacer plantas pequeñas. La Energía Solar Fotovoltaica no tiene ninguno de esos problemas; por el contrario, tiene la desventaja de su difícil almacenamiento. Por último, coinciden en ser ambas tecnologías muy fiables (COIT, 2007).

Como se ha visto anteriormente, esto implica que los valores de radiación solar total sobre cada punto serán variables. No obstante, este valor también depende de la ubicación concreta de la superficie y de la distancia al sol, es decir, del día del año. En la figura 1.20, se muestran, en Kw/m² los valores de radiación solar sobre superficie con la inclinación más favorable en el mes más desfavorable para la superficie terrestre.

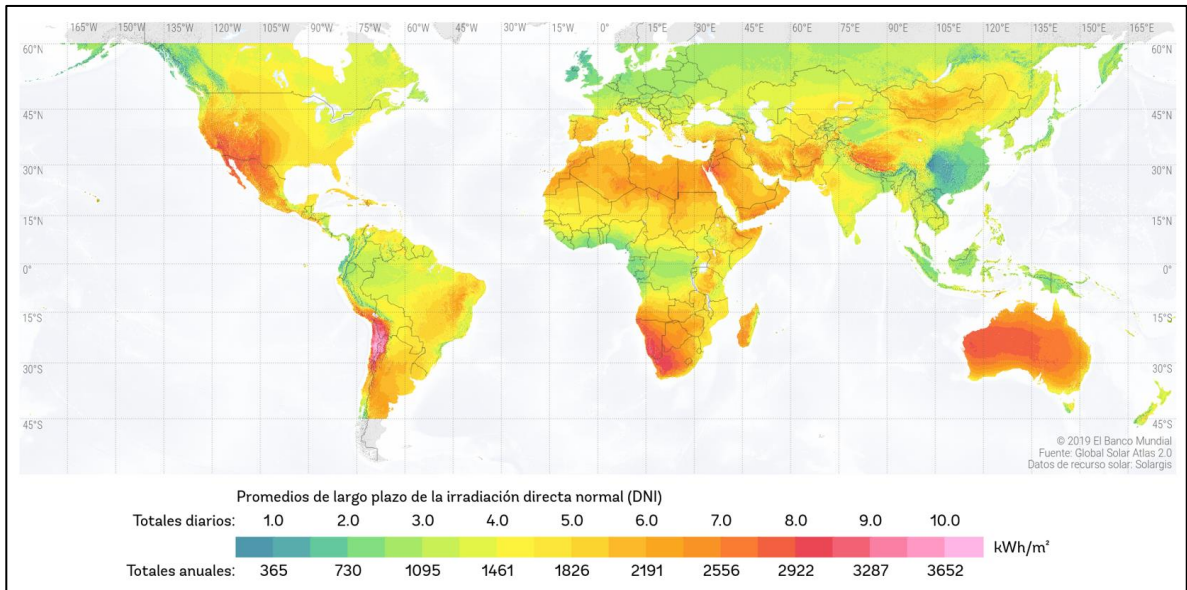


Figura 1.20. Mapa de la irradiación global horizontal.

Fuente: Global Solar Atlas (2020)

La fuente de energía por excelencia en el planeta Tierra, que da lugar a la mayoría de las energías renovables (y a algunas de las no renovables), es el sol. La energía solar que llega a la tierra es transformada en diferentes formas de energía, muchas de las cuales son aprovechadas como fuentes renovables. En la figura 1.21 se muestra una posible clasificación de las energías renovables que tienen al sol como fuente primaria (Donya L. - Rodríguez V.2020).

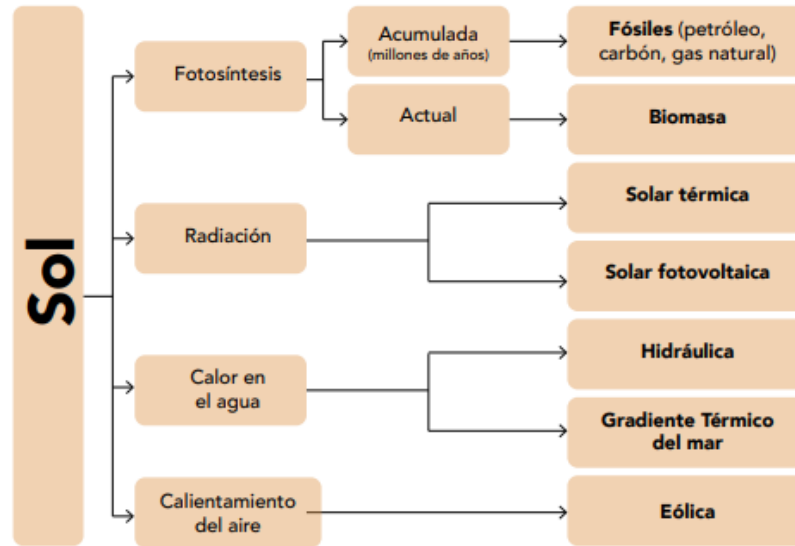


Figura 1.21. Clasificación de las fuentes de energía que tienen su origen en el sol
Fuente: • Donya L. - Rodríguez V (Uruguay, 2020).

1.3.1. Conceptos de energía solar

Radiación solar es el conjunto de radiaciones electromagnéticas emitidas por el Sol. El Sol se comporta prácticamente como un cuerpo negro el cual emite energía siguiendo la ley de Planck a una temperatura de unos 6000 K. La radiación solar se distribuye desde el infrarrojo hasta el ultravioleta. No toda la radiación alcanza la superficie de la Tierra, porque las ondas ultravioletas más cortas, son absorbidas por los gases de la atmósfera fundamentalmente por el ozono. La magnitud que mide la radiación solar que llega a la Tierra es la irradiancia, que mide la energía que, por unidad de tiempo y área, alcanza a la Tierra. Su unidad es el W/m^2 (vatio por metro cuadrado).

Para alcanzar la superficie terrestre la radiación solar debe atravesar la atmosfera donde experimenta diversos fenómenos de reflexión, absorción y difusión que disminuyen la intensidad final de la radiación (figura 1.22).

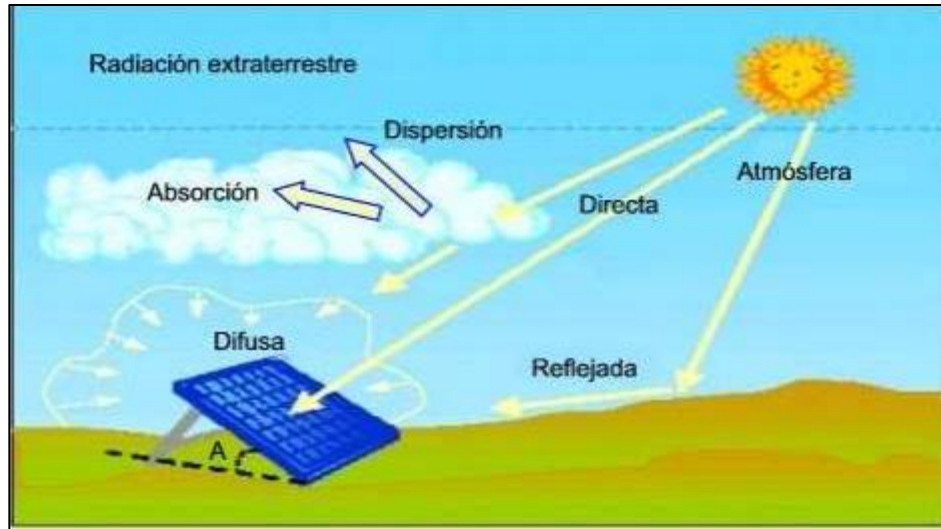


Figura 1.22. Fenómenos que experimenta la radiación solar.

Fuente: Martínez, 2011

1.3.1.1. Tipos de radiación solar sobre una superficie

Radiación solar es el conjunto de radiaciones electromagnéticas emitidas por el Sol. El Sol se comporta prácticamente como un cuerpo negro el cual emite energía siguiendo la ley de Planck a una temperatura de unos 6000 K. La radiación solar se distribuye desde el infrarrojo hasta el ultravioleta. No toda la radiación alcanza la superficie de la Tierra, porque las ondas ultravioletas más cortas, son absorbidas por los gases de la atmósfera fundamentalmente por el ozono. La magnitud que mide la radiación solar que llega a la Tierra es la irradiancia, que mide la energía que, por unidad de tiempo y área, alcanza a la Tierra. Su unidad es el W/m^2 (vatio por metro cuadrado).

Para facilitar su estudio, la radiación solar sobre un receptor se clasifica en tres componentes: directa, difusa y reflejada o de albedo, definidas a continuación:

- Radiación directa: formada por los rayos recibidos directamente del sol.
- Radiación difusa: procedente de toda la bóveda del cielo, excluyendo el disco solar, la forman los rayos dispersados por la atmósfera en dirección al receptor (por ejemplo, en un día completamente nublado toda la radiación recibida es difusa).

- Radiación reflejada o de albedo: reflejada por la superficie terrestre hacia el receptor. Depende directamente de la naturaleza de las montañas, lados, edificios, etc. Que rodean al receptor.
- Radiación global: es la radiación solar total que recibe la superficie de un receptor y, por lo tanto, corresponde a la suma de todas las radiaciones descritas anteriormente.

1.3.1.2. Irradiación e irradiación

Para cuantificar la radiación solar se utilizan dos magnitudes que corresponden a la potencia y a la energía de la radiación que llegan a una unidad de superficie, las cuales se denominan irradiancia e irradiación, y se definen de la siguiente manera:

- Irradiancia: potencia o radiación incidente por unidad de superficie. Indica la intensidad de la radiación solar. Se mide en vatios por metro cuadrado (W/m^2).
- Irradiación: integración o suma de las irradiancias en un periodo de tiempo determinado. Es la cantidad de energía solar recibida durante un periodo de tiempo. Se mide en julios por metro cuadrado por un periodo de tiempo (J/m^2 por hora, día, semana, mes, año, etc., según el caso). (Castejón & Santamaría, 2010).

1.4. Energía Solar Fotovoltaica

La energía solar fotovoltaica es una fuente de energía que produce electricidad de origen renovable obtenida directamente a partir de la radiación solar mediante un dispositivo semiconductor denominado célula fotovoltaica, o bien mediante una deposición de metales sobre un sustrato denominada célula solar de película fina (Aguilar, Aledo y Quiles, 2016).

Las células fotovoltaicas que se fabrican con materiales semiconductores son el componente básico de un sistema fotovoltaico. Un número de células solares conectadas eléctricamente entre sí forman un módulo fotovoltaico. Múltiples módulos pueden ser conectados para formar un arreglo, a su vez, estos arreglos pueden ser conectados entre sí en paralelo o serie para obtener más corriente o más potencia (Islam et al., 2016).

Esta definición de la energía solar fotovoltaica, aunque es breve, contiene aspectos importantes sobre los cuales se mencionarán a continuación:

1. El proceso de transformación de la energía del sol se puede llevar a cabo de dos maneras: a. En la primera, se utiliza una parte del espectro electromagnético de la energía del sol para producir calor. A la energía obtenida se le llama energía solar térmica. La transformación se realiza mediante el empleo de colectores térmicos. b. En la segunda se utiliza la otra parte del espectro electromagnético de la energía del sol para producir electricidad. A la energía obtenida se le llama energía solar fotovoltaica. La transformación se realiza por medio de módulos o paneles solares fotovoltaicos.
2. La energía solar fotovoltaica se puede utilizar para hacer funcionar lámparas eléctricas, para iluminación o para hacer funcionar radios, televisores y otros electrodomésticos de bajo consumo energético, generalmente, en aquellos lugares donde no existe acceso a la red eléctrica convencional. No obstante, para instalaciones de tamaño mediano o grande, se puede plantear la utilización de la energía solar fotovoltaica de cara a la producción de energía eléctrica para su introducción en las redes de distribución y transporte eléctrico, empleando en ese caso una fuente de energía renovable y absolutamente limpia.

3. Es necesario disponer de un sistema forzado por equipos especialmente contruidos para realizar la transformación de la energía solar en energía eléctrica. Este sistema recibe el nombre de sistema fotovoltaico y los equipos que lo forman reciben el nombre de componentes fotovoltaicos. Los componentes que forman el sistema fotovoltaico van a ser distintos en función del uso de la instalación.

En las últimas décadas, los sistemas fotovoltaicos se han convertido en una forma de producción de energía eléctrica efectiva, especialmente en lugares con buena radiación (Yahyaoui, Chaabene, y Tadeo, 2015), gracias a que su instalación es fácil y el mantenimiento posterior es de bajo costo, lo que permite que los sistemas fotovoltaicos se usen con más frecuencia (Abella, 2016).

1.4.1. Tecnología fotovoltaica

Puesto que la energía del sol es un recurso de uso universal, no se debe pagar por utilizar esta energía incidente. Sin embargo, es importante recordar que para realizar la transformación de energía solar en energía eléctrica se necesita de un sistema fotovoltaico apropiado para cada caso. Por ello el costo real de utilizar la energía solar no es otro que el costo de instalar y mantener adecuadamente el sistema fotovoltaico.

1.4.1.1. Celdas fotovoltaicas

En la célula fotovoltaica comienza la generación de corriente continua, tan pronto como la luz del sol incide sobre su superficie (figura 1.23). Estas células se basan en las propiedades de los materiales semiconductores como el silicio. La mencionada generación eléctrica tiene lugar sin que sea necesaria la intervención de ningún tipo de componente mecánico o móvil, ni de ningún proceso o tipo químico o termodinámico, por lo que las células disfrutan de una vida útil muy prolongada, de hasta más de 30 años.



Figura 1.23. Célula fotovoltaica.

Fuente: Martínez. 2011

Las células solares se conectan eléctricamente entre sí y luego se encapsulan y enmarcan para brindar resistencia a las condiciones climáticas, lo que da como resultado los conocidos paneles o módulos fotovoltaicos. Estos módulos pueden ser conectados entre sí para formar sistemas de energía solar, creando un número adecuado de ramas o cadenas. De esta manera, es posible construir tanto equipos pequeños de baja potencia con unos pocos vatios, como instalaciones de mayor tamaño, como centrales de varios megavatios (Martínez,2011).

El silicio se emplea como materia prima en aproximadamente el 90% de los módulos fotovoltaicos, tanto para paneles fabricados con la tecnología cristalina, como de forma esporádica en los receptores de lámina delgada basados en el silicio amorfo.

El uso del silicio cristalino se encuentra más extendido ya que, a pesar de que su proceso de elaboración sea más costoso y complicado, se obtiene una mucho mayor eficiencia. Un aspecto a tener en cuenta sobre la utilización de tecnologías de Silicio es la obtención de la materia prima. Para la fabricación de los paneles fotovoltaicos, es el silicio que la industria electrónica no utiliza, el que sirve como materia prima para producir silicio cristalino de grado solar. De este modo, el desarrollo de la industria fotovoltaica viene condicionado por la industria de la electrónica, ya que la materia prima que emplea ésta es un subproducto de menor pureza a un costo sensiblemente inferior. Hay que considerar al panel fotovoltaico como un elemento de producción de energía, ya que, a lo largo de su vida útil, produce mucha más energía de la que consume, y, además, la obtiene a partir de una fuente inagotable y no contaminante. Los principales consumos energéticos se producen en la fabricación del módulo y de la estructura de montaje, considerándose que resulta favorable su balance energético

con un periodo de recuperación de la energía consumida o “pay-back” que actualmente es de 3 a 5 años.

Un sistema fotovoltaico de conexión a red es aquel que aprovecha la energía del sol para transformarla en energía eléctrica que cede a la red eléctrica convencional para que pueda ser consumida por cualquier usuario conectado a ella (figura 1.24).

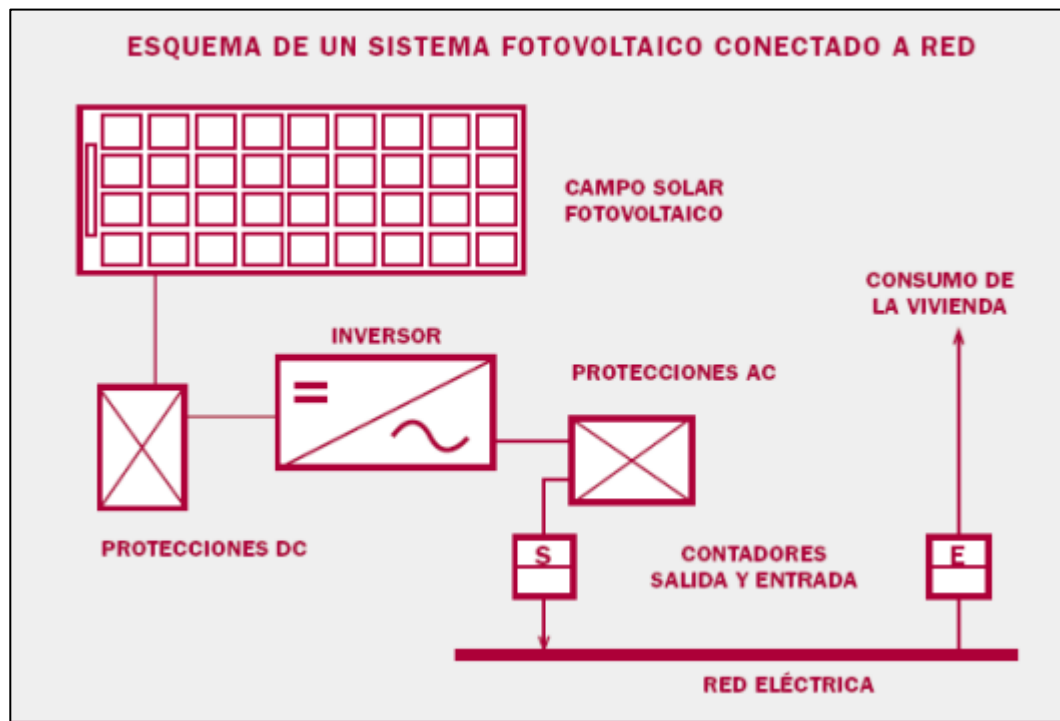


Figura 1.24. Esquema de un sistema fotovoltaico conectado a red.

Fuente: Martínez. 2011.

Es también importante destacar que la reducción de dióxido de carbono en sistemas fotovoltaicos es muy significativa. Por ejemplo, con un sistema de 5 kW, que equivale a una superficie aproximada de 40m², se evita la emisión de 15 a 25 kg diarios de dióxido de carbono, que, en caso de utilizar otra fuente de producción para la electricidad, serían producidos como consecuencia de los métodos de generación de energía eléctrica menos ecológicos, ya sean centrales por turbina de gas, centrales de ciclo combinado, etc. (Martínez. 2011).

Para la energía solar fotovoltaica el impacto medioambiental principal se produce en los procesos de extracción de la materia prima. En cualquier caso, dicho impacto es escaso, dado que, como he dicho antes, casi un 90% de las células se fabrican a partir de silicio, y este material es obtenido a partir de la arena y por tanto muy abundante en la naturaleza.

Durante la fase de producción de electricidad, las cargas ambientales son completamente despreciables y, por otra parte, después de transcurrida la vida útil del panel, pueden establecerse vías claras de reutilización o retirada tanto de panel como del resto de elementos del sistema fotovoltaico. (Martínez, 2011).


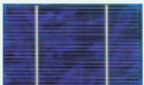
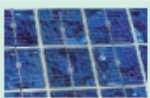
Los tipos de paneles solares vienen dados por la tecnología de fabricación de las células, y son fundamentalmente:

- **Silicio monocristalino:** son los más eficientes, con rendimientos superiores al 12%. La mayoría de las células actualmente en el mercado son monocristalinas. El proceso de fabricación es el siguiente: El silicio se purifica, se funde y se cristaliza en lingotes. Los lingotes son cortados en finas obleas para hacer células individuales. Las células monocristalinas tienen un color uniforme, generalmente azul o negro.
- **Silicio policristalino:** Las células policristalinas se fabrican de forma similar a las monocristalinas. La principal diferencia es que se utiliza un silicio de bajo coste. Generalmente redundando en una reducción en la eficiencia, pero los fabricantes defienden que el precio por kW es menor. La superficie de las células policristalinas tiene un patrón aleatorio de cristalización en lugar del color homogéneo de las células monocristalinas.
- **Silicio amorfo:** se obtiene por deposición de capas delgadas sobre vidrio. El rendimiento es bastante menor que los anteriores, por lo que su uso se limita a aplicaciones de pequeña potencia como calculadoras, relojes, etc. (Instituto Tecnológico de Canarias, 2008).

En la tabla 1.2 podemos observar las diferencias que existen entre ellos.

Tabla 1.2. Diferencias entre los paneles según la tecnología de fabricación.

Fuente: COIT, 2007.

Células	Silicio	Rendimiento laboratorio	Rendimiento directo	Características	Fabricación
	Monocrystalino	24 %	15 - 18 %	Son típicos los azules homogéneos y la conexión de las células individuales entre sí (Czochralski).	Se obtiene de silicio puro fundido y dopado con boro.
	Policristalino	19 - 20 %	12 - 14 %	La superficie está estructurada en cristales y contiene distintos tonos azules.	Igual que el del monocrystalino, pero se disminuye el número de fases de cristalización.
	Amorfo	16 %	< 10 %	Tiene un color homogéneo (marrón), pero no existe conexión visible entre las células.	Tiene la ventaja de depositarse en forma de lámina delgada y sobre un sustrato como vidrio o plástico.

1.4.2. Componentes de un Sistema Fotovoltaico (SFV)

Los componentes de un SFV generalmente corresponden a los módulos fotovoltaicos (FV), un convertidor, conductores, protecciones eléctricas, el regulador, entre otros componentes. A continuación, se describen los más relevantes:

1.4.2.1. Módulo fotovoltaico

Un panel solar o módulo fotovoltaico está formado por un conjunto de células, conectadas eléctricamente, encapsuladas y montadas sobre una estructura de soporte o marco. Proporciona en su salida de conexión una tensión continua, y se diseña para valores concretos de tensión (6V, 12V, 24V), que definirán la tensión a la que se va a trabajar el sistema fotovoltaico.

En la figura 1.25 se destacan las principales características de todo panel solar y puede verse un esquema típico de su construcción.

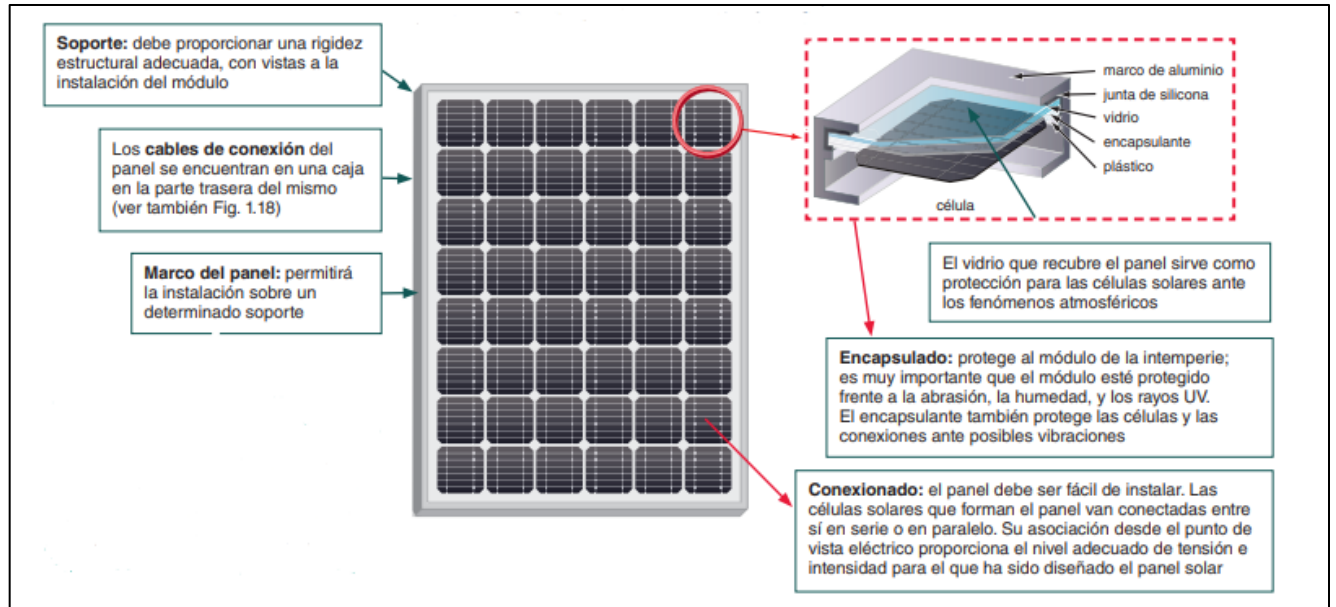


Figura 1.25. Constitución de un panel fotovoltaico.

Fuente: Corcobado-Carmona, 2018.

1.4.2.2. Convertidor

El inversor o convertidor, se encarga de convertir la corriente continua de la instalación en corriente alterna, igual a la utilizada en la red eléctrica: 220V de valor eficaz y una frecuencia de 50Hz.

Es un elemento imprescindible en las instalaciones conectadas a la red, y estará presente en la mayoría de las instalaciones autónomas, sobre todo en aquellas destinadas a la electrificación de viviendas. (CDT, 2013).

Un esquema de este tipo de instalaciones está representado en la Figura 1.26.

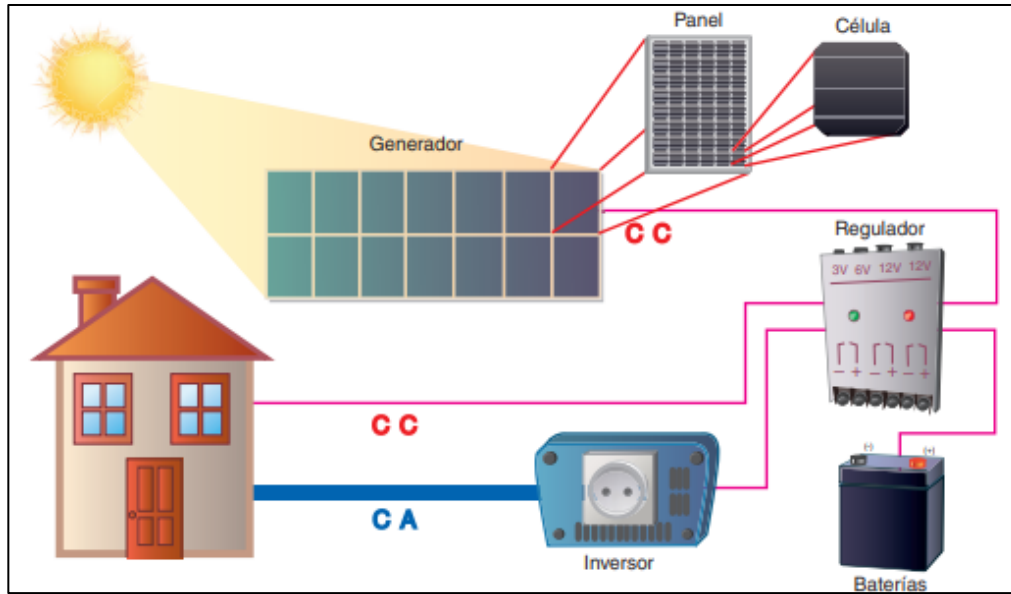


Figura 1.26. Esquema general de una instalación autónoma con inversor.
Fuente: Corcobado-Carmona.2018.

En el caso de una instalación conectada a la red, el esquema que representa es el siguiente.

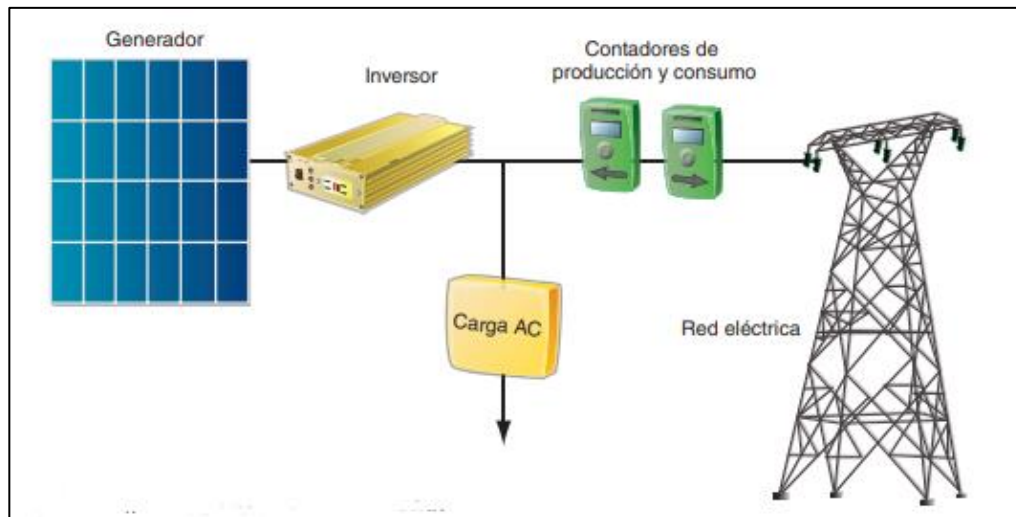


Figura 1.27. Instalación fotovoltaica conectada a la red.
Fuente: Corcobado-Carmona.2018.

Como se puede apreciar, la principal diferencia entre las dos instalaciones es que en las autónomas se cuenta con los acumuladores para almacenar la energía y los reguladores de carga de los mismos, mientras que, en las instalaciones conectadas a la red, la energía no se almacena, sino que se pone

a disposición de los usuarios a través de la red eléctrica según se produce. En este tipo de instalaciones existirán equipos de medida, tanto de la energía que se vende a la red eléctrica como del propio consumo de la instalación productora.

1.4.2.3. Acumulador electroquímico

La llegada de la energía solar a los módulos fotovoltaicos no se produce de manera uniforme, sino que presenta variaciones por diferentes motivos. Algunas de estas variaciones son predecibles, como la duración de la noche o las estaciones del año, pero existen otras muchas causas que pueden producir alteraciones de manera aleatoria en la energía recibida, como puede ocurrir con un aumento de la nubosidad en un determinado instante.

Este hecho hace necesario utilizar algún sistema de almacenamiento de energía para aquellos momentos en que la radiación recibida sobre el generador fotovoltaico no sea capaz de hacer que la instalación funcione en los valores diseñados. Para ello se utilizarán las baterías o acumuladores. (Perpiñán Lamigueiro, 2018).

Las baterías son recargadas desde la electricidad producida por los paneles solares, o a través de un regulador de carga, y pueden entregar su energía a la salida de la instalación, donde será consumida.

Tres funciones importantes tienen las baterías en las instalaciones fotovoltaicas:

- Almacenar energía durante un determinado número de días.
- Proporcionar una potencia instantánea elevada.
- Fijar la tensión de trabajo de la instalación.

1.4.3. Clasificación de los sistemas fotovoltaicos

La corriente eléctrica generada a partir de la energía solar fotovoltaica tiene actualmente distintas aplicaciones. Por un lado, se encuentran las aplicaciones más tradicionales, cuyo objetivo es proporcionar energía eléctrica a zonas aisladas con deficiencias en el abastecimiento eléctrico convencional (electrificación de viviendas generalmente aisladas, bombeos, sistemas de señalización vial, sistemas de comunicaciones, sistemas agroganaderos, etc.). Un segundo tipo de aplicación consiste en la inyección de energía eléctrica en las redes eléctricas. A continuación, se describen los dos primeros tipos de aplicaciones mencionadas.

1.4.3.1. Sistemas conectados a la red

En este sistema, el productor no utiliza la energía directamente, sino que es vendida al organismo encargado de la gestión de la energía en el país. Tienen la ventaja de que la producción de electricidad se realiza precisamente en el período de tiempo en el que la curva de demanda de electricidad aumenta, es decir, durante el día, siendo muy importante los kilovatios generados de esta forma (Corcobado-Carmona, 2018).

La mayoría de estos sistemas han sido integrados en tejados, porque es allí donde alcanzan la máxima captación de energía solar a su vez este se compone del generador fotovoltaico, un inversor, y un conjunto de protecciones eléctricas (Figura 1.28), pero últimamente se está comenzando a integrarlos en muros y fachadas, en las que, por ejemplo, el vidrio es reemplazado por módulos de láminas delgadas semitransparentes. A la hora de realizar este tipo de instalaciones se tienen en cuenta consideraciones estéticas. Además de las relacionadas con el rendimiento energético (Corcobado-Carmona, 2018).

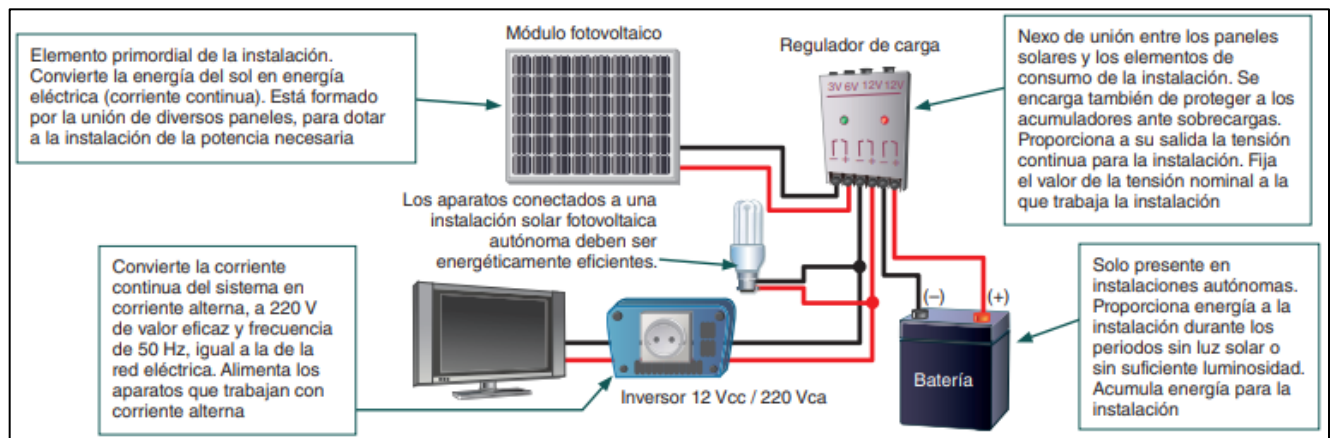


Figura 1.28. Esquema básico de una instalación FV conectada a red.

Fuente: Corcobado-Carmona, 2018.

La conexión a la red puede ser monofásica o trifásica, dependiendo de la configuración elegida y las características del punto de conexión a la red.

La calidad de la energía inyectada debe cumplir las normas dispuestas en el reglamento técnico vigente en el país, para no perturbar el comportamiento de la red ni a los equipos conectados a ella. Adicionalmente a esto, el inversor debe ser capaz de sincronizar la corriente generada con la tensión de la red eléctrica y detectar una eventual caída de ésta para desconectar la generación, evitando las islas energéticas (CDT, 2013).

1.4.3.2. Sistemas autónomos

Este tipo de sistemas generalmente son adoptados en zonas en donde no se tiene acceso a la red de distribución eléctrica y se caracterizan como su nombre lo dice, por obtener la energía de forma autónoma. Entre las particularidades que presentan estos sistemas, es que en las horas de insolación a más de abastecer la demanda tienen que acumular cierta cantidad de energía, que se utiliza para satisfacer la carga en las horas en donde hay ausencia de sol. La acumulación de energía necesariamente requiere el uso de baterías lo que conlleva a la vez a implementar el regulador; este se ubica entre el panel fotovoltaico y las baterías y su finalidad es cerrar el paso de corriente cuando las baterías estén completamente cargadas. Finalmente se encuentra el Inversor que no es más que un aparato electrónico que permite la conversión de corriente continua en alterna (Figura 1.29). Esta conversión se hace necesaria debido a que la mayoría de la carga que se tiene en un hogar se alimenta con corriente alterna (López, 2009).

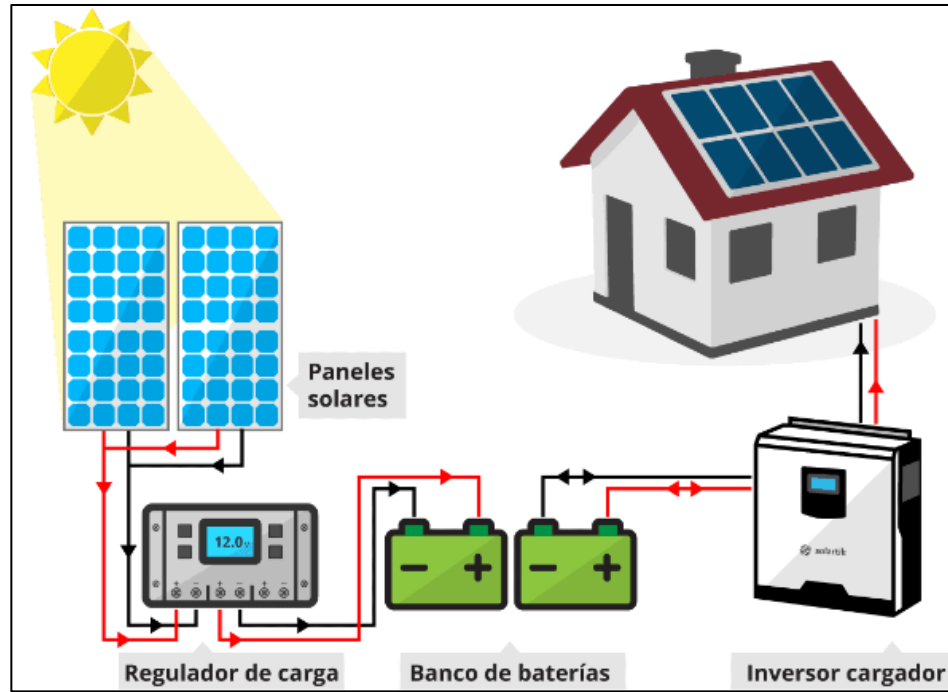


Figura 1.29. Esquema conceptual de una instalación solar fotovoltaica off grid
Fuente: Carta, J.et al (2009).

1.5. Rubro Recicladora

1.5.1. Presentación general

Tres cuartas partes de nuestro planeta están cubiertas por océanos y mares que en su totalidad constituyen los ecosistemas marinos y los cuales generan más de la mitad del oxígeno que respiramos y cuyos recursos hidrobiológicos son la base alimenticia para millones de seres humanos (MEFT y MMA,2016).

Sin embargo, es necesario considerar otros aspectos además de la economía y asegurar que el bienestar ambiental sea compatible con el bienestar humano a fin de que la prosperidad sostenible a largo plazo sea una realidad para todos. Para ello, fomentar la responsabilidad y la sostenibilidad es fundamental para nuestra labor y nuestros objetivos (FAO, 2014). La acumulación de dióxido de carbono y otros gases de efecto invernadero en nuestra atmósfera están modificando diversas características del clima y los océanos, debido a esto es de suma importancia que se tomen medidas específicas de adaptación y mitigación que ayuden a reducir sus emisiones de GEI.

1.5.2. Reciclaje en Chile

Centro de acopios de reciclado existen 79 en Chile, de los cuales un 38% están ubicados en la Región Metropolitana. El consumo aparente del plástico en el año 2013 fue de 914 millones de toneladas. El material desechado en vertedero de envases y embalajes es de 404.00 toneladas de las cuales se reciclan 49.000 toneladas, lo que corresponde a una tasa de recuperación del 12% (M. Formas, 2012). Del total de residuos sólidos, 624.894 toneladas, en el año 2011, corresponden a plásticos, sin embargo, el material efectivamente recuperado alcanza al 1%, dado que no están dadas las actuales condiciones de mercado, para impulsar esta valorización del desecho, quedando un 99% que correspondería a un negocio potencial. (Asipla, 2014).

1.5.3. Presentación empresa Recuperadora Ortiz (política, descripción, actividades y productos)

Recuperadora Ortiz nace en el Año 1982 en la ciudad de Curicó, creada por Rodolfo Rubén Ortiz Fuenzalida, con el objetivo del reciclaje de los residuos de la sociedad, en la actualidad se retiran los residuos industriales de la zona, transformando en centro de acopio, donde su objetivo principal es el servicio que entrega principalmente en la región del Maule, a empresas como Carozzi, San Pedro, Valdivieso, Aresti, Concha y Toro, Invina, Frule, Agrizano, Agrosuper, entre otras

A continuación, se dará a detalle el proceso productivo de la empresa.

1.5.3.1. Descripción del proceso productivo.

El proceso productivo cuenta con una capacidad de procesamiento de 33,5m³/día (SINADER). En el cual se procesa los productos detallados en la tabla 1.3, y descripción del proceso Figura 1.30.

Tabla 1.3. Datos promedios según residuos de salida.
Fuente: Sinader,2021

Material	Cantidad recibida y a procesar (Kg/día)
Cartón, papel y productos de papel	9.709
Plástico	1.980
Vidrio	1.068
Desechos metálicos	1.218

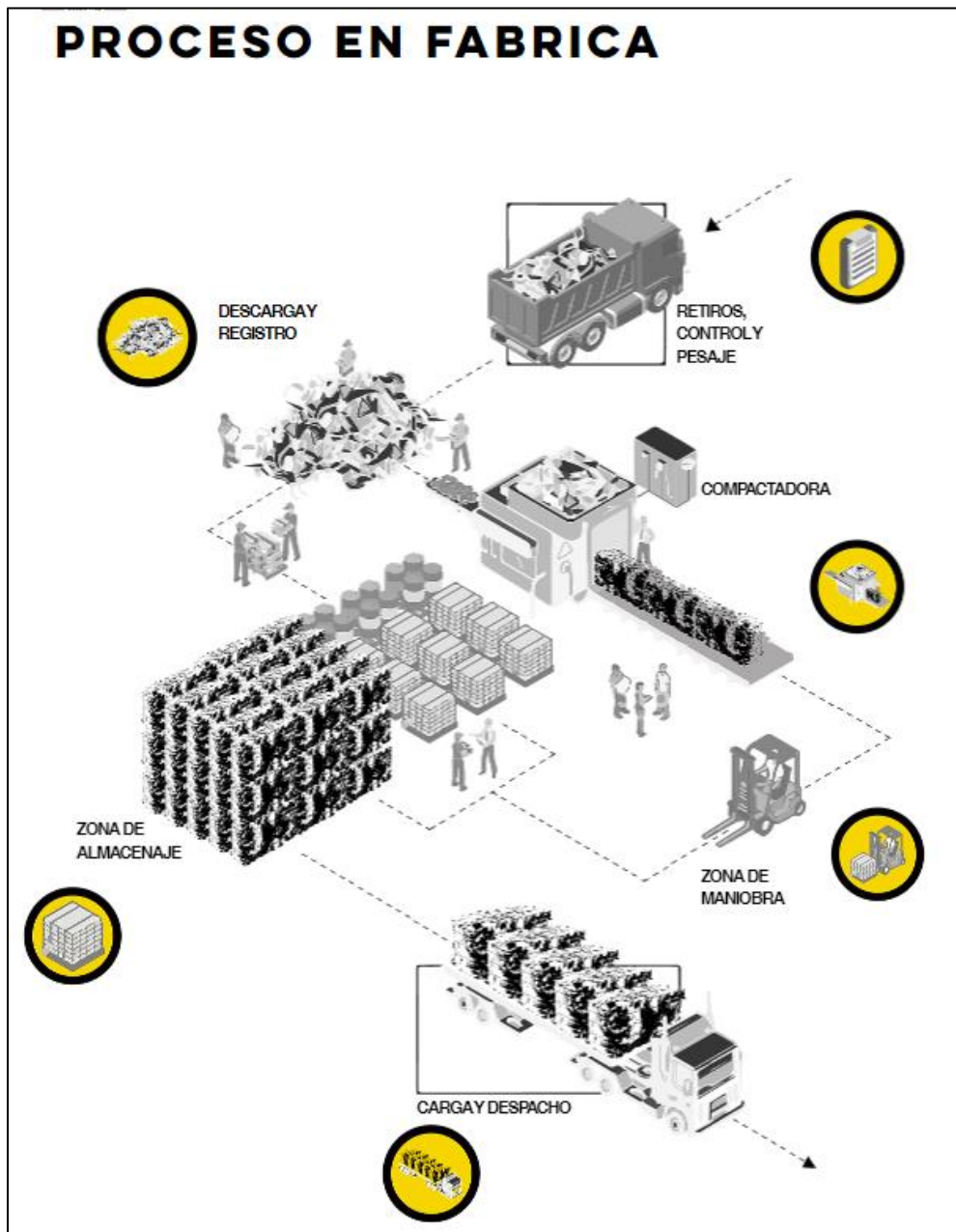


Figura 1.30. Descripción del proceso en la instalación.
Fuente: Recicladora Ortiz.

1.5.3.2. Transporte.

Se les exige a las empresas materiales en buen estado y sin agentes contaminantes (palos, piedras, huincha, cemento, etc.). Se hace la recolección y traslado de los materiales según la necesidad de cada empresa a recolectar, definiendo el tipo de transporte según su volumen y el material. A continuación, se describe los tipos de camiones y capacidad de transporte:

- Camiones ampiroli de 30m³
- Camiones ¾ 20 y 25 m³ correspondientes
- Camioneta pequeña 6m³

1.5.3.3. Descarga y Registro

Con segregadores selectivos se aumenta la calidad del material antes de ser compactado, quitando las impurezas (palos, huincha, piedras, fierros, cemento, etc.), cumpliendo con los requisitos de calidad y disminución a dañar las máquinas.

También es necesario preocuparse de los productos que pueden ser valorizados, aumentando su vida útil.

1.5.3.4. Compactadora

Hay tres tipos de máquinas, cada uno con las siguientes capacidades; la máquina compactadora Azul que configura o enfarda el material para generar fardos de 500 Kg (Cartón), y la máquina compactadora Roja genera fardos de 450 Kg (Plástico) aproximadamente; Máquina prensadora genera fardos de 420 Kg, que es amarrado con alambre recorrido dulce, listos para ser enviados a una planta procesadora de materiales. A continuación, se describe capacidad procesadora de los compactadores:

- Capacidad máquina compactadora azul, 48 fardos por turno. 24ton por turno.
- Capacidad máquina compactadora roja, 16 fardos por turno. 7,2ton por turno.
- Capacidad máquina prensadora, 16 fardos por turno. 6,72ton por turno.

1.5.3.5. Zona de Maniobras

Espacio destinado a la maniobra que deben realizar la grúa horquilla y camiones dentro de la empresa: para la descarga de material y traslado de fardos, estos son pesados y revisados para que cumplan con los niveles de calidad exigidos por las empresas de reciclaje, además cumplan con las normas del D.S 158 que fija el peso máximo de los vehículos que puedan circular por caminos públicos.

1.5.3.6. Zona de Almacenamiento

Los fardos son almacenados temporalmente entre 2 a 3 días. La nave industrial la protege del sol, lluvia y terceros, dependiendo del material es su zona de acopio.

1.5.3.7. Zona de Carga

Cuenta con una zona determinada para la carga de las ramplas, adquiriendo y tomando en cuenta los conceptos de seguridad al momento de cargar y transportar el material que llegue en buen estado durante la carga y en condiciones de ser reciclado.

1.5.3.8. *Visión de la empresa*

Fomentar e impulsar la reutilización de los residuos en las industrias como en la sociedad, para lograr esto se tiene que captar más material, y la empresa se hace cargo de esto.

1.5.3.9. *Misión de la empresa*

Entregar un buen servicio en un marco de honestidad, compromiso y servicio.

2. FORMULACIÓN DEL PROBLEMA

Recuperadora Ortiz en su calidad de empresa recicladora y procesadora de residuos industriales de Chile consume un porcentaje elevado de energía eléctrica, esto es debido al uso de sus maquinarias, y un pago extra debido a la tarifa que tiene contratada (BT 4.3); A su vez tiene un rol en la industria recicladora a nivel nacional a través de la preservación de la sustentabilidad en sus procesos productivos, los cuales son la fuente esencial de su proyección en el tiempo.

Es importante evaluar el uso de energías renovables no convencionales (ERNC) con la finalidad de contribuir a la mitigación del cambio climático, lo cual se realizaría mediante la implementación de un sistema solar fotovoltaico en las dependencias de la empresa Recuperadora Ortiz.

Por lo anterior, ha planteado como objetivo disminuir el consumo energético con el fin de bajar sus costos de producción y disminuir su huella de carbono.

El presente proyecto de título busca determinar la conveniencia en términos técnicos, económicos y ambientales de la habilitación de un sistema de generación de energía eléctrica basada en energía solar fotovoltaica, conectado a la red de distribución.

3. OBJETIVOS GENERALES Y ESPECÍFICOS

3.1. Objetivo General

Proponer la implementación de un Sistema Fotovoltaico para la reducción de la huella energética en la Empresa Recuperadora Ortiz.

3.2. Objetivos Específicos

- Realizar un diagnóstico del consumo actual de la empresa.
- Identificar requerimientos normativos aplicables para la instalación de ERNC en las instalaciones de Recuperadora Ortiz.
- Evaluar la viabilidad técnica y económica de la implementación de un sistema fotovoltaico en las instalaciones de la Empresa Recuperadora Ortiz.

4. METODOLOGÍA

La metodología propuesta para desarrollar el presente trabajo de título estuvo asociada al logro de cada objetivo específico presentado anteriormente. Por ello, se puede dividir en tres actividades principales **a)** Realizar un diagnóstico del consumo actual de la empresa.; **b)** Identificar requerimientos normativos aplicables para la instalación de ERNC en las instalaciones de Recuperadora Ortiz; **c)** Evaluar la viabilidad técnica y económica de la implementación de un sistema fotovoltaico en las instalaciones de la Empresa Recuperadora Ortiz.

4.1. Realizar un diagnóstico del consumo actual de la empresa.

El cumplimiento del primer objetivo incluyó tres actividades principales: Correspondientes al diagnóstico del consumo actual de la empresa.

4.1.1. Realizar una revisión documental.

Se realizó una revisión documental de libros, manuales, informes, trabajos de título, entre otros documentos, que permitieron elaborar una metodología para poder determinar el estado actual de la unidad en estudio respecto a su consumo eléctrico. Además, se consultó a profesionales relacionados con las actividades desarrolladas en la Empresa Recicladora, que entregaron información respecto a los aparatos eléctricos, su ubicación, y junto con otros datos de relevancia para el estudio, tales como potencial nominal, horas de operación, entre otras actividades.

4.1.2. Revisar información preliminar y definir los levantamientos.

Para poder recabar la mayor información posible que contribuya al desarrollo del diagnóstico eléctrico, se revisó información preliminar de la instalación y sus características, realizándose las siguientes actividades:

4.1.2.1. Levantar información del emplazamiento de la instalación.

Para levantar la información del emplazamiento de la instalación. Se utilizó la herramienta explorador Google Earth Pro.

4.1.2.2. Definir el alcance del diagnóstico eléctrico.

Se debió definir los límites del diagnóstico eléctrico estableciéndose qué recintos, aparatos y actividades dentro de la empresa se tomaron en consideración como parte de la estimación y a cuáles de estos criterios mencionados se le asignó un consumo general debido a la información sobre cantidades, potencias y horas de consumo.

4.1.2.3. Identificar características generales de la empresa.

Se identificó la siguiente información del recinto: **a)** nombre de la empresa; **b)** número de oficinas; **c)** horario funcionamiento oficinas e instalación; **d)** cantidad de personal; **e)** promedio del período uso de la instalación procesadora y su superficie.

Además, se identificaron los horarios de trabajo asociados al proceso de la industria y uso de las oficinas aproximadas, según cada día del mes.

A su vez, se identificó un calendario de rendimiento y uso de la instalación según sus períodos de actividad, asociadas a producción máxima y mínima durante un calendario anual, para poder determinar posteriormente un factor de uso del recinto en base a sus operaciones.

4.1.2.4. Definir método de clasificación de los consumos de electricidad de la instalación.

Se estableció el método empleado para clasificar los consumos eléctricos realizados en sus instalaciones asociadas a sus procesos y actividades.

Para ello, se tomaron como referencia las categorías presentadas en el “Manual del Gestor Energético Sector Público” (Agencia Chilena de Eficiencia Energética, 2012), ya que el proyecto es para consumo propio y no propiamente un proyecto para vender energía. Clasificando cada uno de los aparatos eléctricos de la empresa dentro de alguna de estas categorías.

4.1.2.5. Identificar los recintos asociados a tipo de producción y/o actividad.

Se identificó cada uno de los recintos asociados a cada tipo de producción y/o actividad y los horarios de uso de estos, para poder realizar posteriormente una estimación del consumo de aparatos eléctricos basándose en la estancia de las personas en cada uno de estos recintos. Para recabar esta información, se consultó a personal a cargo de cada instalación sobre los horarios de producción según cada actividad y también se consultó la información de uso del resto de las actividades. Con el fin de llevar a cabo esta tarea, se desarrollaron hojas de cálculo en Excel para capturar los siguientes datos de cada dispositivo que consume electricidad: ubicación, horario de uso, tipo de dispositivo, cantidad, potencia en kilovatios (kW), horas de uso diario y mensual, así como el consumo eléctrico diario y mensual en kilovatios-hora (kWh). A su vez se solicitaron planos al personal para identificar los polígonos donde se incluyeron maquinarias para la realización del inventario de los aparatos eléctricos y electrónicos.

4.1.2.6. Definir registros para el levantamiento de los consumos eléctricos.

Se crearon registros de información para el levantamiento de los consumos eléctricos pertenecientes a actividades y/o procesos asociados a la empresa. Para esto, se crearon planillas (tabla 4.1) para poder registrar la siguiente información de cada aparato consumidor de electricidad.

Tabla 4.1. Lista de artefactos eléctricos en dependencias del recinto.

Fuente: Elaboración propia.

Recinto	Artefacto eléctrico	Horario uso (hrs)	Cantidad	Potencia (kW)	Diario		Mensual	
					Uso (hrs)	Consumo Eléctrico (kW/h)	Uso (hrs)	Consumo eléctrico (kW/h)

4.1.2.7. Identificar el Suministro Eléctrico de la Instalación.

Se identificó la fuente de suministro eléctrico empleada en la instalación y se recopiló la mayor información posible relacionada con la tarifa de electricidad a la que corresponde el consumo eléctrico

de la empresa mediante consultas a los funcionarios de la instalación. Para ello se solicitó al personal a cargo las boletas de consumo el cual se verificó la empresa distribuidora de energía eléctrica y el tipo de tarifa de suministro contratada.

4.1.3. Compilación resultados obtenidos del inventario.

Posterior a tomar los datos descritos anteriormente fue necesario compilarlos para calcular el consumo eléctrico diario (kWh) de cada tipo de aparato disponible en cada recinto, se utilizó la siguiente ecuación.

$$C_{da} = C * P_u * U_{da}$$

Ecuación 4.1: Consumo eléctrico diario de un tipo de aparato para cada recinto de la Empresa

Fuente: GIZ. (2020).

Donde C_{da} es el consumo diario de un conjunto de aparatos del mismo tipo en kWh, C es la cantidad de dichos aparatos en cierto recinto de la empresa, P_u es su potencia unitaria en kW y U_{da} corresponde al uso diario del aparato en horas.

Para calcular el consumo eléctrico mensual de cada tipo de aparato disponible en cada recinto, primero se calculó su cantidad de horas de uso mensual utilizando la siguiente ecuación:

$$U_{ma} = U_{da} * (C_{dh} + \frac{C_{dsh}}{2})$$

Ecuación 4.2: Uso mensual de un tipo de aparato por recinto de la Empresa.

Fuente: GIZ. (2020).

Donde U_{ma} corresponde al uso mensual del aparato (h), U_{da} corresponde al uso diario del aparato (h), C_{dh} es la cantidad días hábiles (para la cual se consideraron 20 días) y C_{dsh} es la cantidad de días semi hábiles (4 días considerados).

Posteriormente, para estimar el consumo eléctrico mensual de cada tipo de aparato por recinto de la Empresa, se utilizó la siguiente ecuación:

$$C_{ma} = C * P_u * U_{ma}$$

Ecuación 4.3: Consumo eléctrico mensual de un tipo de aparato por recinto de la Empresa.

Fuente: GIZ. (2020).

Donde C_{ma} corresponde al consumo mensual del tipo de aparato en kWh.

4.1.4. Comparación consumo según inventario v/s consumo efectivo según compañía eléctrica.

Con respecto a los puntos anteriores, se comparó el consumo efectivo recopilados desde las boletas de consumo con el consumo presunto calculado según los equipos instalados y su uso. Para ello se realizaron planillas de Excel indicando el período en meses y años, el consumo en kW/h, el cargo por energía consumida en \$/kW/h y el valor de la electricidad consumida en \$CLP.

Para realizar el período se definió un promedio para cada mes del año (ejemplo: promedio de marzo del año 2021 y marzo del año 2022), de los consumos en kW/h y el consumo eléctrico en \$CLP.

Para llevar a cabo estos promedios y efectuar la comparación de los consumos eléctricos se realizó las sumatorias del consumo eléctrico para cada mes, a su vez para estos meses se definieron los límites superiores, esto se hizo sumando al promedio mensual 3 desviaciones estándar.

4.2. Identificar requerimientos normativos aplicables para la instalación de ERNC en las instalaciones de Recuperadora Ortiz.

El cumplimiento del segundo objetivo específico incluyó tres actividades: La revisión normativa aplicable con respecto a proyectos relacionados con ERNC.

4.2.1. Revisión normativa aplicable con respecto a proyectos relacionados con ERNC.

Para el cumplimiento del primer objetivo específico se analizaron diversas fuentes de información con el fin de identificar la normativa aplicable a las actividades realizadas por la empresa Recuperadora Ortiz, examinando los siguientes medios de información:

- a) Compendio de legislación ambiental.
- b) Listado de normas relacionadas con el Ministerio de Medio Ambiente (MMA).
- c) Listado de normas relacionadas con el Ministerio de Energía.
- d) Convenios internacionales.
- e) Otros.

Luego, las normativas identificadas en los puntos a), c), d) se segregaron según su ámbito de aplicación; y la legislación determinada en el punto b) se clasificó según su tipo de norma legal, y en el punto e) se clasificaron según su Normativa reglamentaria y especial complementaria como se presenta en la figura 4.1.

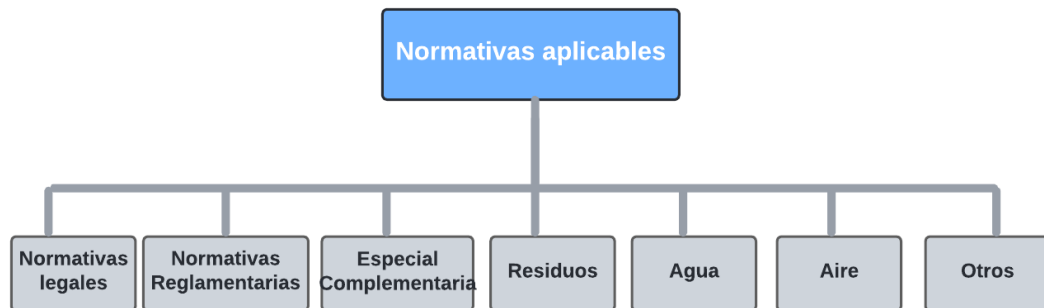


Figura 4.1. Clasificación de normativa aplicable.

Fuente: Elaboración propia.

Finalmente, el descarte de normativas no aplicables se estableció mediante tres criterios principales (figura 4.2): Descarte por ubicación, cuando la normativa poseía su ámbito de aplicación en otro país, región, comuna o área de influencia; descarte por acciones o actividades no relacionadas, cuando la norma poseía su ámbito de aplicación sobre actividades realizadas en la empresa; por tipo de instalación energética a aplicar.

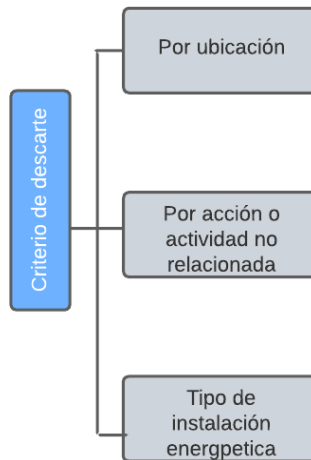


Figura 4.2. Criterios descarte normativa

Fuente: Elaboración propia

4.2.2. Compilación de los requisitos aplicables.

Se revisó cada normativa seleccionada en el punto 4.2.1 con el objetivo de identificar los requerimientos específicos evaluables, mediante la selección de todos aquellos artículos que tuviesen las palabras “debe” o “deberán”, o que señalarán una indicación explícita, de carácter obligatorio, que debe ser controlada. Asimismo, se descartaron todos aquellos artículos donde se indicarán objetivos, se definieran conceptos, se dieran detalles sobre valores o multas, se aclaró el proceso de fiscalización y se detallaron procedimientos. Cabe destacar que, para realizar el análisis de los requisitos específicos presentes en los convenios internacionales aplicables, se asociará cada norma con la legislación nacional mediante se ejecuta el convenio en Chile.

A partir de los requerimientos específicos identificados, se confeccionó una matriz de aplicabilidad y de evaluación del cumplimiento de cada requisito, según el formato observado en la tabla 4.1. Cabe destacar que esta etapa comprende solo la elaboración de las categorías de Normativa, Artículo, Descripción y Forma de verificación, puesto que el análisis de aplicabilidad y cumplimiento para el desarrollo del proyecto asociado a la instalación de paneles Fotovoltaica se realizará de forma posterior.

Tabla 4.2. Matriz de evaluación de aplicabilidad y cumplimiento

Fuente: Elaboración Propia.

Normativa							
Empresa							
Artículo	Descripción	Forma de Verificación	Aplicabilidad				Comentarios
			Instalación		No aplica		

La matriz de evaluación de aplicabilidad y cumplimiento utilizada para el análisis contó con las siguientes categorías:

a) Normativa

Corresponde al tipo, número y nombre de identificación de la norma jurídica a analizar.

b) Empresa

Corresponde a la organización donde se evalúa la normativa, es decir, la Empresa Recuperadora Ortiz.

c) Artículo

Corresponde al número del artículo que contiene el requerimiento a analizar.

d) Descripción

Corresponde al detalle del artículo a evaluar, obtenido de forma textual desde la normativa.

e) Forma de verificación

Corresponde al documento, instructivo, resolución u otro, que se debe entregar para evidenciar el cumplimiento del requisito analizado.

f) **Aplicabilidad**

Corresponde a determinar si el ámbito de aplicación del requisito analizado “aplica” o “no aplica” en las actividades realizadas por la organización (figura 4.3) y/o proyectos a estudio. En caso afirmativo, se clasificará como “instalación”, si el requerimiento tiene relación con la implementación de infraestructura o construcción; como “procedimiento”, si se relaciona con la presentación de documentos o instructivos; o como “capacitación”, si el requerimiento tiene relación con las conductas de las personas, pudiendo un requerimiento abarcar más de un ítem de clasificación.

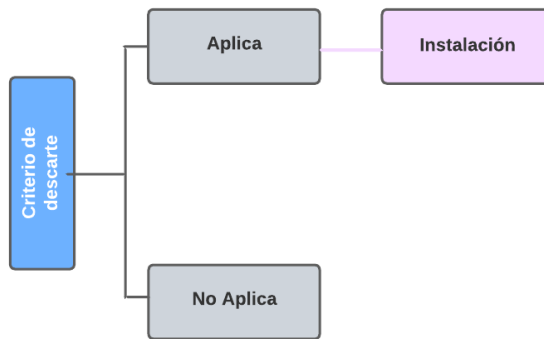


Figura 4.3. Ítems de Aplicabilidad

Fuente: Elaboración propia.

g) **Cumplimiento**

Corresponde a determinar si la organización “Cumple” o “No Cumple” los requerimientos del artículo analizado.

h) **Comentarios**

Corresponde al detalle o aclaración de cada ítem en análisis.

4.2.3. Síntesis de los requisitos aplicables.

Una vez diseñada la matriz de aplicabilidad y evaluación de todas las normativas identificadas en el punto 4.2.1, se formuló una lista de aplicabilidad de las nomas relacionadas a la instalación de Energías Renovables No Convencionales (ERNC), en concreto con Energía Solar Fotovoltaica e instalación de Paneles Fotovoltaicos, según el formato presentado en la Tabla 4.3.

Tabla 4.3. Listado de aplicabilidad según normativa aplicable.

Fuente: Elaboración Propia.

Normativa	Título	Organismo	Fecha publicación (Fecha última actualización)

4.3. Evaluar la viabilidad técnica y económica de la implementación de un sistema fotovoltaico en las instalaciones de la Empresa Recuperadora Ortiz.

4.3.1. Determinación de las capacidades de generación de Energía Solar a Energía Eléctrica.

Se utilizó la herramienta Explorador Solar (Ministerio de Energía, 2020) para buscar la ubicación de la empresa y generar los datos del recurso solar y su meteorología, tales como:

- Radiación.
- Sombras topográficas.
- Nubosidad.
- Temperatura.
- Vientos.

Según el informe "Diseño y Dimensionamiento de Sistemas Solares Fotovoltaicos" (CDT, 2013), se recomienda colocar los módulos fotovoltaicos de forma perpendicular al sol y mantener esta orientación constante, lo cual requiere un seguimiento continuo del sol por parte de los módulos. Sin embargo, implementar sistemas de seguimiento solar puede ser complicado debido a la infraestructura adicional que requieren, lo que no siempre es factible. Debido a estas limitaciones y al no haber considerado la instalación de dichas infraestructuras, es necesario establecer criterios que maximicen el aprovechamiento de las condiciones de radiación del sitio, los cuales se han definido a continuación.

4.3.1.1. Definir la orientación del módulo

Se definió la orientación del módulo FV según lo descrito en la "Guía de evaluación inicial de edificios para la instalación de sistemas fotovoltaicos" (Ministerio de Energía, 2016) la cual define la orientación como el ángulo acimutal, que es el ángulo que parte desde el punto cardinal norte y aumenta en sentido horario de 0° a 360°, o que va de 0° hasta 180° y 0° a - 180°, con sentidos que se pueden ver en la Figura 4.4.

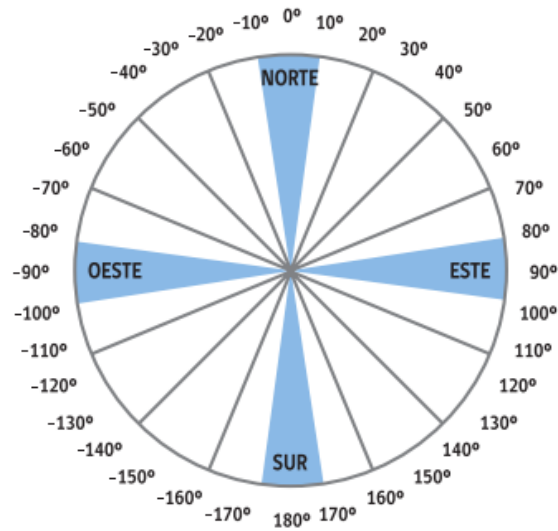


Figura 4.4. Ángulo Azimut.

Fuente: Ministerio de Energía (2016)

Según dicho documento, para aprovechar al máximo la radiación solar con los módulos FV, es deseable que éstos reciban la mayor cantidad de luz solar de manera directa durante el año. Como Chile está ubicado en el hemisferio sur, los módulos FV deben mirar preferentemente hacia el norte, de decir tener una orientación en torno a 0°. La razón de esto es que la tierra gira de tal manera, que el sol se encuentra siempre dentro la franja llamada zona intertropical y estará, para gran parte del país, siempre al norte.

4.3.1.2. Definir criterio utilizado para maximizar la energía generada en un cierto período

Se definió un criterio a utilizar para maximizar la energía recibida por el SFV en base a 3 criterios que buscan maximizar dicha energía recibida, ya sea para el promedio anual o una estación en particular, definidos según el documento “Diseño y Dimensionamiento de Sistemas Solares Fotovoltaicos” (CDT, 2013).

- Criterio del mes de menor radiación: maximiza la energía recibida en invierno en el mes de menor radiación.
- Criterio del mes de mayor radiación: maximiza la energía recibida en verano en el mes que recibe la mayor radiación.
- Criterio del máximo anual: busca maximizar el promedio de energía recibida en el año.

La figura 4.5 representa las distintas inclinaciones óptimas para el módulo FV según el criterio de maximización de la energía recibida.

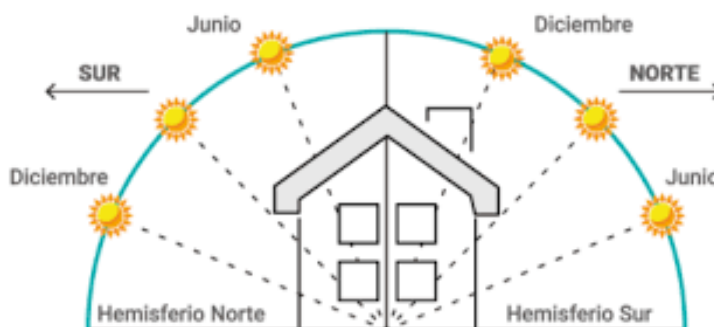


Figura 4.5. Inclinación del módulo Fotovoltaico según criterio de maximización de energía recibida.

Fuente: CDT (2013)

4.3.1.3. Determinación del ángulo de inclinación de los módulos

Una vez determinado el criterio de maximización de la energía recibida a utilizar, se determinó la inclinación óptima del módulo FV para dicho mes. Para ello, basándose en la metodología dispuesta en el informe del CDT (CDT, 2013), se obtuvieron los datos de radiación para distintas inclinaciones y azimut de la localidad de Curicó desde el documento “Irradiancia solar en territorios de la república de Chile” (CNE, 2008), seleccionándose para el azimut determinado, la inclinación del módulo FV que estuviera asociada a la mayor radiación para el mes del criterio escogido en la sección anterior.

4.3.2. Dimensionamiento de la superficie necesaria para suministrar la Energía necesaria para la operación de planta de empresa Recicladora Ortiz.

Debido a que los sistemas Fotovoltaicos conectados a la red se integran al techo existente del inmueble, es necesario conocer las condiciones constructivas del sitio, como sus dimensiones. Para el caso de las conducciones constructivas que debe cumplir el sitio de emplazamiento del Sistema Fotovoltaico, según la “guía de evaluación inicial de edificios para la instalación de sistemas fotovoltaicos” (Ministerio de Energía, 2016), para que esto sea posible se necesita que se cumplan 3 condiciones básicas:

- El techo debe estar diseñado de acuerdo con la normativa de construcción vigente en Chile.

- Todos los componentes del techo deben estar en buenas condiciones.
- La techumbre debe estar compuesta por materiales compatibles con la instalación de un Sistema Fotovoltaico.

Se solicitaron planos de las instalaciones, para obtener el área y sus dimensiones.

4.3.3. Seleccionar alternativas tecnológicas para suministrar Energía Eléctrica a partir de Energía Fotovoltaica.

Después de recopilar la información descrita anteriormente, se analizaron los datos obtenidos para determinar el potencial de generación fotovoltaica de la empresa y establecer el consumo eléctrico. Según la guía "Diseño y Dimensionamiento de Sistemas Solares Fotovoltaicos" (CDT, 2013), en el caso de un sistema conectado a la red, se puede abordar el diseño desde la perspectiva de favorecer el autoconsumo y utilizar al máximo la superficie disponible para la instalación del generador fotovoltaico, o considerar la potencia del empalme a la red eléctrica como límite.

De acuerdo con la "Guía de sistemas fotovoltaicos para empresas e industrias" (GIZ, 2020), el ahorro de electricidad dependerá de la relación entre el consumo y la electricidad generada por el sistema fotovoltaico, que a su vez depende del tamaño y la ubicación de la instalación. Además de los ahorros por autoconsumo, si hay excedentes de energía inyectada a la red, estos se pueden descontar de los cargos de facturación, lo que resulta en una reducción en el valor de la factura de electricidad.

Los ahorros por autoconsumo representan el valor económico de cada kWh que no se compra a la distribuidora, equivalente al costo de la energía consumida con o sin IVA, según corresponda. La energía inyectada se valora a un precio similar al de la energía consumida.

Con base en lo anterior, se calculó el ahorro de electricidad mediante la implementación del Sistema Fotovoltaico, considerando el Ahorro por Autoconsumo y el Ahorro por Inyección de Energía a lo largo de la duración del proyecto, obteniendo así el Ahorro Total.

Para poder instalar un Sistema Fotovoltaico conectado a la red, de acuerdo con la regulación establecida por la Ley de Generación Distribuida para Autoconsumo (Ley 20.571 y Ley 21.118 que la modifica), es necesario que los componentes del sistema estén certificados por la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC). Para identificar módulos fotovoltaicos e inversores certificados, se realizó una revisión de la planilla en Excel disponible en el sitio web de la Superintendencia (SEC, 2020), seleccionando al azar modelos de módulos fotovoltaicos e inversores disponibles en Chile. Se recopiló información de diferentes modelos con distintas potencias para ambos componentes, registrando datos como marca, modelo, potencia, material, dimensiones, peso y precio en otra planilla.

4.3.3.1. *Determinar el módulo fotovoltaico a instalar*

Para la determinación del módulo fotovoltaico más conveniente a instalar, desde el punto de vista económico y la maximización de uso del espacio disponible en el techo, se realizó un serie de pasos descritos en la Figura 4.6, la cual consistió en primer lugar en determinar el espacio utilizado por cada arreglo Fotovoltaico (siendo esto, una cierta cantidad de módulos de un determinado modelo y potencia) considerando las distancias mínimas de separación que deben tener entre filas para que los módulos Fotovoltaico no se sombreen y, posteriormente, se designó una potencia referencial del sistema para calcular la cantidad de módulos requeridos para cubrir dicha potencia y comparar cada arreglo FV económicamente.

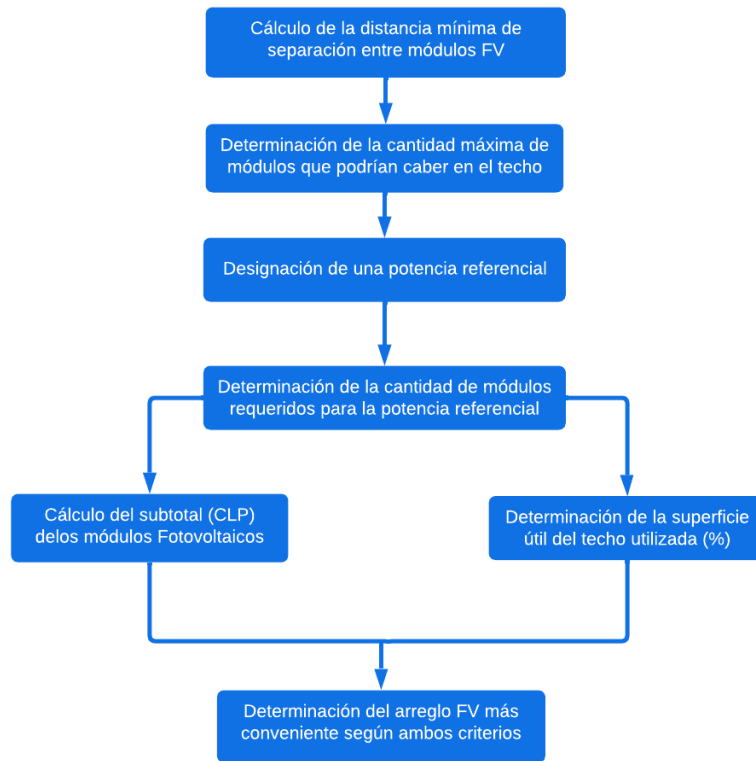


Figura 4.6. Metodología para determinar el Sistema Fotovoltaico más conveniente
Fuente: Elaboración propia.

a) Calcular la distancia mínima de separación entre módulos y el ancho de los pasillos

Debido a que las distintas filas de módulos pueden sombrearse entre ellas, deben estar dispuestas de tal forma que esto no se produzca. La sombra proyectada dependerá de la elevación solar mínima, la cual ocurre en invierno y se deberá calcular de la siguiente según la ecuación 4.4.

$$H = (90^\circ - |\varnothing|) - 23,5^\circ$$

Ecuación 4.4. Determinación de la elevación solar.

Fuente: GIZ. (2020).

Siendo H la altura solar en grados y \varnothing la latitud de la localidad.

Luego de obtener H, se calculó la distancia mínima entre las filas de los módulos Fotovoltaicos, mediante la ecuación 4.5.

$$d_{min} = L \left(\frac{\cos\beta + \sin\beta}{tgH} \right)$$

Ecuación 4.5. Distancia mínima (m) entre las filas.

Fuente: GIZ. (2020).

Donde L es la longitud del módulo Fotovoltaico (incluido el marco y la estructura del soporte), H es la elevación solar y β es el ángulo de inclinación del módulo.

El ancho de los pasillos se determinó mediante la Ecuación 4.6.

$$d_{pasillos} = d_{min} - \cos(\beta) * L$$

Ecuación 4.6. Distancia (m) del ancho de los pasillos

Fuente: GIZ. (2020).

Donde β es el ángulo de inclinación del módulo Fotovoltaico y L es su longitud (largo) en metros.

b) Calcular la cobertura máxima del techo para cada arreglo Fotovoltaico

Luego se calculó la cantidad máxima de módulos Fotovoltaicos que pueden caber en el techo de la instalación para cada arreglo Fotovoltaico. Este cálculo se realizará mediante la Ecuación 4.7.

$$CM_{m\acute{a}x} = \frac{LT_u}{d_{min}} * \frac{AT_u}{AM}$$

Ecuación 4.7. Cantidad máxima de módulos según la superficie utilizable.

Fuente: GIZ. (2020).

Donde $CM_{m\acute{a}x}$ corresponde a la cantidad de módulos Fotovoltaicos máximos que pueden caber en el techo, LT_u corresponde al largo del techo útil en metros, d_{min} a la distancia mínima (m) entre las filas de módulos obtenida mediante la Ecuación 5, AT_u corresponde al ancho del techo útil en metros y AM el ancho del módulo Fotovoltaico.

c) Calcular la superficie utilizada según la potencia a instalar

Una vez calculada la cantidad de módulos Fotovoltaico (FV) para obtener la cobertura máxima del techo para cada Arreglo FV, se calculó la superficie utilizada por cada uno de ellos con la finalidad de determinar cuál Arreglo FV maximiza más el uso del espacio del techo. Para ello, se supone una potencia referencial total del sistema FV, para poder estimar una cantidad necesaria de módulos FV para dicha potencia y comparar respecto al porcentaje de superficie del techo que se estaría utilizando.

d) Calcular el subtotal (CLP) de cada arreglo FV

Se multiplicó la cantidad supuesta de módulos FV para la potencia referencial por su costo unitario para obtener un subtotal del costo del Sistema FV que permita comparar cada Arreglo FV en términos económicos.

e) Determinación del módulo más conveniente.

Se determinó la relación costo subtotal/superficie utilizada de cada Arreglo FV para poder establecer finalmente cuál es el módulo FV más conveniente a instalar. Para dicha relación, el Arreglo FV que tuviera la mayor fracción será seleccionado como el módulo fotovoltaico a emplear en la instalación.

f) Determinación de la generación de energía de un módulo FV.

Luego de determinar el modelo del módulo FV a utilizar, en primer lugar, se llevó a cabo la determinación de la producción de energía de un módulo fotovoltaico. Para ello, se utilizó la Ficha Técnica del módulo FV seleccionado y se completó el Formulario Avanzado de la herramienta de Generación Fotovoltaica del Explorador Solar del Ministerio de Energía (2020). Este formulario requiere ingresar características mecánicas y eléctricas específicas del módulo FV, utilizando los datos técnicos proporcionados por el fabricante para una radiación solar incidente de 1000 W/m² y una temperatura de célula de 25 °C, siguiendo el "Modelo de Generación Fotovoltaica" del Explorador Solar (Molina, 2017). Una vez completado el formulario, se obtuvo una hoja de cálculo en Excel con datos de generación de energía por hora del módulo FV, así como un informe que muestra el ciclo anual de generación.

g) Determinación de la cantidad de módulos FV.

Luego de determinar la generación de energía para cada proyecto. Se determinó la cantidad de módulos FV requeridos para cada proyecto para cubrir el mes crítico de cada uno. La metodología utilizada implica ajustar la cantidad de módulos fotovoltaicos, registrando los valores de generación de energía y excedentes inyectados a la red, con el objetivo de determinar la cantidad mínima de módulos necesarios para lograr un equilibrio energético positivo en el mes crítico. Este equilibrio se refiere a la diferencia entre la energía inyectada a la red y la energía consumida de la red.

h) Determinación de la potencia del SFV.

Después de calcular la cantidad de módulos fotovoltaicos requeridos para satisfacer el consumo durante el mes crítico, se determinó la capacidad de generación instalada del sistema fotovoltaico (SFV) diseñado. Mediante la ecuación 4.8.

$$P_{sfv} = P_m * C_m$$

Ecuación 4.8: Determinación de la potencia del SFV.

Fuente: GIZ:2020.

Donde P_{sfv} corresponde a la potencia del sistema fotovoltaico en kW, P_m corresponde a la potencia del módulo FV empleado en kW y C_m corresponde a la cantidad de módulos FV.

Posteriormente se seleccionaron alternativas tecnológicas para suministrar la energía. Analizando el costo de inversión y su retorno que se mencionarán en el siguiente capítulo.

4.3.4. Evaluar económicamente a través de un flujo de caja, de la propuesta realizada.

4.3.4.1. Inversión Inicial

Se evaluó la posibilidad de realizar una Inversión Inicial que incluye los módulos fotovoltaicos, los inversores y otros gastos relacionados con la instalación. Es importante destacar que esta inversión inicial no contempla los costos asociados a posibles adaptaciones eléctricas requeridas al implementar el Sistema Fotovoltaico.

a) Módulos Fotovoltaicos:

Se determinó el precio unitario de los módulos fotovoltaicos y se calculó la cantidad total multiplicando este precio por la cantidad de módulos necesarios para la instalación.

b) Inversores:

Se recopilaron varios modelos de inversores certificados por la SEC con diferentes capacidades de potencia y se estimó su capacidad en términos de módulos fotovoltaicos. Luego, se dividió la cantidad total de módulos del sistema entre la capacidad de módulos de cada inversor para determinar la cantidad necesaria de inversores según cada modelo. Posteriormente, se calculó el costo subtotal para la cantidad requerida de inversores de acuerdo a cada modelo, y se seleccionó el inversor más conveniente basándose en su costo subtotal en el flujo de caja.

4.3.4.2. Costos Fijos

a) Costos de Mantenimiento:

Se calcularon los gastos relacionados con el mantenimiento de la instalación del sistema fotovoltaico. Según la "Guía de Sistemas Fotovoltaicos para Empresas e Industrias" (GIZ, 2020), no existe un porcentaje estándar que determine el costo de mantenimiento de un sistema fotovoltaico en Chile. Sin embargo, muchos instaladores han estimado estos costos en un rango anual del 0,5% al 2,0% de la inversión inicial, basándose en el comportamiento de la inflación durante (FAO, 2005). En general, la mayoría de las empresas especializadas pueden proporcionar una cotización para este servicio o llevar a cabo el mantenimiento con su propio personal capacitado. Por lo tanto, se utilizó el 2,0% de la Inversión Inicial para calcular los costos de mantenimiento del sistema fotovoltaico.

b) Cargo Fijo Mensual de la Tarifa Eléctrica:

Se incluyó el cargo fijo mensual de la tarifa eléctrica como un costo fijo, obteniendo así el costo anual asociado a este cargo.

c) Residuo:

Se asumió que el proveedor se encargará de retirar la mayor parte de la instalación fotovoltaica, ya que esto ocurriría al final de la vida útil de los equipos principales y debido a la existencia de la Ley de Responsabilidad Extendida al Productor. Se determinó un valor residual negativo para el desmantelamiento del sistema fotovoltaico al final del proyecto. Este valor residual se consideró al menos del 20% de la Inversión Inicial realizada, siempre y cuando los sistemas fotovoltaicos cumplan su vida útil.

4.3.4.3. Valor actual neto

Se calculó el Valor Actual Neto (VAN) del proyecto, utilizando la Tasa de Descuento para proyectos Públicos (6%). Para ello se utilizó la función =VAN en programa Excel sobre los flujos de cada año, considerando la inversión inicial, el cual se obtendrá un valor; este valor es el VAN.

4.3.4.4. Tasa Interna de Retorno

Se determinó la Tasa Interna de Retorno (TIR) del proyecto, utilizando la función =TIR en programa Excel sobre el flujo del año sin actualizar.

4.3.4.5. Período de recuperación del capital

Para calcular el período de recuperación del capital (Payback) se actualizó cada flujo de caja (año a año y acumulado) con la Tasa de Descuento empleada. Observando el año donde se recupera la inversión para el flujo de caja acumulado con la actualización, se utiliza el período previo a la recuperación de la inversión, al cual se le suma el saldo actualizado para dicho año dividido en el mismo año.

4.3.5. Estimación de la reducción de la huella de carbono durante la etapa de la operación del proyecto.

4.3.5.1. *Instalación*

Según la “Guía de Operación y Mantenimiento de Sistemas Fotovoltaicos” (Ministerio de Energía,2016), con los datos de factores del Sistema Eléctrico Nacional (SEN), se puede hacer un cálculo simplificado para estimar las toneladas de CO_{2eq} que se producen en la instalación con y sin proyecto, esto quiere decir que se trabajará con la situación actual en que se encuentra usando la energía eléctrica la empresa, utilizando la ecuación 4.9.

$$CO_{2eq}instalado \left(\frac{ton}{año} \right) = Energía\ total\ generada\ anual * factor\ de\ emisión$$

Ecuación 4.9. Cálculo CO_{2eq} (ton/año) que se puede evitar la implementación del proyecto Fotovoltaico.

Fuente: GHG, Protocol.

4.3.5.2. *Operación*

Según la “Guía de Operación y Mantenimiento de Sistemas Fotovoltaicos” (Ministerio de Energía, 2016), con los datos de factores del Sistema Eléctrico Nacional (SEN), se puede hacer un cálculo simplificado para estimar las toneladas de CO_{2eq} que se pueden evitar al implementar el proyecto Fotovoltaico proyectado, utilizando la ecuación 4.10.

$$CO_{2eq}evitado \left(\frac{ton}{año} \right) = Energía\ total\ generada\ anual * factor\ de\ emisión$$

Ecuación 4.10. Cálculo CO_{2eq} (ton/año) que se puede evitar la implementación del proyecto Fotovoltaico.

Fuente: Guía de evaluación inicial de edificios para la instalación de sistemas fotovoltaicos.GIZ,2016.

5. RESULTADOS

Los resultados obtenidos se agrupan según el cumplimiento de cada objetivo específico, por ende, se subdividen en tres temas principales: **a)** Realizar un diagnóstico del consumo actual de la empresa.; **b)** Identificar requerimientos normativos aplicables para la instalación de ERNC en las instalaciones de Recuperadora Ortiz; **c)** Evaluar la viabilidad técnica y económica de la implementación de un sistema fotovoltaico en las instalaciones de la Empresa Recuperadora Ortiz.

5.1. Realizar un diagnóstico del consumo actual de la empresa.

5.1.1. Realizar una revisión documental

La metodología utilizada para evaluar el consumo de energía eléctrica en las actividades de la empresa "Recuperadora Ortiz" se basó en las guías de apoyo al desarrollo de diagnósticos energéticos para instituciones de educación superior y el manual de gestor energético del sector público proporcionados por la Agencia Chilena de Eficiencia Energética en 2014 y 2012 respectivamente. Además, se tomaron en cuenta los registros y recomendaciones presentes en la tesis "Manual para la disminución de consumos de energía en la Subsecretaría de Agricultura" realizada por Moreno en 2017. La disponibilidad de acceso a las instalaciones de la empresa y las facturas de consumo eléctrico permitieron utilizar estos datos para determinar el consumo de electricidad en el lugar de estudio.

5.1.2. Revisar información preliminar y definir los levantamientos.

Se revisó información preliminar de la instalación y sus características, realizándose las siguientes actividades:

5.1.2.1. *Levantar información del emplazamiento de la instalación.*

Para dimensionar el SFV se ubicó el sitio de emplazamiento de la instalación en Google Earth Pro (figura 5.5.)

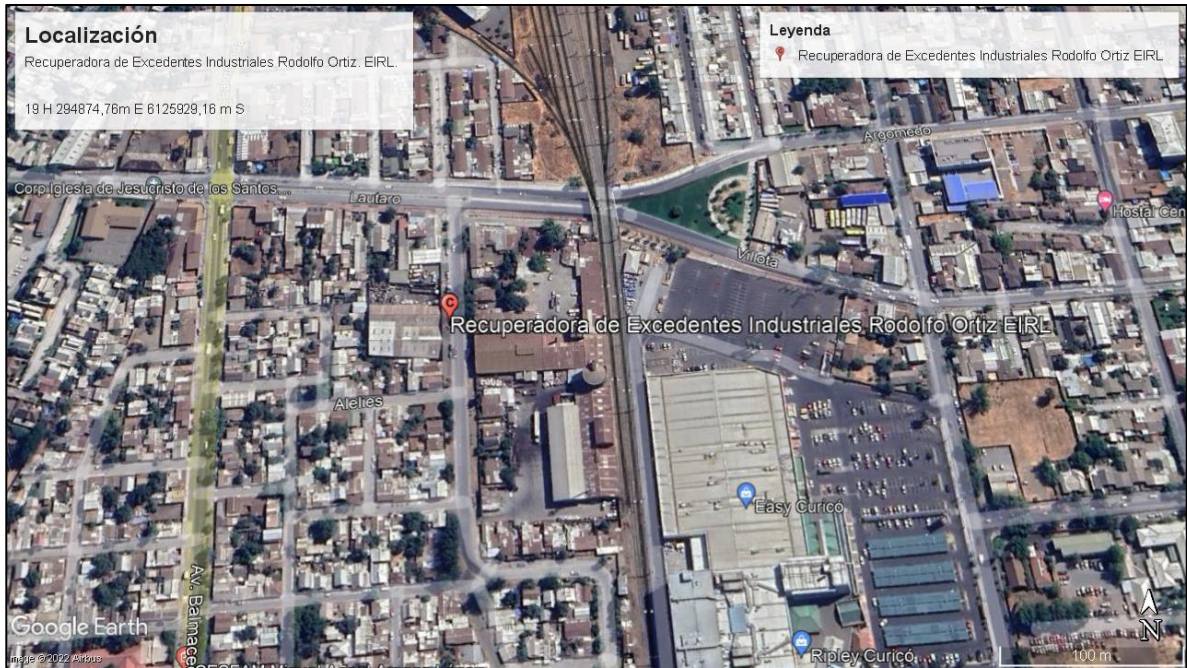


Figura 5.1. Vista satelital de la instalación de la empresa Recicladora Ortiz,
Fuente: Google Earth Pro, 2022.

5.1.2.2. Definir el alcance del diagnóstico eléctrico.

Los límites físicos del diagnóstico corresponden a la instalación ubicada en Obispo Chaves #245, Curicó, Región del Maule, comprendida por bodegas y oficinas.

Con relación al alcance del diagnóstico eléctrico realizado en la empresa, no se consideraron como parte las siguientes actividades:

- Actividades que consuman electricidad, que se realicen en la bodega y/o oficinas que no tengan relación con los fines de producción o que sean de carácter temporal, como, por ejemplo: obras de construcción, mantención, entre otras actividades.
- Actividades que consuman electricidad y que se realicen en la instalación, pero debido a la información recopilada se omitiesen sus consumos eléctricos en el diagnóstico.

A su vez, cabe mencionar que se estableció como criterio general para determinar el consumo otorgadas por las boletas de consumo, la realización de las actividades en los últimos 2 años ya que pudiese haber sido afectado por la contingencia sufrida por el COVID 19 a nivel mundial.

5.1.2.3. Identificar características generales de la empresa.

Se recopiló información general sobre la empresa para determinar el horario de uso de las instalaciones y la cantidad de personas que trabajan en ellas. Se registró que la instalación consta de tres bodegas y una oficina, con una superficie total de 2305 m². La instalación ha estado en funcionamiento desde 1982 hasta la actualidad. Además, se determinó que alrededor de 25 personas desempeñan sus funciones en la empresa. La instalación se utiliza de lunes a viernes de manera semanal, en un horario continuado, con un promedio anual de 2600 horas, como se indica en la tabla 5.1.

Tabla 5.1. Características generales de la instalación de la empresa Recuperadora Ortiz.
Fuente: Propia

Nombre de la institución	N° de bodegas	Período uso	Horario Funcionamiento	Cantidad de funcionarios	Horas promedio Uso	Superficie total (m ²)
Recuperadora Ortiz.	4	continuo	Lunes a viernes 08:00 – 18:00	25	2600	2305

5.1.2.4. Definir método de clasificación de los consumos de electricidad de la instalación.

Se determinaron 5 grandes categorías de clasificación de los consumos eléctricos, según las actividades realizadas por Recicladora Ortiz, los cuales corresponden a:

- Sistemas de iluminación: compuesto principalmente por tubos fluorescentes y en menor medida por luces LED.
- Equipos Computacionales: compuesto por torres de computadores, monitores e impresoras
- Sistemas de Climatización: compuesto por aire acondicionado.
- Maquinaria industrial: compuesto por compactadoras, maquinarias de potencia, entre otros equipos.
- Otros artefactos consumidores de energía: en esta categoría se agrupan electrodomésticos, dispensadoras de agua, cargadores, entre otros equipos.

5.1.2.6. Definir registros para el levantamiento de los consumos eléctricos.

En la tabla 5.2 se encuentra establecido como ejemplo el registro para recopilar los consumos eléctricos de la instalación. Esta tabla se encuentra detallada en Anexo 4. Se llevó a cabo un registro siguiendo el formato definido en la sección 5.2.2.3 con el objetivo de identificar los aparatos involucrados y realizar una estimación individual del consumo eléctrico de cada uno de esos sistemas.

Tabla 5.2. registro para el levantamiento de los consumos eléctricos de la instalación.
Fuente: Propia

Recinto	Artefacto Eléctrico	Horario uso (hrs)	Cantidad	Potencia unitaria (kW)	Diario		Mensual	
					Uso (hrs)	Consumo Eléctrico (kWh)	Uso (hrs)	Consumo Eléctrico (kWh)
SISTEMAS DE ILUMINACION								
Bodegas	Campana LED	08:00 - 18:00	8	0,1	10	8	200	160
Bodegas	Tubo fluorescente	08:00 - 18:00	4	0,036	10	1,44	200	28,8
Oficina	Ampolletas LED	08:00 - 18:00	12	0,01	10	1,2	200	24
Baños	Ampolletas LED	08:00 - 18:00	6	0,01	10	0,6	200	12
Oficinas y Bodega	Cámaras de seguridad	08:00 - 18:00	12	0,093	24	26,784	480	535,68

5.1.2.7. Identificación del Suministro Eléctrico de la Instalación

Se obtuvo información mediante las boletas de consumo eléctrico, el cual se identificó y recopiló información general del contrato establecido con la empresa distribuidora de electricidad. Dicha empresa corresponde a CGE (Compañía General de Electricidad Distribución S.A), la cual establece una tarifa BT4.3 de consumo eléctrico para la instalación. Esta tarifa mencionada se define en el sitio web de CGE de la siguiente manera:

Existen tres alternativas posibles (tabla 5.3):

Tabla 5.3. tarifa según potencia contratada.
Fuente: CGE,2022.

	BT4.1 AT4.1	BT4.2 AT4.2	BT4.3 AT4.3
Energía	Medida	Medida	Medida
Potencia a Horas de Punta	Contratada	Medida	Medida
Potencia a Horas fuera de Punta	Contratada	Medida	Medida

- Cargo Fijo Mensual: Se factura todos los meses del año, independiente del consumo del cliente.
- Cargo Fijo por Arriendo de Equipos: Se factura todos los meses a los clientes que optaron por arrendar a nuestra compañía el equipo de medida.
- Cargo por Energía: Se obtiene multiplicando la energía mensual consumida (kWh), por el precio unitario de la energía (\$/kWh).
- Cargo por Potencia: Depende de la alternativa elegida (BT4.2 o BT4.3).

(*)¹En el Sistema Eléctrico Nacional (SEN), se establece que, de acuerdo con las disposiciones establecidas en el decreto que regula las tarifas aplicables a los suministros de precio regulado realizados por las empresas concesionarias de distribución, así como en el decreto que establece los peajes de distribución para el servicio de transporte prestado por los concesionarios de distribución, se define el periodo de horas punta como el intervalo de tiempo que va desde las 18:00 hasta las 22:00 horas, durante los meses de abril, mayo, junio, julio, agosto y septiembre. No obstante, a solicitud del cliente, los días sábado, domingo y festivos de estos meses pueden quedar exentos de las horas punta, siempre y cuando el usuario esté dispuesto a asumir los costos asociados a esta excepción.

Es importante señalar que, en el SEN-SING, de acuerdo con lo establecido en el numeral 7.9 del Artículo 1 del DS 11T/2016, se considera que todos los meses del año tienen horas punta, sin excepción.

¹ “En esta tarifa se separan los cobros por energía, potencia suministrada (demanda máxima del mes) y potencia en horas de punta”

5.1.3. Compilación de los resultados obtenidos del inventario.

La sumatoria del consumo eléctrico mensual definidas por el formato de la sección 5.2.2.3, se encuentran sintetizados en la tabla 5.5. junto con los valores referenciales de consumo eléctrico para cada sistema en la tabla 5.4.

Tabla 5.4. Resumen inventario de los sistemas consumidores de energía en kWh.
Fuente: Elaboración propia.

Sistema consumidor de Energía	Consumo eléctrico mensual (kWh)
Sistemas de Iluminación	224,80
Equipos Computacionales	27,18
Sistemas de Climatización	254,40
Maquinaria Industrial	7835,00
Otros Artefactos	542,16
Total	8883,54

El inventario de los sistemas consumidores de Energía se encuentra en el anexo 4 con el detalle de la información recabada para efectuar los cálculos descritos en la sección 4.2.2.5.

5.1.4. Comparación consumo según inventario v/s consumo efectivo según compañía eléctrica.

Para realizar la comparación del consumo según inventario v/s consumo efectivo según compañía eléctrica, en primer lugar, se solicitó a CGE el consumo energético (kWh) y el costo (CLP) de la instalación, consideradas a las 24 últimas boletas asociadas que veremos en la tabla 5.5.

Tabla 5.5. Consumo de energía según suministro energético período 2020-2022.
Fuente: CGE

TARIFA BT4.3			
Periodo	Consumo (kW/h)	Cargo por Energía (\$/kWh)	Electricidad consumida (\$CLP)
29-09-2020	4080	90,336	368.571
29-10-2020	3520	90,336	317.983
27-11-2020	4160	90,336	375.798
29-12-2020	4640	90,336	419.159
28-01-2021	3840	90,336	346.890
25-02-2021	3920	90,336	354.117
29-03-2021	2480	90,336	224.033
29-04-2021	4000	90,336	361.344
28-05-2021	4000	90,336	361.344
29-06-2021	4160	90,336	375.798
29-07-2021	4400	90,336	397.478
30-08-2021	4360	90,336	393.865
29-09-2021	4080	90,336	368.571
28-10-2021	4200	90,336	379.411
29-11-2021	4920	90,336	444.453
29-12-2021	4640	90,336	419.159
28-01-2022	4960	90,336	448.067
25-02-2022	4240	90,336	383.025
29-03-2022	4840	90,336	437.226
28-04-2022	5120	90,336	462.520
30-05-2022	4920	90,336	444.453
29-06-2022	4760	90,336	429.999
28-07-2022	4160	90,336	375.798
30-08-2022	4440	90,336	401.092

Se realizó un promedio de los meses para un año como se puede ver en la tabla 5.6.

Tabla 5.6. Consumo energético promedio en periodo de 1 año.
Fuente: Propia.

Periodo	Consumo (kW/h)	Electricidad consumida (\$CLP)
Enero	4400	397.478
febrero	4080	368.571
Marzo	3660	330.630
Abril	4560	411.932
mayo	4460	402.899
Junio	4460	402.899
julio	4280	386.638
Agosto	4400	397.478
Septiembre	4080	368.571
Octubre	3860	348.697
Noviembre	4540	410.125
Diciembre	4640	419.159
Total	51420	4.645.077

El comportamiento energético para el período mensual promedio entre 2020-2021 de la instalación se aprecia en la Figura 5.4.

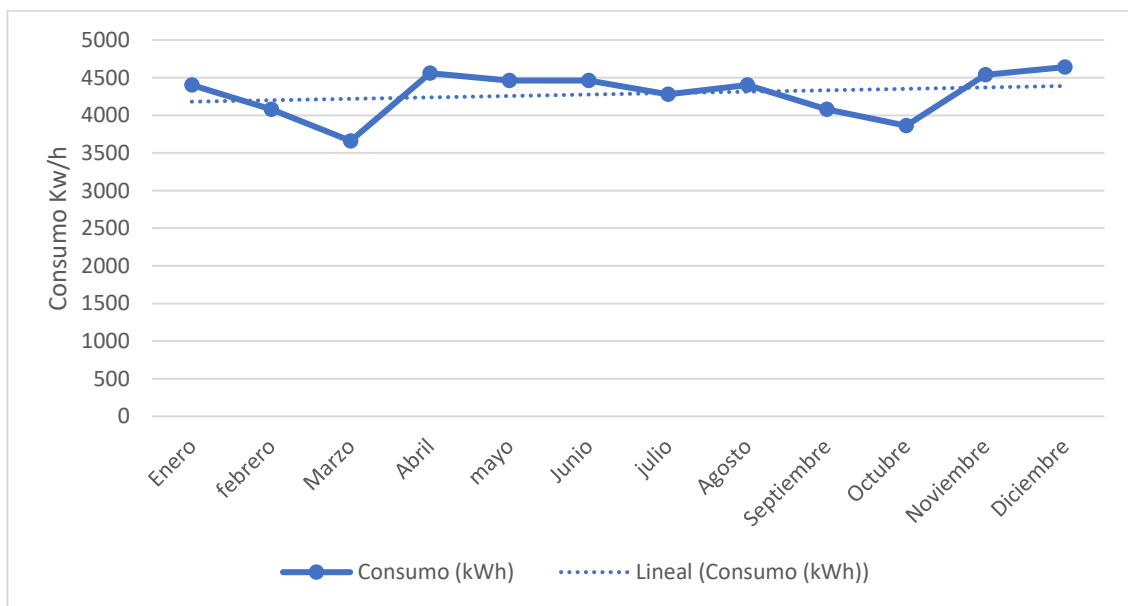


Figura 5.3. Consumo Promedio mensual a lo largo del año.
Fuente: propia.

Para el consumo eléctrico anual de la instalación, se obtuvo un valor de 51.420 kWh, mientras que el consumo promedio mensual tuvo valor de 4.285 kWh. Cuyo límite superior es de 5.194 kWh.

A posterior se procedió a comparar los datos obtenidos mediante las tablas 5.5 y 5.6 obteniéndose una diferencia de consumo anual de 55.182 kWh.

5.2. Identificar requerimientos normativos aplicables para la instalación de ERNC en las instalaciones de Recuperadora Ortiz.

5.2.1. Revisión normativa aplicable con respecto a proyectos relacionados con ERNC.

Se identificaron 79 normativas al revisar las diversas fuentes de información con el fin de revisar su aplicabilidad en las actividades relacionadas con la instalación de ERNC en dependencias de la empresa en cuestión (figura 5.1).

Cabe destacar que algunas normativas se repiten en las distintas fuentes de información, por lo que finalmente se analiza la aplicabilidad en las actividades relacionadas con la instalación de ERNC asociadas con energía solar fotovoltaica para las dependencias de la empresa.

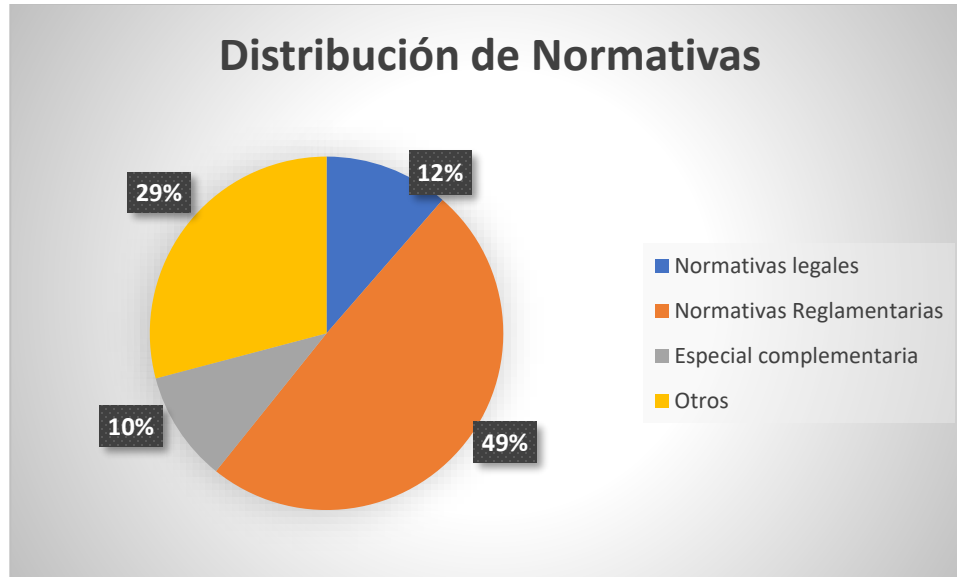


Figura 5.4. Distribución de normativa analizada según fuente de información.
Fuente: Elaboración propia.

La información que se muestra en la gráfica, la cual es la distribución de la normativa aplicable (figura 5.2). Se desprende que 5 normativas son aplicables a las actividades desarrolladas por la Empresa Recuperadora Ortiz.

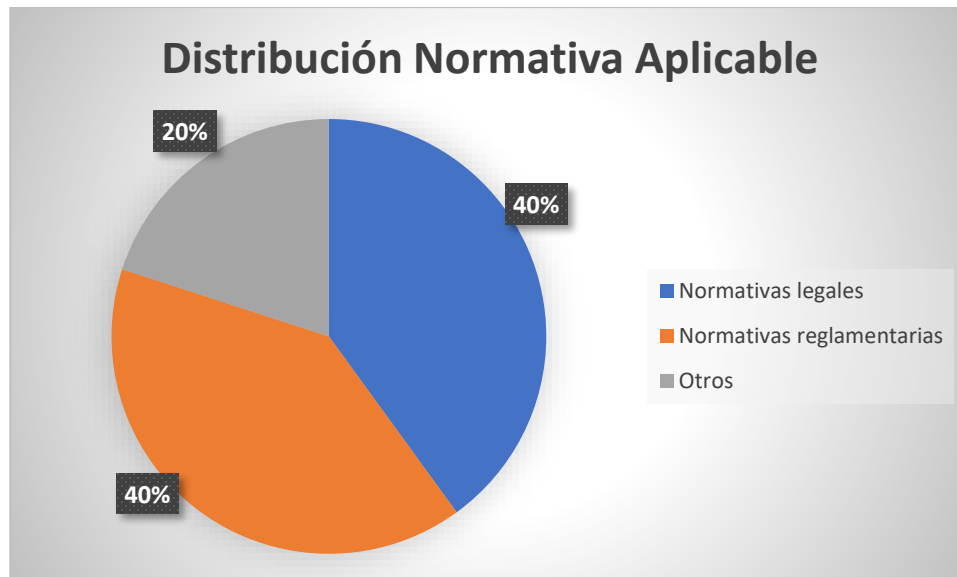


Figura 5.5. Distribución de normativa aplicable según fuente de información.
Fuente: propia

El detalle de las 5 normativas aplicables a las actividades asociadas con la instalación de ERNC en las dependencias de la empresa se especifica en el Anexo 1, mostrándose algunos ejemplos de las normativas aplicables presentes en el compendio de legislación en la tabla 5.7.

Tabla 5.7. Ejemplo de normativa aplicable presente en el compendio de legislación, asociadas con la instalación de sistema ERNC.

Fuente: Elaboración propia.

Tipo	Normativa	Organismo	Título	Fecha actualización
Legal	DFL 4 20018	Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción; Subsecretaría de Economía, Fomento y Construcción	Fija texto refundido, coordinado y sistematizado del decreto con fuerza ley N°1, de minería, de 1982, ley general de servicios eléctricos, en materia de energía eléctrica	20-02-2022
Reglamentaria	Decreto supremo 88	Ministerio de Energía	Aprueba reglamento para medios de generación de pequeña escala	29-03-2022
Otros	Ley 20571	Ministerio de Energía	Regula el pago de las tarifas eléctricas de las generadoras residenciales	06-09-2014

Finalmente, respecto a la legislación no aplicable, 74 de las normas descartadas, equivalente al 93,7% del total de la legislación analizada, 48 (65%) fueron excluidas según el criterio por acción o actividad no relacionada, 4 (5%) según el criterio por ubicación, y 22 (30%) según el tipo de instalación energética. El detalle de algunas normas excluidas según cada criterio de descarte de las fuentes de información analizadas se presenta en el Anexo 2, señalándose algunos ejemplos de normativas descartadas según criterio en la tabla 5.8.

Tabla 5.8. Ejemplos de normativas descartadas.

Fuente: propia

Normativa	Organismo	Título	Fecha publicación	Criterio Descarte
Ley 19.300	Ministerio Secretaría General de la Presidencia	Aprueba ley sobre bases generales del medio ambiente	09-03-1994	Tipo de instalación energética
DFL 1	Ministerio de Hacienda	Aprueba texto refundido, coordinado y sistematizado de la ley N° 19.429. Establece incentivos para el desarrollo económico de las provincias de Arica y Parinacota, y modifica cuerpos legales que indica	11-11-2001	Ubicación
Decreto Supremo 134	Ministerio de Energía	Aprueba reglamento de planificación energética de largo plazo	05-01-2017	Acción o actividad no relacionada

5.2.2. Compilación de los requisitos aplicables.

En relación con los requerimientos específicos de las 5 Normativas aplicables identificadas, se desprenden 25 requisitos a evaluar.

La matriz de evaluación de aplicabilidad y cumplimiento para cada normativa analizada, dividida según fuente de información, se presenta en el Anexo 3. Mostrándose un ejemplo de las normativas aplicables presentes en el compendio de legislación en la tabla 5.9.

Tabla 5.9. Ejemplo matriz legal aplicable.

Normativa	DFL 4 DFL 4/20018 FIJA TEXTO REFUNDIDO, COORDINADO Y SISTEMATIZADO DEL DECRETO CON FUERZA DE LEY N.º 1, DE MINERIA, DE 1982, LEY GENERAL DE SERVICIOS ELECTRICOS, EN MATERIA DE ENERGIA ELECTRICA				
	MINISTERIO DE ECONOMÍA, FOMENTO Y RECONSTRUCCIÓN; SUBSECRETARIA DE ECONOMIA, FOMENTO Y ECONSTRUCCION				2007
EMPRESA					
Artículo	Descripción	Forma de verificación	Aplicabilidad		Comentarios
			Instalación	No aplica	
TITULO V: DE LAS TARIFAS					
CAPITULO III: DE LOS PRECIOS MÁXIMOS EN SISTEMAS ELÉCTRICOS CUYO TAMAÑO E IGUAL O INFERIOR A 1500 KILOWATTS EN CAPACIDAD INSTALADA DE GENERACIÓN.					
Art. 199	En los sistemas eléctricos cuyo tamaño es igual o inferior a 1.500 kilowatts en capacidad instalada de generación sólo se fijarán los precios correspondientes a los suministros indicados en el número 1 del artículo 147º.	Estado de consumo eléctrico; boletas de consumo eléctrico indicando cantidad en KW	x		
Art. 200	Los precios máximos para los suministros indicados en el número 1 del artículo 147º, serán acordados entre el alcalde de la Municipalidad en la cual se efectúen los suministros y las empresas concesionarias de servicio público de distribución que corresponda.			x	Carácter informativo

5.3. Evaluar la viabilidad técnica y económica de la implementación de un sistema fotovoltaico en las instalaciones de la Empresa Recuperadora Ortiz.

5.3.1. Determinación de las capacidades de generación de Energía solar a Eléctrica.

Se recopiló la siguiente información del sitio:

A) Ubicación del sitio.

Se obtuvo las coordenadas en latitud y longitud de la ubicación de la empresa Recicladora Ortiz (tabla 5.10)

Tabla 5.10. Ubicación del sitio de Recicladora Ortiz,
Fuente: Google Earth Pro, 2022.

Coordenadas UTM referencia: Datum WGS84	
Uso	19
UTM N	6125929,16
UTM E	294874,76
Elevación	211m

B) Radiación.

Se obtuvo la insolación promedio diaria incidente en el plano horizontal para cada mes en unidades de kWh/mes/día (tabla 5.11), en la cual se puede apreciar que el mes de menor radiación global incidente en el plano horizontal es junio, con un valor de 1,62 [kWh/m²/día].

Tabla 5.11. Promedio mensual de la insolación diaria incidente en el plano horizontal en kWh/m²/día.
Fuente: Elaboración propia con base al reporte generado del explorador solar (Ministerio de Energía,2022).

Mes	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Directa	7,76	6,70	5,04	2,75	1,38	1,00	1,03	1,64	2,91	4,07	6,13	7,19
Difusa	1,10	1,07	0,99	1,03	0,77	0,62	0,71	0,94	1,30	1,73	1,65	1,53
Global	8,86	7,77	6,03	3,78	2,15	1,62	1,74	2,58	4,21	5,80	7,78	8,72

Tomando en cuenta que el techo de la empresa tiene una superficie plana, es necesario considerar la instalación de los módulos fotovoltaicos con un ángulo de inclinación adecuado para maximizar la recepción de energía solar. Para este fin, se recolectó información sobre la insolación diaria incidente en un plano con una inclinación igual a la latitud del sitio (ver tabla 5.12). Según estos datos, se observa que el mes de enero presenta la mayor radiación global, con un valor de 7,86. [kWh/m²/día]

Tabla 5.12. Promedio mensual de la insolación diaria incidente en un plano inclinado en kWh/m²/día.
Fuente: Elaboración propia con base al reporte generado del explorador solar (Ministerio de Energía,2022).

Mes	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago.	Sept	Oct	Nov	Dic
Directa	6,67	6,56	5,96	4,00	2,47	1,99	1,94	2,57	3,70	4,24	5,48	5,96
Difusa	1,00	0,97	0,90	0,93	0,70	0,56	0,64	0,85	1,18	1,57	1,50	1,39
Suelo	0,19	0,17	0,13	0,08	0,05	0,04	0,04	0,06	0,09	0,13	0,17	0,19
Global	7,86	7,70	6,99	5,01	3,22	2,59	2,62	3,48	4,97	5,94	7,15	7,54

La figura 5.6 muestra el promedio mensual de la insolación diaria incidente en un plano horizontal y en un plano inclinado, separada en sus componentes directa, difusa y reflejada del suelo.

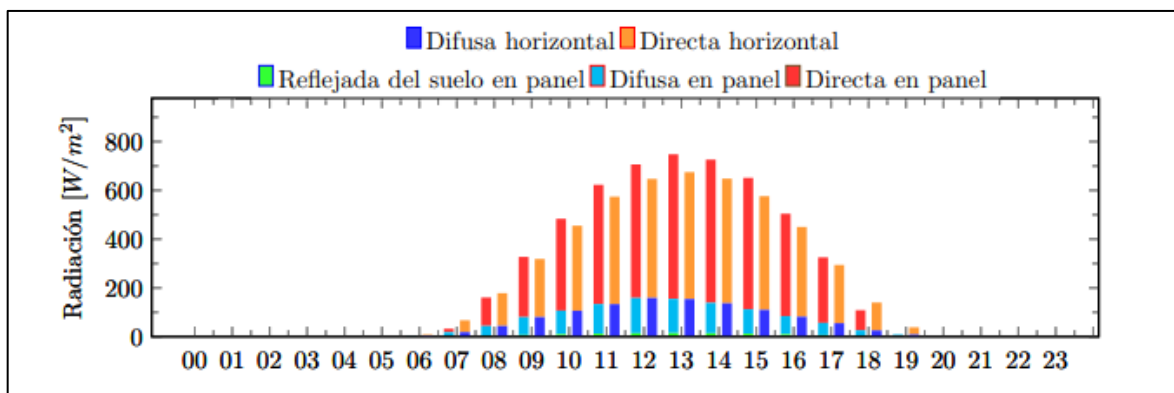


Figura 5.6. Promedio mensual de la insolación diaria incidente en un plano horizontal y en un plano inclinado.
Fuente: Reporte generado del explorador solar (Ministerio de Energía,2022).

La figura 5.7 muestra los patrones diarios y anuales de la radiación solar incidente en un plano inclinado con una inclinación igual a la latitud del sitio. El eje horizontal representa las horas del día (en horario UTC-4) y el eje vertical muestra los meses del año. La escala de colores indica el valor promedio de la radiación solar instantánea incidente en el panel por metro cuadrado [W/m²] para cada hora y mes. Se observa que las horas con mayor radiación incidente se encuentran entre las 10:00 y las 16:00 horas, siendo más intensa durante los meses de septiembre a abril. Durante este intervalo horario mencionado, la radiación solar supera los 500 [W/m²].

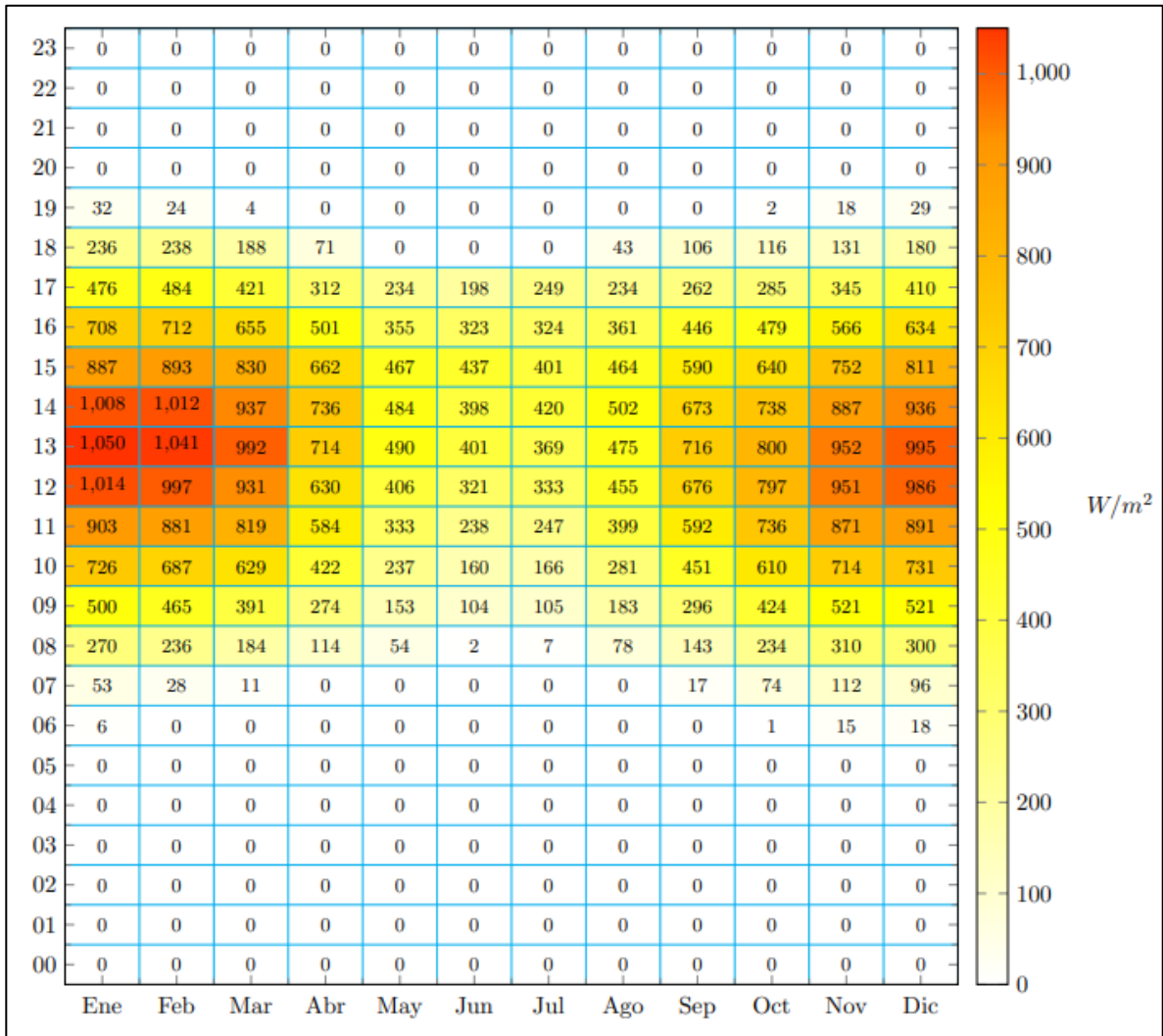


Figura 5.7. Promedio de la radiación global incidente en un plano con inclinación, para cada hora y mes.
Fuente: Reporte generado del explorador solar (Ministerio de Energía, 2022).

C) Sombras topográficas.

Se utilizó una base de datos con una resolución de 90 metros que contiene información sobre la altitud del terreno. Se llevó a cabo un análisis de la topografía en un radio de 180 kilómetros alrededor del sitio seleccionado para determinar las sombras generadas por los obstáculos topográficos presentes en el entorno. Es importante señalar que este análisis no considera el efecto de otros tipos de obstáculos, como edificios, árboles, cables, entre otros (Informe del Explorador Solar, Ministerio de Energía, 2022). En la tabla 5.13 se presenta el porcentaje promedio de sombras durante el horario diurno para cada mes.

*Tabla 5.13. Porcentaje de tiempo con sombras cada mes en horario diurno.
Fuente: Elaboración propia con base de datos del Ministerio de Energía (2022).*

Mes	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago.	Sept	Oct	Nov	Dic
%	45,06	45,83	50,53	55,02	58,33	58,33	62,44	61,72	55,30	52,10	48,9	41,67

La figura 5.8 presenta el porcentaje de horas con sombras para cada mes. Se observa que solo durante el período comprendido entre las 09:00 y las 17:00 horas, el sitio seleccionado no experimenta sombras topográficas proyectadas a lo largo de todo el año. Esto indica que una parte del consumo de energía de la empresa no se verá afectada por la generación de energía fotovoltaica, especialmente durante el horario laboral (de lunes a viernes, de 08:00 a 18:00 horas).

Es importante destacar que la estimación de sombras realizada por el explorador solar no tiene en cuenta las sombras proyectadas por edificios o árboles, como se mencionó anteriormente. Por lo tanto, se recopiló información en el terreno para obtener resultados más precisos en áreas donde no hay edificios ni árboles que generen sombras, lo que no afecta al estudio realizado.

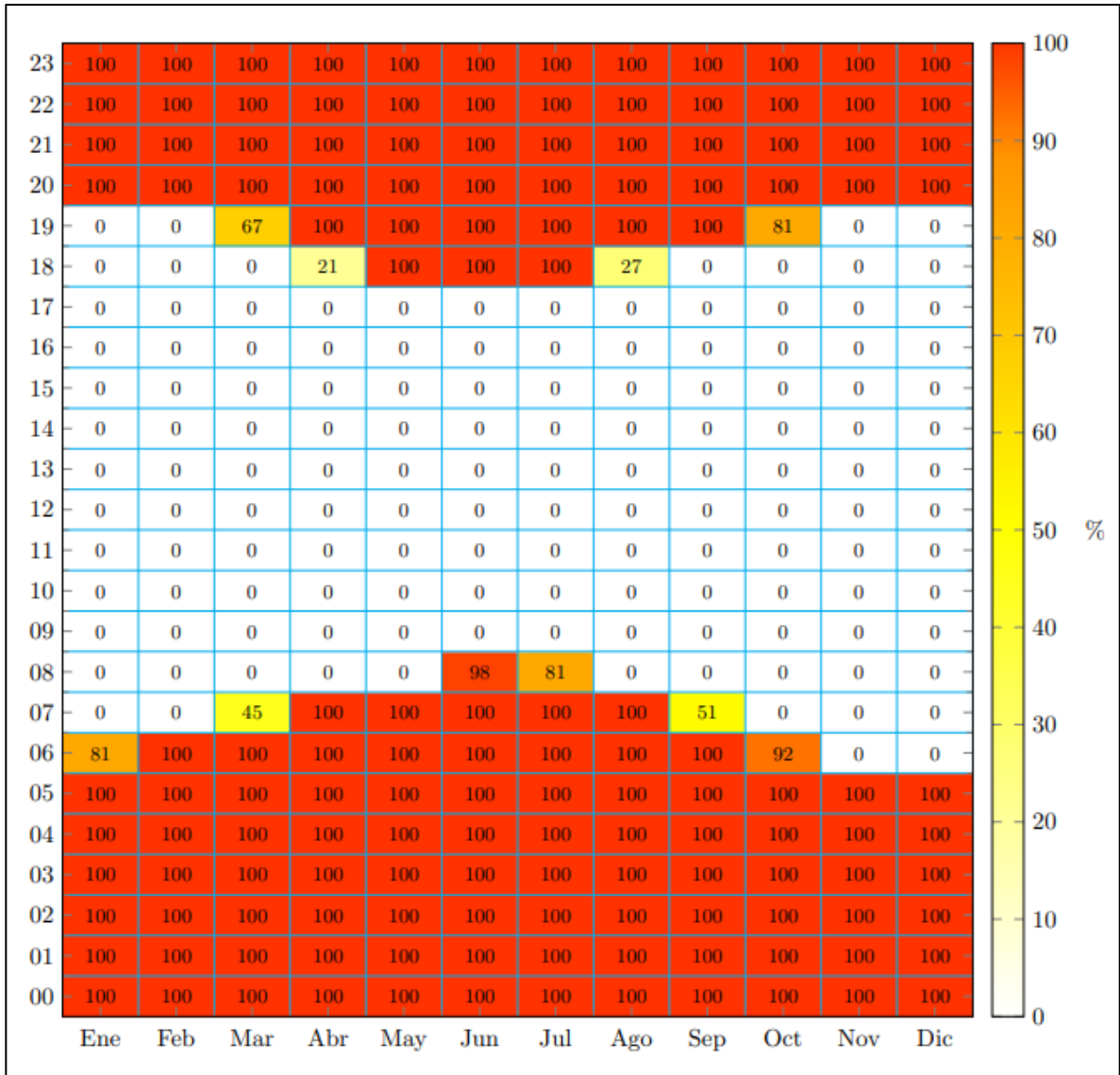


Figura 5.8. Porcentaje de la hora con sombras durante cada mes.
 Fuente: Reporte generado del Explorador Solar (Ministerio de Energía, 2022).

D) Nubosidad.

La presencia de nubes es un factor atmosférico que reduce significativamente la radiación solar incidente y, por lo tanto, afecta la generación de energía fotovoltaica, como se indica en el Informe del Explorador Solar del Ministerio de Energía (2022). En la figura 5.9 se muestra el porcentaje de tiempo con presencia de nubes para cada hora y mes. Se observa que los meses comprendidos entre abril y agosto presentan un porcentaje elevado de nubosidad, superando el 65% en el intervalo horario de 09:00 a 13:00 horas.

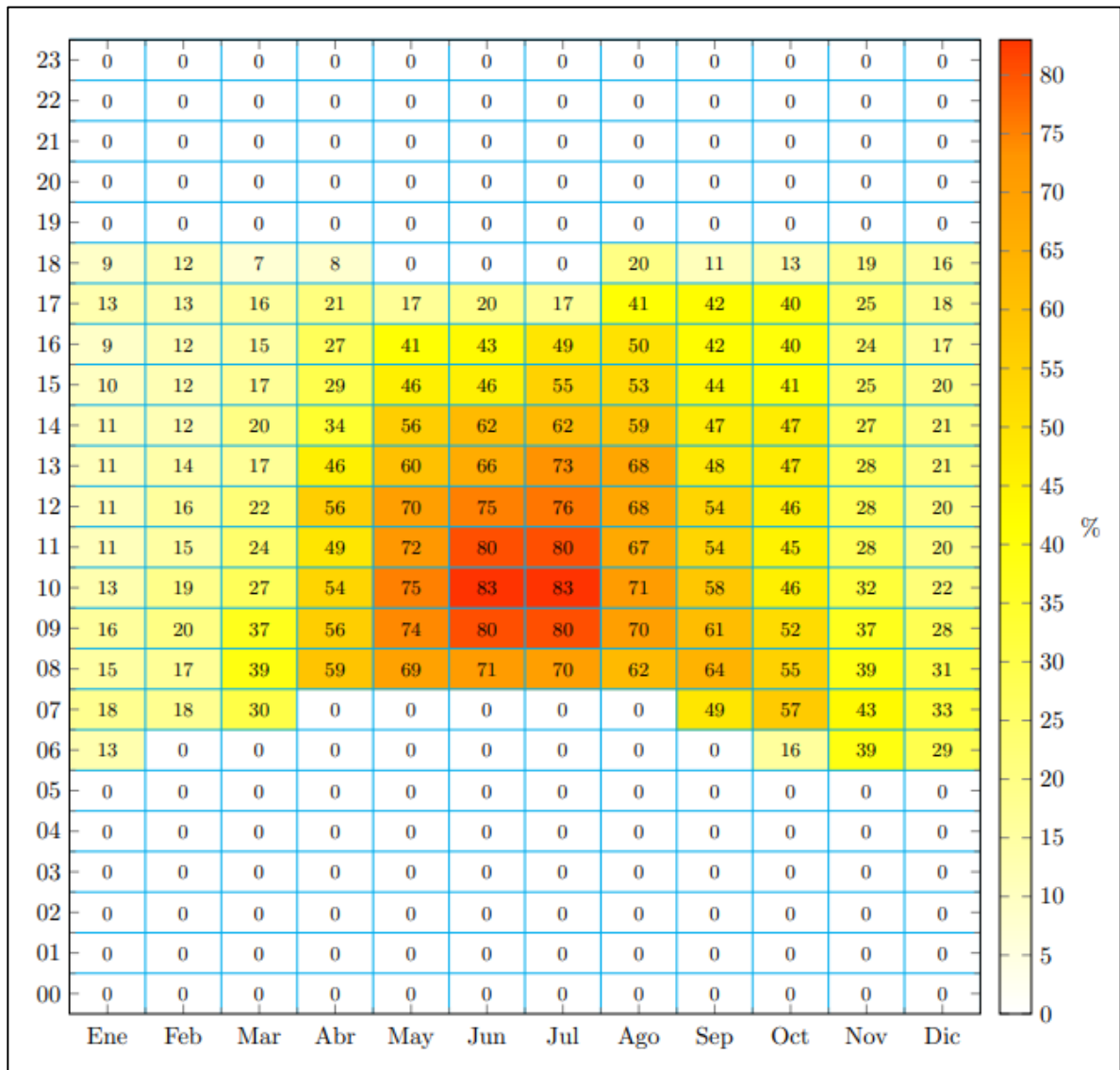


Figura 5.9. Porcentaje de tiempo con nubes para cada hora y mes.
Fuente: Reporte del Explorador Solador (Ministerio de Energía, 2022).

E) Temperatura.

La temperatura ambiental afecta la eficiencia de las celdas fotovoltaicas. Como se aprecia en la figura 5.10, los meses entre diciembre y febrero presentan temperaturas por sobre los 26°C entre las 14:00 y 17:00 hrs, presentando las mayores temperaturas del año.

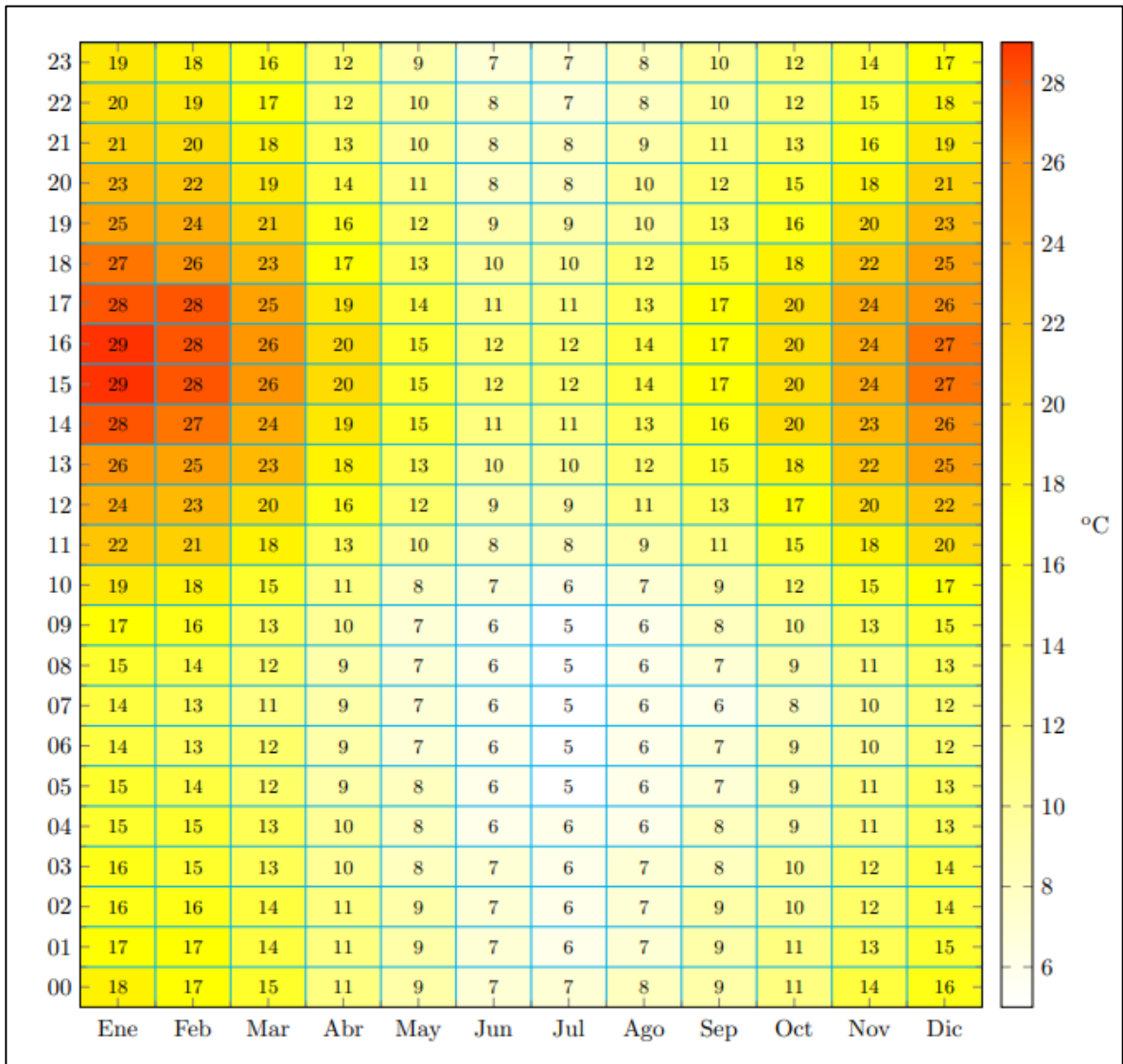


Figura 5.10. Promedio de la temperatura para cada mes y hora.
Fuente: Reporte del Explorador Solar (Ministerio de Energía,2022).

F) Vientos.

La velocidad del viento interviene en el enfriamiento de las celdas fotovoltaicas y, por lo tanto, en su eficiencia, además que puede afectar la integridad del montaje de los paneles (Reporte del explorador solar, Ministerio de Energía, 2022). Como se aprecia en la figura 5.11, entre los meses de noviembre y febrero se produce la mayor magnitud del viento, obteniéndose valores de 3 m/s entre las 16:00 y 19:00 hrs.

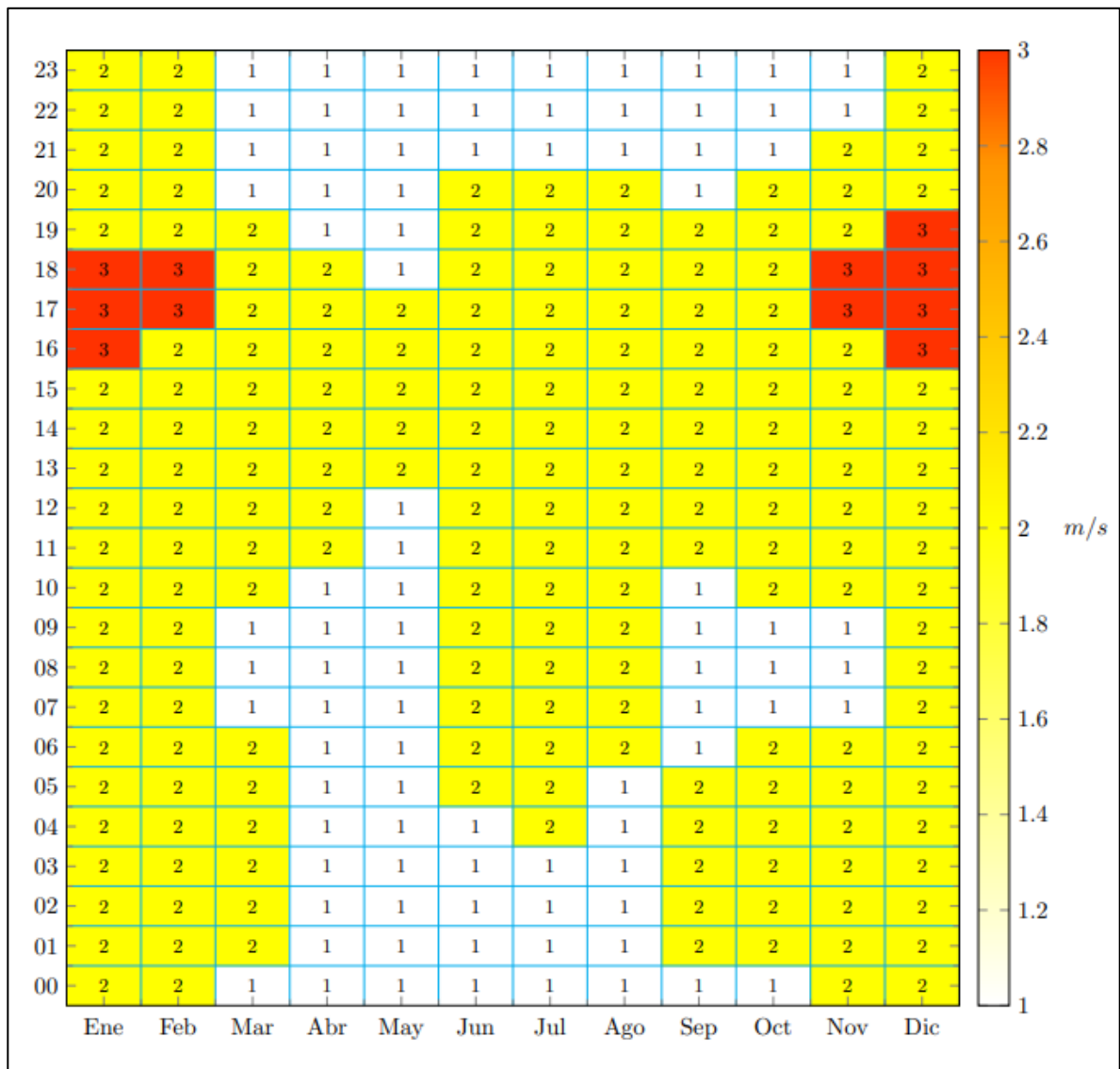


Figura 5.11. Promedio de la magnitud del viento para cada mes y hora.
Fuente: Reporte del Explorador Solar (Ministerio de Energía; 2022)

5.3.1.1. Definir la orientación del módulo.

El ángulo acimutal del módulo FV se definió como 0° (180° al norte), por lo que los módulos FV estarán orientadas hacia el norte (orientados en vista lateral derecha hacia cerro Condell).

5.3.1.2. Definir criterio utilizado para maximizar la energía generada en un cierto período

Para decidir la orientación de los paneles solares, se estableció un criterio que busca maximizar la generación de energía. Se tuvo en cuenta el consumo registrado en las facturas de electricidad (tabla 5.8), observando que los meses con mayor consumo en la instalación corresponden a los meses de abril a agosto, los cuales coinciden con la época de otoño-invierno y una menor radiación solar. Por lo tanto, se determinó el ángulo de inclinación de los paneles solares de manera que se maximice la captación de energía durante esos meses.

5.3.1.3. Determinación del ángulo de inclinación de los módulos}

Luego se recopilamos los datos de radiación para distintos ángulos de inclinación considerando un azimut de 0° (Tabla 5.14), obteniéndose que el mes que presenta menores radiaciones corresponde al mes de junio, para el cual, el ángulo que presenta la mayor radiación asociada es 45°, presentando una irradiancia global mensual de 40,2 kWh/m², por lo tanto, se consideró dicho ángulo para la inclinación a utilizar en el sistema FV.

Tabla 5.14. Irradiación global mensual y anual en diferentes inclinaciones para un azimut de 0° [kWh/m²]
Fuente: Elaboración propia a partir de datos obtenidos de CNE, 2008.

Incl.	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep.	Oct	Nov	Dic	Anual
25	201,4	150,0	138,2	99,9	60,1	38,7	59,1	71,3	130,1	167,2	192,9	186,6	1.485,6
35	189,8	144,5	136,9	102,0	62,0	39,8	61,4	72,5	130,7	162,5	173,5	175,1	1.450,9
45	174,3	136,2	133,0	101,9	62,6	40,2	62,5	72,5	128,5	154,7	160,5	160,3	1.386,9
55	155,4	125,3	126,3	99,8	62,0	39,8	62,3	71,0	123,6	143,7	144,3	142,5	1.295,8
90	73,7	67,6	79,4	73,3	49,1	32,1	50,5	53,8	82,4	78,8	71,4	70,5	782,5

5.3.2. Dimensionamiento de la superficie para suministrar la Energía necesaria para la operación de planta de la empresa Recicladora Ortiz.

Se solicitaron planos para determinar la superficie total de la instalación. Como se puede apreciar en la imagen 5.12, la dimensión de la instalación.

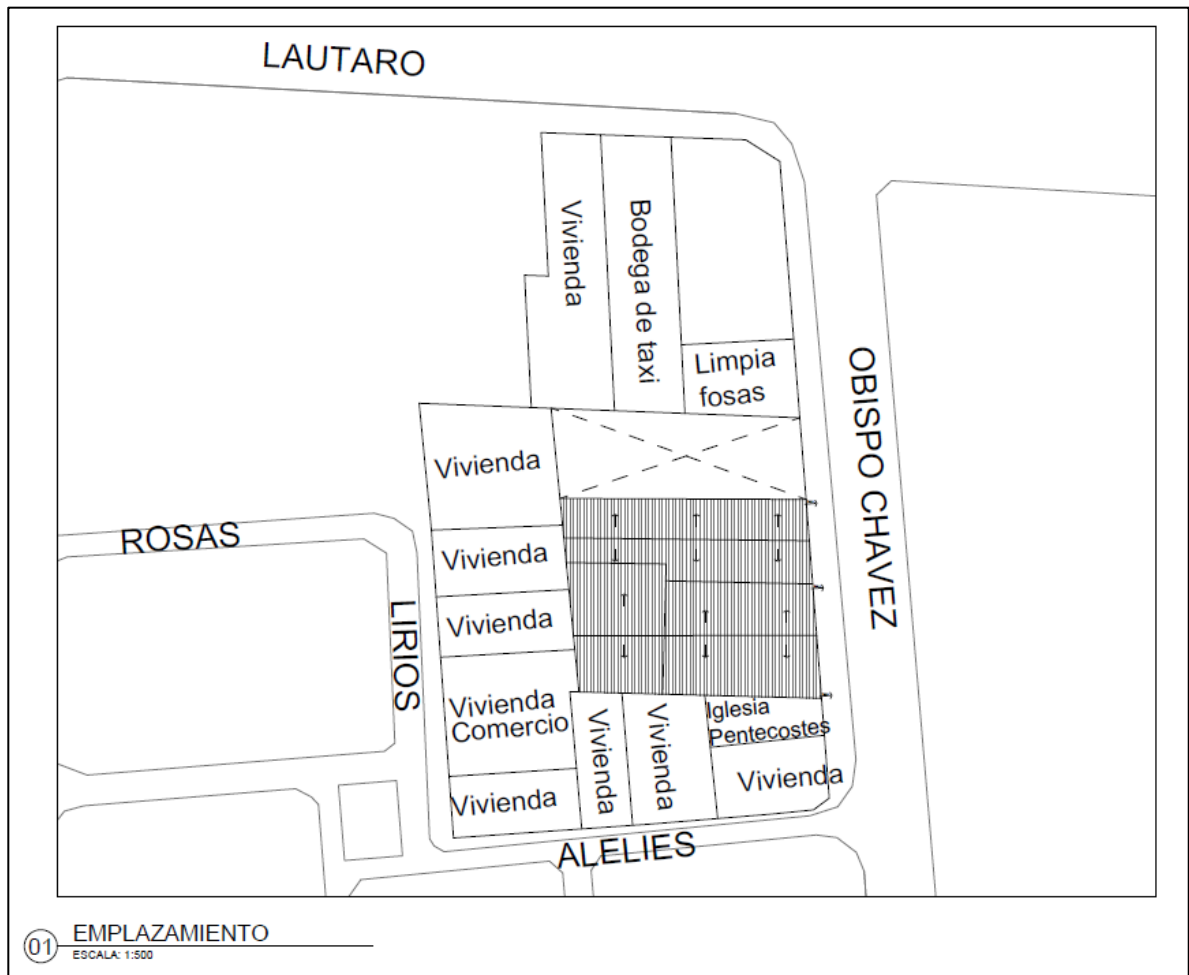


Figura 5.12. Emplazamiento topográfico instalación de empresa Recicladora Ortiz.

Fuente: Plano entregado por empresa Recicladora Ortiz.

En la imagen 5.13 se puede apreciar la superficie real del techo separada por 3 polígonos, denominada como superficie utilizable. Las dimensiones de la superficie se encuentran en la tabla 5.15.

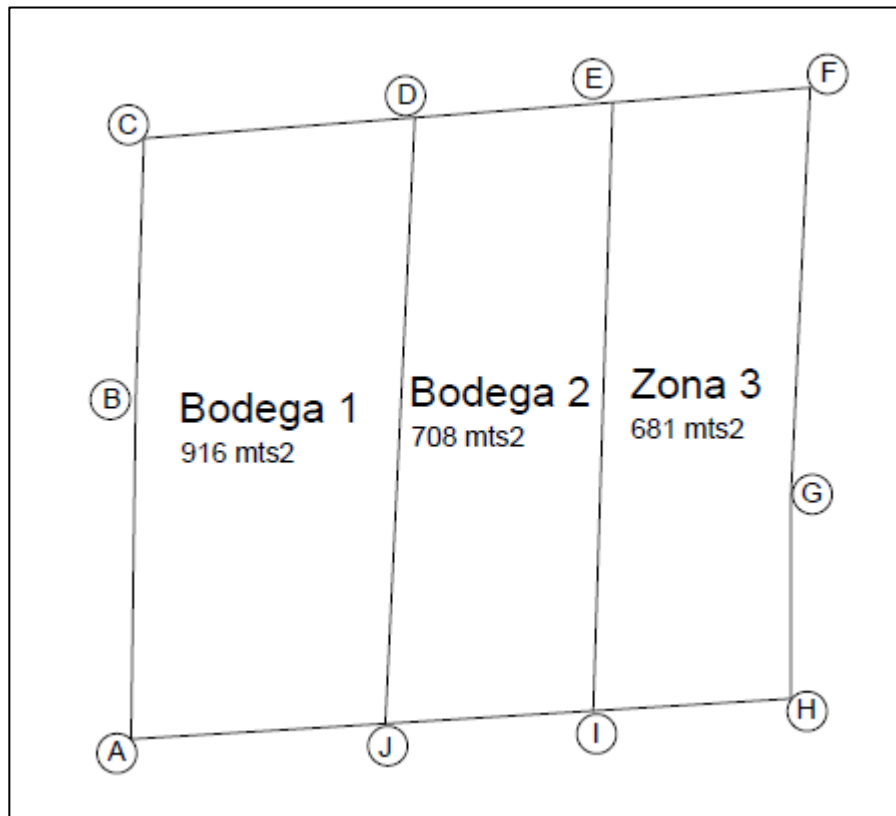


Figura 5.13. Dimensiones Polígonos superficies.
Fuente: Plano entregado por empresa Recicladora Ortiz.

Tabla 5.15. Dimensiones del techo y de su superficie utilizable.
Fuente: Elaboración propia.

Cuadrado de Superficies Terreno		
Lote	Polígono	Superficie (m ²)
Existente	Circulación A-B-C-D-J	916
Existente	Circulación J-D-E-I	708
Existente	Circulación I-E-F-G-H	681
Subtotal		2.305

5.3.3. Seleccionar alternativas tecnológicas para suministrar Energía Eléctrica a partir de Energía Fotovoltaica

Se llevó a cabo una investigación en el sitio web de la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC, 2022) para obtener información sobre los módulos fotovoltaicos e inversores certificados en el país. Con el objetivo de encontrar equipos adecuados para el sistema que se planea instalar, se realizó una búsqueda en diferentes sitios web para obtener precios de mercado y se elaboró una lista que incluye algunos de los equipos disponibles en Chile.

5.3.3.1. Determinar el módulo fotovoltaico a instalar

Se seleccionaron 11 módulos FV de diferentes potencias [Wp] para poder determinar la conveniencia de escoger uno por sobre otro. La Tabla 5.16 resume los módulos FV seleccionados y sus principales características.

Tabla 5.16. Módulos FV certificados por la SEC y características principales.
Fuente: Elaboración propia a partir de datos recogidos de SEC,2022.

Arreglo FV	Potencia [Wp]	Marca	Modelo	Tipo de material	Largo [mm]	Ancho [mm]	Grosor [mm]	Peso [kg]
A	150	RESUN SOLAR	RS6F-200P	Policristalino	1.217	992	35	13
B	200	SINE ENERGY	SN-60P	Policristalino	1.640	992	35	18
C	250	SINE ENERGY	SN-72P	Policristalino	1.956	992	40	22
D	280	VINCENT SOLAR	VIN72P	Policristalino	1.640	990	35	19
E	390	VERTEX	TSM-DE09	Monocristalino	1.754	1.096	30	21
F	430	RISEN ENERGY	RSM144-7-430M	Monocristalino	2.108	1.048	40	25
G	430	DAH, SOLAR	DHM-72L9	Monocristalino	2.094	1.038	35	23,5
H	470	JINKO TIGER	JKM470M-7RL3-V	Monocristalino	2.182	1.029	35	25
I	480	TITAN	RSM150-8-480M	Monocristalino	2.220	1.102	40	28
J	530	JA, SOLAR	JAM72S30	Monocristalino	2.278	1.134	35	28
K	550	CANADIAN SOLAR	CS6W-550MS	Monocristalino	2.261	1.134	35	27,8

Una vez recopilada la información necesaria de los módulos, se determinaron los siguientes criterios que permitieran decidir la conveniencia de un módulo sobre el otro.

- a) Distancia mínima de separación entre módulos y distancia pasillos.

Se calculó la distancia mínima que debiese tener cada Arreglo FV según las dimensiones del módulo FV y el ángulo de inclinación determinado, de manera que no se sombreen entre ellos. Además, se calculó la distancia que se tendría de ancho de pasillos para cada Arreglo FV. Dicha distancia, se definió que se debe ser superior a 1,20 metros (según opinión de experto) de manera de poder permitir el paso de las personas por los pasillos (Tabla 5.17).

Tabla 5.17. Distancia mínima entre módulos y del ancho de los pasillos según cada Arreglo FV
Fuente: Elaboración propia.

Arreglo FV	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K
Potencia [Wp]	150	200	250	280	390	430	430	470	480	530	550
Distancia ancho pasillos [m]	1,40	1,89	2,26	1,89	2,02	2,43	2,42	2,52	2,56	2,63	2,61
Distancia mínima entre módulos [m]	2,26	3,05	3,64	3,05	3,26	3,92	3,90	4,06	4,13	4,24	4,21

- b) Cobertura máxima del techo para cada arreglo FV

Se determinó la cantidad máxima de módulos FV que podrían caer en el techo para cada Arreglo FV (Tabla 5.18), considerando que éstos tienen orientación norte.

Tabla 5.18. Cobertura máxima del techo según el Arreglo FV.
Fuente: Elaboración propia.

Arreglo FV	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K
Cantidad máxima de módulos FV	666	494	414	495	418	364	370	358	328	311	313

c) Superficie utilizada

Luego de obtener la cantidad máxima de módulos que se pueden instalar en el techo para cada Arreglo FV, se procedió a estimar la superficie utilizada (%) del techo por cada arreglo FV (Tabla 5.19). Para ello, tomando como base una potencia total del sistema de 20 kW, se calculó una cantidad de módulos referencial para cada modelo, de manera de poder obtener la superficie utilizada por dichos módulos.

Tabla 5.19. Superficie del techo utilizada por cada Arreglo FV.
Fuente: Elaboración propia.

Arreglo FV	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K
Cantidad de módulos	157	118	94	84	60	55	55	50	49	45	43
Superficie utilizada (%)	24	24	23	17	14	15	15	14	15	14	14

Los Arreglos FV que maximizan más la utilización del techo para la potencia referencial empleada, correspondieron a E, J y K, mientras que el arreglo A y B maximiza menos la utilización del techo, dejando menos espacio disponible en el este.

d) Costo subtotal de cada Arreglo FV.

Se determinó el costo subtotal [CLP] de cada Arreglo FV, como se aprecia en la Tabla 5.20, donde el menor valor es del Arreglo FV K.

Tabla 5.20. Costo subtotal de cada arreglo FV para la cantidad de módulos de referencia.
Fuente: Elaboración propia.

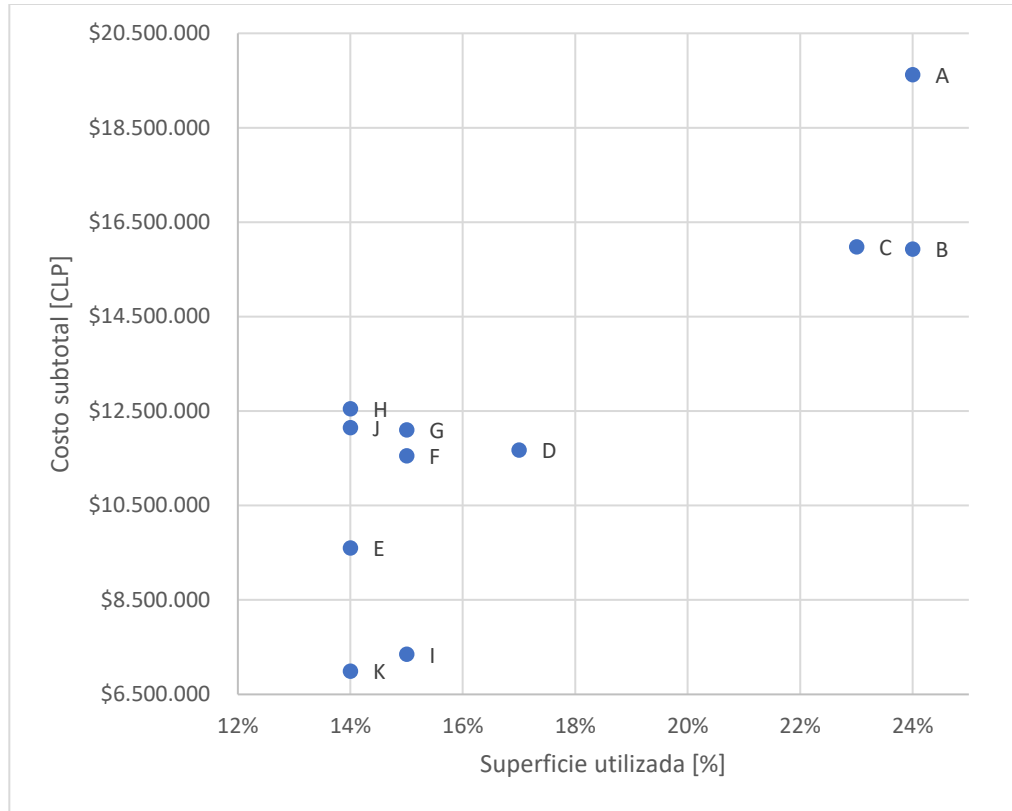
Arreglo FV	Cantidad de módulos	Precio [CLP]	Subtotal [CLP]
A	157	\$125.000	\$19.625.000
B	118	\$135.000	\$15.930.000
C	94	\$170.000	\$15.980.000
D	84	\$139.000	\$11.676.000
E	60	\$190.000	\$9.600.000
F	55	\$210.000	\$11.550.000
G	55	\$220.000	\$12.100.000
H	50	\$251.000	\$12.550.000
I	49	\$209.990	\$7.349.510
J	45	\$269.900	\$12.145.500
K	43	\$162.590	\$6.991.370

e) Determinación del módulo más conveniente

Se determinó que la relación costo subtotal [CLP] vs superficie utilizada [m] es más conveniente con el módulo K (Tabla 5.21), el cual presenta para la potencia referencial un uso del 14% de la superficie del techo y un costo subtotal de \$6.991.370 (Figura 5.14), por lo que se seleccionó dicho módulo FV.

Tabla 5.21. Relación superficie/costo de cada Arreglo FV.
Fuente: Elaboración propia.

Arreglo FV	Costo subtotal/Superficie utilizada
A	\$29.467
B	\$32.247
C	\$38.599
D	\$23.588
E	\$27.273
F	\$31.731
G	\$32.703
H	\$35.056
I	\$31.370
J	\$39.053
K	\$22.337



*Figura 5.14. Costo Subtotal versus superficie utilizada de cada Arreglo FV.
Fuente: Elaboración propia.*

5.3.3.2. Determinación de la generación de energía de un módulo FV

Luego de determinar el modelo del módulo FV a utilizar, se obtuvo su Ficha Técnica (Anexo 5) y con la información entregada en ella se completó el *Formulario Avanzado* del ExploradorSolar con los datos de la Tabla 5.22, para poder calcular la generación de energía de un solo módulo FV.

Tabla 5.22. Características seleccionadas en el formulario avanzado.
Fuente: Elaboración propia.

Criterio	Característica	Selección
Panel Fotovoltaico	Número de celdas por panel	144
	Voltaje de Máxima Potencia (Vmp)	39,1 V
	Corriente de Máxima Potencia (Imp)	10,55 A
	Voltaje de circuito abierto (Voc)	46,9 V
	Coefficiente de temperatura (Voc)	-0,26 %/°C
	Corriente de cortocircuito (Isc)	11,29 A
	Coefficiente de temperatura (Isc)	0,05 %/°C
Arreglo Fotovoltaico	Número total de paneles	1
	Capacidad total instalada (kW)	0,5
	Tipo de arreglo	Fijo Inclinado
	Tipo de montaje	Estructura Aislada
	Inclinación (°)	45
	Azimut (°)	0
Inversor	Capacidad del inversor (kW)	0,395
	Eficiencia del Inversor (%)	96
Pérdidas	Factor de Pérdidas del SFV (%)	14

Al completar dicho formulario, se obtuvo la planilla Excel con los datos horarios de generación de energía fotovoltaica por el módulo, transformados a Wh (Tabla 5.23). En dicha tabla se puede apreciar que la generación FV no sobrepasa los 400 Wh.

*Tabla 5.23. Generación de energía en Wh de un módulo FV a lo largo del día para cada mes.
Fuente: Elaboración propia a partir de datos obtenidos del Explorador Solar (Ministerio de Energía,2022).*

Hora	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago.	Sept	Oct	Nov	Dic
00:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
01:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
02:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
03:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
04:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
05:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
06:00	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4	5
07:00	14	8	1	0	0	0	0	0	3	18	25	20
08:00	71	68	63	44	21	0	2	30	54	84	103	89
09:00	172	169	154	115	66	45	45	78	121	166	193	184
10:00	265	260	250	176	101	69	71	119	185	240	269	268
11:00	332	333	322	239	140	101	105	167	239	287	327	327
12:00	370	373	361	254	169	136	140	188	270	308	354	360
13:00	381	387	381	286	204	170	155	194	284	307	353	361
14:00	364	375	360	296	202	170	178	207	268	284	328	339
15:00	319	331	321	269	198	190	172	193	236	246	276	291
16:00	250	262	254	206	153	143	142	152	179	182	202	220
17:00	155	169	158	127	102	89	111	98	101	99	108	126
18:00	53	65	57	23	0	0	0	14	31	25	24	34
19:00	11	7	0	0	0	0	0	0	0	0	5	10
20:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
21:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
22:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
23:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

5.3.3.3. Determinación de la cantidad de módulos FV

Luego de obtener la generación de energía realizada por un módulo FV, se determinó la cantidad de módulos FV para cubrir el consumo del mes de invierno, siguiendo los pasos de la Figura 4,6, Tomando en cuenta la ecuación 4.8, con los cuales se obtuvo un balance de energía positivo para el mes de invierno con la cantidad de 142 módulos FV para el proyecto con inyección de energía, a su vez se determinó la cantidad de 117 módulos FV para el proyecto con un consumo promedio sin inyección de energía y una cantidad de 99 módulos FV para el proyecto con un consumo mínimo sin inyección de energía.

5.3.3.4. Determinación de la potencia del SFV

Se determinó la capacidad instalada del sistema, obteniéndose un valor de 78,0 kW, para una cantidad de 142 módulos fotovoltaicos con una potencia unitaria de 550 W para un proyecto con inyección de energía. Se determinó la capacidad instalada del sistema con un consumo promedio sin inyección, obteniéndose un valor de 64 kW, para una cantidad de 117 módulos fotovoltaicos con una potencia unitaria de 550 W. Se determinó a su vez la capacidad instalada del sistema con un consumo mínimo sin inyección, obteniéndose un valor de 54 kW, para una cantidad de 99 módulos fotovoltaicos con una potencia unitaria de 550 W.

5.3.4. Evaluar económicamente a través de un flujo de caja, de la propuesta realizada

De acuerdo con el artículo 53 del "Reglamento de Generación Distribuida para Autoconsumo" (Ministerio de Energía, 2020), se establece la forma de valorizar las inyecciones de energía eléctrica realizadas por los Usuarios Finales que disponen de un Equipamiento de Generación.

Según lo establecido, estas inyecciones se valorizan al precio de nudo de energía que las Empresas Distribuidoras deben traspasar mensualmente a sus clientes finales sujetos a regulación de precios, teniendo en cuenta las menores pérdidas eléctricas asociadas a estas inyecciones de energía.

En términos prácticos, esto implica que la energía inyectada a la red se valora al mismo precio de la energía consumida de la red, sin considerar los cargos por transmisión y otros cargos adicionales que la empresa distribuidora pueda aplicar a sus clientes. En otras palabras, se valora al cargo por energía.

Es importante destacar que la valorización de las inyecciones de energía puede ser descontada, además del cargo por energía, de otros cargos por suministro eléctrico. Esto permite que las facturas de electricidad puedan tener un costo cero. El artículo 56 del reglamento establece que las inyecciones de energía valorizadas deben ser descontadas de los Cargos por Suministro Eléctrico en la factura correspondiente al mes en que se realizaron dichas inyecciones.

Si existe un remanente a favor del Cliente o Usuario Final, este se aplicará y descontará en las facturas subsiguientes. Los remanentes deben ser ajustados de acuerdo con el Índice de Precios del Consumidor, o el instrumento que lo reemplace, siguiendo las instrucciones emitidas por la Superintendencia.

5.3.4.1. Tarifas de energía de la empresa distribuidora

Para poder realizar una estimación del ahorro generado por el SFV conectado a red, se recopilaron los Cargos por Suministro Eléctrico que dispone la empresa distribuidora a sus clientes con Tarifa BT4.3 (Tabla 5.24).

Tabla 5.24. Cargos de Suministro Eléctrico asociados a la Tarifa BT4.3 de la Recuperadora y Tarifas de Inyección.
Fuente: CGE, 2022.

Tarifas B4.3		Unidad	Curicó ZS3
Administración del servicio	Cargo fijo mensual	\$/mes	1.617,48
Transporte de electricidad	Cargo por uso del sistema de transmisión	\$/kWh	22,251
	Cargo por servicio público	\$/kWh	0,508
Cargo por energía		\$/kWh	90,336
Cargo por demanda máxima de potencia contratada o leída en horas de punta		\$/kWh/mes	11.438,8

Como se puede apreciar en la tabla anterior, el cargo por energía (\$/kWh) tiene un costo mucho menor que el costo medido en horas de punta como se mencionó en la sección anterior.

5.3.4.2. *Inversión inicial*

a) Módulos FV

Se determinó un costo subtotal para los módulos FV, considerando la cantidad de 142 módulos, de \$23.087.780 de pesos chilenos.

Se determinó un costo subtotal para los módulos FV, considerando la cantidad de 117 módulos, de \$19.023.030 de pesos chilenos.

Se determinó un costo subtotal para los módulos FV, considerando la cantidad de 99 módulos, de \$15.283.460 de pesos chilenos.

b) Inversores

Una vez definido el módulo fotovoltaico a instalar se procedió a realizar la elección del inversor. Para ello se recopiló información de 4 modelos de inversores seleccionados de la planilla dispuesta por la SEC para módulos e inversores certificados (SEC, 2020) y se compararon económicamente considerando la potencia de referencia establecida en la sección anterior para poder evaluar el inversor más conveniente. Según la Tabla 5.25 (valores de costo subtotal sin IVA), el inversor más conveniente a implementar corresponde al tercero, el cual tiene una capacidad de 12 módulos FV de la potencia establecida en la sección anterior (Wp por módulo FV)

Tabla 5.25. Comparación económica de la implementación de distintos inversores.
Fuente: Elaboración propia.

Inversor	Potencia máx. de salida AC (kW)	Marca	Modelo	Costo unitario [CLP]	Capacidad de módulos FV	Cantidad total necesaria del SFV	Costo subtotal [CLP]
1	15	SMA	SUNNY TRIPOWER 15000TL-30	\$3.152.100	37	6	\$18.912.600
2	6	SOLIS	Solis-3P6K-4G	\$1.200.800	15	13	\$15.610.400
3	5	Omnik New Energy	Omniksol-5k-TL2-TH	\$919.289	12	16	\$14.708.624
4	0,8	SOLIS	Solis-mini-700-4G	\$497.700	2	98	\$48.774.600

5.3.4.3. Costos fijos

a) Mantenimiento del sistema FV

Las medidas de mantenimiento determinadas para mantener el correcto funcionamiento del sistema fotovoltaico corresponden principalmente a mantener la instalación limpia, lavando los módulos sólo con agua y un trapo suave, eliminando toda la suciedad presente. Posteriormente, se debe secar con un paño seco para evitar que queden manchas en el vidrio. Dado que se recomienda realizar las labores de limpieza cuando los módulos están más fríos, se determinó que dichas labores se realicen en el amanecer.

Además, se consideró un gasto anual asociado al reemplazo de alguno de los componentes del sistema FV que pudiera presentar fallas y dejar de funcionar. Se determinó un costo de mantenimiento para limpieza y reemplazo de los componentes del SFV alrededor del 2,0% de la Inversión Inicial para los 3 proyectos asociados, correspondiente a \$780.390 pesos chilenos cada año. Esto es correspondiente al salario del personal de mantenimiento.

b) Cargo fijo mensual BT4.3

Dado que con la Ley 21.118 se pueden descontar todos los Cargos por Suministro Eléctrico asociados al consumo de la EIM, se consideró el valor para el Cargo fijo mensual 4.3 como un costo fijo aparte, puesto que el Cargo por Energía y el Cargo por Transporte de Electricidad se descontaron directamente del Ahorro por Autoconsumo al estar valorados al mismo precio, y los cargos por potencia medida se encuentra en consumo. Dicho cargo fijo mensual BT4.3 tiene un costo asociado al mes de \$1.617 pesos Chilenos, y un costo anual de \$19.404 pesos Chilenos.

c) Residuo

Debido a que se consideró una duración del proyecto de 25 años y que los componentes del SFV tienen una garantía de vida útil mayor a la cantidad de años (30 años aproximadamente), al finalizar el proyecto del SFV tendrá un valor residual diferente de 0. Dichos costos se supusieron como el 20% de la Inversión Inicial determinado por la empresa, teniendo un valor asociado al final de \$7.803.877 para el proyecto con inyección, un valor asociado de \$6.439.353 para el proyecto sin inyección, y un valor asociado de \$5.323.724 para el proyecto con un flujo mínimo.

5.3.4.4. Ingresos proyectados

Se consideró como ingresos de caja el ahorro en Energía Auto consumida y el ahorro generado por la Inyección de Energía a la red eléctrica. El valor unitario del kWh de energía inyectada a la red se extrajo de la Tabla 5.24 (comparación económica de la implementación de distintos inversores), mientras que para calcular el valor unitario del ahorro en Autoconsumo, se incluyeron al *Costo por Energía* los *Cargos por Transporte de Electricidad* (costo asociado de alrededor de \$20 pesos chilenos), debido a que si no se estuviera consumiendo energía del SFV, se estaría pagando a la empresa distribuidora dicho valor, además del *Cargo por Energía* y otros cargos asociados a la potencia contratada, los cuales no se incluyeron en esta evaluación económica debido a la carencia de información entregada por empresa energética (CGE) al respecto que permitiera su determinación. La Tabla 5.26 muestra el valor unitario asociado a un consumo mínimo (consumo promedio mínimo de los meses de los últimos 24), valor unitario a un consumo superior (Límite superior al promedio de los meses de las boletas medidas), y un consumo promedio (consumo promedio de los meses de los últimos 24 boletas de consumo entregadas por empresa eléctrica), ambos ahorros generados, los cuales se utilizaron para realizar los flujos de caja del proyecto.

Tabla 5.26. Costo unitario de la Inyección de Energía y del Ahorro por Autoconsumo.
Fuente: CGE, 2022.

Ingreso de caja	Cantidad Año 1 sin inyección mínimo [kWh]	Cantidad Año 1 sin inyección promedio [kWh]	Cantidad Año 1 con inyección [kWh]	Valor unitario
Inyección de Energía	43.920	51.420	62.328	\$58
Ahorro por Autoconsumo	-7.500	0	10.908	\$96,34

Las Inyecciones de Energía proyectadas se obtuvieron de la Tabla 5.36. Para el caso del Ahorro por Autoconsumo, se consideró la diferencia entre el valor obtenido de energía auto consumida generada por el SFV y el consumo de la red eléctrica, puesto que ambos se valorizaron al mismo precio. La Tabla 5.27 muestra el ahorro monetario proyectado a lo largo del proyecto y la Figura 5.15 muestra la variación de ambas componentes del ahorro a lo largo del tiempo, produciéndose una disminución lineal de éste debido a la degradación del SFV que afecta la generación de energía con el paso de los años.

Tabla 5.27. Ahorro monetario proyectado en Energía Autoconsumida y Energía Inyectada.
Fuente: Elaboración propia.

Año	Ahorro en Energía Autoconsumida		Ahorro en Energía Autoconsumida Mínima		Ahorro en Energía Inyectada	
	Cantidad [kWh]	Costo [CLP]	Cantidad [kWh]	Costo [CLP]	Cantidad [kWh]	Costo [CLP]
1	51.420	\$4.645.077	43.920	\$3.967.557	10.908	\$632.664
2	51.276	\$4.632.071	43.797	\$3.956.448	10.877	\$630.893
3	51.132	\$4.619.101	43.674	\$3.945.370	10.847	\$629.126
4	50.989	\$4.606.168	43.552	\$3.934.323	10.817	\$627.364
5	50.847	\$4.593.270	43.430	\$3.923.307	10.786	\$625.608
6	50.704	\$4.580.409	43.309	\$3.912.322	10.756	\$623.856
7	50.562	\$4.567.584	43.187	\$3.901.367	10.726	\$622.109
8	50.421	\$4.554.795	43.066	\$3.890.443	10.696	\$620.367
9	50.279	\$4.542.041	42.946	\$3.879.550	10.666	\$618.630
10	50.139	\$4.529.324	42.826	\$3.868.687	10.636	\$616.898
11	49.998	\$4.516.642	42.706	\$3.857.855	10.606	\$615.171
12	49.858	\$4.503.995	42.586	\$3.847.053	10.577	\$613.448
13	49.719	\$4.491.384	42.467	\$3.836.281	10.547	\$611.731
14	49.579	\$4.478.808	42.348	\$3.825.540	10.518	\$610.018
15	49.441	\$4.466.267	42.229	\$3.814.828	10.488	\$608.310
16	49.302	\$4.453.762	42.111	\$3.804.147	10.459	\$606.607
17	49.164	\$4.441.291	41.993	\$3.793.495	10.429	\$604.908
18	49.026	\$4.428.856	41.876	\$3.782.873	10.400	\$603.214
19	48.889	\$4.416.455	41.758	\$3.772.281	10.371	\$601.525
20	48.752	\$4.404.089	41.641	\$3.761.719	10.342	\$599.841
21	48.616	\$4.391.757	41.525	\$3.751.186	10.313	\$598.162
22	48.480	\$4.379.460	41.409	\$3.740.683	10.284	\$596.487
23	48.344	\$4.367.198	41.293	\$3.730.209	10.255	\$594.817
24	48.209	\$4.354.970	41.177	\$3.719.764	10.227	\$593.151
25	48.074	\$4.342.776	41.062	\$3.709.349	10.198	\$591.490

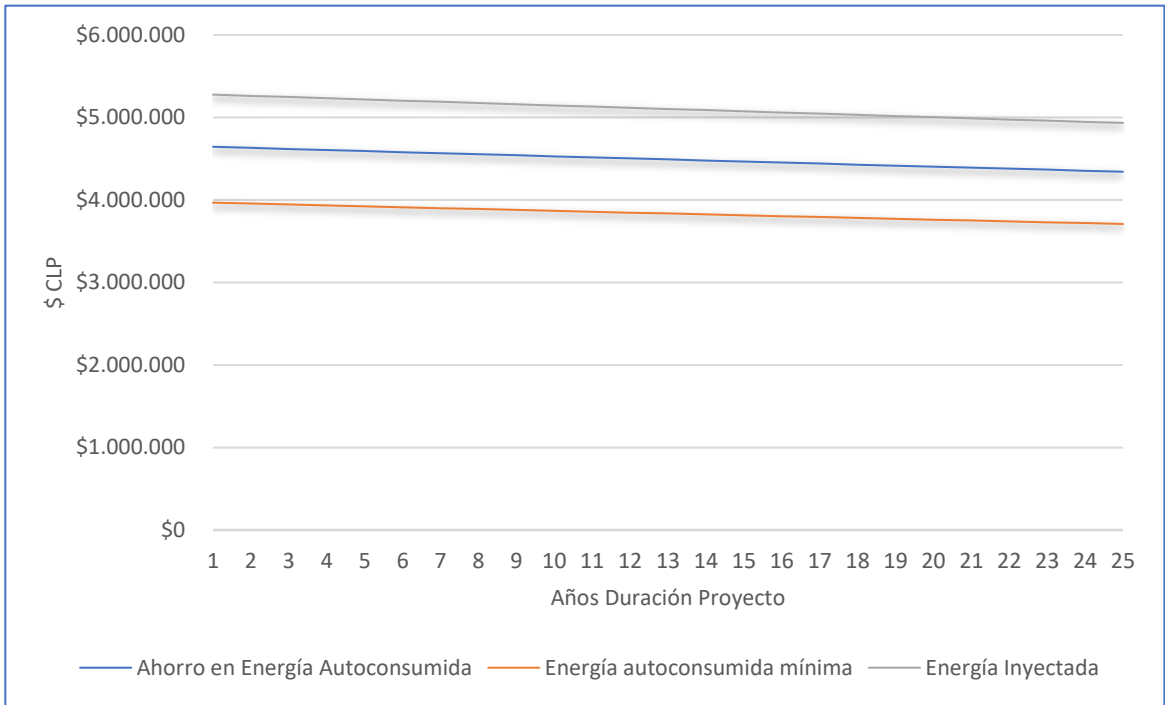


Figura 5.15. Proyección del ahorro en los años de duración del proyecto.
Fuente: Elaboración propia.

5.3.4.5. Retorno sobre la Inversión

El Flujo de Caja del proyecto con inyección se encuentra en el Anexo 6 respectivamente, en el cual se detallan los Ingresos de Caja y Egresos de Caja a lo largo del proyecto, con los cuales se determinó el retorno sobre la inversión. En la Tabla 5.28 se muestra el flujo acumulado del proyecto con inyección, donde se puede apreciar que en el año 25 se tiene un flujo acumulado de \$55.299.459.

Tabla 5.28. Flujo acumulado del proyecto con inyección.
Fuente: Elaboración propia.

Año	Ingresos de Caja	Egresos de Caja	Flujo Acumulado
0	\$0	\$-39.019.384	\$-39.019.384
1	\$ 5.277.741	\$ -780.390	\$-34.541.437
2	\$ 5.262.963	\$ -795.998	\$-30.093.875
3	\$ 5.248.227	\$ -811.918	\$-25.676.970
4	\$ 5.233.532	\$ -828.156	\$-21.290.998
5	\$ 5.218.878	\$ -844.719	\$-16.936.243
6	\$ 5.204.265	\$ -861.614	\$-12.612.995
7	\$ 5.189.693	\$ -878.846	\$-8.321.552
8	\$ 5.175.162	\$ -896.423	\$-4.062.216
9	\$ 5.160.672	\$ -914.351	\$164.700
10	\$ 5.146.222	\$ -932.638	\$4.358.880
11	\$ 5.131.813	\$ -951.291	\$8.519.998
12	\$ 5.117.443	\$ -970.317	\$12.647.720
13	\$ 5.103.115	\$ -989.723	\$16.741.708
14	\$ 5.088.826	\$ -1.009.518	\$20.801.612
15	\$ 5.074.577	\$ -1.029.708	\$24.827.077
16	\$ 5.060.368	\$ -1.050.302	\$28.817.739
17	\$ 5.046.199	\$ -1.071.308	\$32.773.226
18	\$ 5.032.070	\$ -1.092.734	\$36.693.158
19	\$ 5.017.980	\$ -1.114.589	\$40.577.145
20	\$ 5.003.930	\$ -1.136.881	\$44.424.790
21	\$ 4.989.919	\$ -1.159.618	\$48.235.686
22	\$ 4.975.947	\$ -1.182.811	\$52.009.418
23	\$ 4.962.014	\$ -1.206.467	\$55.745.562
24	\$ 4.948.121	\$ -1.230.596	\$59.443.682
25	\$ 4.934.266	\$ -1.255.208	\$55.299.459

El Flujo de Caja del proyecto sin inyección se encuentra en el Anexo 7 respectivamente, en el cual se detallan los Ingresos de Caja y Egresos de Caja a lo largo del proyecto, con los cuales se determinó el retorno sobre la inversión. En la Tabla 5.29 se muestra el flujo acumulado del proyecto con inyección, donde se puede apreciar que en el año 25 se tiene un flujo acumulado de \$48.190.202.

*Tabla 5.29. Flujo acumulado del proyecto sin inyección.
Fuente: Elaboración propia.*

Año	Ingresos de Caja	Egresos de Caja	Flujo Acumulado
0	\$0	\$-32.196.767	\$-32.196.767
1	\$4.645.077	\$-780.390	\$-28.351.484
2	\$4.632.071	\$-795.998	\$-24.534.815
3	\$4.619.101	\$-811.918	\$-20.747.035
4	\$4.606.168	\$-828.156	\$-16.988.428
5	\$4.593.270	\$-844.719	\$-13.259.281
6	\$4.580.409	\$-861.614	\$-9.559.889
7	\$4.567.584	\$-878.846	\$-5.890.555
8	\$4.554.795	\$-896.423	\$-2.251.587
9	\$4.542.041	\$-914.351	\$1.356.699
10	\$4.529.324	\$-932.638	\$4.933.980
11	\$4.516.642	\$-951.291	\$8.479.927
12	\$4.503.995	\$-970.317	\$11.994.201
13	\$4.491.384	\$-989.723	\$15.476.458
14	\$4.478.808	\$-1.009.518	\$18.926.344
15	\$4.466.267	\$-1.029.708	\$22.343.499
16	\$4.453.762	\$-1.050.302	\$25.727.555
17	\$4.441.291	\$-1.071.308	\$29.078.134
18	\$4.428.856	\$-1.092.734	\$32.394.851
19	\$4.416.455	\$-1.114.589	\$35.677.312
20	\$4.404.089	\$-1.136.881	\$38.925.116
21	\$4.391.757	\$-1.159.618	\$42.137.851
22	\$4.379.460	\$-1.182.811	\$45.315.096
23	\$4.367.198	\$-1.206.467	\$48.456.423
24	\$4.354.970	\$-1.230.596	\$51.561.392
25	\$4.342.776	\$-1.255.208	\$48.190.202

El Flujo de Caja del proyecto con un consumo mínimo sin inyección se encuentra en el Anexo 8 respectivamente, en el cual se detallan los Ingresos de Caja y Egresos de Caja a lo largo del proyecto, con los cuales se determinó el retorno sobre la inversión. En la Tabla 5.30 se muestra el flujo acumulado del proyecto con inyección, donde se puede apreciar que en el año 25 se tiene un flujo acumulado de \$16.801.897.

Tabla 5.30. Flujo acumulado del proyecto con consumo mínimo sin inyección.
Fuente: Elaboración propia.

Año	Ingresos de Caja	Egresos de Caja	Flujo Acumulado
0	\$0	\$-26.618.619	\$-26.618.619
1	\$3.967.557	\$ -1.457.910	\$-24.128.376
2	\$3.956.448	\$ -1.487.068	\$-21.678.400
3	\$3.945.370	\$ -1.516.810	\$-19.269.244
4	\$3.934.323	\$ -1.547.146	\$-16.901.471
5	\$3.923.307	\$ -1.578.089	\$-14.575.657
6	\$3.912.322	\$ -1.609.650	\$-12.292.390
7	\$3.901.367	\$ -1.641.843	\$-10.052.270
8	\$3.890.443	\$ -1.674.680	\$-7.855.911
9	\$3.879.550	\$ -1.708.174	\$-5.703.939
10	\$3.868.687	\$ -1.742.337	\$-3.596.993
11	\$3.857.855	\$ -1.777.184	\$-1.535.727
12	\$3.847.053	\$ -1.812.728	\$479.194
13	\$3.836.281	\$ -1.848.982	\$2.447.089
14	\$3.825.540	\$ -1.885.962	\$4.367.263
15	\$3.814.828	\$ -1.923.681	\$6.239.005
16	\$3.804.147	\$ -1.962.155	\$8.061.593
17	\$3.793.495	\$ -2.001.398	\$9.834.286
18	\$3.782.873	\$ -2.041.426	\$11.556.329
19	\$3.772.281	\$ -2.082.254	\$13.226.952
20	\$3.761.719	\$ -2.123.900	\$14.845.367
21	\$3.751.186	\$ -2.166.378	\$16.410.771
22	\$3.740.683	\$ -2.209.705	\$17.922.345
23	\$3.730.209	\$ -2.253.899	\$19.379.250
24	\$3.719.764	\$ -2.298.977	\$20.780.633
25	\$3.709.349	\$ -2.344.957	\$16.801.897

Se calcularon los indicadores económicos del proyecto a partir del flujo año a año, obteniéndose los siguientes resultados presentados en la tabla 5.31.

Tabla 5.31. Indicadores Económicos del proyecto.
Fuente: Elaboración propia.

	Proyecto con Inyección	Proyecto sin Inyección	Proyecto consumo mínimo sin Inyección
VAN	\$ 11.931.191	\$11.228.046	-\$1.102.335
TIR	10%	10%	5%
Payback	Año 9	Año 9	Año 12

5.3.4.6. Valor Actual Neto

Se calculó la VAN utilizando una Tasa de Descuento del 6%, la cual corresponde a la tasa de descuento utilizada para proyectos sin fines de lucro asociados a ERNC. Se obtuvo una VAN de \$ 11.931.191 al final del proyecto con inyección de energía, una Van de \$ 11.228.046 al final del proyecto con consumo promedio sin inyección y una VAN de -\$1.102.335, lo cual significa que se recupera la inversión inicial para la tasa de descuento que se está utilizando para los dos primeros proyectos, y que, además, el proyecto está agregando un valor de 11 millones aproximadamente para cada uno exceptuando para el proyecto con un consumo mínimo sin inyección ya que el VAN es negativo teniendo un mayor valor agregado para el proyecto considerando solamente el autoconsumo con sistema FV.

5.3.4.7. Tasa Interna de Retorno

Se obtuvo una TIR del 10% para el proyecto inyección de energía, una TIR del 10% para el proyecto sin inyección de energía, y una TIR del 5% para un consumo mínimo de energía y sin inyección de esta, es decir que la sumatoria de los flujos futuros de cada año se obtiene una TIR mayor que la Tasa de Descuento que se está utilizando para los primeros 2 proyectos y un TIR menor que la Tasa de descuento para el proyecto con un consumo mínimo sin inyección, teniendo en cuenta un mayor TIR para el proyecto considerando solamente el autoconsumo.

5.3.4.8. *Período de recuperación del capital*

Se obtuvo un Payback de 9 para el proyecto con inyección de Energía. Esto quiere decir que en 8 periodos se va a recuperar la inversión inicial, por lo que antes del año 9 ya se habrá recuperado la inversión, y por eso después de dicho año del flujo de caja se obtuvieron valores positivos que consistieron en ahorro para la instalación.

Se obtuvo un Payback de 9 para el proyecto con inyección de Energía. Esto quiere decir que en 9 periodos se va a recuperar la inversión inicial, por lo que antes del año 9 ya se habrá recuperado la inversión, y por eso después de dicho año del flujo de caja se obtuvieron valores positivos que consistieron en ahorro para la instalación.

Se obtuvo un Payback de 12 para el proyecto con inyección de Energía. Esto quiere decir que en 12 periodos se va a recuperar la inversión inicial, por lo que antes del año 12 ya se habrá recuperado la inversión, y por eso después de dicho año del flujo de caja se obtuvieron valores positivos que consistieron en ahorro para la instalación.

5.3.5. Estimación de la reducción de la huella de carbono durante la etapa de la operación del proyecto

Se determinó huella de carbono asociada a la generación de energía eléctrica empleada en la empresa Recuperadora Ortiz sin proyecto, y se comparó con la huella de carbono evitada debido a la implementación del SFV.

5.3.5.1. Levantamiento de información preliminar

a) Factores de emisión

Se recopilaron los factores de emisión asociados a la generación de energía eléctrica por parte del SEN en los últimos meses (Figura 5.16). Se consideraron dichos valores para estimar la HDC mensual y el valor promedio de éstos se utilizó para estimar la HDC anual.

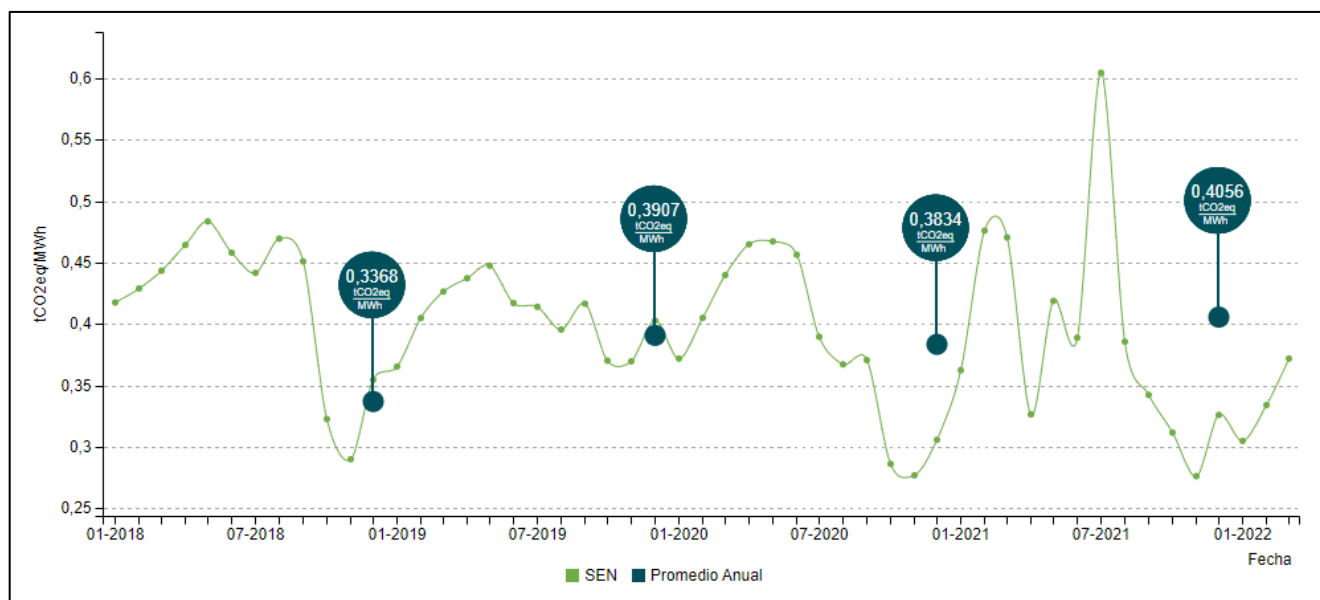


Figura 5.16. Factores de emisión del SEN en los últimos años.
Fuente: Energía Abierta (Ministerio de Energía, 2022).

5.3.5.2. Determinación de la huella de carbono generada en un año con y sin proyecto de SFV.

Se determinó la huella de carbono de alcance 2, correspondiente al de la energía eléctrica consumida por la instalación para un año normal sin proyecto, utilizando el Factor de emisión promedio de cada mes (energía abierta) en [tCO₂eq/mWh], obteniéndose una huella de carbono anual de 20,04 [tCO₂eq/año]. En cambio, para la determinación de la huella de carbono con proyecto de sistema fotovoltaico, se consideró la cantidad de energía generada por el SFV menos la energía consumida de la red como la Energía limpia generada, calculada como una huella de carbono negativa con un valor de -24,3 [tCO₂eq/año] y para el proyecto FV sin Inyección, fue calculada con un valor de -20,04. Se pueden apreciar los valores mensuales para ambas situaciones (con y sin proyecto) en la Tabla 5.32.

Tabla 5.32. Huella de carbono con y sin proyecto de SFV para cada mes del año.
Fuente: Elaboración propia.

Periodo	Factor de Emisión [tCO ₂ eq/Mwh)	Sin Proyecto FV		Con Proyecto FV con Inyección		Con Proyecto FV sin Inyección	
		Consumo [Mw/h]	HDC [tCO ₂ eq]	Generación de Energía [MW/h]	HDC [tCO ₂ eq]	Generación de Energía Mínima [MW/h]	HDC [tCO ₂ eq]
Enero	0,36	4,08	1,48	4,989	-1,81	4,08	-1,48
febrero	0,48	3,66	1,74	4,569	-2,17	3,66	-1,74
Marzo	0,47	4,56	2,15	5,469	-2,57	4,56	-2,15
Abril	0,33	4,46	1,46	5,369	-1,75	4,46	-1,46
mayo	0,42	4,46	1,87	5,369	-2,25	4,46	-1,87
Junio	0,39	4,28	1,66	5,189	-2,02	4,28	-1,66
julio	0,60	4,40	2,66	5,309	-3,21	4,40	-2,66
Agosto	0,39	4,08	1,57	4,989	-1,92	4,08	-1,57
Septiembre	0,34	3,86	1,32	4,769	-1,63	3,86	-1,32
Octubre	0,31	4,54	1,41	5,449	-1,70	4,54	-1,41
Noviembre	0,28	4,64	1,28	5,549	-1,53	4,64	-1,28
Diciembre	0,33	4,40	1,43	5,309	-1,73	4,40	-1,43
Total, Anual	4,69	51,42	20,04	62,328	-24,30	51,42	-20,04

La Figura 5.17 muestra la variación mensual entre ambas huellas de carbono (sin y con proyecto de SFV). Se puede apreciar que la huella de carbono generada por la implementación del SFV presenta valores negativos, puesto que corresponde a la huella de carbono que se está evitando al utilizar energía solar como fuente de generación primaria de energía eléctrica en la instalación.

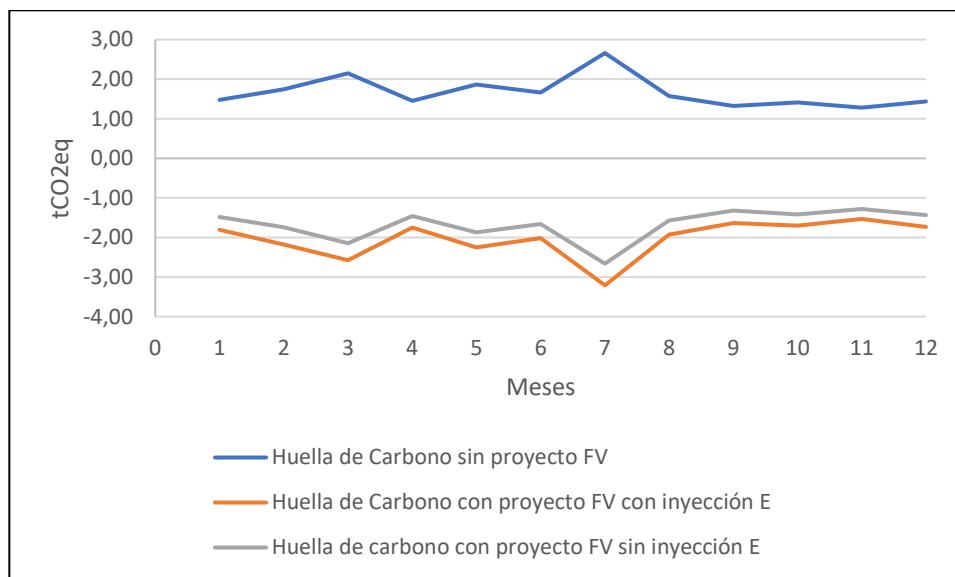


Figura 5.17. Huella de carbono con y sin proyecto FV a lo largo del año.
Fuente: Elaboración propia.

5.3.5.3. Determinación de la huella de carbono generada en fase operación.

Se estimó la huella de carbono en un periodo de 25 años (duración estimada del proyecto de SFV), tanto para el caso de no realización del proyecto como para el caso que incluye el proyecto. La Tabla 5.33, muestra los valores de las huellas de carbono acumuladas a lo largo de los años, mientras que la Figura 5.18 muestra dicha variación entre ambas huellas de carbono de manera gráfica.

Tabla 5.33. Proyección de la huella de carbono generada por la instalación con y sin proyecto SFV.
Fuente: Elaboración propia.

Año	HDC acumulada sin proyecto SFV [tCO ₂ eq]	HDC acumulada con proyecto SFV con inyección E [tCO ₂ eq]	HDC acumulada con proyecto SFV sin inyección E [tCO ₂ eq]
1	20,04	-24,30	-20,04
2	40,08	-48,60	-40,08
3	60,12	-72,90	-60,12
4	80,16	-97,20	-80,16
5	100,20	-121,50	-100,20
6	120,24	-145,80	-120,24
7	140,28	-170,10	-140,28
8	160,32	-194,40	-160,32
9	180,36	-218,70	-180,36
10	200,40	-243,00	-200,40
11	220,44	-267,30	-220,44
12	240,48	-291,60	-240,48
13	260,52	-315,90	-260,52
14	280,56	-340,20	-280,56
15	300,60	-364,50	-300,60
16	320,64	-388,80	-320,64
17	340,68	-413,10	-340,68
18	360,72	-437,40	-360,72
19	380,76	-461,70	-380,76
20	400,80	-486,00	-400,80
21	420,84	-510,30	-420,84
22	440,88	-534,60	-440,88
23	460,92	-558,90	-460,92
24	480,96	-583,20	-480,96
25	501,00	-607,50	-501,00

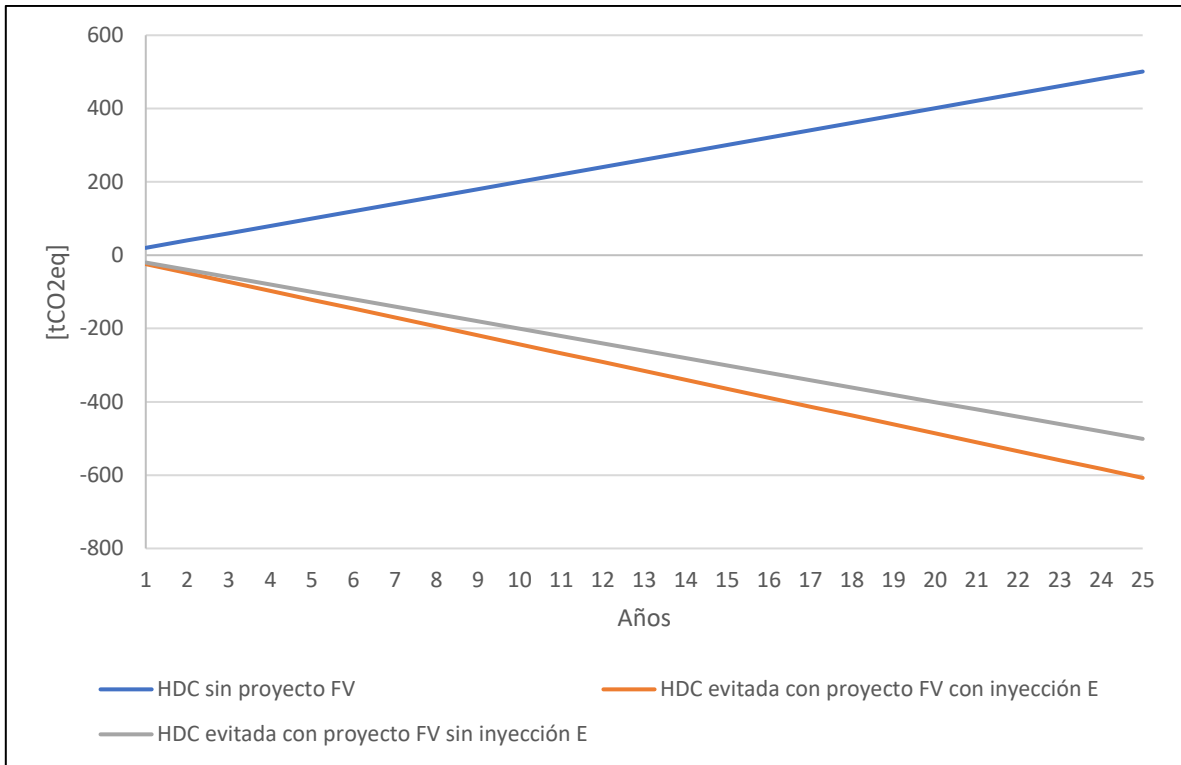


Figura 5.18. Proyección de la HDC acumulada en tCO2eq con y sin proyecto en los años de su duración.
Fuente: Elaboración propia.

6. DISCUSIÓN

Con respecto a la comparación del inventario de los consumos eléctricos de la instalación comparado con las boletas de consumo existentes mencionadas en el anexo 4 y tabla 5.8, la diferencia de consumos es notoria teniendo en cuenta esto como valor de un 50% aproximado mayor en el inventario que en las boletas de electricidad. Esto se debe a que el uso de los aparatos no es utilizado de manera periódica y constante como se determina en dicho análisis, por lo que se podría estar omitiendo ciertos análisis con respecto a los consumos reales. Además, se debe considerar que dicha metodología no incluye en su totalidad todos los equipos y aparatos eléctricos de la instalación, debido que en el momento que se realizó el inventario pueden no estar en uso, mantención o en el recinto mismo. Esto haría que la diferencia aumentara más.

En cuanto al consumo de la red a lo largo de la duración del proyecto, se está suponiendo que se mantiene constante a lo largo de los años, sin embargo, esto podría estar subestimando el consumo eléctrico de la instalación a futuro, ya que puede tener un aumento del consumo eléctrico, debido a que la producción aumente, y se deba adquirir más equipos eléctricos con el paso del tiempo, aumentando dotación de trabajadores, entre otras variables no consideradas en el presente trabajo. Es importante indicar que la proyección de entrega de energía disminuye por el porcentaje de eficiencia de los aparatos eléctricos.

Debido a ello que por la incertidumbre de los consumos energéticos es que se modela por el teorema de Chebyshev, este teorema utilizado, proporciona una estimación conservadora a través de intervalos de confianza la probabilidad de que una variable finita se sitúe a una cierta distancia de su esperanza matemática (media, promedio), este trabajo se utilizó el límite superior del consumo energético. El cual considera 3 desviaciones estándar por sobre el promedio. Dado a ello y en conjunto a las boletas energéticas entregadas por compañía eléctrica se pudo trabajar bajo este supuesto. A su vez cabe destacar que acorde a la ley 20.571 y DFL 4 del Ministerio de Energía que es compatible con el suministro entregado a inyección y autoconsumo.

Los datos de radiaciones incidentes en el módulo FV para el ángulo determinado se obtuvieron desde el Explorador Solar, un método muy general y no aplicable en terreno. Sin embargo, aunque estos datos fueron comparados en visitas a terreno, los valores obtenidos por el explorador sólo consideran sombras topográficas, vientos y temperatura, siendo este

no afectado hoy en día, pero en un futuro puede que sufra nuevas construcciones aledañas (edificios, modificaciones de estructura del mall), ya que en donde se sitúa la instalación, se encuentra en proceso de modificaciones por el avance del comercio y crecimiento demográfico.

Posterior a ello se ha considerado una metodología acorde a las necesidades de ahorro energético que considere la empresa y más que todo a la que esté dispuesta a implementar o considerar de hacerlo en un futuro. Por último, para comparar los escenarios planteados se ha incluido como indicador los flujos de caja, que suscitan a indicadores económicos, permitiendo observar fluctuaciones de su valor en la medida que se van considerando alternativas de ahorro de energía en la empresa, por lo que, es posible que la empresa considere alguna de estas alternativas para mejorar el desempeño energético e indicador ambiental.

Los costos en la inversión se vieron afectados ya que las cotizaciones que se hicieron con expertos no incluían una variación de los precios, por lo que estos costos pueden variar si esta cotización se hace como empresa, el cual puede ser afectado tanto el flujo de caja con el IVA y el valor desecho obtenidos de los flujos de caja en los anexos 6,7 y 8 respectivamente.

Cabe destacar que el costo se asocia solamente al material del sistema fotovoltaico, y a posterior las mantenciones necesarias, estas se incluyen en los flujos de caja de los anexos 6,7 y 8 ya que la instalación de los paneles se puede realizar de forma personal. La norma no contempla una manipulación de ella por personal calificado.

La evaluación económica del proyecto no tiene en cuenta la disminución del valor de la inversión con el tiempo ni la venta de activos al finalizar su vida útil, porque no corresponde. Si incluyéramos la depreciación según la nueva tabla de vida útil de los activos fijos físicos del Servicio de Impuestos Internos (SII), que establece una vida útil normal de 10 años y una depreciación acelerada de 3 años para los "Equipos de generación y eléctricos utilizados en la generación", categoría en la que se incluye el SFV, encontraríamos que al final de los 10 años, los componentes de la inversión tendrían un valor residual del 20%. Se supone que los activos se venderían al valor de desecho obtenido al finalizar el proyecto. Considerando estos datos, el periodo de recuperación sería más largo y el valor actual neto (VAN) sería menor en comparación con los cálculos actuales.

Si bien el estudio de huella de carbono se ve reducido a sus propios objetivos, resulta interesante el planteamiento de los límites de los cálculos si extendemos el alcance. Esto es importante ya que hasta qué punto se calculan las huellas de CO₂ que son necesarias puede que el sistema varíe, y esto podría ser un dato no menor que es interesante de mencionar.

Entre las alternativas de mejora, se encuentra la instalación de baterías, modificando el sistema de inyección de energía; cabe señalar que, al aumentar el costo de inversión de esta medida, es perfectamente factible de aplicar a largo plazo, ya que puede que existan a futuro nuevas modificaciones a las leyes energéticas aplicables al trabajo.

Además, el precio de las tecnologías de las ERNC, aún se encuentran en aumento, por lo que en un futuro este puede ser afectado dado por la demanda de estas nuevas tecnologías. Cabe destacar que hoy en día la tecnología de SFV policristalina se encuentra en aumento, pero aun en muy bajas potencias (alrededor de 100 a 200 kW de potencia nominal, según cotizaciones con expertos). Por lo que en un futuro es posible trabajar con ellos.

Dado al alto costo de inversión, y en busca de mejorar la rentabilidad del proyecto. Se recomienda buscar la posibilidad de subvención oficial por parte del Ministerio de Energía, para disminuir los costos propios de la institución que solicita el proyecto.

La importancia de considerar la huella de carbono asociada al consumo de electricidad en una discusión. Destaca que esta huella debería disminuir debido al proceso de descarbonización en la matriz energética nacional.

Esta afirmación es relevante y se alinea con los esfuerzos globales para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero y abordar el cambio climático. La descarbonización de la matriz energética implica disminuir gradualmente la generación de electricidad a partir de fuentes de carbono intensivas, como el carbón, y aumentar la participación de fuentes de energía más limpias y bajas en carbono, como las renovables.

Si la matriz energética de un país se está descarbonizando, se espera que la huella de carbono asociada al consumo de electricidad disminuya con el tiempo. Esto se debe a que las fuentes de energía más limpias y renovables reemplazan gradualmente a las fuentes más contaminantes.

7. CONCLUSIÓN

De acuerdo con los requisitos normativos identificados, es notable que, en la actualidad, según la Ley 20.571 y el Decreto del Ministerio de Energía, es posible incorporar Energías Renovables No Convencionales (ERNC) en el proyecto a través de la instalación de paneles fotovoltaicos. Esta tecnología, que ha sido aprobada por la SEC y el Ministerio de Energía, se ha vuelto viable gracias a los cambios políticos ocurridos en los últimos años. Estos cambios están en línea con la política energética 2050 del Ministerio de Energía.

La instalación del SFV diseñado y dimensionado para cubrir el consumo eléctrico de la empresa Recuperadora Ortiz, fue realizado para los meses de invierno y así generar excedentes de energía que se inyecten a la red durante los meses restantes, generando un mayor ahorro energético, y viablemente de un punto de vista técnico, económico y ambiental, según los datos obtenidos del presente informe, ajustado a las dimensiones y consumos eléctricos mediante las boletas otorgadas por empresa distribuidora de energía (CGE).

Según el presente informe se evaluaron 3 proyectos. El primero constaba con potencia instalada de 78kW, suministrando una mayor cantidad de energía a la necesitada, y así poder acogerse a la Ley de Generación Distribuida para Autoconsumo, inyectando sus excedentes de energía a la red eléctrica y generando un ahorro en las cuentas de electricidad con la empresa Distribuidora, cubriendo los cargos por suministro eléctrico de la instalación para todo el año, generando un ahorro extra que se podría inyectar al sistema eléctrico, sumando un ingreso extra.

El segundo proyecto constaba con potencia instalada de 64kW, suministrando la cantidad de energía necesaria sin inyectar excedentes al sistema. Y por último un proyecto con potencia instalada de 54kW, suministrando la cantidad de energía mínima necesaria al sistema, por lo que fue necesario incluir en los egresos los consumos energéticos restantes.

Se acuerdo con la evaluación realizada, y con los escenarios posibles vistos, se tomó en cuenta que para la instalación de un SFV, se elige como el más conveniente el sistema que requirió un autoconsumo promedio sin inyección al sistema, puesto que se recuperaría la inversión inicial al año 9, y el ahorro monetario generado para la operación en la instalación de la Recuperadora permitiría obtener alrededor de unos 11 millones de pesos chilenos actualizados al valor según el VAN al finalizar la duración del proyecto, suma que no sería

significativa para la empresa en cuestión en términos de presupuestos, pero que en la reducción de su huella de carbono, evitaría alrededor de 600 tCO₂eq, lo cual permitiría orientar una mejor imagen de la empresa, ya que esta se especializa en la recuperación de residuos sólidos. Esta medida permitiría sentar las bases de una mejor sustentabilidad y sostenibilidad de la Recuperadora, no solo permitiendo y promoviendo en el sector energético del país con miras a una descarbonización, sino que también, incluyéndola en ella.

Cabe destacar que, si hablamos sobre sostenibilidad y mitigación del cambio climático, es relevante señalar esta tendencia hacia una menor huella de carbono en el consumo de electricidad. Esto resalta la importancia de impulsar la transición hacia fuentes de energía más limpias y promover prácticas de consumo energético eficientes y sostenibles.

8. REFERENCIAS

- ACERA, 2021. Análisis y propuesta de una ruta de referencia para alcanzar cero emisiones netas en el sector de generación de energía eléctrica en Chile. Disponible en: <http://acera.cl/wpcontent/uploads/2021/09/Resumen-Ejecutivo-Estudio-ACERA-2021.pdf>
- Abella, M. A. (2016). 13. Dimensionado de Sistemas Fotovoltaicos: Otros métodos de dimensionado de sistemas FV autónomos. Centro Propuesta de diseño de un sistema de energía solar fotovoltaica. Caso de aplicación en la ciudad de Bogotá Salamanca-Ávila, S. Revista Científica • ISSN 0124-2253 • e-ISSN 2344-2350 • Septiembre-Diciembre • Bogotá-Colombia • No. 30 (3) • pp. 263-277 [276] de investigaciones energéticas, Medioambientales y Tecnológicas, Departamento de Energía Renovables, CIEMAT. Recuperado de: http://api.eoi.es/api_v1_dev.php/fedora/asset/eoi:45340/componente45338.pdf.
- Agencia Chilena de Eficiencia Energética. (2012). Manual de Gestor Energético – Sector Público.
- Aguilar, F. J., Aledo, S. y Quiles, P. V. (2016). Experimental study of the solar photovoltaic contribution for the domestic hot water production with heat pumps in dwellings. Applied Thermal Engineering, 101, 1-11. Doi: 10.1016/j.applthermaleng.2016.01.127.
- Arvizu, D., T. Bruckner, H. Chum, O. Edenhofer, S. Estefen, A. Faaij, M. Fishedick, G. Hansen, G. Hiriart, O. Hohmeyer, K. G. T. Hollands, J. Huckerby, S. Kadner, Å. Killingtveit, A. Kumar, A. Lewis, O. Lucon, P. Matschoss, L. Maurice, M. Mirza, C. Mitchell, W. Moomaw, J. Moreira, L. J. Nilsson, J. Nyboer, R. Pichs-Madruga, J. Sathaye, J. Sawin, R. Schaeffer, T. Schei, S. Schlömer, K. Seyboth, R. Sims, G. Sinden, Y. Sokona, C. von Stechow, J. Steckel, A. Verbruggen, R. Wiser, F. Yamba, T. Zwickel. (2011). "Resumen técnico", en el Informe especial sobre fuentes de energía renovables y mitigación del cambio climático [edición a cargo de O. Edenhofer, R. Pichs-Madruga, Y. Sokona, K. Seyboth, P. Matschoss, S. Kadner, T.

Zwickel, P. Eickemeier, G. Hansen, S. Schlömer, C. von Stechow], Cambridge University Press, Cambridge, Reino Unido y Nueva York, Nueva York, Estados Unidos de América.

- ASIPLA, cifras Estadísticas de la industria, Estudios años: 2011,2012,2013 y 2014.
- Banco Mundial, 2022. Disponible en:
<https://bancomundial.org/es/topic/energy/overview>
- BID, 2020. Sistemas de almacenamiento de energía. Disponible en:
<https://blogs.iadb.org/energia/es/sistemas-de-almacenamiento-de-energia-descarbonizacion/>
- Carta, J. et al. (2009). Centrales de Energías Renovables. Madrid: PEARSON EDUCACIÓN, S.A.
- Castejón, A., & Santamaría, G. (2010). *Instalaciones solares fotovoltaicas*. Editorial Editex.
- CDT. (2013). Diseño y Dimensionamiento de Sistemas Solares Fotovoltaicos. Santiago de Chile.
- CNE. (2008). *Irradiancia solar en territorios de la república de chile*. Santiago de Chile.
- CNEC (2009). Análisis relativo de impactos y riesgos de la generación nucleoelectrica. Corporación Nuclear Eléctrica de Chile S.A., Santiago, Chile.
- CNE (2010b). Ministro Raineri forma comité de seguridad energética. Comisión Nacional de Energía, <http://www.cne.cl/noticias/otros/301-ministro-raineri-forma-comite-de-seguridad-energetica>. Acceso: 16 de septiembre de 2011.
- CNE. (2019). *Anuario Estadístico de Energía*. Santiago.

- Colegio Oficial de Ingenieros De Telecomunicación (2007). Energía Solar Fotovoltaica. Obtenido de https://www.coit.es/sites/default/files/informes/pdf/energia_solar_fotovoltaica.pdf
- Comisión Nacional de Energía. (2020). Energía Abierta. Obtenido de <http://energiaabierta.cl/visualizaciones/factor-de-emision-sic-sing/>
- Tomás Corcobado, Guadalupe Carmona (2018). Instalaciones solares fotovoltaicas. Editorial Mc Graw Hill.
- David Martínez. (2011). Energía Solar Fotovoltaica. Instalación de Paneles Fotovoltaicos en Bosal S.A.
- Donya L. - Rodríguez V. (Coord.) (2020). La experiencia uruguaya de educación en energías renovables: de Luces para Aprender a Nodos Educativos. Montevideo: OEI.
- “Energía solar fotovoltaica” Méndez Muñiz, Javier María y Cuervo García, Rafael, 2008.
- García López, I. (2009). Sistema Generador conectado a Red de 100 Kw Mediante Energía Solar Fotovoltaica Aplicado a una Nave Industrial. Proyecto de Fin de Carrera ITI. Electricidad. Universidad Carlos III de Madrid, Departamento de Ingeniería Eléctrica.
- GIZ. (2019). Índice de Precios de Sistemas Fotovoltaicos (FV) conectados a la red de distribución comercializados en Chile, versión 2019. Santiago de Chile.
- GIZ. (2020). *Guía de sistemas fotovoltaicos para empresas e industrias*. Santiago de Chile.
- IEA (2008). *International energy outlook 2008*. International Energy Agency and Organization for Economic Cooperation and Development, Paris, France.

- IPCC (2007). *Climate change 2007: Synthesis report*. Intergovernmental Panel on Climate Change.
- IRENA, 2017. *Electricity Storage and Renewables: Costs and Markets to 2030*, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi. Disponible en: <https://www.irena.org/publications/2017/oct/electricity-storage-and-renewables-costs-andmarkets>.
- Islam, M. M., Pandey, A. K., Hasanuzzaman, M. y Rahim, N. A. (2016). Recent progresses and achievements in photovoltaic-phase change material technology: A review with special treatment on photovoltaic thermal-phase change material systems. *Energy Conversion and Management*, 126, 177-204. Doi: 10.1016/j.enconman.2016.07.075.
- Ley N° 20.257/2013 del Ministerio de Economía, Fomento y reconstrucción, que introduce modificaciones a la ley general de servicios eléctricos respecto de la generación de energía eléctrica con fuentes de energías renovables no convencionales.
- Ley N° 20.571/2014 del Ministerio de Energía, que regula el pago de las tarifas eléctricas de las generadoras residenciales.
- Ley N° 20.698/2013 del Ministerio de Energía, que propicia la ampliación de la matriz energética, mediante fuentes renovables no convencionales.
- Mariela Formas. (2012), *El escenario que enfrenta el mercado del reciclaje del plástico*. Seminario, *Creando valor a partir de residuos: El reciclaje químico de plásticos*.
- Ministerio de Energía. (2016). *Guía de evaluación inicial de edificios para la instalación de sistemas fotovoltaicos*. Santiago de Chile.
- Ministerio de Energía. (2016). *Guía de Operación y Mantenimiento de Sistemas Fotovoltaicos*. Santiago de Chile.

- Ministerio de Energía. (2016). *Manual de Usuario Explorador Solar*. Santiago de Chile.
- Ministerio de Energía. (2018). Las energías renovables no convencionales en el mercado eléctrico chileno. Santiago.
- Ministerio de Energía. (2020). Explorador Solar. Obtenido de <http://solar.minenergia.cl/fotovoltaico>.
- Ministerio de Energía. (2020). Explorador Solar. Obtenido de <http://ernc.dgf.uchile.cl:48080/exploracion>.
- Ministerio de Energía. (2020a). Obtenido de <https://energia.gob.cl/educacion/que-son-lasenergia-renovables>.
- Ministerio del Medio Ambiente. (2019). Informe del Inventario Nacional de Gases de Efecto Invernadero de Chile serie 1990-2016. Santiago, Chile.
- Ministerio del Medio Ambiente (2021). Cambio climático, huella de carbono. Obtenido de: <https://mma.gob.cl/cambio-climatico/cc-02-7-huella-de-carbono/>
- Morata, D. (2011). Energía geotérmica en Chile: un desafío urgente para el país, Santiago. <http://www.elmostrador.cl/opinion/2011/03/27/energia-geotermica-en-chile-un-desafio-urgente-para-el-pais/>. Acceso: 17 de mayo de 2012.
- Mundaca T., Luis (2013) "Climate Change and Energy Policy in Chile: ¿Up in Smoke?" *Energy Policy* 52 (January). Elsevier: 235–48. doi: 10.1016/j.enpol.2012.08.073.
- Naturgy, 2021. El papel del almacenamiento en la Transición Energética. Disponible en: <https://static.smartgridsinfo.es/media/2021/05/almacenamiento-transicion-energetica-espanabaterias-informe-naturgy.pdf> (consultado el 15 de noviembre de 2021).

- Organización de las Naciones Unidas para la Agricultura y la Alimentación. (2005). Formulación y Análisis Detallado de Proyectos.
- Organización de las Naciones Unidas para la Alimentación y la Agricultura. (2014). El estado mundial de la pesca y acuicultura "Oportunidades y Desafíos". Roma.
- Organización de las Naciones Unidas para la Alimentación y la Agricultura. (2016). Estado Mundial de la Pesca y la Acuicultura.
- PROSPECTUS CONSULTING. (2016). La Salmonicultura en Chile: Situación Actual y Estrategia de Desarrollo al 2030.
- Raineri, R. and Contreras, G. (2010). Efficient capacity investment and joint production agreements in an oligopolistic electricity market: The HidroAysen joint venture project. Energy Policy 38, No. 11, 6551-6559.
- Saavedra, E. (2020). Huella de carbono: Emisiones de GEI por uso del sistema de iluminación de la Facultad de Ingeniería Ambiental de la Universidad Nacional de Ingeniería. Lima.
- Salamanca-Ávila, S. (2017). Propuesta de diseño de un sistema de energía solar fotovoltaica.
- SEC. (2020). Superintendencia de Electricidad y Combustibles. Obtenido de <https://www.sec.cl/gda/equipamiento-autorizado/#1591882679313-ec8c5f77-c3f3>
SunFields Europe. (2007). Boletín Solar Fotovoltaica Autónoma. 15.
- SPEC & ISCI, 2021. Cambios al mercado y a la regulación eléctrica para una descarbonización profunda. Disponible en: https://www.spec.cl/SPEC-ISCI-Descarbonizacion_web.pdf
- Watts, D., & Valdés, F. (2012). Proyectos Fotovoltaicos en Chile y Generación Distribuida. Wind & Solar Conference 2012.

9. ANEXOS

Anexo 1: Listado de normativa aplicable

Tabla 9.1. Listado de Normativa legal aplicable.

N°	Fuente normativa				Cuerpo Legal / N°	Titulo	Última Actualización	Fiscalizador	Artículos aplicables
	Cód.	Leyes	D.S	Resol.					
1			x		DFL 4 20018	FIJA TEXTO REFUNDIDO, COORDINADO Y SISTEMATIZADO DEL DECRETO CON FUERZA DE LEY N.º 1, DE MINERÍA, DE 1982, LEY GENERAL DE SERVICIOS ELÉCTRICOS, EN MATERIA DE ENERGÍA ELÉCTRICA	20-05-2022	MINISTERIO DE ECONOMÍA, FOMENTO Y RECONSTRUCCIÓN; SUBSECRETARIA DE ECONOMIA, FOMENTO Y ECONSTRUCCION	147,199,225
2			x		Decreto Supremo 88	APRUEBA REGLAMENTO PARA MEDIOS DE GENERACIÓN DE PEQUEÑA ESCALA	29-03-2022	MINISTERIO DE ENERGIA	1,4,9,12,16,27,28,112,117
3		x			Ley 20571	REGULA EL PAGO DE LAS TARIFAS ELÉCTRICAS DE LAS GENERADORAS RESIDENCIALES	06-09-2014	MINISTERIO DE ENERGIA	único, 149 bis-ter-quáter-quinquies
4		x			Ley 21305	SOBRE EFICIENCIA ENERGÉTICA	13-02-2021	MINISTERIO DE Energía	1
5			x		Decreto Supremo 20	APRUEBA REGLAMENTO QUE FIJA EL PROCEDIMIENTO PARA LA DETERMINACIÓN DE OTROS MEDIOS DE GENERACIÓN RENOVABLES NO CONVENCIONALES ESTABLECIDOS EN EL NÚMERO 7) DEL LITERAL AA) DEL ARTÍCULO 225 DE LA LEY GENERAL DE SERVICIOS ELÉCTRICOS	01-11-2015	MINISTERIO DE ENERGIA	1,2,6,7,9,10-13

Anexo 2: Listado de normativa descartada

Tabla 9.2. Listado de normativa presente descartada.

Cuerpo Legal / N°	Título	Última Actualización	Fiscalizador	Criterio de descarte
DECRETO LEY 2224	CREA EL MINISTERIO DE ENERGÍA Y LA COMISION NACIONAL DE ENERGÍA	13-02-2021	MINISTERIO DE ENERGIA	Por Acción o Actividad no Relacionada
LEY 18410	CREA LA SUPERINTENDENCIA DE ELECTRICIDAD Y COMBUSTIBLES	20-07.2016	MINISTERIO DE ECONOMÍA	Por Acción o Actividad no Relacionada
DFL 1	FIJA TEXTO REFUNDIDO, COORDINADO Y SISTEMATIZADO DE LA LEY N° 9.618, QUE CREA LA EMPRESA NACIONAL DEL PETROLEO	01-12-2017	MINISTERIO DE MINERÍA	Por Acción o Actividad no Relacionada
LEY 16319	CREA LA COMISION CHILENA DE ENERGIA NUCLEAR	01-02-2010	MINISTERIO DE ECONOMÍA, FOMENTO Y RECONSTRUCCIÓN	Por Acción o Actividad no Relacionada
LEY 19657	SOBRE CONCESIONES DE ENERGIA GEOTERMICA	01-02-2010	MINISTERIO DE MINERÍA	Tipo de instalación Energética
LEY 20365	ESTABLECE FRANQUICIA TRIBUTARIA RESPECTO DE SISTEMAS SOLARES TÉRMICOS	05-02-2016	MINISTERIO DE HACIENDA	Tipo de instalación Energética
DFL 323	LEY DE SERVICIOS DE GAS	07-08-2017	MINSITERIO DEL INTERIOR	Por Acción o Actividad no Relacionada
LEY 20765	CREA MECANISMO DE ESTABILIZACIÓN DE PRECIOS DE LOS COMBUSTIBLES QUE INDICA	09-07-2014	MINISTERIO DE HACIENDA	Por Acción o Actividad no Relacionada
LEY 18302	LEY DE SEGURIDAD NUCLEAR	01-02-2010	MINISTERIO DE MINERÍA	Por Acción o Actividad no Relacionada

LEY 18097	LEY ORGANICA CONSTITUCIONAL SOBRE CONCESIONES MINERAS	24-02-1990	MINISTERIO DE MINERÍA	Por Acción o Actividad no Relacionada
DFL 1122	FIJA TEXTO DEL CODIGO DE AGUAS	06-04-2022	MINISTERIO DE JUSTICIA	Por Acción o Actividad no Relacionada
DFL 340	DECRETO CON FUERZA DE LEY N° 340 SOBRE CONCESIONES MARITIMAS	06-09-2022	MINISTERIO DE HACIENDA	Ubicación
LEY 20249	CREA EL ESPACIO COSTERO MARINO DE LOS PUEBLOS ORIGINARIOS	16-02-2008	MINISTERIO DE PLANIFICACIÓN	Por Acción o Actividad no Relacionada
DECRETO LEY 824	APRUEBA TEXTO QUE INDICA DE LA LEY SOBRE IMPUESTO A LA RENTA	31-12-1974	MINSITERIO DE HACIENDA	Por Acción o Actividad no Relacionada
LEY 19300	APRUEBA LEY SOBRE BASES GENERALES DEL MEDIO AMBIENTE	13-06-2022	MINISTERIO SECRETARÍA GENERAL DE LA PRESIDENCIA	Tipo de instalación Energética
DECRETO LEY 1939	NORMAS SOBRE ADQUISICION, ADMINISTRACION Y DISPOSICION DE BIENES DEL ESTADO	14-02-2019	MINISTERIO DE TIERRAS Y COLONIZACIÓN	Por Acción o Actividad no Relacionada
LEY 19606	ESTABLECE INCENTIVOS PARA EL DESARROLLO ECONOMICO DE LAS REGIONES DE AYSEN Y DE MAGALLANES, Y DE LA PROVINCIA DE PALENA	01-03-2020	MINISTERIO DEL INTERIOR, SUBSECRETARIÁ DEL INTERIOR	Ubicación
DECRETO 62	APRUEBA REGLAMENTO DE TRANSFERENCIAS DE POTENCIA ENTRE EMPRESAS GENERADORAS ESTABLECIDAS EN LA LEY GENERAL DE SERVICIOS ELECTRICOS	26-12-2020	MINISTERIO DE ECONOMÍA, FOMENTO Y RECONSTRUCCIÓN; SUBSE CRETARIA DE ECONOMIA, FOMENTO Y ECONSTRUCCION	Por Acción o Actividad no Relacionada
DECRETO 31	APRUEBA REGLAMENTO PARA LA DETERMINACIÓN Y PAGO DE LAS COMPENSACIONES POR INDISPONIBILIDAD DE SUMINISTRO ELÉCTRICO	21-02-2017	MINISTERIO DE ENERGÍA	Por Acción o Actividad no Relacionada

DECRETO 128	APRUEBA REGLAMENTO PARA CENTRALES DE BOMBEO SIN VARIABILIDAD HIDROLÓGICA	20-12-2019	MINISTERIO DE ENERGÍA	Por Acción o Actividad no Relacionada
DECRETO 29	APRUEBA REGLAMENTO DE LICITACIONES PARA LA PROVISIÓN DE BLOQUES ANUALES DE ENERGÍA PROVENIENTES DE MEDIOS DE GENERACIÓN DE ENERGÍA RENOVABLE NO CONVENCIONAL	06-12-2014	MINISTERIO DE ENERGÍA	Por Acción o Actividad no Relacionada
DECRETO 23	APRUEBA REGLAMENTO DE OPERACIÓN Y ADMINISTRACIÓN DE LOS SISTEMAS MEDIANOS ESTABLECIDOS EN LA LEY GENERAL DE SERVICIOS ELÉCTRICOS	20-12-2019	MINISTERIO DE ENERGÍA	Por Acción o Actividad no Relacionada
DECRETO 229	APRUEBA REGLAMENTO DE VALORIZACION Y EXPANSION DE LOS SISTEMAS MEDIANOS ESTABLECIDOS EN LA LEY GENERAL DE SERVICIOS ELECTRICOS	05-01-2018	MINISTERIO DE ECONOMÍA, FOMENTO Y RECONSTRUCCIÓN; SUBSECRETARIA DE ECONOMIA, FOMENTO Y ECONSTRUCCION	Por Acción o Actividad no Relacionada
DECRETO 134	APRUEBA REGLAMENTO DE PLANIFICACIÓN ENERGÉTICA DE LARGO PLAZO	25-05-2021	MINISTERIO DE ENERGÍA	Por Acción o Actividad no Relacionada
DECRETO 139	APRUEBA REGLAMENTO PARA LA DETERMINACIÓN DE FRANJAS PRELIMINARES PARA OBRAS NUEVAS DE LOS SISTEMAS DE TRANSMISIÓN	22-03-2017	MINISTERIO DE ENERGÍA	Por Acción o Actividad no Relacionada
DECRETO 10	APRUEBA REGLAMENTO DE CALIFICACIÓN, VALORIZACIÓN, TARIFICACIÓN Y REMUNERACIÓN DE LAS INSTALACIONES DE TRANSMISIÓN	13-06-2020	MINISTERIO DE ENERGÍA	Por Acción o Actividad no Relacionada

DECRETO 125	APRUEBA REGLAMENTO DE LA COORDINACIÓN Y OPERACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL	20-12-2019	MINISTERIO DE ENERGÍA	Por Acción o Actividad no Relacionada
DECRETO 97	APRUEBA REGLAMENTO PARA EL REQUERIMIENTO DE PLANES DE SEGURIDAD DE ABASTECIMIENTO A CENTROS DE DESPACHO ECONÓMICO DE CARGA	5-12-2008	MINISTERIO DE ECONOMÍA, FOMENTO Y RECONSTRUCCIÓN	Por Acción o Actividad no Relacionada
DECRETO 142	APRUEBA REGLAMENTO QUE FIJA LOS REQUISITOS Y EL PROCEDIMIENTO APLICABLE A LAS SOLICITUDES DE INTERCAMBIOS INTERNACIONALES DE SERVICIOS ELÉCTRICOS	15-03-2017	MINISTERIO DE ENERGÍA	Por Acción o Actividad no Relacionada
DECRETO 52	APRUEBA REGLAMENTO DEL COORDINADOR INDEPENDIENTE DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL	03-04-2018	MINISTERIO DE ENERGÍA	Por Acción o Actividad no Relacionada
DECRETO 113	APRUEBA REGLAMENTO DE SERVICIOS COMPLEMENTARIOS A LOS QUE SE REFIERE EL ARTÍCULO 72°-7 DE LA LEY GENERAL DE SERVICIOS ELÉCTRICOS	01-01-2020	MINISTERIO DE ENERGÍA	Por Acción o Actividad no Relacionada
DECRETO 327	FIJA REGLAMENTO DE LA LEY GENERAL DE SERVICIOS ELECTRICOS	14-06-2021	MINISTERIO DE MINERÍA	Por Acción o Actividad no Relacionada
DECRETO 341	APRUEBA REGLAMENTO PARA LA FIJACIÓN DE PRECIOS DE LOS SERVICIOS NO CONSISTENTES EN SUMINISTRO DE ENERGÍA	05-01-2018	MINISTERIO DE ECONOMÍA; FOMENTO Y RECONSTRUCCION; SUBSECRETARIA DE ECONOMIA; FOMENTO Y RECONSTRUCCION	Por Acción o Actividad no Relacionada
DECRETO 86	APRUEBA REGLAMENTO PARA LA FIJACIÓN DE PRECIOS DE NUDO	09-10-2015	MINISTERIO DE ENERGÍA	Por Acción o Actividad no Relacionada

DECRETO 106	APRUEBA REGLAMENTO SOBRE LICITACIONES DE SUMINISTRO DE ENERGÍA PARA SATISFACER EL CONSUMO DE LOS CLIENTES REGULADOS DE LAS EMPRESAS CONCESIONARIAS DEL SERVICIO PÚBLICO DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA Y DEROGA EL DECRETO SUPREMO Nº 4, DE 2008, DEL MINISTERIO DE ECONOMÍA, FOMENTO Y RECONSTRUCCIÓN	17-08-2017	MINISTERIO DE ENERGÍA	Por Acción o Actividad no Relacionada
DECRETO 115	APRUEBA NORMA TECNICA NCH.ELEC. 4/2003, INSTALACIONES DE CONSUMO EN BAJA TENSION Y DEROGA, EN LO PERTINENTE, EL DECRETO Nº 91, DE 1984	13-10-2004	MINISTERIO DE ECONOMÍA; FOMENTO Y RECONSTRUCCION; SUBSECRETARIA DE ECONOMIA; FOMENTO Y RECONSTRUCCION	Por Acción o Actividad no Relacionada
DECRETO 331	APRUEBA REGLAMENTO DE LA LEY Nº 20.365, QUE ESTABLECE FRANQUICIA TRIBUTARIA RESPECTO DE SISTEMAS SOLARES TÉRMICOS	17-06-106	APRUEBA REGLAMENTO DE LA LEY Nº 20.365, QUE ESTABLECE FRANQUICIA TRIBUTARIA RESPECTO DE SISTEMAS SOLARES TÉRMICOS	Tipo de instalación Energética
DECRETO 114	APRUEBA NUEVO REGLAMENTO PARA LA APLICACIÓN DE LA LEY Nº 19.657, SOBRE CONCESIONES DE ENERGÍA GEOTÉRMICA Y DEROGA DECRETO Nº 32, DE 2004, DEL MINISTERIO DE MINERÍA	21-05-2021	MINISTERIO DE ENERGÍA	Tipo de instalación Energética
DECRETO 119	APRUEBA REGLAMENTO DE SEGURIDAD DE LAS PLANTAS DE BIOGÁS E INTRODUCE MODIFICACIONES AL REGLAMENTO DE INSTALADORES DE GAS	01-07-2017	MINISTERIO DE ENERGÍA	Tipo de instalación Energética

DECRETO 11	APRUEBA DEFINICIONES Y ESPECIFICACIONES DE CALIDAD PARA LA PRODUCCIÓN, IMPORTACIÓN, TRANSPORTE, ALMACENAMIENTO, DISTRIBUCIÓN Y COMERCIALIZACIÓN DE BIOETANOL Y BIODIESEL	09-05-2008	MINISTERIO DE ECONOMÍA, FOMENTO Y RECONSTRUCCIÓN; SUBSECRETARIA DE ECONOMIA, FOMENTO Y ECONSTRUCCION	Tipo de instalación Energética
DECRETO 82	APRUEBA REGLAMENTO DE PROTECCIÓN FÍSICA DE MATERIALES RADIACTIVOS EN INSTALACIONES RADIACTIVAS DE PRIMERA CATEGORÍA	14-11-2020	MINISTERIO DE ENERGÍA	Tipo de instalación Energética
DECRETO 18	APRUEBA REGLAMENTO QUE FIJA LAS OBLIGACIONES Y PROCEDIMIENTOS RELATIVOS A LA IDENTIFICACIÓN DE LOS CONTRIBUYENTES AFECTOS, Y QUE ESTABLECE LOS PROCEDIMIENTOS ADMINISTRATIVOS NECESARIOS PARA LA APLICACIÓN DEL IMPUESTO QUE GRAVA LAS EMISIONES AL AIRE DE MATERIAL PARTICULADO, ÓXIDOS DE NITRÓGENO, DIÓXIDO DE AZUFRE Y DIÓXIDO DE CARBONO CONFORME LO DISPUESTO EN EL ARTÍCULO 8° DE LA LEY N° 20.780	30-12-2016	MINISTERIO DEL MEDIO AMBIENTE	Por Acción o Actividad no Relacionada
DECRETO 13	ESTABLECE NORMA DE EMISIÓN PARA CENTRALES TERMOELÉCTRICAS	25-02-2015	MINISTERIO DEL MEDIO AMBIENTE	Tipo de instalación Energética
DECRETO 44	APRUEBA REGLAMENTO DEL PANEL DE EXPERTOS ESTABLECIDO EN LA LEY GENERAL DE SERVICIOS ELÉCTRICOS, DEROGA EL DECRETO SUPREMO N° 181, DE 2004, DEL MINISTERIO DE ECONOMÍA, FOMENTO Y RECONSTRUCCIÓN, E	26-12-2020	MINISTERIO DE ENERGÍA	Por Acción o Actividad no Relacionada

	INTRODUCE MODIFICACIONES A LOS DECRETOS QUE INDICA			
DECRETO 11	APRUEBA REGLAMENTO PARA LA DICTACIÓN DE NORMAS TÉCNICAS QUE RIJAN LOS ASPECTOS TÉCNICOS, DE SEGURIDAD, COORDINACIÓN, CALIDAD, INFORMACIÓN Y ECONÓMICOS DEL FUNCIONAMIENTO DEL SECTOR ELÉCTRICO	28-09-2017	MINISTERIO DE ENERGÍA	Por Acción o Actividad no Relacionada
DECRETO 8	APRUEBA REGLAMENTO DE SEGURIDAD DE LAS INSTALACIONES DE CONSUMO DE ENERGÍA ELÉCTRICA	05-03-2020	MINISTERIO DE ENERGÍA	Por Acción o Actividad no Relacionada
DECRETO 109	APRUEBA REGLAMENTO DE SEGURIDAD DE LAS INSTALACIONES ELÉCTRICAS DESTINADAS A LA PRODUCCIÓN, TRANSPORTE, PRESTACIÓN DE SERVICIOS COMPLEMENTARIOS, SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO Y DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA	25-04-2022	MINISTERIO DE ENERGÍA	Por Acción o Actividad no Relacionada
DECRETO 160	APRUEBA REGLAMENTO DE SEGURIDAD PARA LAS INSTALACIONES Y OPERACIONES DE PRODUCCIÓN Y REFINACIÓN, TRANSPORTE, ALMACENAMIENTO, DISTRIBUCIÓN Y ABASTECIMIENTO DE COMBUSTIBLES LÍQUIDOS	27-03-2020	MINISTERIO DE ECONOMÍA, FOMENTO Y RECONSTRUCCIÓN; SUBSECRETARÍA DE ECONOMÍA, FOMENTO Y RECONSTRUCCIÓN	Por Acción o Actividad no Relacionada
DECRETO 280	APRUEBA REGLAMENTO DE SEGURIDAD PARA EL TRANSPORTE Y DISTRIBUCIÓN DE GAS DE RED	07-04-2010	MINISTERIO DE ECONOMÍA, FOMENTO Y TURISMO; SUBSECRETARÍA DE	Por Acción o Actividad no Relacionada

			ECONOMÍA Y EMPRESAS DE MENOR TAMAÑO	
DECRETO 102	APRUEBA REGLAMENTO DE SEGURIDAD PARA EL TRANSPORTE DE GAS NATURAL LICUADO	03-04-2014	MINISTERIO DE ENERGÍA	Por Acción o Actividad no Relacionada
DECRETO 108	APRUEBA REGLAMENTO DE SEGURIDAD PARA LAS INSTALACIONES DE ALMACENAMIENTO, TRANSPORTE Y DISTRIBUCIÓN DE GAS LICUADO DE PETRÓLEO Y OPERACIONES ASOCIADAS	10-10-2014	MINISTERIO DE ENERGÍA	Por Acción o Actividad no Relacionada
DECRETO 67	APRUEBA REGLAMENTO DE SEGURIDAD DE PLANTAS DE GAS NATURAL LICUADO	06-09-2012	MINISTERIO DE ENERGÍA	Por Acción o Actividad no Relacionada
DECRETO 132	ESTABLECE NORMAS TECNICAS, DE CALIDAD Y DE PROCEDIMIENTO DE CONTROL APLICABLES AL PETROLEO CRUDO, A LOS COMBUSTIBLES DERIVADOS DE ESTE Y A CUALQUIER OTRA CLASE DE COMBUSTIBLES	25-02-2002	MINISTERIO DE MINERÍA	Por Acción o Actividad no Relacionada
DECRETO 52	AUTORIZA EMPLEO DE GAS LICUADO DE PETROLEO COMO COMBUSTIBLE DE VEHICULOS MOTORIZADOS, EN CONDICIONES QUE INDICA	14-04-1987	MINISTERIO DE TRANSPORTES Y TELECOMUNICACIONES; SUBSECRETARIA DE TRANSPORTES	Por Acción o Actividad no Relacionada
DECRETO 60	ESTABLECE ESPECIFICACIONES DE CALIDAD DE COMBUSTIBLES QUE INDICA	18-10-2013	MINISTERIO DE ENERGÍA	Por Acción o Actividad no Relacionada
DECRETO 263	APRUEBA REGLAMENTO SOBRE CONCESIONES PROVISIONALES Y DEFINITIVAS PARA LA DISTRIBUCION Y EL TRANSPORTE DE GAS	08-07-1995	MINISTERIO DE ECONOMÍA, FOMENTO Y RECONSTRUCCIÓN	Por Acción o Actividad no Relacionada

DECRETO 67	APRUEBA REGLAMENTO DE SERVICIO DE GAS DE RED	07-05-2004	MINISTERIO DE ECONOMÍA; FOMENTO Y RECONSTRUCCION; SUBSECRETARIA DE ECONOMIA; FOMENTO Y RECONSTRUCCION	Por Acción o Actividad no Relacionada
DECRETO 97	APRUEBA REGLAMENTO QUE ESTABLECE EL PROCEDIMIENTO PARA LA FIJACIÓN DE ESTÁNDARES MÍNIMOS DE EFICIENCIA ENERGÉTICA Y NORMAS PARA SU APLICACIÓN	14-05-2012	MINISTERIO DE ENERGÍA	Por Acción o Actividad no Relacionada
DECRETO 61	APRUEBA REGLAMENTO DE ETIQUETADO DE CONSUMO ENERGÉTICO PARA VEHÍCULOS MOTORIZADOS LIVIANOS Y MEDIANOS QUE INDICA	26-06-2017	MINISTERIO DE ENERGÍA	Por Acción o Actividad no Relacionada
DECRETO 2	APRUEBA REGLAMENTO DE ALUMBRADO PÚBLICO DE VÍAS DE TRÁNSITO VEHICULAR	01-06-2016	MINISTERIO DE ENERGÍA	Por Acción o Actividad no Relacionada
DECRETO 64	APRUEBA REGLAMENTO QUE ESTABLECE EL PROCEDIMIENTO PARA LA ELABORACIÓN DE LAS ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DE LAS ETIQUETAS DE CONSUMO ENERGÉTICO Y NORMAS PARA SU APLICACIÓN	07-03-2014	MINISTERIO DE ENERGÍA	Por Acción o Actividad no Relacionada
DECRETO 6	APRUEBA REGLAMENTO QUE ESTABLECE LOS REQUISITOS QUE DEBEN CUMPLIR LAS INSTALACIONES DE COGENERACIÓN EFICIENTE	06-11-2020	MINISTERIO DE ENERGÍA; SUBSECRETARÍA DE ENERGÍA	Tipo de instalación Energética
DECRETO 51	APRUEBA REGLAMENTO DE ALUMBRADO PÚBLICO DE BIENES NACIONALES DE USO	27-06-2016	MINISTERIO DE ENERGÍA	Por Acción o Actividad no Relacionada

	PÚBLICO DESTINADOS AL TRÁNSITO PEATONAL			
--	--	--	--	--

Anexo 3: Matriz de aplicabilidad del compendio de normas relacionados con instalación de paneles fotovoltaicos (ERNC).

Tabla 9.3. Matriz aplicabilidad Ley 21.305

Normativa	LEY 21305. SOBRE EFICIENCIA ENERGÉTICA				
	MINISTERIO DE ENERGÍA			2021	
EMPRESA					
Artículo	Descripción	Forma de verificación	Aplicabilidad		Comentarios
			Instalación	No aplica	

<p>Art. 1</p>	<p>Cada cinco años, el Ministerio de Energía, en colaboración con los ministerios sectoriales respectivos, deberá elaborar un Plan Nacional de Eficiencia Energética, en adelante el Plan, que deberá comprender, al menos, las siguientes materias: eficiencia energética residencial; estándares mínimos y etiquetado de artefactos; eficiencia energética en la edificación y el transporte; eficiencia energética y ciudades inteligentes; eficiencia energética en los sectores productivos y educación y capacitación en eficiencia energética. Además, deberá establecer metas de corto, mediano y largo plazo, así como los planes, programas y acciones necesarios para alcanzar dichas metas. Anualmente, el Ministerio podrá actualizar las metas, planes, programas, acciones y los antecedentes considerados para su determinación.</p> <p>Adicionalmente, el Plan establecerá metas de eficiencia energética para los Consumidores con Capacidad de Gestión de Energía, referidos en el artículo 2°. Las metas podrán ser diferenciadas según sector, nivel de consumo de energía u otras variables que determine el Ministerio de Energía.</p> <p>Con al menos seis meses de antelación a que se dicte el Plan respectivo, cada ministerio que cuente con normativa asociada a eficiencia energética deberá revisarla en materias tales como los estándares mínimos de eficiencia energética, los estándares de rendimiento vehicular y los estándares de edificación, emitiendo un informe sobre propuestas de actualización normativa. Estos informes deberán ser remitidos por los demás ministerios respectivos al Ministerio de Energía y serán publicados en su sitio web.</p> <p>El Ministerio deberá abrir un proceso de participación ciudadana, en el que se podrá inscribir toda persona natural o jurídica con interés en participar de la elaboración del Plan. Un reglamento, que será expedido a través del Ministerio de Energía, determinará la forma y plazos en que deberá abrirse el proceso de participación ciudadana; y su metodología se regirá de acuerdo a las normas que, al efecto, haya dictado el</p>	<p>x</p>	<p>La empresa puede postular a un plan de eficiencia energética</p>
---------------	--	----------	---

	<p>Ministerio, de conformidad a la ley N° 20.500, sobre asociaciones y participación ciudadana en la gestión pública.</p> <p>El Plan deberá ser sometido al Consejo de Ministros para la Sustentabilidad, para posteriormente ser propuesto al Presidente de la República.</p> <p>El acto administrativo que deba dictarse para materializar el acuerdo del Consejo de Ministros para la Sustentabilidad será expedido por el Ministerio del Medio Ambiente. Un decreto supremo expedido por el Ministerio de Energía establecerá el Plan Nacional de Eficiencia Energética.</p> <p>De conformidad a lo que señale el reglamento, el Ministerio evaluará el estado de cumplimiento del Plan tanto una vez cumplida la mitad de su plazo de vigencia como al término del mismo, emitiendo un informe con los resultados de dichas evaluaciones. Copia de dichos informes deberán remitirse a las Comisiones de Minería y Energía del Senado y de la Cámara de Diputados.</p>				
<p>Art. 2</p>	<p>Sin perjuicio de lo señalado en el inciso anterior, todas aquellas empresas que hayan tenido durante el año calendario anterior un consumo energético total para uso final igual o superior a 50 tera-calorías deberán reportar anualmente al Ministerio de Energía sus consumos por uso de energía y su intensidad energética del año calendario anterior. Anualmente, el Ministro de Energía fijará, con la información proporcionada por las empresas, de conformidad con el inciso anterior, y mediante resolución que se publicará en el Diario Oficial, el listado de consumidores que serán catalogados como "Consumidores con Capacidad de Gestión de Energía", en adelante "CCGE". Tendrán tal calidad aquellas empresas con consumos de energía para</p>	<p>Listado de consumidores con capacidad de gestión de energía</p>		<p>x</p>	<p>La empresa no se encuentra en listado de consumidor con capacidad de Gestión de Energía</p>

	<p>uso final sobre 50 tera-calorías anuales en el año calendario anterior informado.</p>				
--	--	--	--	--	--

Tabla 9.4. Matriz aplicabilidad DFL 4/20018.

Normativa	DFL 4 DFL 4/20018 FIJA TEXTO REFUNDIDO, COORDINADO Y SISTEMATIZADO DEL DECRETO CON FUERZA DE LEY N.º 1, DE MINERIA, DE 1982, LEY GENERAL DE SERVICIOS ELECTRICOS, EN MATERIA DE ENERGIA ELECTRICA				
	MINISTERIO DE ECONOMÍA, FOMENTO Y RECONSTRUCCIÓN; SUBSECRETARIA DE ECONOMIA, FOMENTO Y EONSTRUCCION	2007			
EMPRESA					
Artículo	Descripción	Forma de verificación	Aplicabilidad		Comentarios
			Instalación	No aplica	
TITULO V: DE LAS TARIFAS					
CAPITULO I: GENERALIDADES					

<p>Art. 147</p>	<p>Están sujetos a fijación de precios los suministros de energía eléctrica y los servicios que a continuación se indican:</p> <p>1.- Los suministros a usuarios finales cuya potencia conectada es inferior o igual a 5.000 kilowatts, ubicados en zonas de concesión de servicio público de distribución o que se conecten mediante líneas de su propiedad o de terceros a las instalaciones de distribución de la respectiva concesionaria;</p> <p>2.- Los suministros a usuarios finales de potencia conectada inferior o igual a 5.000 kilowatts, efectuados desde instalaciones de generación o transporte de una empresa eléctrica, en sistemas eléctricos de tamaño superior a 1.500 kilowatts en capacidad instalada de generación;</p> <p>3.- Los suministros que se efectúen a empresas eléctricas que no dispongan de generación propia, en la proporción en que estas últimas efectúen a su vez suministros sometidos a fijación de precios. Lo anterior cuando se trate de sistemas eléctricos de tamaño superior a 1.500 kilowatts en capacidad instalada de generación, y</p> <p>4.- Los servicios no consistentes en suministros de energía, prestados por las empresas sean o no concesionarias de servicio público que, mediante resolución del Tribunal de Defensa de la Libre Competencia, dictada a solicitud de la Superintendencia o de cualquier interesado, sean expresamente calificados como sujetos a fijación de precios, en consideración a que las condiciones existentes en el mercado no son suficientes para garantizar un régimen de libertad tarifaria.</p> <p>Para efectos de aplicar el límite señalado en los números 1 y 2, no podrá existir más de un empalme asociado a un suministro de un usuario final cuando sus instalaciones interiores se encuentren eléctricamente interconectadas.</p> <p>No obstante, los suministros a que se refieren los números 1 y 2 anteriores podrán ser contratados a precios libres cuando ocurra alguna de las circunstancias siguientes:</p> <p>a) Cuando se trate de servicio por menos de doce meses;</p>	<p>Estado consumo promedio durante 12 meses corridos;</p> <p>boletas de consumo eléctrico</p>	<p>x</p>		
-----------------	---	---	----------	--	--

	<p>b) Cuando se trate de calidades especiales de servicio a que se refiere el inciso segundo del artículo 130º;</p> <p>c) Cuando el momento de carga del cliente respecto de la subestación de distribución primaria sea superior a 20 mega watts-kilómetro, y</p> <p>d) Cuando la potencia conectada del usuario final sea superior a 500 kilowatts. En este caso, el usuario final tendrá derecho a optar por un régimen de tarifa regulada o de precio libre, por un período mínimo de cuatro años de permanencia en cada régimen. El cambio de opción deberá ser comunicado a la concesionaria de distribución con una antelación de, al menos, 12 meses.</p> <p>El Ministerio de Energía podrá rebajar el límite de 500 kilowatts indicado en esta letra, previo informe del Tribunal de Defensa de la Libre Competencia.</p>				
CAPITULO III: DE LOS PRECIOS MÁXIMOS EN SISTEMAS ELÉCTRICOS CUYO TAMAÑO E IGUAL O INFERIOR A 1500 KILOWATTS EN CAPACIDAD INSTALADA DE GENERACIÓN.					
Art. 199	<p>En los sistemas eléctricos cuyo tamaño es igual o inferior a 1.500 kilowatts en capacidad instalada de generación sólo se fijarán los precios correspondientes a los suministros indicados en el número 1 del artículo 147º.</p>	<p>Estado de consumo eléctrico; boletas de consumo eléctrico indicando cantidad en KW</p>	<p>x</p>		
Art. 200	<p>Los precios máximos para los suministros indicados en el número 1 del artículo 147º, serán acordados entre el alcalde de la Municipalidad en la cual se efectúen los suministros y las empresas concesionarias de servicio público de distribución que corresponda.</p>			<p>x</p>	<p>Carácter informativo</p>

TITULO VIII: DISPOSICIONES VARIAS

<p>Art. 225</p>	<p>Para los efectos de la aplicación de la presente ley se entiende por:</p> <p>a) Sistema eléctrico: conjunto de instalaciones de centrales eléctricas generadoras, líneas de transporte, subestaciones eléctricas y líneas de distribución, interconectadas entre sí, que permite generar, transportar y distribuir energía eléctrica.</p> <p>b) Sistema Eléctrico Nacional: Sistema eléctrico interconectado cuya capacidad instalada de generación sea igual o superior a 200 mega watts.</p> <p>c) Curva de carga: gráfico que representa la potencia producida en el sistema eléctrico en función del tiempo.</p> <p>d) Potencia de punta: potencia máxima en la curva de carga anual.</p> <p>e) Margen de reserva teórico: mínimo sobre equipamiento en capacidad de generación que permite abastecer la potencia de punta en un sistema o subsistema eléctrico con una suficiencia determinada, dadas las características de las unidades generadoras y de los sistemas de transmisión del sistema eléctrico.</p> <p>f) Costo marginal de suministro: costo en que se incurre para suministrar una unidad adicional de producto para un nivel dado de producción. Alternativamente, dado un nivel de producción, es el costo que se evita al dejar de producir la última unidad.</p> <p>g) Tasa de actualización: tasa de descuento.</p> <p>h) Costo total actualizado: suma de costos incurridos en distintas fechas, actualizados a un instante determinado.</p> <p>i) Instalación económicamente adaptada: es la instalación que permite producir una cantidad determinada al menor costo.</p> <p>j) Línea de distribución de servicio público: línea de distribución establecida por una empresa distribuidora haciendo uso de una concesión de servicio público.</p> <p>k) Usuario o consumidor final: usuario que utiliza el suministro de energía eléctrica para consumirlo.</p> <p>l) Potencia conectada: potencia máxima que es</p>		<p>x</p>		
-----------------	--	--	----------	--	--

capaz de demandar un usuario final dada la capacidad del empalme.

m) Áreas típicas de distribución: áreas en que los costos de prestar el servicio de distribución y la densidad de clientes por kilómetro de red son similares entre sí, pudiendo incluir en ellas una o más empresas concesionarias de distribución eléctrica.

n) Sectores de distribución: áreas territoriales en las cuales los precios máximos de distribución a usuarios finales, son los mismos.

ñ) Aportes de terceros: instalaciones que fueron aportadas por los usuarios a la empresa distribuidora sin costo para ésta, existentes a la fecha de promulgación de la presente ley.

o) Subestación de distribución primaria: subestación que reduce el voltaje desde el nivel de transporte al de alta tensión en distribución.

p) Momento de carga: es el producto de la potencia conectada del usuario medida en mega watts y de la distancia comprendida entre el punto de empalme con la concesionaria y la subestación de distribución primaria, medida en kilómetros a lo largo de las líneas eléctricas.

q) Usuario o cliente: es la persona natural o jurídica que acredite dominio sobre un inmueble o instalaciones que reciben servicio eléctrico. En este inmueble o instalación quedarán radicadas todas las obligaciones derivadas del servicio para con la empresa suministradora.

No obstante, si el concesionario no suspendiere el servicio por la causal indicada en el artículo 141º, las obligaciones por consumos derivadas del servicio para con la empresa suministradora que se generen desde la fecha de emisión de la siguiente boleta o factura no quedarán radicadas en dicho inmueble o instalación, salvo que para ello contare con la autorización escrita del propietario.

r) Confiabilidad: cualidad de un sistema eléctrico determinada conjuntamente por la suficiencia, la seguridad y la calidad de servicio.

s) Suficiencia: atributo de un sistema eléctrico

<p>cuyas instalaciones son adecuadas para abastecer su demanda.</p> <p>t) Seguridad de servicio: capacidad de respuesta de un sistema eléctrico, o parte de él, para soportar contingencias y minimizar la pérdida de consumos, a través de respaldos y de servicios complementarios.</p> <p>u) Calidad de servicio: atributo de un sistema eléctrico determinado conjuntamente por la calidad del producto, la calidad de suministro y la calidad de servicio comercial, entregado a sus distintos usuarios y clientes.</p> <p>v) Calidad del producto: componente de la calidad de servicio que permite calificar el producto entregado por los distintos agentes del sistema eléctrico y que se caracteriza, entre otros, por la magnitud, la frecuencia y la contaminación de la tensión instantánea de suministro.</p> <p>w) Calidad del suministro: componente de la calidad de servicio que permite calificar el suministro entregado por los distintos agentes del sistema eléctrico y que se caracteriza, entre otros, por la frecuencia, la profundidad y la duración de las interrupciones de suministro.</p> <p>x) Calidad de servicio comercial: componente de la calidad de servicio que permite calificar la atención comercial prestada por los distintos agentes del sistema eléctrico y que se caracteriza, entre otros, por el plazo de restablecimiento de servicio, la información proporcionada al cliente, la puntualidad en el envío de boletas o facturas y la atención de nuevos suministros.</p> <p>y) Energía Firme: Capacidad de producción anual esperada de energía eléctrica que puede ser inyectada al sistema por una unidad de generación de manera segura, considerando aspectos como la certidumbre asociada a la disponibilidad de su fuente de energía primaria, indisponibilidades programadas y forzadas. El detalle de cálculo de la energía firme, diferenciado por tecnología, deberá estar contenido en la Norma Técnica que la Comisión dicte para estos efectos.</p> <p>z) Servicios complementarios: Prestaciones que permiten efectuar la coordinación de la operación</p>				
---	--	--	--	--

del sistema en los términos dispuestos en el artículo 72°-1. Son servicios complementarios al menos, el control de frecuencia, el control de tensión y el plan de recuperación de servicio, tanto en condiciones normales de operación como ante contingencias.

Estos servicios se prestarán por medio de los recursos técnicos requeridos en la operación del sistema eléctrico, tales como la capacidad de generación de potencia activa, capacidad de inyección o absorción de potencia reactiva y potencia conectada de los usuarios, entre otros, y por la infraestructura asociada a la prestación del recurso técnico.

aa) Medios de generación renovables no convencionales: los que presentan cualquiera de las siguientes características:

1) Aquellos cuya fuente de energía primaria sea la energía de la biomasa, correspondiente a la obtenida de materia orgánica y biodegradable, la que puede ser usada directamente como combustible o convertida en otros biocombustibles líquidos, sólidos o gaseosos. Se entenderá incluida la fracción biodegradable de los residuos sólidos domiciliarios y no domiciliarios.

2) Aquellos cuya fuente de energía primaria sea la energía hidráulica y cuya potencia máxima sea inferior a 20.000 kilowatts.

3) Aquellos cuya fuente de energía primaria sea la energía geotérmica, entendiéndose por tal la que se obtiene del calor natural del interior de la tierra.

4) Aquellos cuya fuente de energía primaria sea la energía solar, obtenida de la radiación solar.

5) Aquellos cuya fuente de energía primaria sea la energía eólica, correspondiente a la energía cinética del viento.

6) Aquellos cuya fuente de energía primaria sea la energía de los mares, correspondiente a toda forma de energía mecánica producida por el movimiento de las mareas, de las olas y de las corrientes, así como la obtenida del gradiente térmico de los mares.

7) Otros medios de generación determinados fundadamente por la Comisión, que utilicen energías renovables para la generación de electricidad, contribuyan a diversificar las fuentes de abastecimiento de energía en los sistemas eléctricos y causen un bajo impacto ambiental, conforme a los procedimientos que establezca el reglamento.

ab) Energía renovable no convencional: aquella energía eléctrica generada por medios de generación renovables no convencionales.

ac) Instalación de cogeneración eficiente: instalación en la que se genera energía eléctrica y calor en un solo proceso de elevado rendimiento energético cuya potencia máxima suministrada al sistema sea inferior a 20.000 kilowatts y que cumpla los requisitos establecidos en el reglamento.

ad) Factor de Intensidad: se define como la razón entre la capacidad de generación instalada en cada comuna, expresada en kilowatts, y su número de clientes sometidos a regulación de precios.

ad) Sistema de Almacenamiento de Energía: Equipamiento tecnológico capaz de retirar energía desde el sistema eléctrico, transformarla en otro tipo de energía (química, potencial, térmica, entre otras) y almacenarla con el objetivo de, mediante una transformación inversa, inyectarla nuevamente al sistema eléctrico, contribuyendo con la seguridad, suficiencia o eficiencia económica del sistema, según lo determine el reglamento.

Para estos efectos, los retiros efectuados en el

	<p>proceso de almacenamiento no estarán sujetos a los cargos asociados a clientes finales. El reglamento establecerá las disposiciones aplicables a dichos retiros.</p> <p>ae) Comuna Intensiva en Generación: comuna cuyo Factor de Intensidad es igual o mayor a 2,5 kW/N° Clientes Regulados.</p>					
--	--	--	--	--	--	--

Tabla 9.5. Matriz aplicabilidad Decreto 88.

Normativa	DECRETO 88. APRUEBA REGLAMENTO PARA MEDIOS DE GENERACIÓN DE PEQUEÑA ESCALA				
	MINISTERIO DE ENERGÍA				2019
EMPRESA					
Artículo	Descripción	Forma de verificación	Aplicabilidad		Comentarios
			Instalación	No aplica	

Art. 1	El presente reglamento tiene por objeto establecer las disposiciones aplicables a los medios de generación conectados a instalaciones del Sistema Eléctrico Nacional con excedentes de potencia menores o iguales a 9.000 kilowatts, en adelante "Medios de generación de pequeña escala". En particular, su objeto es regular el procedimiento de interconexión de los señalados medios conectados a redes de distribución, así como la determinación y costos de las obras adicionales, adecuaciones o ajustes necesarios que permitan su conexión; los requerimientos y metodologías para establecer los límites a la conexión y a las inyecciones de energía y potencia; las disposiciones relacionadas a la medición y facturación de las inyecciones que los Medios de generación de pequeña escala realicen a los sistemas eléctricos; los mecanismos de estabilización de precios, las disposiciones asociadas a la operación y coordinación de estos medios de generación; y las demás materias necesarias para el adecuado desarrollo de la generación de pequeña escala.		x		
Art. 4	Los Medios de generación de pequeña escala, estarán sujetos a la coordinación del Coordinador Eléctrico Nacional, en adelante el "Coordinador", de acuerdo a lo establecido en el artículo 72º-2 y siguientes de la Ley General de Servicios Eléctricos.		x		
CAPITULO 3: VALORIZACIÓN DE INYECCIONES PARA MEDIOS DE GENERACIÓN DE PEQUEÑA ESCALA					
Art. 9	Los propietarios u operadores de los Medios de generación de pequeña escala sincronizados a un sistema eléctrico, tendrán derecho a vender la energía que evacuen al sistema a costo marginal instantáneo, pudiendo acceder al mecanismo de estabilización de precios, de acuerdo a lo establecido entre los párrafos 2º y 5º del presente Capítulo, y a vender sus Excedentes de Potencia al precio de nudo de la potencia, debiendo participar en las transferencias de energía y potencia a que se refiere el artículo 149º de la Ley, de acuerdo a las disposiciones contenidas en el presente reglamento y en la normativa vigente.		x		

Art. 12	<p>Todo propietario u operador de un Medio de generación de pequeña escala incluido en los balances de transferencia de energía y potencia, o que en el futuro se interconecte al sistema eléctrico, deberá optar por vender la energía que inyecte al sistema al costo marginal instantáneo o por un régimen de precio estabilizado.</p> <p>La opción a que se hace referencia en el inciso anterior, deberá ser comunicada al Coordinador por el propietario u operador del Medio de generación de pequeña escala al menos con un mes de antelación a la entrada en operación del señalado medio. El periodo mínimo de permanencia en cada régimen será de cuatro años y la opción de cambio de régimen deberá ser comunicada al Coordinador al menos con seis meses de antelación.</p>		x		
Art. 16	<p>El propietario u operador del Medio de generación de pequeña escala deberá informar, sus retiros o compromisos de energía y potencia, al Coordinador para ser incluidos en el balance de transferencias de energía y potencia, conforme a lo dispuesto en la normativa vigente.</p>		x		
CAPITULO 4: MEDICIÓN, FACTURACIÓN, REMUNERACIÓN Y PAGOS DE UN MEDIO GENERACIÓN DE PEQUEÑA ESCALA					

Art. 27	<p>Los Medios de generación de pequeña escala deberán contar con los equipos de medida y facturación suficientes que permitan registrar las lecturas de energía y potencia suministradas y retiradas del sistema, así como con los medios de comunicación necesarios para reportar dicha información al Coordinador y a las Empresas Distribuidoras, según corresponda, de acuerdo a lo exigido en la normativa vigente.</p> <p>Para la determinación del balance de transferencias de energía y potencia, el propietario u operador de un Medio de generación de pequeña escala o las Empresas Distribuidoras, según corresponda, deberán poner a disposición del Coordinador, en la forma y oportunidad que disponga la norma técnica vigente, la información de las inyecciones y retiros de energía y potencia realizados por el Medio de generación de pequeña escala en su Punto de Conexión.</p> <p>El propietario u operador de un PMGD o PMG podrá efectuar por sí mismo, o contratar con un tercero bajo su responsabilidad, el servicio de medición y contabilización de la energía inyectada o retirada del sistema, así como el servicio de comunicación para reportar oportunamente dicha información al Coordinador de acuerdo a lo que establezca la normativa vigente. Sin perjuicio de lo anterior, para el caso de un PMGD que utilice un equipo de medida de propiedad de la Empresa Distribuidora, dichas labores deberán ser realizadas por la Empresa Distribuidora y en conformidad con la normativa vigente.</p>		x		
Art. 28	<p>Los propietarios u operadores de un Medio de generación de pequeña escala deberán participar de las transferencias de energía y potencia entre empresas eléctricas que se encuentren sujetas a la coordinación del Coordinador. Para tal efecto, el Coordinador deberá incluir al Medio de generación de pequeña escala en el respectivo balance de transferencias de energía y potencia. Para el caso de las transferencias de potencia, se deberán aplicar las disposiciones que establezca la normativa vigente para dichas transferencias.</p> <p>Para efectos del balance de transferencia de energía y potencia, el Coordinador deberá referir las inyecciones de energía y potencia de un Medio de generación de pequeña escala a su correspondiente punto de referencia de acuerdo a lo establecido en el inciso primero del Artículo 10º del presente reglamento.</p>		x		
<p>TITULO III: DE LOS PEQUEÑOS MEDIOS DE GENERACIÓN, DE SU PROCEDIMIENTO DE INTERCONEXIÓN, ENERGIZACIÓN Y PUESTA EN SERVICIO, Y DE SUS EXIGENCIAS DE OPERACIÓN Y COORDINACIÓN</p>					

Art. 112	<p>Todo PMG deberá contar con los medios de comunicación que permitan al Coordinador conocer su estado de operación, obtener la información de las inyecciones y consumos de energía y potencia que el PMG realice a través del Punto de Conexión al sistema eléctrico y toda la información relevante relacionada con el PMG para la programación y operación del sistema eléctrico, así como para la facturación de las inyecciones y retiros asociadas al PMG, de acuerdo a los requerimientos, tiempos, plazos y formatos que establezca la normativa vigente. Sin perjuicio de lo anterior, las instalaciones y equipamientos mínimos que deberá disponer el propietario u operador de un PMG para una adecuada coordinación con el Coordinador serán especificados en la norma técnica respectiva.</p>		x	
Art. 117	<p>A más tardar, el día 25 de cada mes o el día hábil siguiente, el propietario u operador de un PMG que opere con Autodespacho, deberá enviar un informe de su operación mensual al Coordinador, en el cual señale su disponibilidad de excedentes esperados para el mes siguiente.</p> <p>El Coordinador deberá considerar la información del informe de operación mensual enviado por el PMG en la programación de la operación del sistema para el siguiente mes y la elaboración del pronóstico centralizado de generación renovable con recursos primarios variables, refiriendo los aportes del PMG que opera con Autodespacho al punto de referencia asociado a éste según se define en el Artículo 10º del presente reglamento.</p> <p>En el evento que durante un mes el propietario u operador advierta que no puede operar conforme a la previsión informada en el informe de operación mensual, éste deberá informar al Coordinador, a más tardar cuarenta y ocho horas después de constatada dicha situación, una actualización del informe de operación mensual con su nueva disponibilidad de excedentes para el resto del mes.</p> <p>Una vez finalizado cada mes, el Coordinador podrá solicitar al propietario u operador del PMG que opere con Autodespacho un informe en el cual se justifiquen las desviaciones producidas entre la operación esperada y la operación real.</p> <p>Artículo 118º.- El propietario u operador de un PMG deberá informar al Coordinador el plan de mantenimiento del respectivo PMG, para el siguiente año calendario, en los tiempos, plazos y formatos que establezca la norma técnica respectiva. Asimismo, deberá informar la ejecución de cualquier obra de reparación o modificación de las instalaciones y/o equipamientos que permiten su conexión al sistema eléctrico, en conformidad con lo señalado en el presente reglamento y la normativa vigente. El Coordinador deberá</p>		x	<p>El generador deberá entregar un informe al coordinador el día 25 de cada mes</p>

	<p>considerar esta información para la elaboración del programa de mantenimiento preventivo mayor.</p>				
--	--	--	--	--	--

Tabla 9.6. Matriz aplicabilidad Ley 20.571.

Normativa	LEY 20571. REGULA EL PAGO DE LAS TARIFAS ELÉCTRICAS DE LAS GENERADORAS RESIDENCIALES				2012
	MINISTERIO DE ENERGÍA				
EMPRESA					
Artículo	Descripción	Forma de verificación	Aplicabilidad		Comentarios
			Instalación	No aplica	

<p>Art. Único.</p>	<p>Introdúcense las siguientes modificaciones en el decreto con fuerza de ley N° 4, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, de 2007, que fija el texto refundido, coordinado y sistematizado del decreto con fuerza de ley N° 1, del Ministerio de Minería, de 1982, Ley General de Servicios Eléctricos, en materia de energía eléctrica:</p> <p>1) Agregase, en el inciso final del artículo 149, la siguiente oración final: "No se aplicarán las disposiciones del presente inciso a aquellas instalaciones de generación que cumplan con las condiciones y características indicadas en el artículo 149 bis, en cuyo caso deberán regirse por las disposiciones establecidas en él."</p> <p>2) Incorpórense, como artículos 149 bis, 149 ter, 149 quáter y 149 quinquies, los siguientes:</p> <p>"Artículo 149 bis.- Los usuarios finales sujetos a fijación de precios, que dispongan para su propio consumo de equipamiento de generación de energía eléctrica por medios renovables no convencionales o de instalaciones de cogeneración eficiente, tendrán derecho a inyectar la energía que de esta forma generen a la red de distribución a través de los respectivos empalmes.</p> <p>Se entenderá por energías renovables no convencionales aquellas definidas como tales en la letra aa) del artículo 225 de la presente ley. Asimismo, se entenderá por instalaciones de cogeneración eficiente a aquellas definidas como tales en la letra ac) del mismo artículo.</p> <p>Un reglamento determinará los requisitos que deberán cumplirse para conectar el medio de generación a las redes de distribución e inyectar los excedentes de energía a éstas. Asimismo, el reglamento contemplará las medidas que deberán adoptarse para los efectos de proteger la seguridad de las personas y de los bienes y la seguridad y continuidad del suministro; las especificaciones técnicas y de seguridad que deberá cumplir el equipamiento requerido para efectuar las inyecciones; el mecanismo para determinar los costos de las adecuaciones que deban realizarse a la red; y la capacidad instalada permitida por cada usuario final y por el conjunto de dichos usuarios en una misma red de distribución o en cierto sector de ésta.</p> <p>La capacidad instalada a que se refiere el inciso anterior se determinará tomando en cuenta la seguridad operacional y la configuración de la red de distribución o de ciertos sectores de ésta, entre otros criterios que determine el reglamento. La capacidad instalada por cliente o usuario final no podrá superar los 100 kilowatts.</p> <p>La concesionaria de servicio público de distribución deberá velar por que la habilitación de las instalaciones para inyectar los excedentes a la respectiva red de distribución, así como cualquier modificación realizada a las mismas</p>		<p>x</p>		
--------------------	---	--	----------	--	--

que implique un cambio relevante en las magnitudes esperadas de inyección o en otras condiciones técnicas, cumpla con las exigencias establecidas por el reglamento. En caso alguno podrá la concesionaria de servicio público de distribución sujetar la habilitación o modificación de las instalaciones a exigencias distintas de las dispuestas por el reglamento o por la normativa vigente. Corresponderá a la Superintendencia fiscalizar el cumplimiento de las disposiciones establecidas en el presente artículo y resolver fundadamente los reclamos y las controversias suscitadas entre la concesionaria de servicio público de distribución y los usuarios finales que hagan o quieran hacer uso del derecho de inyección de excedentes.

Las inyecciones de energía que se realicen en conformidad a lo dispuesto en el presente artículo serán valorizadas al precio que los concesionarios de servicio público de distribución traspasan a sus clientes regulados, de acuerdo a lo dispuesto en el artículo 158. Dicha valorización deberá incorporar, además, las menores pérdidas eléctricas de la concesionaria de servicio público de distribución asociadas a las inyecciones de energía señaladas, las cuales deberán valorizarse del mismo modo que las pérdidas medias a que se refiere el numeral 2 del artículo 182 y ser reconocidas junto a la valorización de estas inyecciones. El reglamento fijará los procedimientos para la valorización de las inyecciones realizadas por los medios de generación a que se refiere este artículo, cuando ellos se conecten en los sistemas señalados en el artículo 173.

Las inyecciones de energía valorizadas conforme al inciso precedente deberán ser descontadas de la facturación correspondiente al mes en el cual se realizaron dichas inyecciones. De existir un remanente a favor del cliente, el mismo se imputará y descontará en la o las facturas subsiguientes. Los remanentes a que se refiere este artículo, deberán ser reajustados de acuerdo al Índice de Precios del Consumidor, o el instrumento que lo reemplace, según las instrucciones que imparta la Superintendencia de Electricidad y Combustibles.

Para efectos de la aplicación de lo establecido en este artículo las concesionarias de servicio público de distribución deberán disponer un contrato con las menciones mínimas establecidas por el reglamento, entre las que se deberán considerar, al menos, el equipamiento de generación del usuario final y sus características técnicas esenciales, la capacidad instalada de generación, la opción tarifaria, la propiedad del equipo medidor, el mecanismo de pago de los remanentes no descontados a que se refiere el artículo siguiente y su periodicidad, y demás conceptos básicos que establezca el reglamento.

Las obras adicionales y adecuaciones que sean necesarias para permitir la

conexión y la inyección de excedentes de los medios de generación a que se refiere este artículo, deberán ser solventadas por cada propietario de tales instalaciones y no podrán significar costos adicionales a los demás clientes.

Artículo 149 ter.- Los remanentes de inyecciones de energía valorizados conforme a lo indicado en el artículo precedente que, transcurrido el plazo señalado en el contrato, no hayan podido ser descontados de las facturaciones correspondientes, deberán ser pagados al cliente por la concesionaria de servicio público de distribución respectiva. Para tales efectos, la concesionaria deberá remitir al titular un documento nominativo representativo de las obligaciones de dinero emanadas de las inyecciones no descontadas, salvo que el cliente haya optado por otro mecanismo de pago en el contrato respectivo.

Artículo 149 quáter.- Sin perjuicio de lo establecido en los artículos anteriores, la energía que los clientes finales inyecten por medios de generación renovables no convencionales de acuerdo al artículo 149 bis, podrá ser considerada por las empresas eléctricas que efectúen retiros de energía desde los sistemas eléctricos con capacidad instalada superior a 200 mega watts, a objeto del cumplimiento de la obligación establecida en el artículo 150 bis.

Con dicho fin, anualmente, y cada vez que sea solicitado, la respectiva concesionaria de servicio público de distribución remitirá al cliente un certificado que dé cuenta de las inyecciones realizadas por el cliente a través de medios de generación renovables no convencionales. Copia de dicho certificado será remitida a las Direcciones de Peajes de los CDEC para efectos de su incorporación al registro a que se refiere el inciso sexto del artículo 150 bis. Mensualmente, y conjuntamente con cada facturación, la concesionaria deberá informar al cliente el monto agregado de inyecciones realizadas desde la última emisión del certificado a que se refiere este inciso.

El certificado de inyecciones leídas constituirá título suficiente para acreditar inyecciones para el cumplimiento de la obligación establecida en el inciso primero del artículo 150 bis, por los valores absolutos de las inyecciones indicadas en él. Para tales efectos, el cliente podrá convenir, directamente, a través de la distribuidora o por otro tercero, el traspaso de tales inyecciones a cualquier empresa eléctrica que efectúe retiros en ese u otro sistema eléctrico. El reglamento establecerá los procedimientos que deberán seguirse para el traspaso de los certificados y la imputación de inyecciones pertinente.

Artículo 149 quinquies.- Los pagos, compensaciones o ingresos percibidos por los clientes finales en ejercicio de los derechos que les confieren los artículos 149 bis y 149 ter, no constituirán renta para todos los efectos legales y, por su parte, las operaciones que tengan lugar conforme a lo señalado en

<p>tales disposiciones no se encontrarán afectas a Impuesto al Valor Agregado.</p> <p>No podrán acogerse a lo dispuesto en el inciso precedente, aquellos contribuyentes del impuesto de Primera Categoría obligados a declarar su renta efectiva según contabilidad completa, con excepción de aquellos acogidos a los artículos 14 bis y 14 ter de la Ley sobre Impuesto a la Renta, contenida en el artículo 1° del decreto ley N° 824, de 1974.</p> <p>Las concesionarias de servicio público de distribución deberán emitir las facturas que den cuenta de las inyecciones materializadas por aquellos clientes finales que gocen de la exención de Impuesto al Valor Agregado señalada en el inciso precedente, siempre que dichos clientes finales no sean contribuyentes acogidos a lo dispuesto en los artículos 14 bis y 14 ter de la Ley sobre Impuesto a la Renta, caso en el cual éstos deberán emitir la correspondiente factura.</p> <p>El Servicio de Impuestos Internos establecerá mediante resolución, la forma y plazo en que las concesionarias deberán emitir las facturas a que se refiere el inciso precedente.".</p> <p>Artículo transitorio.- Esta ley entrará en vigencia una vez publicado el reglamento a que se refiere el artículo 149 bis.</p> <p>Durante el período comprendido entre la fecha de publicación del reglamento del artículo 149 bis y hasta la entrada en vigencia de la fijación de tarifas del valor agregado de distribución correspondiente al cuatrienio 2012-2015, los clientes que deseen inyectar sus excedentes de energía a la red, de acuerdo a lo señalado en el artículo 149 bis, y para efectos del pago de sus retiros de energía y potencia, podrán seguir adscritos a la opción tarifaria contratada a esa fecha.".</p>				
---	--	--	--	--

Tabla 9.7. Matriz aplicabilidad Decreto 20.

Normativa	DECRETO 20. APRUEBA REGLAMENTO QUE FIJA EL PROCEDIMIENTO PARA LA DETERMINACIÓN DE OTROS MEDIOS DE GENERACIÓN RENOVABLES NO CONVENCIONALES ESTABLECIDOS EN EL NÚMERO 7) DEL LITERAL AA) DEL ARTÍCULO 225 DE LA LEY GENERAL DE SERVICIOS ELÉCTRICOS				
	MINISTERIO DE ENERGIA			2015	
EMPRESA					
Artículo	Descripción	Forma de verificación	Aplicabilidad		Comentarios
			Instalación	No aplica	
TITULO I: DISPOSICIONES GENERALES					

CAPITULO 1: OBJETIVO Y ALCANCE				
Art. 1	El presente reglamento tiene por objetivo regular el procedimiento aplicable para la determinación de otros medios de generación renovables no convencionales, que utilicen energías renovables para la generación de electricidad, contribuyan a diversificar las fuentes de abastecimiento de energía en los sistemas eléctricos y causen un bajo impacto ambiental.		x	
Art. 2	Las inyecciones de energía provenientes de los medios de generación de energías renovables no convencionales, determinados de acuerdo al procedimiento establecido en el presente reglamento, serán calificadas como inyecciones provenientes de medios de generación renovable no convencional para los efectos de lo prescrito en los artículos 79º y 150º bis del decreto con fuerza de ley Nº 4/20.018, de 2006, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, que fija el texto refundido, coordinado y sistematizado del decreto con fuerza de ley Nº 1, de Minería, de 1982, Ley General de Servicios Eléctricos, en adelante e indistintamente, la "Ley".		x	
TITULO II: REQUISITOS PARA SER DETERMINADOS COMO OTROS MEDIOS DE GENERACIÓN RENOVABLES NO CONVENCIONALES				
Art. 6	De acuerdo a lo dispuesto en el número 7) del literal aa) del artículo 225º de la ley, los medios de generación, susceptibles de ser determinados conforme al procedimiento establecido en el presente reglamento, deberán cumplir con los siguientes requisitos copulativos: a) Utilizar energías renovables para la generación de electricidad; b) Contribuir a diversificar las fuentes de abastecimiento de energía en los sistemas eléctricos, y c) Causar un bajo impacto ambiental.		x	

Art. 7	<p>Se entenderá que un medio de generación utiliza energía renovable para la generación de electricidad, si la tecnología en que se basa el proyecto aprovecha alguna de las fuentes de energía primaria que caracterizan a los medios de generación renovables no convencionales indicados en los números 1) a 6) del literal aa) del artículo 225º de la ley, del modo indicado en el inciso siguiente. También cuando aprovecha otra distinta, individualmente o del modo expresado en el inciso siguiente, en la medida que la energía provenga de una fuente natural, no fósil, y que posea capacidad de regenerarse a un ritmo más rápido que la que se consume.</p> <p>De esta forma, y para efectos del presente reglamento, se entenderá que utilizan energías renovables para la generación de electricidad, aquellos medios de generación que combinen tecnologías para la transformación de alguna de las fuentes de energía primaria señaladas en el inciso anterior, con tecnologías para la transformación de otras fuentes de energía, compartiendo ambos tipos de tecnologías sistemas para la transformación de la energía en electricidad. En este caso, solo la parte de la electricidad generada mediante la tecnología que utiliza alguna de las fuentes de energía primaria señaladas en el inciso anterior podrá ser utilizada para los efectos de lo indicado en los artículos 79º y 150º bis de la ley.</p> <p>Para efectos de lo señalado en el inciso precedente, el cálculo de la parte de la electricidad generada mediante la tecnología que utilice alguna de las fuentes de energía primaria señaladas en el inciso primero precedente, será realizado conforme a lo dispuesto en el decreto supremo N° 291, de 2007, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, y la demás normativa vigente, debiendo dicha tecnología dar cumplimiento a lo establecido en los artículos siguientes.</p> <p>No se considerarán aquellos medios de generación para los cuales la energía potencial en ellos transformada haya sido aportada por una fuente de energía primaria distinta de aquellas señaladas en el inciso primero precedente, o bien, por electricidad obtenida desde sistemas eléctricos con capacidad instalada superior a 200 megawatts, tal como podría ser el caso de medios de generación que utilicen un recurso hidráulico que ha obtenido su energía potencial mediante el aumento de altitud sobre el nivel del mar por medio de bombeo utilizando alguna de las energías señaladas en este inciso.</p>		x		
Art. 9	Para efectos de lo previsto en el artículo 6º, letra c), el solicitante deberá acompañar los documentos señalados en el artículo 12, según corresponda.		x		
TITULO III: PROCEDIMIENTO PARA LA DETERMINACIÓN DE OTROS MEDIOS DE GENERACIÓN RENOVABLES NO CONVENCIONALES					
Art. 10	Las solicitudes de determinación de otros medios de generación a que se refiere el número 7) del literal aa) del artículo 225º de la ley, deberán ser presentadas en el Ministerio de Energía y se deberán ajustar a los requisitos que se establecen en los artículos siguientes del presente reglamento.		x		

Art. 11	<p>Toda solicitud deberá contener lo siguiente:</p> <p>a) Identificación del solicitante: La solicitud deberá indicar el nombre completo o razón social, cédula de identidad o rol único tributario, nacionalidad, domicilio, correo electrónico y teléfono del solicitante y, según corresponda, el nombre completo, cédula de identidad, domicilio y correo electrónico de su representante legal. Si el solicitante es persona natural se deberá acompañar copia de su cédula de identidad. Si se trata de personas jurídicas, se deberá acompañar copia del rol único tributario, de los estatutos vigentes y de la inscripción en el registro conservatorio correspondiente, esta última con una vigencia no anterior a 30 días, contados desde la fecha de presentación de la solicitud. Asimismo, se deberá acompañar copia del o los instrumentos donde conste la personería del representante legal, con la vigencia antes indicada;</p> <p>b) Descripción del proyecto: La solicitud deberá indicar el nombre del proyecto y la ubicación del mismo, con mención precisa de la región, provincia y comuna. Asimismo, deberá indicar el sistema eléctrico al cual se conectará, la potencia, la cantidad de energía a producir anual y mensualmente;</p> <p>c) Descripción de la tecnología que utiliza el proyecto, debiendo incluir un diagrama con los balances de energía y una descripción de los principales componentes, la eficiencia de conversión/rendimiento y el mantenimiento. Tratándose de los medios de generación indicados en el inciso segundo del artículo 7º del presente reglamento, se deberá asimismo indicar fundadamente y a modo de referencia, la parte de la electricidad que será generada mediante la tecnología que utiliza alguna de las fuentes de energía primaria señaladas en el inciso primero del artículo 7º del presente reglamento;</p> <p>d) Indicar la fuente de energía primaria y origen del potencial energético, describiendo el principio físico por el cual se transforma la energía;</p> <p>e) Descripción de la forma en que el proyecto contribuirá a diversificar las fuentes de abastecimiento de los sistemas eléctricos, conforme a lo dispuesto en el artículo 8º del presente reglamento;</p> <p>f) Describir el bajo impacto ambiental que causa el proyecto, acompañando, si corresponde, los documentos señalados en el artículo 12 del presente reglamento;</p> <p>g) Indicar si existen proyectos similares en el país o en el extranjero, en cuyo caso la solicitud deberá indicar el nombre del o los proyectos, su ubicación, empresa desarrolladora, año de inicio de operación y resultados obtenidos, y</p> <p>h) Cualquier otro antecedente que el solicitante considere relevante.</p>		x		
---------	---	--	---	--	--

Art. 12	<p>Tratándose de proyectos susceptibles de causar impacto ambiental, y que deban someterse al sistema de evaluación de impacto ambiental, conforme a lo dispuesto en el artículo 10 de la ley N° 19.300 y en el artículo 3° del decreto supremo N° 40, de 2012, del Ministerio del Medio Ambiente, que aprueba el reglamento del sistema de evaluación de impacto ambiental, el solicitante deberá acompañar copia de la Resolución de Calificación Ambiental favorable, emitida por la autoridad ambiental competente.</p> <p>Tratándose de proyectos o modificaciones de proyectos que no debieran ingresar al sistema de evaluación de impacto ambiental, o que exista duda respecto de su ingreso, el solicitante podrá acompañar un pronunciamiento del Servicio de Evaluación Ambiental, de acuerdo a lo señalado en el artículo 26 del decreto supremo N° 40, de 2012, del Ministerio del Medio Ambiente, que aprueba el reglamento del sistema de evaluación de impacto ambiental, señalando que el proyecto o modificación no debe someterse al sistema de evaluación de impacto ambiental.</p>		x	No corresponde a proyecto aplicable a ley 19300 y D.S 40 (MMA)
Art. 13	<p>Si la solicitud contiene información incompleta o errónea, respecto de la exigida en los artículos precedentes, se podrá requerir al solicitante, por escrito y fundadamente, para que, dentro del plazo de 5 días contados desde la notificación del requerimiento, complete la información faltante o corrija los errores, según corresponda. El solicitante antes del vencimiento del plazo antes señalado podrá solicitar una prórroga del mismo, de acuerdo a lo dispuesto en el artículo 26 de la ley N° 19.880.</p> <p>En caso de que el solicitante no complemente la información faltante o no corrija los errores dentro del plazo antes señalado, el Ministerio de Energía desechará la solicitud de plano mediante resolución, lo que pondrá fin al procedimiento.</p>		x	

Anexo 4: Inventario de consumos eléctricos de los Sistemas Consumidores de Energía.

Recinto	Artefacto Eléctrico	Horario uso (hrs)	Cantidad	Potencia unitaria (kW)	Diario		Mensual	
					Uso (hrs)	Consumo Eléctrico (kWh)	Uso (hrs)	Consumo Eléctrico (kWh)
SISTEMAS DE ILUMINACION								
Bodegas	Campana LED	08:00 - 18:00	8	0,1	10	8	200	160
Bodegas	Tubo fluorescente	08:00 - 18:00	4	0,036	10	1,44	200	28,8
Oficina	Ampolletas LED	08:00 - 18:00	12	0,01	10	1,2	200	24
Baños	Ampolletas LED	08:00 - 18:00	6	0,01	10	0,6	200	12
EQUIPOS COMPUTACIONALES								
Oficinas	Monitor Computador	08:00 - 18:00	3	0,045	10	1,35	200	27
Oficinas	Torre computador	08:00 - 18:00	3	0,0003	10	0,009	200	0,18
SISTEMAS DE CLIMATIZACIÓN								
Oficina	Aire acondicionado	08:00 - 18:00	2	1,06	6	12,72	120	254,4
MAQUINARIA INDUSTRIAL								
Bodega	Compactadora automática Horizontal	08:00 - 18:00	1	30	6	180	120	3600
Bodega	Compactadora automática Horizontal	08:00 - 18:00	1	22	6	132	120	2640
Bodega	Compactadora metal	08:00 - 18:00	1	17,5	4	70	80	1400
Bodega	Soldadora	08:00 - 18:00	1	4,5	2	9	40	180
Bodega	Esmeril Angular	08:00 - 18:00	1	0,75	1	0,75	20	15
OTROS ARTEFACTOS								
Oficinas	Cargador de celular	08:00 - 18:00	2	0,0002	10	0,004	200	0,08
Oficinas	Dispensador de agua	08:00 - 18:00	1	0,16	2	0,32	40	6,4
Oficinas y Bodega	Cámaras de seguridad	08:00 - 18:00	12	0,093	24	26,784	480	535,68
CONSUMO TOTAL MENSUAL (kWh)						8883,54		

Anexo 5: Ficha Técnica del Módulo FV seleccionado.







HiKu6 Mono PERC

530 W ~ 550 W
CS6W-530 | 535 | 540 | 545 | 550MS

MORE POWER

- 550 W

Module power up to 550 W
Module efficiency up to 21.5 %
- \$

Up to 4.5 % lower LCOE
Up to 5.6 % lower system cost
- 

Comprehensive LID / LeTID mitigation technology, up to 50% lower degradation
- 

Compatible with mainstream trackers, cost effective product for utility power plant
- 

Better shading tolerance

MORE RELIABLE

- 

Minimizes micro-crack impacts
- 

Heavy snow load up to 5400 Pa,
wind load up to 2400 Pa*

12 Years

Enhanced Product Warranty on Materials and Workmanship*

25 Years

Linear Power Performance Warranty*

1st year power degradation no more than 2%
Subsequent annual power degradation no more than 0.55%

*According to the applicable Canadian Solar Limited Warranty Statement.

MANAGEMENT SYSTEM CERTIFICATES*

ISO 9001:2015 / Quality management system
ISO 14001:2015 / Standards for environmental management system
ISO 45001: 2018 / International standards for occupational health & safety

PRODUCT CERTIFICATES*

IEC 61215 / IEC 61730 / CE / INMETRO / MCS / UKCA
CEC listed (US California)
UL 61730 / IEC 61701 / IEC 62716 / IEC 60068-2-68
UNI 9177 Reaction to Fire: Class 1 / Take-e-way









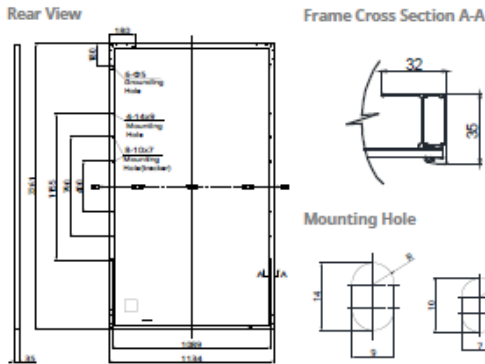

* The specific certificates applicable to different module types and markets will vary, and therefore not all of the certifications listed herein will simultaneously apply to the products you order or use. Please contact your local Canadian Solar sales representative to confirm the specific certificates available for your Product and applicable in the regions in which the products will be used.

CSI Solar Co., Ltd. is committed to providing high quality solar photovoltaic modules, solar energy and battery storage solutions to customers. The company was recognized as the No. 1 module supplier for quality and performance/price ratio in the IHS Module Customer Insight Survey. Over the past 20 years, it has successfully delivered over 63 GW of premium-quality solar modules across the world.

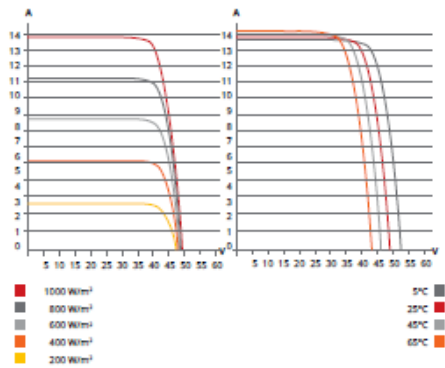
* For detailed information, please refer to the Installation Manual.

CSI Solar Co., Ltd.
199 Lushan Road, SND, Suzhou, Jiangsu, China, 215129, www.csisolar.com, support@csisolar.com

ENGINEERING DRAWING (mm)



CS6W-530MS / I-V CURVES



ELECTRICAL DATA | STC*

CS6W	530MS	535MS	540MS	545MS	550MS
Nominal Max. Power (P _{max})	530 W	535 W	540 W	545 W	550 W
Opt. Operating Voltage (V _{mp})	40.9 V	41.1 V	41.3 V	41.5 V	41.7 V
Opt. Operating Current (I _{mp})	12.96 A	13.02 A	13.08 A	13.14 A	13.20 A
Open Circuit Voltage (V _{oc})	48.8 V	49.0 V	49.2 V	49.4 V	49.6 V
Short Circuit Current (I _{sc})	13.80 A	13.85 A	13.90 A	13.95 A	14.00 A
Module Efficiency	20.7%	20.9%	21.1%	21.3%	21.5%
Operating Temperature	-40°C ~ +85°C				
Max. System Voltage	1500V (IEC/UL) or 1000V (IEC/UL)				
Module Fire Performance	TYPE 1 (UL 61730 1500V) or TYPE 2 (UL 61730 1000V) or CLASS C (IEC 61730)				
Max. Series Fuse Rating	25 A				
Application Classification	Class A				
Power Tolerance	0 ~ + 10 W				

* Under Standard Test Conditions (STC) of irradiance of 1000 W/m², spectrum AM 1.5 and cell temperature of 25°C.

ELECTRICAL DATA | NMOT*

CS6W	530MS	535MS	540MS	545MS	550MS
Nominal Max. Power (P _{max})	397 W	401 W	405 W	409 W	412 W
Opt. Operating Voltage (V _{mp})	38.3 V	38.5 V	38.7 V	38.9 V	39.1 V
Opt. Operating Current (I _{mp})	10.38 A	10.42 A	10.47 A	10.52 A	10.55 A
Open Circuit Voltage (V _{oc})	46.1 V	46.3 V	46.5 V	46.7 V	46.9 V
Short Circuit Current (I _{sc})	11.13 A	11.17 A	11.21 A	11.25 A	11.29 A

* Under Nominal Module Operating Temperature (NMOT), irradiance of 800 W/m², spectrum AM 1.5, ambient temperature 20°C, wind speed 1 m/s.

MECHANICAL DATA

Specification	Data
Cell Type	Mono-crystalline
Cell Arrangement	144 [2 x (12 x 6)]
Dimensions	2261 x 1134 x 35 mm (89.0 x 44.6 x 1.38 in)
Weight	27.8 kg (61.3 lbs)
Front Cover	3.2 mm tempered glass with anti-reflective coating
Frame	Anodized aluminium alloy
J-Box	IP68, 3 bypass diodes
Cable	4 mm ² (IEC), 12 AWG (UL)
Cable Length (Including Connector)	410 mm (16.1 in) (+) / 290 mm (11.4 in) (-) (supply additional jumper cable: 2 lines / Pallet) or customized length*
Connector	T4 series or MC4-EVO2
Per Pallet	30 pieces
Per Container (40' HQ)	600 pieces

* For detailed information, please contact your local Canadian Solar sales and technical representatives.

TEMPERATURE CHARACTERISTICS

Specification	Data
Temperature Coefficient (P _{max})	-0.34 % / °C
Temperature Coefficient (V _{oc})	-0.26 % / °C
Temperature Coefficient (I _{sc})	0.05 % / °C
Nominal Module Operating Temperature	41 ± 3°C

PARTNER SECTION



* The specifications and key features contained in this datasheet may deviate slightly from our actual products due to the on-going innovation and product enhancement. CSI Solar Co., Ltd. reserves the right to make necessary adjustment to the information described herein at any time without further notice. Please be kindly advised that PV modules should be handled and installed by qualified people who have professional skills and please carefully read the safety and installation instructions before using our PV modules.

CSI Solar Co., Ltd.
199 Lushan Road, SND, Suzhou, Jiangsu, China, 215129, www.csisolar.com, support@csisolar.com

Anexo 6: Flujo de caja del proyecto considerando inyección al sistema eléctrico.

AÑO	0	1	2	3	4	5	6	7
INGRESOS								
Autoconsumo/Ahorro [kWh]		\$4.645.077	\$4.632.071	\$4.619.101	\$4.606.168	\$4.593.270	\$4.580.409	\$4.567.584
Inyección de energía [kWh]		\$632.664	\$630.893	\$629.126	\$627.364	\$625.608	\$623.856	\$622.109
Total, ingresos operacionales		\$5.277.741	\$5.262.963	\$5.248.227	\$5.233.532	\$5.218.878	\$5.204.265	\$5.189.693
EGRESOS								
Costos Fijos								
Mantenimiento		\$-780.390	\$-795.998	\$-811.918	\$-828.156	\$-844.719	\$-861.614	\$-878.846
Cargo fijo mensual BT4.3		\$-19.404	\$-19.404	\$-19.404	\$-19.404	\$-19.404	\$-19.404	\$-19.404
Inversión inicial								
Módulos FV	\$-39.019.384							
Valor desecho								
FLUJO ANUAL	\$-39.019.384	\$4.477.947	\$4.447.562	\$4.416.905	\$4.385.972	\$4.354.755	\$4.323.248	\$4.291.444
FLUJO ACUMULADO		\$-34.541.437	\$-30.093.875	\$-25.676.970	\$-21.290.998	\$-16.936.243	\$-12.612.995	\$-8.321.552

AÑO	0	8	9	10	11	12	13	14
INGRESOS								
Autoconsumo/Ahorro [kWh]		\$4.554.795	\$4.542.041	\$4.529.324	\$4.516.642	\$4.503.995	\$4.491.384	\$4.478.808
Inyección de energía [kWh]		\$620.367	\$618.630	\$616.898	\$615.171	\$613.448	\$611.731	\$610.018
Total, ingresos operacionales		\$5.175.162	\$5.160.672	\$5.146.222	\$5.131.813	\$5.117.443	\$5.103.115	\$5.088.826
EGRESOS								
Costos Fijos								
Mantenimiento		\$-896.423	\$-914.351	\$-932.638	\$-951.291	\$-970.317	\$-989.723	\$-1.009.518
Cargo fijo mensual BT4.3		\$-19.404	\$-19.404	\$-19.404	\$-19.404	\$-19.404	\$-19.404	\$-19.404
Inversión inicial								
Módulos FV	\$-39.019.384							
Valor desecho								
FLUJO ANUAL	\$-39.019.384	\$4.259.335	\$4.226.917	\$4.194.180	\$4.161.117	\$4.127.723	\$4.093.987	\$4.059.904
FLUJO ACUMULADO		\$-4.062.216	\$164.700	\$4.358.880	\$8.519.998	\$12.647.720	\$16.741.708	\$20.801.612

AÑO	0	15	16	17	18	19	20	21
INGRESOS								
Autoconsumo/Ahorro [kWh]		\$4.466.267	\$4.453.762	\$4.441.291	\$4.428.856	\$4.416.455	\$4.404.089	\$4.391.757
Inyección de energía [kWh]		\$608.310	\$606.607	\$604.908	\$603.214	\$601.525	\$599.841	\$598.162
Total, ingresos operacionales		\$5.074.577	\$5.060.368	\$5.046.199	\$5.032.070	\$5.017.980	\$5.003.930	\$4.989.919
EGRESOS								
Costos Fijos								
Mantenimiento		\$-1.029.708	\$-1.050.302	\$-1.071.308	\$-1.092.734	\$-1.114.589	\$-1.136.881	\$-1.159.618
Cargo fijo mensual BT4.3		\$-19.404	\$-19.404	\$-19.404	\$-19.404	\$-19.404	\$-19.404	\$-19.404
Inversión inicial								
Módulos FV	\$-39.019.384							
Valor desecho								
FLUJO ANUAL	\$-39.019.384	\$4.025.465	\$3.990.662	\$3.955.487	\$3.919.932	\$3.883.987	\$3.847.645	\$3.810.896
FLUJO ACUMULADO		\$24.827.077	\$28.817.739	\$32.773.226	\$36.693.158	\$40.577.145	\$44.424.790	\$48.235.686

AÑO	0	22	23	24	25
INGRESOS					
Autoconsumo/Ahorro [kWh]		\$4.379.460	\$4.367.198	\$4.354.970	\$4.342.776
Inyección de energía [kWh]		\$596.487	\$594.817	\$593.151	\$591.490
Total, ingresos operacionales		\$4.975.947	\$4.962.014	\$4.948.121	\$4.934.266
EGRESOS					
Costos Fijos					
Mantenimiento		\$-1.182.811	\$-1.206.467	\$-1.230.596	\$-1.255.208
Cargo fijo mensual BT4.3		\$-19.404	\$-19.404	\$-19.404	\$-19.404
Inversión inicial					
Módulos FV	\$-39.019.384				
Valor desecho					\$-7.803.877
FLUJO ANUAL	\$-39.019.384	\$3.773.732	\$3.736.143	\$3.698.120	\$-4.144.223
FLUJO ACUMULADO		\$52.009.418	\$55.745.562	\$59.443.682	\$55.299.459

Tasa descuento	6,00%
VAN	\$11.931.191
TIR	10%
Payback	Año 9

Anexo 7: Flujo de caja del proyecto considerando consumo promedio sin inyección.

AÑO	0	1	2	3	4	5	6	7
INGRESOS								
Autoconsumo/Ahorro [kWh]		\$4.645.077	\$4.632.071	\$4.619.101	\$4.606.168	\$4.593.270	\$4.580.409	\$4.567.584
Inyección de energía [kWh]		\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
Total, ingresos operacionales		\$4.645.077	\$4.632.071	\$4.619.101	\$4.606.168	\$4.593.270	\$4.580.409	\$4.567.584
EGRESOS								
Costos Fijos								
Mantenimiento		\$-780.390	\$-795.998	\$-811.918	\$-828.156	\$-844.719	\$-861.614	\$-878.846
Cargo fijo mensual BT4.3		\$-19.404	\$-19.404	\$-19.404	\$-19.404	\$-19.404	\$-19.404	\$-19.404
Inversión inicial								
Módulos FV	\$-32.196.767							
Valor desecho								
FLUJO ANUAL	\$-32.196.767	\$3.845.283	\$3.816.669	\$3.787.779	\$3.758.608	\$3.729.147	\$3.699.392	\$3.669.334
FLUJO ACUMULADO		\$-28.351.484	\$-24.534.815	\$-20.747.035	\$-16.988.428	\$-13.259.281	\$-9.559.889	\$-5.890.555

AÑO	0	8	9	10	11	12	13	14
INGRESOS								
Autoconsumo/Ahorro [kWh]		\$4.554.795	\$4.542.041	\$4.529.324	\$4.516.642	\$4.503.995	\$4.491.384	\$4.478.808
Inyección de energía [kWh]		\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
Total, ingresos operacionales		\$4.554.795	\$4.542.041	\$4.529.324	\$4.516.642	\$4.503.995	\$4.491.384	\$4.478.808
EGRESOS								
Costos Fijos								
Mantenimiento		\$-896.423	\$-914.351	\$-932.638	\$-951.291	\$-970.317	\$-989.723	\$-1.009.518
Cargo fijo mensual BT4.3		\$-19.404	\$-19.404	\$-19.404	\$-19.404	\$-19.404	\$-19.404	\$-19.404
Inversión inicial								
Módulos FV	\$-32.196.767							
Valor desecho								
FLUJO ANUAL	\$-32.196.767	\$3.638.968	\$3.608.286	\$3.577.281	\$3.545.947	\$3.514.274	\$3.482.257	\$3.449.886
FLUJO ACUMULADO		\$-2.251.587	\$1.356.699	\$4.933.980	\$8.479.927	\$11.994.201	\$15.476.458	\$18.926.344

AÑO	0	15	16	17	18	19	20	21
INGRESOS								
Autoconsumo/Ahorro [kWh]		\$4.466.267	\$4.453.762	\$4.441.291	\$4.428.856	\$4.416.455	\$4.404.089	\$4.391.757
Inyección de energía [kWh]		\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
Total, ingresos operacionales		\$4.466.267	\$4.453.762	\$4.441.291	\$4.428.856	\$4.416.455	\$4.404.089	\$4.391.757
EGRESOS								
Costos Fijos								
Mantenimiento		\$-1.029.708	\$-1.050.302	\$-1.071.308	\$-1.092.734	\$-1.114.589	\$-1.136.881	\$-1.159.618
Cargo fijo mensual BT4.3		\$-19.404	\$-19.404	\$-19.404	\$-19.404	\$-19.404	\$-19.404	\$-19.404
Inversión inicial								
Módulos FV	\$-32.196.767							
Valor desecho								
FLUJO ANUAL	\$-32.196.767	\$3.417.155	\$3.384.056	\$3.350.579	\$3.316.717	\$3.282.462	\$3.247.804	\$3.212.735
FLUJO ACUMULADO		\$22.343.499	\$25.727.555	\$29.078.134	\$32.394.851	\$35.677.312	\$38.925.116	\$42.137.851

AÑO	0	22	23	24	25
INGRESOS					
Autoconsumo/Ahorro [kWh]		\$4.379.460	\$4.367.198	\$4.354.970	\$4.342.776
Inyección de energía [kWh]		\$0	\$0	\$0	\$0
Total, ingresos operacionales		\$4.379.460	\$4.367.198	\$4.354.970	\$4.342.776
EGRESOS					
Costos Fijos					
Mantenimiento		\$-1.182.811	\$-1.206.467	\$-1.230.596	\$-1.255.208
Cargo fijo mensual BT4.3		\$-19.404	\$-19.404	\$-19.404	\$-19.404
Inversión inicial					
Módulos FV	\$-32.196.767				
Valor desecho					\$-6.439.353
FLUJO ANUAL	\$-32.196.767	\$3.177.245	\$3.141.327	\$3.104.969	\$-3.371.190
FLUJO ACUMULADO		\$45.315.096	\$48.456.423	\$51.561.392	\$48.190.202

Tasa descuento	6,00%
VAN	\$11.228.046
TIR	10%
Payback	Año 9

Anexo 8: Flujo de caja del proyecto considerando consumo mínimo sin inyección.

AÑO	0	1	2	3	4	5	6	7
INGRESOS								
Autoconsumo/Ahorro [kWh]		\$3.967.557	\$3.956.448	\$3.945.370	\$3.934.323	\$3.923.307	\$3.912.322	\$3.901.367
Inyección de energía [kWh]		\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
Total, ingresos operacionales		\$3.967.557	\$3.956.448	\$3.945.370	\$3.934.323	\$3.923.307	\$3.912.322	\$3.901.367
EGRESOS								
		\$-677.520	\$-691.070	\$-704.892	\$-718.990	\$-733.369	\$-748.037	\$-762.998
Costos Fijos								
Mantenimiento		\$-780.390	\$-795.998	\$-811.918	\$-828.156	\$-844.719	\$-861.614	\$-878.846
Cargo fijo mensual BT4.3		\$-19.404	\$-19.404	\$-19.404	\$-19.404	\$-19.404	\$-19.404	\$-19.404
Inversión inicial								
Módulos FV	\$-26.618.619							
Valor desecho								
FLUJO ANUAL		\$2.490.243	\$2.449.976	\$2.409.156	\$2.367.773	\$2.325.814	\$2.283.267	\$2.240.120
FLUJO ACUMULADO	\$-26.618.619	\$-24.128.376	\$-21.678.400	\$-19.269.244	\$-16.901.471	\$-14.575.657	\$-12.292.390	\$-10.052.270

AÑO	0	8	9	10	11	12	13	14
INGRESOS								
Autoconsumo/Ahorro [kWh]		\$3.890.443	\$3.879.550	\$3.868.687	\$3.857.855	\$3.847.053	\$3.836.281	\$3.825.540
Inyección de energía [kWh]		\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
Total, ingresos operacionales		\$3.890.443	\$3.879.550	\$3.868.687	\$3.857.855	\$3.847.053	\$3.836.281	\$3.825.540
EGRESOS								
		\$-778.258	\$-793.823	\$-809.699	\$-825.893	\$-842.411	\$-859.259	\$-876.444
Costos Fijos								
Mantenimiento		\$-896.423	\$-914.351	\$-932.638	\$-951.291	\$-970.317	\$-989.723	\$-1.009.518
Cargo fijo mensual BT4.3		\$-19.404	\$-19.404	\$-19.404	\$-19.404	\$-19.404	\$-19.404	\$-19.404
Inversión inicial								
Módulos FV								
	\$-26.618.619							
Valor desecho								
FLUJO ANUAL		\$2.196.359	\$2.151.972	\$2.106.946	\$2.061.267	\$2.014.921	\$1.967.895	\$1.920.174
FLUJO ACUMULADO	\$-26.618.619	\$-7.855.911	\$-5.703.939	\$-3.596.993	\$-1.535.727	\$479.194	\$2.447.089	\$4.367.263

AÑO	0	15	16	17	18	19	20	21
INGRESOS								
Autoconsumo/Ahorro [kWh]		\$3.814.828	\$3.804.147	\$3.793.495	\$3.782.873	\$3.772.281	\$3.761.719	\$3.751.186
Inyección de energía [kWh]		\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
Total, ingresos operacionales		\$3.814.828	\$3.804.147	\$3.793.495	\$3.782.873	\$3.772.281	\$3.761.719	\$3.751.186
EGRESOS								
		\$-893.973	\$-911.853	\$-930.090	\$-948.692	\$-967.665	\$-987.019	\$-1.006.759
Costos Fijos								
Mantenimiento		\$-1.029.708	\$-1.050.302	\$-1.071.308	\$-1.092.734	\$-1.114.589	\$-1.136.881	\$-1.159.618
Cargo fijo mensual BT4.3		\$-19.404	\$-19.404	\$-19.404	\$-19.404	\$-19.404	\$-19.404	\$-19.404
Inversión inicial								
Módulos FV	\$-26.618.619							
Valor desecho								
FLUJO ANUAL	\$-26.618.619	\$1.871.743	\$1.822.588	\$1.772.693	\$1.722.043	\$1.670.623	\$1.618.415	\$1.565.404
FLUJO ACUMULADO		\$6.239.005	\$8.061.593	\$9.834.286	\$11.556.329	\$13.226.952	\$14.845.367	\$16.410.771

AÑO	0	22	23	24	25
INGRESOS					
Autoconsumo/Ahorro [kWh]		\$3.740.683	\$3.730.209	\$3.719.764	\$3.709.349
Inyección de energía [kWh]		\$0	\$0	\$0	\$0
Total, ingresos operacionales		\$3.740.683	\$3.730.209	\$3.719.764	\$3.709.349
EGRESOS					
		\$-1.026.894	\$-1.047.432	\$-1.068.381	\$-1.089.748
Costos Fijos					
Mantenimiento		\$-1.182.811	\$-1.206.467	\$-1.230.596	\$-1.255.208
Cargo fijo mensual BT4.3		\$-19.404	\$-19.404	\$-19.404	\$-19.404
Inversión inicial					
Módulos FV	\$-26.618.619				
Valor desecho					\$-5.323.724
FLUJO ANUAL	\$-26.618.619	\$1.511.573	\$1.456.905	\$1.401.383	\$-3.978.736
FLUJO ACUMULADO		\$17.922.345	\$19.379.250	\$20.780.633	\$16.801.897

Tasa descuento	6,00%
VAN	-\$1.102.335
TIR	5%
Payback	Año 12