

UNIVERSIDAD TÉCNICA FEDERICO SANTA MARÍA
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA MECÁNICA



“MODELO DE APLICACIÓN DE LA LEY
NETBILLING EN EDIFICIOS RESIDENCIALES
EXISTENTES”

Héctor Eduardo Yáñez Pérez

MAGISTER EN ECONOMÍA ENERGÉTICA

AGOSTO – 2025



CONSTANCIA DE VALIDACIÓN Y CONFIDENCIALIDAD DE MONOGRAFÍA A REPOSITORIO ACADÉMICO

1.- IDENTIFICACIÓN DEL TRABAJO ACADÉMICO

Tipo de monografía (marcar una opción): Memoria o trabajo de título Tesis de Postgrado

Título del trabajo: Modelo de aplicación de la Ley de Netbilling en edificios residenciales existentes

Nombre del candidato(a): Héctor Eduardo Yáñez Pérez

Carrera / Grado: Magíster en Economía Energética

Campus: Vitacura

Departamento: Ingeniería Mecánica

2.- VALIDACIÓN DEL PROFESOR GUÍA/DIRECTOR DE TESIS

Yo, **Rodrigo Balderrama Aniñir**, en mi calidad de profesor(a) guía/director(a) del trabajo académico mencionado anteriormente **DEJO CONSTANCIA** que:

- He revisado esta versión del documento y corresponde a la versión final aprobada del trabajo.
- El trabajo cumple con los requisitos académicos y de formato establecidos por la institución.

3.- EVALUACIÓN DE CONFIDENCIALIDAD POR PROPIEDAD INDUSTRIAL (marcar una opción)

El trabajo **NO contiene** información que amerite confidencialidad y puede ser publicado de inmediato en repositorio con acceso abierto.

El trabajo **CONTIENE** información con potenciales implicancias de propiedad industrial o intelectual y requiere un periodo de confidencialidad (**embargo**) por (**marcar una opción**):

6 meses 12 meses 2 años 3 años 5 años 10 años

Fundamentación de la necesidad de confidencialidad (obligatorio si se solicita embargo):

4.- FIRMAS

Profesor(a) guía o director(a) de memoria o tesis:

Rodrigo
Balderrama

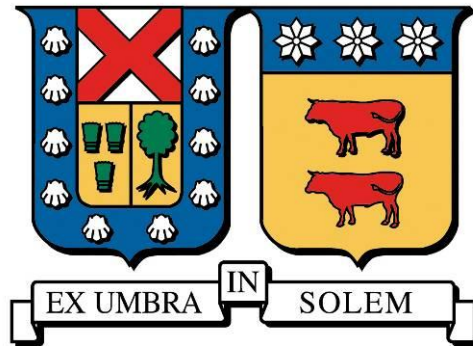
Firmado digitalmente
por Rodrigo Balderrama
Fecha: 2025.11.06
11:32:40 -03'00'

Fecha: 05-11-2025 Firma: _____

Estudiante o Candidato(a):

Fecha: 03-11-2025 Firma: _____

Este formulario debe ser insertado como página 2 de la memoria o tesis, completado y firmado por estudiante y profesor(a) antes de la entrega en portal PRISMA de Biblioteca USM.



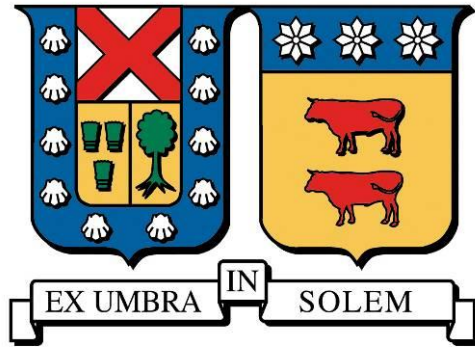
**UNIVERSIDAD TECNICA FEDERICO SANTA MARIA
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA MECÁNICA**

**“MODELO DE APLICACIÓN DE LA LEY
NETBILLING EN EDIFICIOS RESIDENCIALES
EXISTENTES”**

Héctor Eduardo Yáñez Pérez

MAGÍSTER EN ECONOMÍA ENERGÉTICA

2025



**UNIVERSIDAD TÉCNICA FEDERICO SANTA MARÍA
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA MECÁNICA**

**“MODELO DE APLICACIÓN DE LA LEY
NETBILLING EN EDIFICIOS RESIDENCIALES
EXISTENTES”**

Tesina de grado presentada por

Héctor Eduardo Yáñez Pérez

como requisito parcial para optar al grado de

Magíster en Economía Energética

Profesor Guía
Rodrigo Balderrama Aniñir

Profesor Correferente
Marco Mancilla Ayancán

Profesor Correferente externo
Pablo Valdés Venegas

Julio 2025

TITULO DE LA TESINA:

MODELO DE APLICACIÓN DE LA LEY NETBILLING EN EDIFICIOS RESIDENCIALES EXISTENTES

AUTOR:

Héctor Eduardo Yáñez Pérez

TRABAJO DE TESINA, presentado en cumplimiento parcial de los requisitos para el Grado de Magíster en Economía Energética del Departamento de Ingeniería Mecánica de la Universidad Técnica Federico Santa María.

Nombre Profesor Guía.....Rodrigo Balderrama Aníñir

Nombre Profesor Correferente interno.....Marco Mancilla Ayancán

Nombre Profesor Correferente externo.....Pablo Valdés Venegas

Julio de 2025, Santiago, Chile.

ÍNDICE

ÍNDICE	4
RESUMEN	6
ABSTRACT	7
GLOSARIO.....	8
1. INTRODUCCIÓN	9
2. MOTIVACIÓN	11
3. OBJETIVOS.....	12
3.1 Objetivo general.....	12
3.2 Objetivos específicos	12
4. Estado del arte	13
4.1 Marco Regulatorio de la Generación Distribuida.....	15
4.2 Estado de las instalaciones de generación distribuida a nivel nacional	16
4.2.1 Evolución de las instalaciones en la última década.	16
4.2.2 Evolución de las instalaciones según la tecnología	17
4.2.3 Distribución de instalaciones por región.....	18
4.2.4 Distribución de instalaciones por uso de la edificación.	19
4.3 Potencial para la generación.....	20
4.3.1 El recurso solar.	20
4.3.2 Ventajas en Chile	21
4.3.3 Universo objetivo para el modelo de negocio	22
4.3.4 Experiencia internacional	26
5. DEFINICIÓN DEL MODELO DE COPROPIEDAD	28
5.1 Revisión de normativa aplicable a la Generación Distribuida	28
5.2 Revisión de normativa aplicable a la Copropiedad	32
5.3 Propuesta de modelo de Copropiedad del sistema de generación	34
5.4 Resumen de principales conceptos a considerar de la normativa	35
5.5 Modelo de conexión del sistema de generación	36
6. INDICE DE DEMANDA Y GENERACIÓN.....	37

6.1	Análisis del consumo energético habitacional	37
6.2	Análisis de tarifas de clientes regulados	39
6.3	Análisis de generación eléctrica por superficie	41
6.4	Evaluación de rentabilidad/ahorro del modelo de negocio.....	46
6.4.1	Rentabilidad para la zona Norte – Comuna de Iquique	47
6.4.2	Rentabilidad para la zona Centro – Comuna de Santiago	48
6.4.3	Rentabilidad para la zona Sur – Comuna de Osorno.....	48
6.4.4	Sensibilización considerando egresos por ocupación de superficie	49
7.	Modelo de Operación del Sistema	50
7.1.1	Experiencias en Generación Distribuida	51
7.1.2	Benchmarking de modelos existentes	53
7.1.3	Propuesta de operación del Modelo de Negocio	55
8.	Requisitos de Implementación	58
8.1	Análisis del proceso de tramitación con las concesionarias	58
8.2	Guía práctica para la incorporación a la generación.....	60
8.3	Guía para la incorporación del sistema de generación a la comunidad	63
9.	CONCLUSIONES	66
	Referencias	69
	ANEXO 1 - Metodología de trabajo	71
	ANEXO 2 - Carta Gantt	72

RESUMEN

La tesina titulada “Modelo de Aplicación de la Ley Netbilling en Edificios Residenciales Existentes” tiene como objetivo principal definir un modelo que permita la aplicación efectiva de la Ley de Netbilling, la cual regula la generación distribuida para autoconsumo en comunidades residenciales, permitiendo a los usuarios vender sus excedentes de energía a la red eléctrica.

La motivación para aplicar la Ley de Netbilling en edificios residenciales existentes en Chile se basa en el aprovechamiento del potencial subutilizado de la generación distribuida en comunidades con múltiples usuarios y en su contribución a la transición energética del país. Actualmente, esta aplicación se ha enfocado principalmente en usuarios individuales, dejando fuera a muchas comunidades residenciales que podrían beneficiarse gracias a la modificación normativa de 2018. El objetivo del estudio es diseñar un modelo de negocio que permita incorporar estos edificios al sistema, promoviendo así el uso de energía solar limpia, generando ahorros para los usuarios y avanzando hacia la descarbonización y electrificación sostenible del país.

La metodología para el análisis del modelo de negocio se **desarrollará** en función de seis pilares: revisión de la normativa sobre generación distribuida y copropiedad, análisis de consumo energético habitacional y de generación solar en distintas localidades, construcción y evaluación de un caso de negocio con foco en rentabilidad y ahorro, análisis del proceso de incorporación a la red de distribución eléctrica, y un benchmarking con modelos de generación distribuida aplicados en otros países.

Del análisis realizado sobre generación distribuida en Chile, se concluye que, a pesar de su crecimiento en la última década, su potencial sigue ampliamente subutilizado. La principal barrera identificada es el desconocimiento sobre esta modalidad, lo cual representa una oportunidad para fomentar su adopción. Asimismo, se detecta la ausencia de una política nacional clara y metas concretas en generación distribuida, a diferencia de países como Australia.

El marco normativo chileno, no obstante, permite el desarrollo de modelos de copropiedad para que los residentes de edificios puedan beneficiarse proporcionalmente de sistemas solares comunes, de acuerdo con el avalúo fiscal de cada unidad. Este enfoque normativo respalda el desarrollo de un modelo de negocio que puede resultar rentable dependiendo de la ubicación y superficie disponible.

ABSTRACT

The thesis titled "Application Model of the Netbilling Law in Existing Residential Buildings" aims to define a framework that enables the effective application of the Netbilling Law, which regulates distributed generation for self-consumption in residential communities, allowing users to sell their excess energy to the electric grid.

The motivation for applying the Netbilling Law in existing residential buildings in Chile is based on the underutilized potential of distributed generation in communities with multiple users and its contribution to the country's energy transition. To date, the law has primarily been applied to individual users, excluding many residential communities that could benefit from the 2018 regulatory amendment. The objective of this study is to design a business model that integrates these buildings into the system, promoting the use of clean solar energy, generating savings for users, and advancing toward sustainable electrification and decarbonization in Chile.

The methodology for analyzing the business model will be developed based on six pillars: review of regulations on distributed generation and co-ownership; analysis of household energy consumption and solar generation across different regions; construction and evaluation of a business case focused on profitability and savings; examination of the interconnection process with the distribution network; and benchmarking with distributed generation models applied in other countries.

From the analysis conducted on distributed generation in Chile, it is concluded that despite its exponential growth in the past decade, its potential remains largely untapped. The main barrier identified is a general lack of awareness regarding this model, which presents an opportunity to increase its adoption. Additionally, unlike countries such as Australia, Chile lacks a clear national policy and defined targets for distributed generation.

However, the Chilean regulatory framework allows for the development of co-ownership models in which residents of apartment buildings can benefit proportionally from shared solar systems, according to the fiscal valuation of each unit. This legal framework supports the development of a business model that can be economically viable depending on the building's location and available surface area.

GLOSARIO

MEE	Magíster en Economía Energética
DIMEC	Departamento de Ingeniería Mecánica
USM	Universidad Técnica Federico Santa María
ERNC	Energía Renovable No Convencionales
TE4	Trámite Eléctrico N° 4
SEC	Superintendencia de Electricidad y Combustible
ENE	Estrategia Nacional de Energía
CECT	Centro de Estudios de Ciudad y Territorio
NEM	Mercado Nacional de Electricidad
DOM	Dirección de Obras Municipales

1. INTRODUCCIÓN

La Ley del Netbilling o de Generación Distribuida para auto consumo es un sistema que permite la autogeneración de energía en base a Energías Renovables No Convencionales (ERNC) y cogeneración eficiente.

Esta Ley, entrega el derecho a los usuarios a vender sus excedentes directamente a la distribuidora eléctrica a un precio regulado, el cual será publicado por cada empresa concesionaria de servicio público de distribución y, al estar conectados a la red, permiten inyectar excedentes de la energía que no se consume, significando un ahorro en su cuenta de suministro eléctrico, según se detalle en el esquema de la Imagen 1.

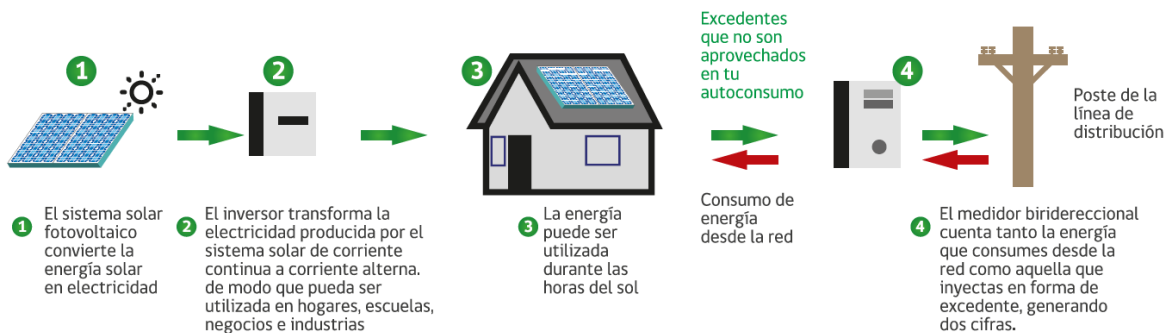


Imagen 1-. Ejemplo de un sistema de generación distribuida mediante generación residencial

En el contexto del Plan Nacional de Eficiencia Energética 2022-2026, que nos proporciona un marco estratégico para el desarrollo de la eficiencia energética de nuestro país y de esta manera, materializar el potencial de ahorro energético que permita alcanzar la carbono neutralidad al año 2050, es que tomamos la generación distribuida como una opción para lograr dicha meta.

Llevar a que la electricidad baja en carbono, producida principalmente por fuentes renovables, sea la fuente principal de energía utilizada por ejemplo para la calefacción de edificaciones, impulsar vehículos o simplemente el consumo domiciliario.

Es en este marco entonces que se realiza la Consolidación del Pago de Tarifa Eléctrica de las Generadoras Residenciales bajo la perspectiva de posicionar a la generación distribuida como una solución efectiva que aporta a tener un sistema eléctrico con mayor oferta y de mayor eficiencia, es que se implementó el diseño regulatorio que hoy analizamos. Esta iniciativa contempla que usuarios finales

(como, por ejemplo, las familias o pequeñas empresas) puedan instalar tecnologías de generación de energías renovables no convencionales en sus casas o empresas. La energía generada por cada uno de estos pequeños productores podrá ser utilizada para autoconsumo o para inyectarla a la red, pudiendo incluso recibir un pago, de parte de las distribuidoras, por la electricidad que se aporte.

Sin embargo, es importante mencionar que durante el año 2018 se implementó un fuerte cambio regulatorio, siendo el de mayor impacto el incorporar ahora no solo a los usuarios o clientes regulados el derecho de poder vender sus excedentes, sino que también a agrupaciones de ellos, siempre y cuando estén conectados a la misma concesionaria de servicio público de distribución.

Es en esta modificación donde se desarrolla el presente estudio, que busca consolidar la generación de electricidad para comunidades que habitan en edificios y que puedan ser capaz de aprovechar la superficie disponible de su edificación para la instalación de equipamiento de generación, siendo capaces de vender los excedentes no utilizados produciendo así ahorro en el valor final del suministro eléctrico.

Hoy en día, y aunque la modificación de la ley lleva en vigencia 6 años, la generación distribuida se ha desarrollado principalmente con clientes habitacionales, o de un solo RUT (sin agrupaciones de clientes), no desarrollándose todo el potencial que la aplicación de la Ley tiene.

Es por esto que en el presente estudio se busca implementar un modelo de negocio que permita desarrollar todo el potencial que la aplicación de Ley tiene, contribuyendo al desarrollo de la generación de electricidad baja en carbono y a la electrificación de la matriz energética.

2. MOTIVACIÓN

La motivación para la aplicación de la Ley de Netbilling de generación distribuida para el autoconsumo en edificios existentes, está relacionada principalmente con dos aspectos:

a) Potencial no utilizado de la generación distribuida en comunidades residenciales.

En la actualidad en Chile, la generación distribuida para el autoconsumo se ha desarrollado principalmente en clientes que son individuales, es decir, que cuentan con un solo RUT.

Dada la ley 20.571 y su posterior modificación del año 2018, en donde se permite que agrupaciones de clientes puedan inyectar energía a las redes de un mismo concesionario de distribución eléctrica, existe un potencial que la normativa pone a disposición, pero que no se ha aprovechado en su totalidad, pues no se han incorporado a este sistema en gran medida agrupaciones de clientes de comunidades de edificios residenciales.

Lo que se busca con este estudio es diseñar un modelo de negocio que permita cerrar esa brecha que se produce con la subutilización del potencial normativo y solar con el que contamos a nivel nacional, generando energía limpia, y además posibles ahorros para quienes adopten este modelo.

b) Contribución a la electrificación del país, ayudando así a la transición hacia energías más limpias.

Chile cuenta con un gran potencial para la generación de energía solar, y si bien ha avanzado significativamente incorporando esta tecnología a la matriz de generación eléctrica, la generación distribuida aún representa un muy bajo porcentaje del total de la energía que producimos, demostrando así que existe un espacio y condiciones para su crecimiento.

Lo que queremos demostrar es que podemos alinear los objetivos de descarbonización que nos hemos autoimpuesto, promoviendo la electrificación en comunidades urbanas densamente pobladas, lo que puede además mejorar la sostenibilidad del sistema, y la dependencia de combustibles fósiles acercando la generación a los puntos de consumo.

3. OBJETIVOS

3.1 Objetivo general

Definir un modelo de aplicación de la Ley de Net Billing que permita aprovechar lo estipulado en la Ley 20.571, que regula el pago de tarifas eléctricas para generadoras residenciales. Este modelo se basa en la posibilidad de que los usuarios finales sujetos a fijación de precios, que estén agrupados, conectados a las redes de distribución de un mismo concesionario y acrediten la propiedad conjunta del equipamiento de generación eléctrica, puedan inyectar la energía generada a la red de distribución a través de sus empalmes y recibir una compensación económica por ello.

3.2 Objetivos específicos

Los objetivos específicos que se abordarán en el presente estudio son los siguientes:

- Definir la manera de aplicar la nueva Ley de Copropiedad Inmobiliaria (Ley 21442) a los equipos generadores, y por lo tanto, el sistema de compensaciones que tendrá cada copropietario.
- Establecer el índice de la demanda/generación por el cual el ahorro alcanzado por el generador residencial haga rentable su inversión.
- Definir la forma de operar de los equipos generadores desde la perspectiva de la eficiencia, mantenimiento y aseguramiento del ahorro proyectado.
- Modelar de las etapas y requisitos técnicos dispuestos por la concesionaria de servicio público de distribución y la normativa vigente para la obtención del TE4¹.

¹ El **TE4** es un documento o declaración que certifica la puesta en servicio de sistemas de generación eléctrica a partir de energías renovables no convencionales, como la fotovoltaica o eólica, para uso residencial o en instalaciones menores.

4. ESTADO DEL ARTE

Conseguir que Chile sea una nación desarrollada implica no sólo alcanzar determinadas metas macroeconómicas, sino además dar un salto significativo, cuantitativo y cualitativo, en materia educacional; fortalecer las garantías en materia de salud; avanzar decididamente en el acceso y calidad de la vivienda; y definitivamente, acabar con la indigencia, para así mejorar las condiciones de cientos de miles de chilenos que hoy viven en la pobreza [1].

En la medida que nuestro país crece, mayor energía requiere, produciéndose un natural acoplamiento entre economía y energía. En consecuencia, el desafío de Chile hoy es contar con **recursos energéticos suficientes y competitivos** para apoyar ese desarrollo [1].

En efecto, la energía es un insumo esencial para la sociedad; su disponibilidad y abastecimiento influyen directamente en el crecimiento social y económico, y en consecuencia, en la reducción de la pobreza. La falta de acceso a fuentes y redes de energía confiables constituye, ciertamente, una peligrosa limitación para el progreso social sostenible, para el crecimiento económico y para el bienestar de la población [1].

¿Qué Energía Queremos?

Resulta indudable que nuestro país requiere más energía, pero no de cualquier tipo, desde el primer día, se ha comprometido con un mensaje fundamental, el cual es que Chile desarrolle energías que permitan llevar al país a un desarrollo económico sustentable, con los adecuados resguardos en materia de salud y protección del medioambiente. Una muestra clara de lo anterior, entre otras medidas, son las normas de emisión para centrales termoeléctricas dictada en 2011, y que situaron al país en niveles similares de exigencia que los aplicados en la Unión Europea [1].

De esta manera, nuestro primer compromiso es para con el desarrollo de energías limpias, renovables, las que además se encuentran en nuestro país en abundancia. En efecto, el recurso hídrico es un componente fundamental de nuestra matriz eléctrica, por lo que fomentaremos decididamente su desarrollo dado el enorme potencial que este recurso nos ofrece. Otro tanto, ocurre con las energías renovables no convencionales (ERNC). El desarrollo de este tipo de proyectos depende de las características propias de cada una de las tecnologías disponibles y de las diversas barreras que ellas enfrentan. Por ello, el desafío será impulsar sostenidamente su desarrollo, considerando el grado de maduración de los proyectos [1].

En definitiva, **la estrategia** se trata de crecer y alcanzar el desarrollo, en el marco de un compromiso total con la protección del medioambiente, considerando que ninguna alternativa energética, a excepción de las relativas a eficiencia energética, tiene un efecto ambiental nulo. Requerimos, en consecuencia, de un abastecimiento energético cuyas fuentes sean limpias, seguras y económicamente eficientes, incorporando los menores costos posibles con miras al crecimiento de los distintos sectores productivos [1].

La **Estrategia Nacional de Energía (ENE)** tiene como finalidad adoptar una posición clara respecto del desarrollo futuro de nuestra matriz de energía, junto con delinear las principales orientaciones y medidas que se adoptarán para su materialización. La ENE que se enfoca primeramente en el desarrollo de nuestra matriz de energía eléctrica, estableciendo los principales lineamientos de la política pública en la materia. Se trata de generar un compromiso del Estado en la definición y en el devenir del desarrollo eléctrico en Chile, considerando instancias de participación ciudadana, equilibrio entre crecimiento nacional y regional, y el debido resguardo del medioambiente [1].

La Ley 20.257 de fomento a las Energías Renovables No Convencionales estableció una meta de un 10% de participación de ERNC del total de la matriz energética al 2024, meta ampliamente superada. Por ello, **perfecciona la legislación actual; avanzaremos en el diseño e implementación de mecanismos de promoción alternativos**, al igual que en la construcción de Proyectos Piloto. Con las medidas que se definen en esta estrategia buscamos más que duplicar en la próxima década esa participación de las ERNC en nuestra matriz.

Por ello, la estrategia que se implementó fue fundada en 6 pilares, los que se detallan a continuación:

- **Primero**, adoptar un compromiso decidido con la eficiencia energética e impulsarla como una política pública de suma importancia [1].
- **Segundo**, ratificar la necesidad de incorporar crecientemente las energías renovables no convencionales en la matriz eléctrica chilena [1].
- **Tercero**, potenciar de manera clara y decidida las energías renovables tradicionales. Para ello, nuestro país debe aprovechar sus ventajas comparativas, disminuyendo su dependencia externa y limitando la expansión de emisiones de gases efecto invernadero [1].
- **Cuarto**, fortalecer el diseño, la solidez e impulsar el desarrollo de nuestro sistema de transmisión [1].
- **Quinto**, abordar los diversos desafíos que presentan el mercado y la distribución eléctrica [1].

- **Sexto**, promover un avance sostenido en el desarrollo de las interconexiones internacionales [1].

Es en el marco de estos 6 pilares que se realiza la Consolidación del Pago de Tarifa Eléctrica de las Generadoras Residenciales bajo la perspectiva de consolidar la **generación distribuida** como una solución efectiva que aporta a tener un sistema eléctrico con mayor oferta y de mayor eficiencia, se implementó el diseño regulatorio. Esta iniciativa contempla que usuarios finales (como, por ejemplo, las familias o pequeñas empresas) puedan instalar tecnologías de generación de energías renovables no convencionales en sus casas, empresas o comunidades. La energía generada por cada uno de estos pequeños productores podrá ser utilizada para autoconsumo o para inyectarla a la red, pudiendo incluso recibir un pago, de parte de las distribuidoras, por la electricidad que se aporte.

4.1 Marco Regulatorio de la Generación Distribuida

El marco regulatorio para los proyectos de Generación Distribuida ha seguido la secuencia de tiempo que se muestra en la Imagen 2:

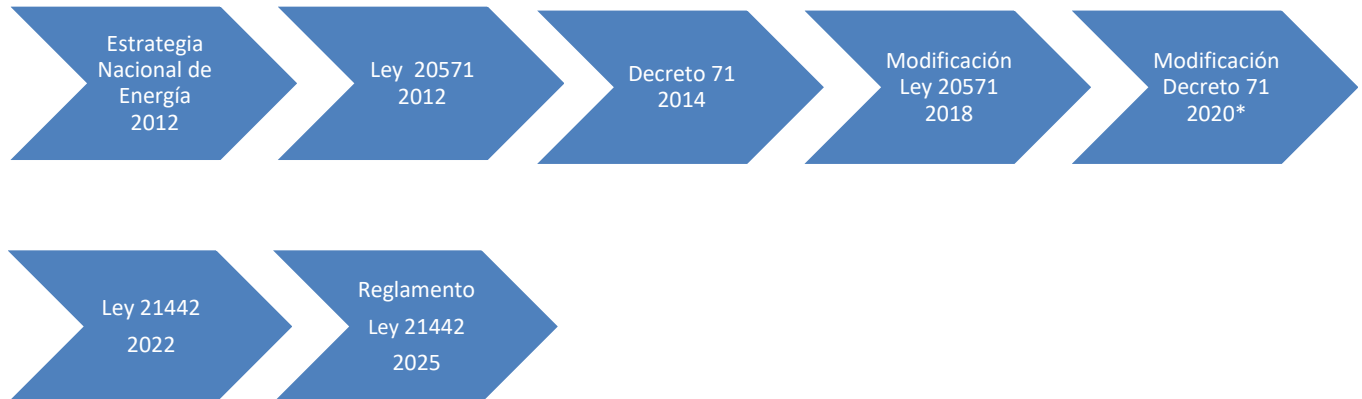


Imagen 2-. Principales leyes, decretos y reglamentos en orden cronológico

Listado de Leyes y Decretos analizados en el presente estudio.

- **Ley 20571 / 2012** REGULA EL PAGO DE LAS TARIFAS ELÉCTRICAS DE LAS GENERADORAS RESIDENCIALES
- **Decreto 71 / 2014** APRUEBA REGLAMENTO DE LA LEY N° 20.571, QUE REGULA EL PAGO DE LAS TARIFAS ELÉCTRICAS DE LAS

GENERADORAS RESIDENCIALES

- **Ley 21118 / 2018** MODIFICA LA LEY GENERAL DE SERVICIOS ELÉCTRICOS, CON EL FIN DE INCENTIVAR EL DESARROLLO DE LAS GENERADORAS RESIDENCIALES
- **Ley 21442 / 2024** APRUEBA NUEVA LEY DE COPROPIEDAD INMOBILIARIA
- APRUEBA REGLAMENTO DE LA LEY N° 21.442 QUE APRUEBA NUEVA LEY DE COPROPIEDAD INMOBILIARIA

4.2 Estado de las instalaciones de generación distribuida a nivel nacional

A continuación, se muestra la evolución que han tenido las instalaciones de generación distribuida en los últimos 10 años, considerando datos de las instalaciones declaradas ante la SEC y que ya tienen si certificado TE4, desde la promulgación de la ley hasta el mes de Agosto de 2024.

4.2.1 Evolución de las instalaciones en la última década.

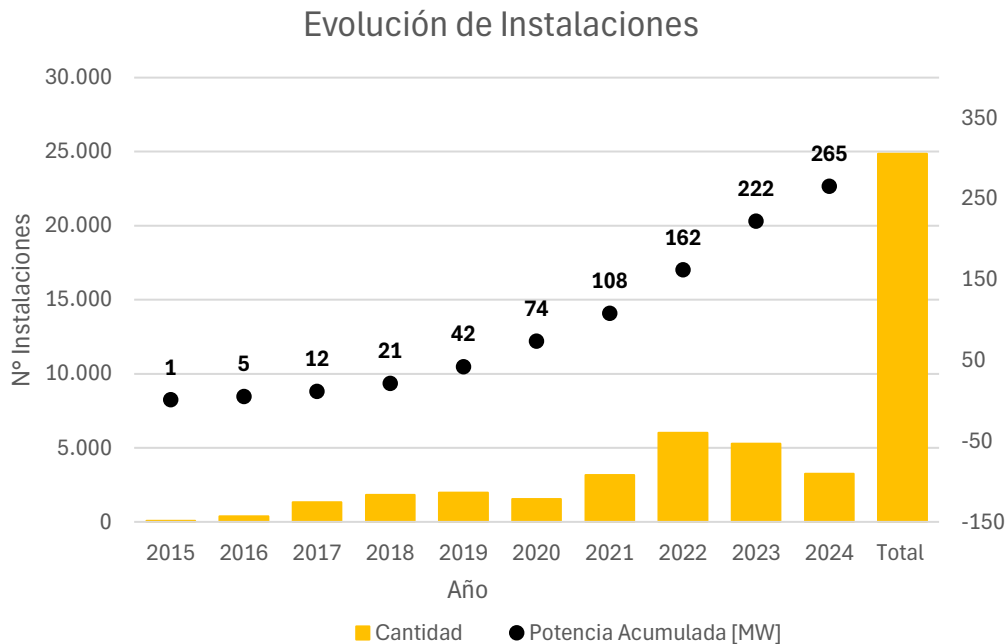


Imagen 3-. Gráfico de evolución en los últimos 10 años de la cantidad de instalaciones. [2]

La Imagen 3 muestra un crecimiento exponencial en el número de instalaciones de generación distribuida a lo largo de la última década. En 2015, había apenas 77

instalaciones, pero para 2024, este número aumentó a 24.849, con una potencia acumulada de más de 265 MW. El crecimiento más pronunciado se observa a partir de 2018, coincidiendo con la modificación de la Ley 20.571 en 2018, que permitió la participación de agrupaciones de usuarios, lo que potenció la instalación de sistemas de generación distribuida. Este cambio regulatorio facilitó un aumento en la adopción, al ampliar las posibilidades para usuarios finales.

Este aumento en la capacidad instalada refuerza la importancia de las políticas públicas y la normativa en fomentar la transición hacia energías más limpias y sostenibles.

4.2.2 Evolución de las instalaciones según la tecnología

A continuación, se muestra la distribución de generación distribuida según el tipo de tecnología utilizada, destacando de manera contundente el predominio de la tecnología solar fotovoltaica, en comparación a otras tecnologías como la hidráulica, cogeneración eficiente, biomasa y eólica-solar que tienen una presencia prácticamente marginal.

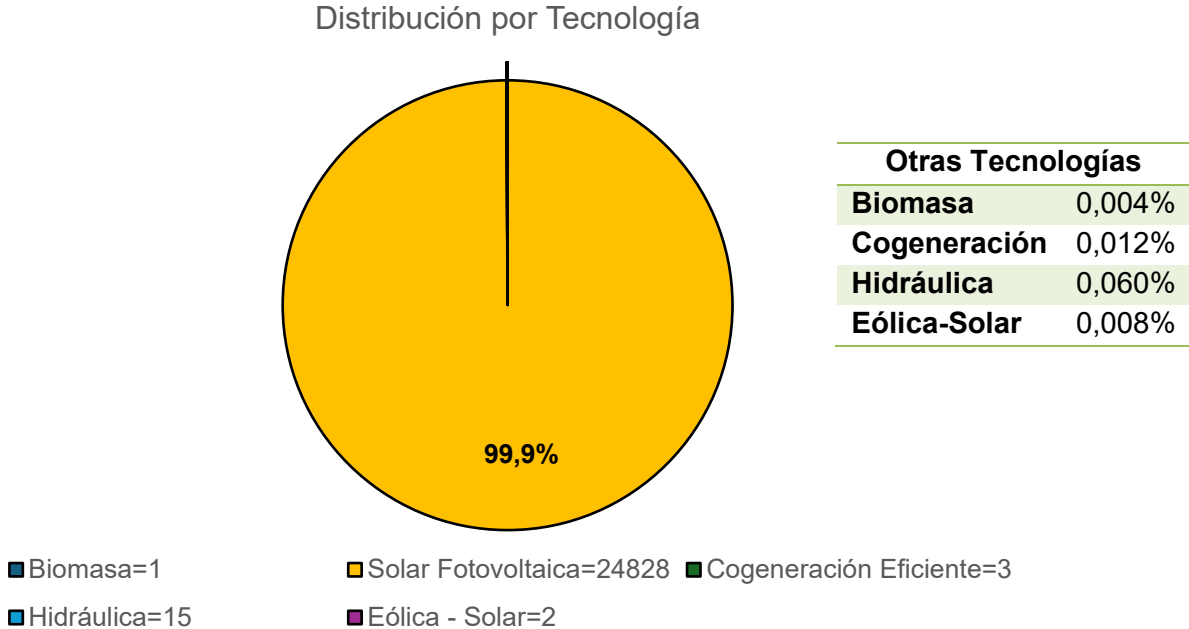


Imagen 4-. Distribución de instalaciones de generación distribuida según tipo de tecnología. [2]

En cuanto a las tecnologías utilizadas, la Imagen 4 indica que el 99.9% de las instalaciones de generación distribuida en Chile utilizan energía **solar fotovoltaica**, con un total de 24.828 instalaciones.

Otras tecnologías como la cogeneración eficiente (3 instalaciones), la biomasa (1 instalación), la hidráulica (15 instalaciones) y combinaciones de eólica y solar (2 instalaciones) tienen una participación muy acotada. Esto destaca que, debido a la abundancia de radiación solar en el país, la energía solar fotovoltaica se ha consolidado como la opción preferida para generación distribuida, siendo apalancado también por la baja en su valor que tuvieron los paneles fotovoltaicos en los últimos 5 años.

Esto es una demostración de que Chile ha aprovechado eficazmente sus ventajas comparativas en términos de irradiación solar para impulsar esta tecnología.

4.2.3 Distribución de instalaciones por región.

A continuación, se muestra la distribución de generación distribuida según su ubicación geográfica dentro del territorio nacional, destacando con mayor predominancia las instalaciones en la zona Centro Sur del país.

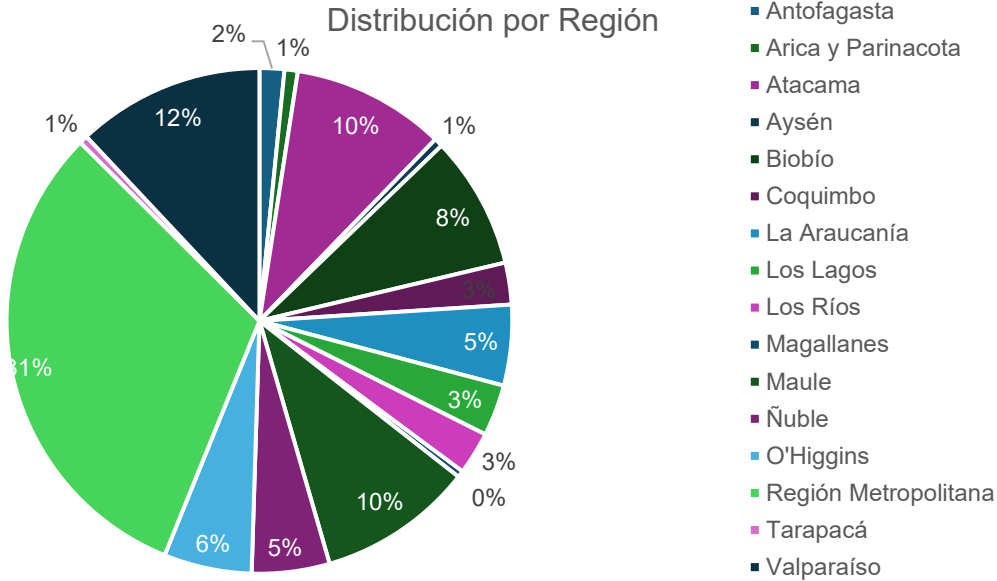


Imagen 5-. Distribución de instalaciones de generación distribuida según Regiones [2].

La Imagen 5 muestra que podemos encontrar instalaciones de generación distribuida a lo largo de todo el territorio nacional, sin embargo, podemos ver

además que la mayor cantidad de instalaciones se encuentran concentradas en la Zona Centro Sur, donde podemos agrupar el 72% del total con 17.985 instalaciones.

La imagen también muestra en detalle que la Región Metropolitana lidera en el número de instalaciones de generación distribuida, concentrando el 31% de las instalaciones. Otras regiones como Valparaíso (12%), Maule (10%), Biobío (8%) también presentan una importante adopción de este sistema, mientras que regiones como Arica y Parinacota (1%) y Tarapacá (1%) tienen un menor número de instalaciones, a pesar de contar con condiciones climáticas muy favorables para la generación solar.

Esto sugiere que aún existe un gran potencial de crecimiento en otras regiones del país, particularmente en las zonas con altos niveles de radiación solar como el norte de Chile.

4.2.4 Distribución de instalaciones por uso de la edificación.

A continuación, se muestra la distribución de generación distribuida según el tipo de uso que se le da a la edificación en donde están instaladas, destacando de manera contundente el predominio de las viviendas habitacionales, dejando en evidencia la nula utilización de edificios habitacionales.

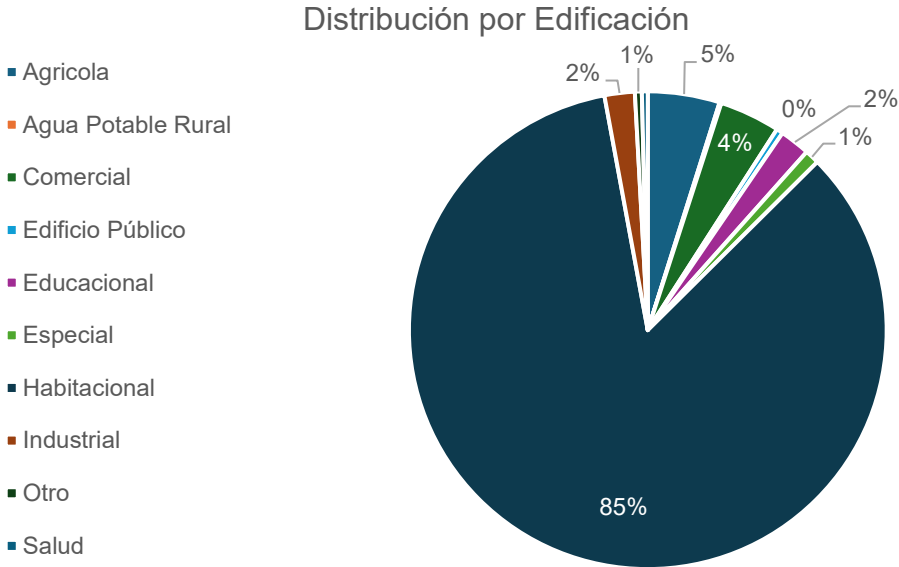


Imagen 6-. Distribución de instalaciones de generación distribuida según destino de uso de la edificación. [2]

El 85% de las instalaciones de generación distribuida están en el sector habitacional, lo que refuerza el éxito de la Ley de Netbilling y los incentivos que la ENE ha implementado, llevando a las familias a adoptar esta tecnología para autogeneración de energía. Un 5% corresponde a instalaciones en el sector agrícola, mientras que los sectores comercial e industrial representan el 4% y 2%, respectivamente.

La Imagen 6 revela que el modelo de generación distribuida ha sido adoptado mayormente por usuarios residenciales que no viven en comunidades de edificios, si bien igual existe un impacto directo en la reducción de costos de electricidad en los hogares, no incorpora a una gran cantidad de viviendas existentes que se agrupan en edificaciones en altura, significando una oportunidad para un modelo de negocio que pueda incluirlos de buena manera.

4.3 Potencial para la generación

4.3.1 El recurso solar.

La energía solar, una fuente renovable proveniente del sol, puede utilizarse para generar calor o electricidad, siendo la electricidad la forma de energía más versátil. Se aprovecha mediante diferentes tecnologías, como la fotovoltaica, que transforma la luz solar en electricidad a través del efecto fotoeléctrico, la energía foto-térmica que capta el calor solar usando colectores, y la energía termoeléctrica, que convierte el calor en electricidad. [5]

En el diseño de sistemas de captación solar, se emplean conceptos como irradiancia y radiación. La irradiancia mide la potencia incidente sobre una superficie en $[W/m^2]$, mientras que la radiación mide la cantidad de irradiancia en un período específico, generalmente en $[kWh/m^2/día]$ o $[kWh/m^2/año]$. [5]

La radiación solar que llega a la Tierra se divide en tres componentes: directa, difusa y albedo.

- a) La radiación directa, sin desvíos intermedios, es la más aprovechable para generar energía solar. Esta componente es fundamental en el diseño de sistemas fotovoltaicos y térmicos, ya que contiene la mayor cantidad de energía útil. [5]
- b) La radiación difusa es aquella que llega al suelo tras reflejarse o refractarse en nubes, polvo y otras partículas atmosféricas. Su característica multidireccional significa que no produce sombras, es menos eficiente para la generación directa de energía en comparación con la radiación directa. [5]

- c) El albedo mide la capacidad de las superficies para reflejar la radiación incidente. Superficies claras y brillantes reflejan más radiación, mientras que las oscuras y mates tienen un albedo menor. En promedio, el albedo de la Tierra es del 37-39%, reflejando esta fracción de la radiación solar que recibe. [5]

En conjunto, estas componentes forman la radiación global, cuya intensidad varía según la hora, el clima y la ubicación geográfica. En términos del recurso, existe el llamado "cinturón solar", ubicado entre los 35° de latitud norte y los 35° de latitud sur. Esta franja presenta los niveles más altos de radiación solar en el mundo, lo que puede observarse en la Imagen 7 con mayor precisión.[5]

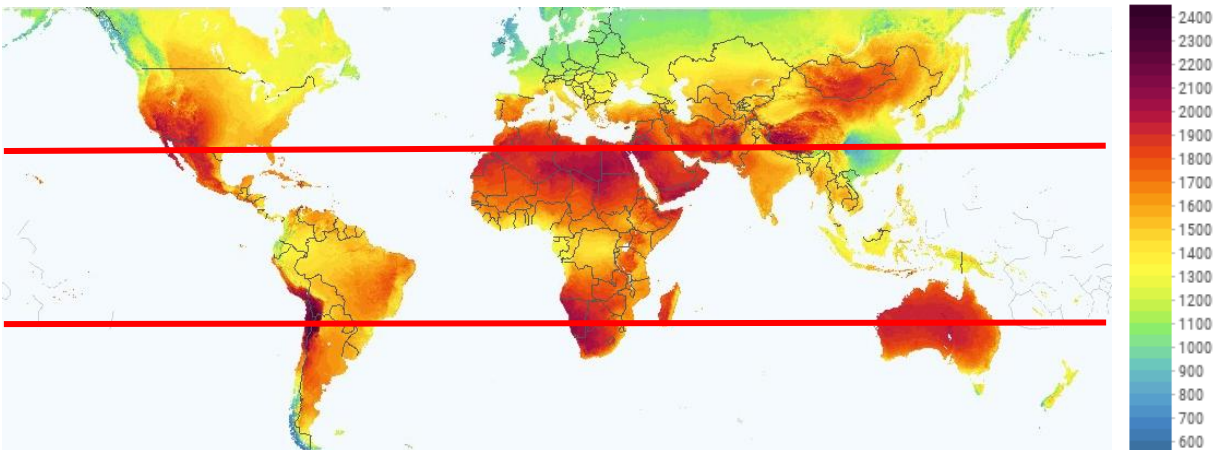


Imagen 7-. Radiación solar según ubicación geográfica en kWh

4.3.2 Ventajas en Chile

Chile cuenta con un potencial inmenso para la generación de energía solar debido a su ubicación geográfica y a sus condiciones climáticas favorables, especialmente en el norte del país. El Desierto de Atacama, por ejemplo, es uno de los lugares con mayor radiación solar en el mundo, alcanzando índices superiores a 2.000 kWh/m² al año. Esta alta irradiación solar convierte a Chile en un escenario óptimo para la instalación de plantas solares fotovoltaicas.[5]

El país también ha avanzado en políticas y regulaciones que incentivan las energías renovables no convencionales (ERNC), lo cual ha impulsado inversiones en el sector solar alcanzando a tener una participación del 29,4% de la capacidad instalada de la matriz energética nacional. A nivel económico, la energía solar en Chile se ha vuelto cada vez más competitiva, con costos de instalación y operación más bajos en comparación con las fuentes de energía convencionales. [6]

Este potencial de energía solar también se ve reflejado en su capacidad para reducir la dependencia de Chile en la importación de combustibles fósiles, disminuyendo así su huella de carbono. En 2023, las plantas solares representaban un 20 % de la capacidad instalada total del país, y la tendencia es al alza, con proyectos en desarrollo que aumentarán esta capacidad en los próximos años. [5]

4.3.3 Universo objetivo para el modelo de negocio

En Chile, la población que vive en departamentos ha crecido considerablemente en los últimos años, especialmente en las áreas urbanas. Este fenómeno está impulsado por varios factores como la densificación de las ciudades, el aumento del costo del suelo y la preferencia por vivir cerca de los centros laborales y de servicios.

A continuación, se detallan algunas características de esta población:

- **Ubicación Geográfica:** La mayoría de las personas que viven en departamentos residen en las grandes ciudades, particularmente en la Región Metropolitana, que concentra el 37% de la población total de Chile. Otras regiones con alta concentración de personas viviendo en departamentos son Valparaíso, Biobío y Antofagasta.
- **Perfil Socioeconómico:** La población en departamentos varía en términos socioeconómicos, pero en zonas urbanas existen dos grandes grupos: sectores de ingresos altos, que buscan ubicaciones céntricas y con acceso a servicios de calidad, y sectores de ingresos medios y bajos, para quienes los departamentos son una opción asequible en comparación con casas.
- **Composición Familiar:** En las zonas urbanas, es común que los departamentos sean ocupados por hogares de menor tamaño, como parejas jóvenes, personas solteras y familias pequeñas. Esta tendencia está vinculada al aumento de hogares unipersonales y de parejas sin hijos en las ciudades, en promedio un departamento es habitado por 3 personas.
- **Edad:** Existe una representación significativa de adultos jóvenes (entre 25 y 40 años), quienes valoran la cercanía al trabajo, la movilidad y el acceso a servicios urbanos. Sin embargo, en zonas céntricas también hay una cantidad creciente de adultos mayores que prefieren vivir en departamentos debido a la seguridad y el mantenimiento reducido.
- **Estilo de Vida y Preferencias:** Las personas que optan por vivir en departamentos suelen valorar la proximidad a medios de transporte, centros

de trabajo, centros de estudios, servicios y áreas de esparcimiento, como parques o centros comerciales. Esto es especialmente notable en ciudades como Santiago, donde la vida en departamento ofrece ventajas de conectividad y conveniencia.

El aumento de la población que vive en departamentos es una tendencia marcada en las grandes ciudades chilenas, vinculada a cambios en las dinámicas familiares, el aumento de costos y una mayor valorización de la vida urbana.

A continuación², se muestra en la Imagen 8 la distribución del total de las viviendas según su región y en la Imagen 9 la distribución específica de departamentos.

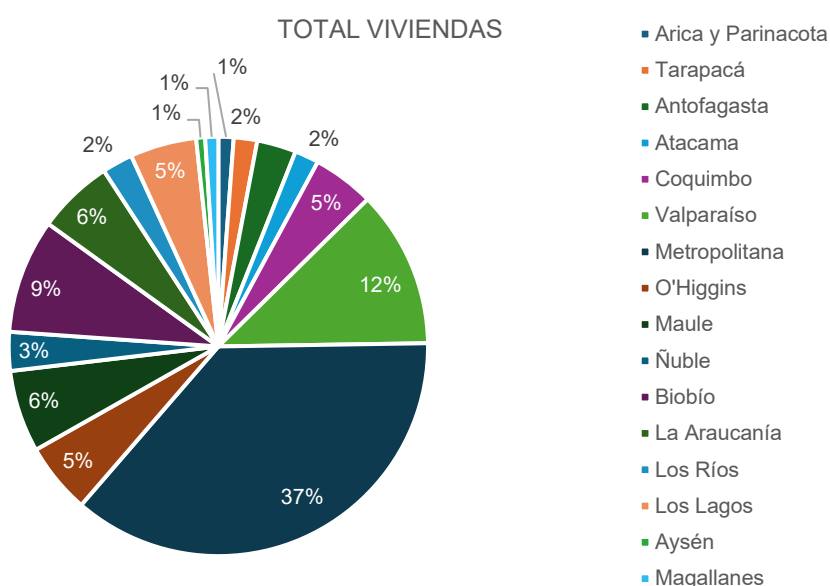


Imagen 8-. Distribución de viviendas por región.

A nivel nacional, el número de viviendas, según el último CENSO del 2017 alcanza un total de 6.499.355. La Región Metropolitana concentra el mayor porcentaje de viviendas con un 37% del total, la siguen las regiones de Valparaíso y Biobío, también tienen una proporción significativa de un 12% y un 9%, respectivamente.

Regiones como Antofagasta, Coquimbo, O'Higgins, Maule, y Ñuble están en un rango entre el 3% y 6% mientras que las regiones con menor porcentaje de viviendas, con valores de 1% a 2%, incluyen Aysén, Magallanes, Arica y Parinacota

² Datos obtenidos a partir de bases de datos del Censo 2017, tabla 7_2_vivienda.xls, en donde se muestran las viviendas totales efectivamente censadas, por tipo de vivienda, según área urbana-rural

y Los Ríos.

Este tipo de distribución refleja la mayor densidad poblacional en las regiones más urbanizadas, especialmente en la Región Metropolitana.

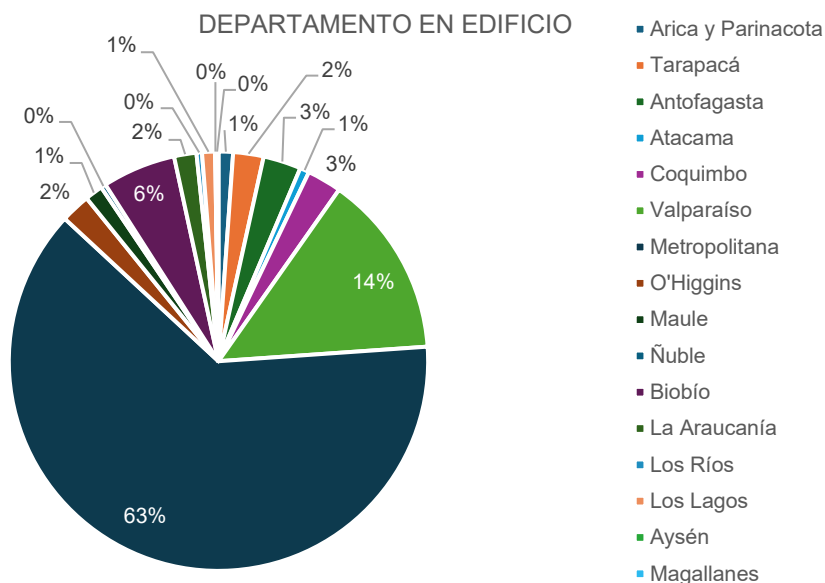


Imagen 9-. Distribución de departamentos por región

A nivel Nacional, según el último CENSO del 2017, el número de viviendas tipo departamentos alcanza un total de 1.138.062. La Región Metropolitana concentra la mayoría de los departamentos en edificios, representando un 63% del total según se muestra en la Imagen 9. Esto indica una fuerte tendencia a la densificación vertical en Santiago.

Valparaíso ocupa el segundo lugar con un 14%, seguido de Biobío con un 6%, regiones como Antofagasta, Coquimbo y O'Higgins tienen entre 2% y 3% mientras que las regiones con menor porcentaje de departamentos en edificios, con valores entre 0% y 1%, incluyen Arica y Parinacota, Aysén, Magallanes, entre otras regiones más alejadas de las grandes urbes.

Este gráfico refleja cómo los departamentos en edificios son más comunes en las regiones con alta urbanización, especialmente en la Región Metropolitana.

Finalmente, y tomando los datos del Informe de Densidad Urbana del CECT de Diciembre del año 2023, podemos estimar la cantidad de edificios existentes a nivel nacional, considerando que según el informe, los edificios predominantes en zonas

urbanas³ se estiman que poseen sobre 15 pisos y con 5 unidades por piso, con lo que podemos concluir que cada edificio tiene un estimado de 75 departamentos. Luego, la cantidad estimada de edificios es de 15.174.

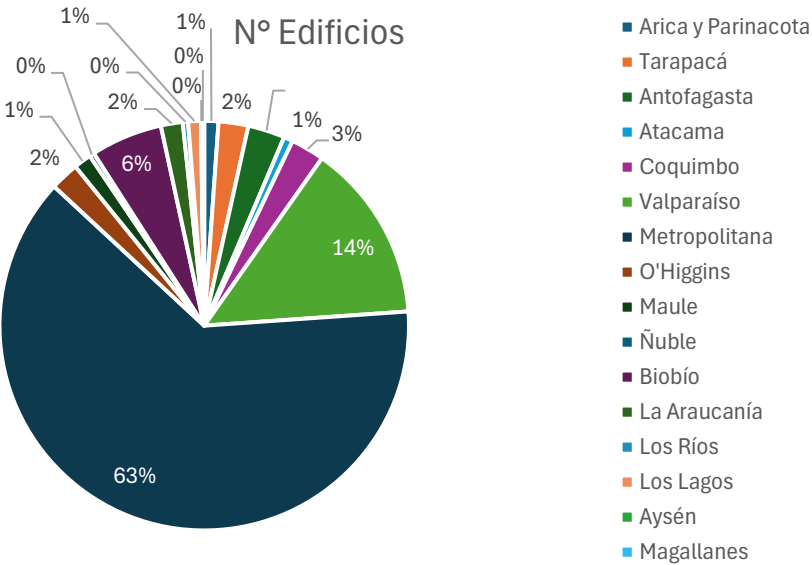


Imagen 10-. Distribución de edificios por región

A nivel Nacional, **el número de edificios alcanzaría un total de 15.174** distribuidos a nivel nacional, según se muestra en la Imagen 10, en donde la Región Metropolitana concentra la mayoría de los edificios, representando un 63% del total.

Valparaíso ocupa el segundo lugar con un 14%, seguido de Biobío, Coquimbo y Los Lagos con un 3% cada una, regiones como Aysén y Magallanes son las regiones con menor porcentaje de edificios, con valores que no alcanzan el 1% del total respectivamente.

Este gráfico refleja cómo los edificios son más comunes en las regiones con alta urbanización, pero nos muestran además que están ubicados principalmente en la zona centro sur.

³ El mapeo comparativo se elabora con información georreferenciada de densidades basadas en viviendas por hectáreas censadas en 2017 a escala de manzanas, superpuestas con localización de permisos de edificación entre los años 2017 y 2022, para construcciones de viviendas de más de 15 pisos y más de 5 unidades por piso, los que son predominantes en las zonas de alta densidad, incorporando desde 75 nuevas unidades a una manzana.

4.3.4 Experiencia internacional

Para nuestro caso de estudio analizaremos la experiencia que ha tenido Australia dentro de la generación distribuida, por sus similitudes a Chile en términos de radiación solar, dada su ubicación geográfica y posicionamiento dentro del cinturón solar.

Hoy el sistema energético de Australia está experimentando una transformación única en la vida. A nivel mundial, la forma en que se genera, almacena, distribuye y consume la energía está cambiando a un ritmo sin precedentes. La estrategia australiana considera seis pilares que están moldeando el futuro del sistema energético, impulsadas por avances tecnológicos rápidos y las acciones gubernamentales para descarbonizar sus economías.

Los seis pilares que Australia tiene en su estrategia son los siguientes:

1. **Avances tecnológicos:** Se están produciendo avances tecnológicos disruptivos a lo largo de toda la cadena de suministro de energía, desde las tecnologías de energía renovable y almacenamiento hasta los recursos energéticos distribuidos y las capacidades de redes inteligentes. Estos avances están respaldados por la digitalización, la automatización y la inteligencia artificial. Una combinación de innovación y despliegue global está impulsando reducciones significativas en los costos.
2. **La imperativa de la descarbonización:** La reducción de emisiones globales no está en camino de cumplir con el objetivo aspiracional de 1.5 °C ni con la meta de 2 °C del Acuerdo de París. Se requiere una transformación rápida. Aunque el progreso actual es insuficiente, más de tres quintas partes de las emisiones globales de CO₂ están bajo objetivos de emisiones netas cero.
3. **Preferencias de los consumidores y descentralización:** Los consumidores están expresando un deseo de tener mayor control sobre su suministro y uso de energía, facilitado por los recursos energéticos distribuidos. Es probable que los consumidores interactúen más con el sistema eléctrico a través de Plantas de Energía Virtuales, la carga inteligente de vehículos eléctricos y la tecnología de Vehículo a Red (Vehicle-to-Grid⁴).

⁴ El término "**Vehicle-to-Grid**" (V2G) en Australia se refiere a una tecnología que permite que los vehículos eléctricos (EVs) no solo consuman electricidad de la red para cargarse, sino también devuelvan electricidad almacenada en sus baterías a la red eléctrica.

Estos prosumidores⁵ serán más sofisticados y diversos, y no simplemente "tomadores de precios" de la red.

4. **Demanda de electricidad:** Las condiciones económicas a largo plazo son inciertas, incluyendo la viabilidad continua de las industrias de alta intensidad energética en Australia. Existe un potencial significativo para el crecimiento de la generación distribuida y la eficiencia energética, lo que podría reducir la demanda de electricidad conectada a la red. Están surgiendo nuevas fuentes de demanda que podrían incrementar significativamente el consumo de electricidad, a través de la electrificación del transporte por carretera, los edificios y la industria, así como de industrias intensivas en electricidad, como la producción de hidrógeno verde y metales verdes.
5. **Normas y regulaciones del mercado energético:** Las normas y regulaciones diseñadas para el sistema energético heredado de Australia están en un estado de cambio. A la Junta de Seguridad Energética de Australia se le ha encomendado un rediseño completo del Mercado Nacional de Electricidad (NEM) para 2025.
6. **Expectativas de la comunidad:** Hay expectativas crecientes en la comunidad para reducir nuestro impacto en el medio ambiente. Las disrupciones y beneficios de la transición energética de Australia serán percibidos de manera diferente por distintas comunidades.

Es en este contexto que adquiere un rol crítico y se sustenta la generación distribuida en Australia.

Ha tenido un crecimiento acelerado, de tal manera que el poder del prosumidor tiene la mayor proporción de generación detrás del medidor, tal como se muestra en la Imagen 11, con la energía solar en tejados proporcionando hoy el 9% de la demanda, teniendo como objetivo proporcionar el 27% de las necesidades eléctricas para el año 2050. Esto es, tener un objetivo claro y definido dentro de la estrategia, mientras que al comparar la estrategia desarrollada en Chile, la generación distribuida alcanza al presente menos del 1% de la demanda eléctrica y no se establecen metas claras de cuanto es lo que puede alcanzar para el futuro.

⁵ El término "prosumidores" (una combinación de las palabras "productor" y "consumidor") se refiere a las personas o entidades que no solo consumen energía, sino que también la producen, generalmente a pequeña escala. Esto es común en el contexto de la generación distribuida de energía, como en el caso de hogares o empresas que instalan paneles solares, generando electricidad para su propio uso y, a menudo, enviando el excedente a la red eléctrica.

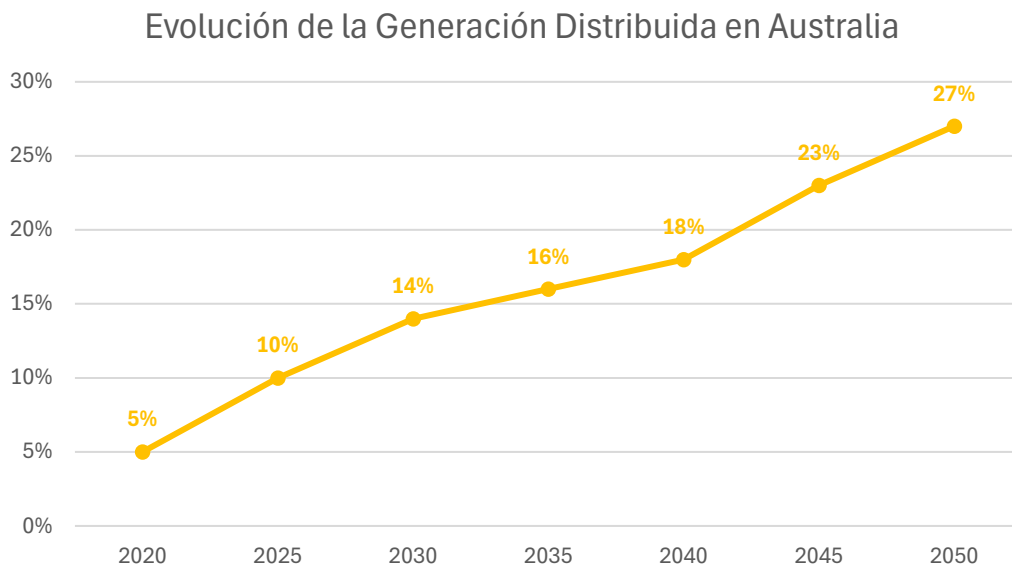


Imagen 11-. Generación distribuida en Australia

5. DEFINICIÓN DEL MODELO DE COPROPIEDAD

5.1 Revisión de normativa aplicable a la Generación Distribuida

A continuación, se analizarán las principales leyes, normas y reglamentos asociados a la generación distribuida y que, por lo tanto, será la normativa por la cual se registrará el modelo de negocio propuesto.

a) **Ley 20571 regula el pago de las tarifas eléctricas de las generadoras residenciales**

El objetivo de esta ley es promover el uso de energías renovables no convencionales (ERNC) y permitir que los consumidores, conocidos como "generadores residenciales" puedan generar su propia energía eléctrica a partir de fuentes renovables, como la solar fotovoltaica, eólica, hidroeléctrica de pequeña escala, entre otras. [11]

Su principal artículo, según se detalla, es el siguiente:

“Artículo 149 bis. - Los usuarios finales sujetos a fijación de precios⁶, que dispongan

⁶ No deben ser clientes libres, en términos generales, sus empalmes no deben ser de potencia mayor o igual a 300 kW.

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.”

Otros aspectos que regula la Ley, son los comentados a continuación a modo de resumen.

- La capacidad se determinará tomando en cuenta la seguridad operacional y la configuración de la red de distribución. La capacidad instalada por cliente o usuario final no podrá superar los 100⁷ kilowatts.
- 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.
- Las inyecciones de energía que se realicen serán valorizadas al precio que los concesionarios de servicio público de distribución traspasan a sus clientes regulados.
- Las inyecciones de energía valorizadas 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.
- 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, la capacidad instalada de generación, la opción tarifaria, la propiedad del equipo medidor, el mecanismo de pago de los remanentes no descontados y su periodicidad.
- Las obras adicionales y adecuaciones que sean necesarias para permitir la conexión y la inyección de excedentes de los medios de generación deberán ser solventadas por cada propietario y no podrán significar costos adicionales a los demás clientes.
- Los remanentes de inyecciones de energía valorizados 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.
- Los pagos, compensaciones o ingresos percibidos por los clientes finales, no constituirán renta para todos los efectos legales y, por su parte, no se encontrarán afectas a Impuesto al Valor Agregado.

⁷ Capacidad que se aumenta desde 100kW a 300 kw, según Ley 21118 que modifica la ley general de servicios eléctricos, con el fin de incentivar el desarrollo de las generadoras residenciales.

b) Decreto 71 / 2014 aprueba reglamento de la ley nº 20.571, que regula el pago de las tarifas eléctricas de las generadoras residenciales

Se determinan 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, contempla las medidas que deberán adoptarse para proteger la seguridad de las personas, 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. [12]

Definen y estandariza lo que se entiende por conceptos, entre otros, de:

- Adecuaciones: Obras físicas menores y trabajos en la red de distribución eléctrica, necesarios para la conexión de un Equipamiento de Generación a la red de distribución eléctrica
- Capacidad Instalada: Suma de la potencia máxima de las Unidades de Generación que conforman el Equipamiento de Generación de un Usuario o Cliente Final, expresada en kilowatts
- Capacidad Instalada Permitida: Cálculo estimado de la capacidad del equipamiento de Generación máxima que puede conectar un Usuario o Cliente Final en un punto de conexión de la red de distribución eléctrica, expresada en kilowatts;
- Equipamiento(s) de Generación: Unidad o Conjunto de Unidades de Generación y aquellos componentes necesarios para su funcionamiento, conectados a la red de distribución.
- Obras Adicionales: Obras físicas mayores y trabajos en la red de distribución eléctrica, necesarias para la conexión de un Equipamiento de Generación a la red de distribución eléctrica y que deban ser solventadas por el propietario del Equipamiento de Generación.
- Unidad de Generación: Equipo generador eléctrico que posee dispositivos de accionamiento o conversión de energía propios.
- Usuario o Cliente Final: Aquella persona, natural o jurídica, que se encuentre sujeta a fijación de precios, y que acredite dominio sobre el inmueble que recibe el suministro.

Además, el decreto establece un marco normativo y detalla todas las disposiciones que son necesarias para la correcta aplicación de la ya citada Ley 20.571, esto con el objetivo de facilitar las conexiones de los sistemas de generación distribuida mediante energías renovables a las redes de distribución eléctrica, por los consumidores residenciales, comerciales y pequeños industriales.

En términos generales el reglamento define los siguientes aspectos que se presentan en Tabla 1:

Tabla 1-. Principales aspectos que regula el Decreto 71/2014, para las conexiones de generación distribuida o Netbilling.

Requisitos de Conexión	Define los procedimientos y requisitos técnicos que deben cumplir los sistemas de generación para ser conectados a la red eléctrica. Incluye normas de seguridad, calidad de la energía, y características técnicas del equipamiento, además de la presentación de documentos, la inspección técnica y la obtención de permisos necesarios por parte de la empresa distribuidora.
Medición y Facturación	Establece procesos y mecanismo de medición para calcular el consumo neto de energía. Los medidores deben registrar tanto la energía consumida como la energía inyectada a la red por el generador distribuido. La facturación se realiza en base a la diferencia entre ambos valores y con los valores que se establecen según lo artículos 38 ⁸ y 39 del presente reglamento.
Pago por la energía	Detalla cómo se calcula y se paga la compensación por la energía excedente que los generadores distribuidos inyectan a la red. Esta compensación se refleja en la factura de electricidad del consumidor, restando el valor de la energía inyectada al costo total de la energía consumida.
Plazos y Procedimientos	Establece plazos específicos para cada etapa del proceso de conexión, desde la solicitud inicial hasta la inspección y la puesta en marcha del sistema de generación distribuida.
Roles y Responsabilidades	Las distribuidoras de energía deben facilitar el proceso de conexión, realizar inspecciones y verificar el cumplimiento de las normas de seguridad y calidad. También deben garantizar la instalación de equipos de medición adecuados y transparentar la información sobre los costos y beneficios.

Nota: los medios de generación eléctricas renovables no convencionales a los que se refiere la Ley 20.571 son los que están específicamente detallados en el DFL 4 /

⁸ Artículo 38.- En aquellos sistemas eléctricos con capacidad instalada superior a 200 MW, el precio de nudo de energía corresponderá al precio de nudo de energía en nivel de distribución que la Empresa Distribuidora debe traspasar al Usuario o Cliente Final. En aquellos sistemas eléctricos de capacidad instalada de generación inferior a 200 MW, y superior a 1.500 kW, el precio de nudo de energía corresponderá al precio de nudo de energía que la Empresa Distribuidora debe traspasar al Usuario o Cliente Final.

20018 Ley General de Servicios Eléctricos, en Materia de Energía Eléctrica detallados en su artículo 225 literal aa) “Medios de generación renovables no convencionales”.

- Energía solar: Generación de electricidad a partir de la radiación solar, ya sea mediante sistemas fotovoltaicos o termosolares.
- Energía eólica: Generación de electricidad aprovechando la fuerza del viento mediante aerogeneradores.
- Energía geotérmica: Producción de electricidad utilizando el calor proveniente del interior de la Tierra.
- Energía hidráulica: Aprovechamiento del potencial hidroeléctrico en centrales de pequeña escala, típicamente denominadas mini o microcentrales hidroeléctricas, con capacidad instalada no superior a 20 MW.
- Biomasa: Producción de energía eléctrica a partir de la combustión o aprovechamiento de materiales orgánicos, como residuos forestales, agrícolas, industriales, y de otro tipo.
- Energía mareomotriz: Aprovechamiento de la energía contenida en las mareas para la generación de electricidad.
- Energía undimotriz: Aprovechamiento de la energía contenida en las olas del mar para la generación de electricidad.
- Biogás: Producción de energía a partir del gas producido por la descomposición anaeróbica de materiales orgánicos.
- Otras fuentes renovables no convencionales: Aquellas que se desarrollen en el futuro y cumplan con las características de sustentabilidad y bajo impacto ambiental similares a las mencionadas anteriormente

5.2 Revisión de normativa aplicable a la Copropiedad

A continuación, se analizarán las principales leyes, normas y reglamentos asociados a la copropiedad y que por lo tanto, será la normativa por la cual se regirá el modelo de negocio propuesto.

a) Ley 21442 aprueba la nueva ley de copropiedad inmobiliaria

El régimen de copropiedad inmobiliaria constituye una forma especial de dominio que otorga a los propietarios derechos exclusivos sobre sus unidades (como viviendas, oficinas, estacionamientos, etc.) y derechos comunes sobre los bienes compartidos del condominio, esenciales para su funcionamiento y uso adecuado.

Los condominios acogidos al régimen de copropiedad inmobiliaria están compuestos por dos tipos de bienes: bienes de dominio exclusivo, que son unidades independientes como viviendas, oficinas, locales o estacionamientos, asignables a

distintos propietarios; y bienes de dominio común, que son esenciales para la seguridad, conservación y funcionamiento del condominio, incluyendo terrenos, muros, techumbres, **redes de servicios básicos**⁹ [9], áreas verdes y espacios de recreación, algunos de los cuales pueden ser asignados en uso exclusivo a ciertas unidades.

Tipos de Condominios

a) Condominio Tipo A o Condominio de unidades en terreno común: Condominio en el que se atribuye dominio exclusivo sobre las unidades que forman parte de una o más edificaciones, existentes o con permiso de edificación otorgado, emplazadas en un terreno de dominio común.

b) Condominio Tipo B o Condominio de sitios urbanizados: Condominio en el que se atribuye dominio exclusivo sobre los sitios en que se divide un predio, quedando bajo el dominio común otros bienes o terrenos, como los destinados a circulaciones o áreas verdes. Estos condominios requieren, al menos, la aprobación y ejecución de un permiso que contemple las redes, instalaciones y obras de urbanización en el espacio público existente o afecto a utilidad pública y/o las obras interiores complementarias de carácter colectivo y dominio común, que fueren necesarias para que los sitios puedan ser edificados y habilitados para su uso urbano, de acuerdo con los requerimientos, estándares y condiciones de diseño establecidos en la Ordenanza General de Urbanismo y Construcciones. Lo anterior es sin perjuicio de la obtención del correspondiente permiso para la edificación conjunta de los sitios, por parte del titular del proyecto, o bien, de la obtención de los respectivos permisos para la edificación de los sitios, por parte de quienes adquieran dichas unidades.[10]

Algunas definiciones de la Ley

- a) Condominios: las edificaciones y/o los terrenos acogidos al régimen de copropiedad inmobiliaria regulado por la presente ley.
- b) Unidades: los inmuebles que forman parte de un condominio y sobre los cuales es posible constituir dominio exclusivo.
- c) Bienes de dominio común: aquellos que pertenecen a todos los copropietarios por ser indispensables para su existencia, seguridad y

⁹ Son los servicios por los que todos pagamos mes a mes, necesarios en la vida de las familias para cubrir, por ejemplo: el agua, **la electricidad**, el gas, la telefonía

conservación, como terrenos, estructuras, ascensores, ductos e instalaciones básicas. También se incluyen los espacios que permiten el uso adecuado de las unidades exclusivas, como pasillos, terrazas, oficinas administrativas y zonas de circulación. Además, forman parte de los bienes comunes los terrenos y espacios de sectores específicos del condominio, los bienes destinados a servicios, recreación y esparcimiento, y aquellos que así se definan en el reglamento de copropiedad, siempre que no estén comprendidos en las categorías anteriores.

5.3 Propuesta de modelo de Copropiedad del sistema de generación

En un escenario de recesión del mercado inmobiliario y la implementación de la nueva Ley de Copropiedad Inmobiliaria en Chile, el desarrollo de modelos de negocio innovadores en este sector se vuelve clave para aprovechar nuevas oportunidades. Esta propuesta presenta un modelo de copropiedad diseñado para responder a una necesidad específica detectada en el ámbito generación distribuida, combinando cumplimiento normativo y valor agregado para los dueños de las unidades de los condominios. A través de una estrategia centrada en la normativa actual, implementada en el año 2022 buscamos generar una solución escalable, adaptable y alineada con las tendencias actuales del entorno inmobiliario.

Ahora bien, si analizamos lo indicado en la Ley 21442 Nueva ley de Copropiedad Inmobiliaria, con detalle en el artículo tres, según sigue:

“Artículo 3°.- Cada copropietario será dueño exclusivo de su unidad y comunero en los bienes de dominio común.

Los derechos de cada copropietario en los bienes de dominio común son inseparables del dominio exclusivo de su respectiva unidad y, por tanto, esos derechos se entenderán comprendidos en la transferencia del dominio, gravamen o embargo de dicha unidad. Lo anterior se aplicará igualmente respecto de los derechos de uso y goce exclusivos que se le asignen sobre los bienes de dominio común.

El derecho que corresponda a cada propietario de una unidad sobre los bienes de dominio común se determinará en el reglamento de copropiedad, atendiéndose para su fijación al avalúo fiscal de la respectiva unidad.

Los avalúos fiscales de las diversas unidades de un condominio deberán

determinarse separadamente.”

Podemos definir entonces que la mejor propuesta de copropiedad del sistema de generación es la establecida según el avalúo fiscal de cada unidad, por lo que cada propietario será dueño del porcentaje según corresponda respecto de todos los avalúos fiscales del condominio, en términos prácticos, el porcentaje de copropiedad deberá ser calculado de la siguiente manera:

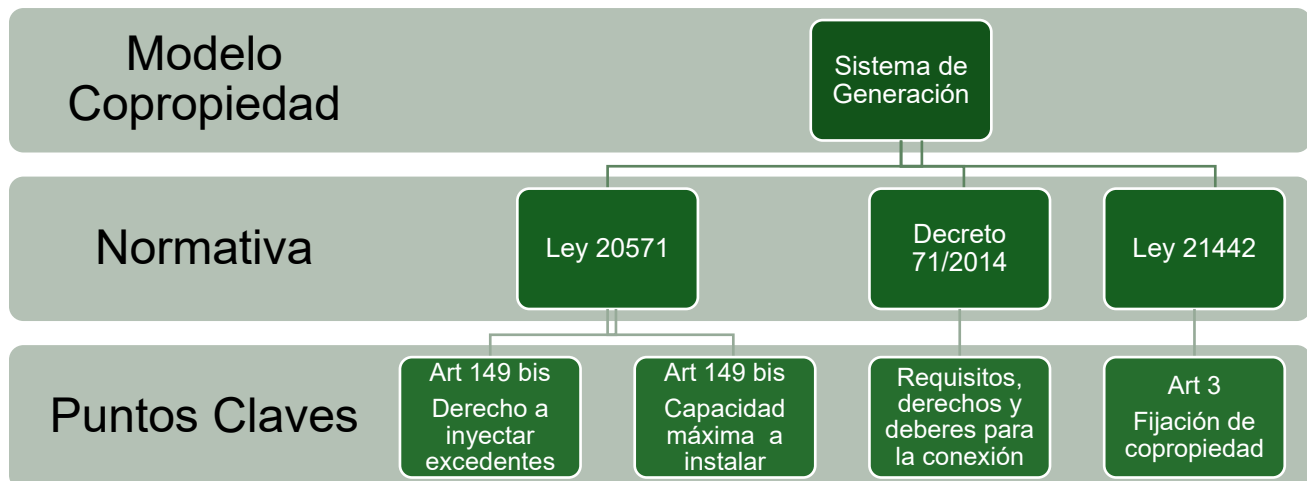
$$(1) \% \text{ Copropiedad} = \left(\frac{\text{Avalúo fiscal de la unidad}}{\text{Suma total de los avalúos fiscales del condominio}} \right) \times 100$$

Con esto, se puede concluir entonces que cada propietario podrá recibir los beneficios que el sistema de generación produzca según su porcentaje de copropiedad previamente establecido, de la siguiente manera.

$$(2) \text{ Beneficio por propietario} = \% \text{ Copropiedad} \times \text{Beneficio Total}$$

5.4 Resumen de principales conceptos a considerar de la normativa

A continuación, mostramos un resumen esquemático de los principales conceptos que se deben considerar de la normativa vigente aplicable al modelo de negocio objeto de este estudio.



5.5 Modelo de conexión del sistema de generación

Finalmente, debemos considerar que el modelo de conexión para el sistema de generación constituye un elemento clave para garantizar la correcta integración del modelo con los usuarios que pueden ser beneficiarios del sistema. Es así entonces que analizaremos los requisitos operativos y normativos que rigen el proceso de conexión.

Asimismo, se abordará el esquema de conexión más común, los procedimientos de coordinación con la empresa distribuidora, todo amparado en el Decreto 71/2014, según dice, a continuación:

“Art 36.- La Empresa Distribuidora será responsable de realizar la lectura de las inyecciones de energía eléctrica efectuadas por el Equipamiento de Generación. Para ello será necesario que el Usuario o Cliente Final disponga de un equipo medidor capaz de medir las inyecciones que se realicen a la red de distribución eléctrica.

*En el caso de Usuarios o Clientes Finales que dispongan **en conjunto** de un Equipamiento de Generación conectado a instalaciones de una Empresa Distribuidora, en donde el consumo y **la inyección** se registren en equipos de medición generales en la alimentación principal y en remarcadores para los consumos individuales interiores, éstos **podrán acordar con la Empresa Distribuidora las condiciones en que la generación e inyección del Equipamiento de Generación sea prorrateada entre cada uno de ellos.**”*

6. INDICE DE DEMANDA Y GENERACIÓN

6.1 Análisis del consumo energético habitacional

Según el informe de usos de la energía de los hogares de Chile del año 2018, del consumo energético residencial distribuido porcentualmente según uso final de la energía, se obtiene que, el 53% se destina a calefacción y climatización (calefactores individuales, calefacción central y A/C), el 20% en agua caliente sanitaria (ducha, tina y lavado de loza), 5% en refrigeración de alimentos (refrigerador y freezer), otro 5% en cocción de alimentos (cocina, horno, hornillo eléctrico), 3% en aseo de ropa (lavado, secado y planchado), 4% en iluminación, 4% en televisión, 2% Stand by, 1% uso de hervidor eléctrico, 1% aspiradora, 2% en varios usos (otros equipos, computador, microondas, piscina, bomba de riego, cafetera y consola videojuegos).[14]

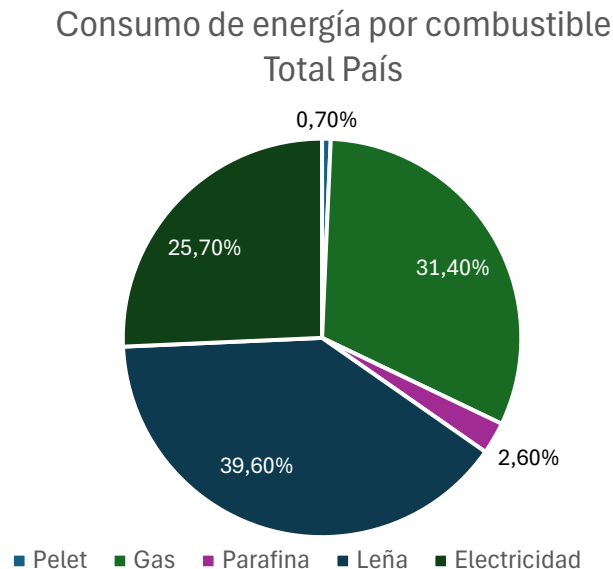


Imagen 12-. Distribución de energético para consumo habitacional

Si sólo vemos la distribución de los consumos eléctricos que representa el 25,7% del consumo de energía de los hogares chilenos, el uso de refrigerador, iluminación y televisión son responsables del 52,6% del consumo eléctrico en un hogar promedio nacional.

Consumo Electricidad, según usos

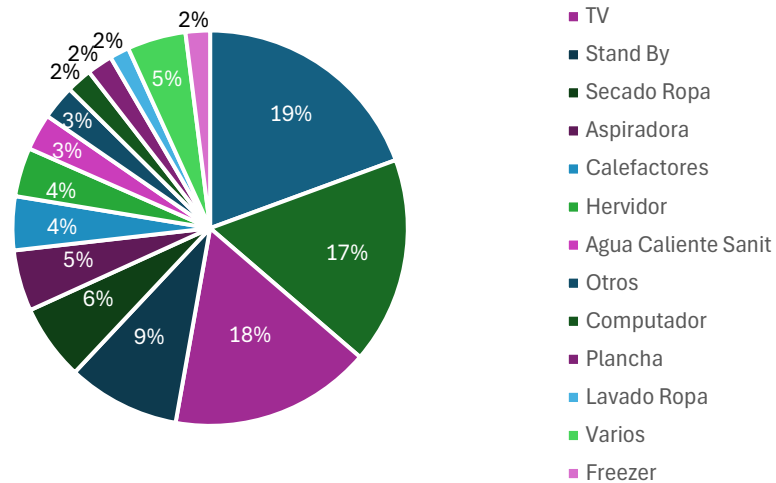


Imagen 13-. Distribución de consumo eléctrico según los usos habitacionales

Si se compara la evolución desde el año 2009, que fue la última vez que se realizó este informe, se observa un aumento en la tenencia de la mayor parte de artefactos eléctricos. Un incremento entre un 10% y 20% de tenencia, que se nota en artefactos como secadoras de ropa, afeitadoras, procesadoras de alimento, computadores, alisadores, secadora de pelo, juguera y agua caliente sanitaria.

Por otro lado, un incremento superior a 20% de tenencia de artefactos, se observa en equipos como calefactores, hervidores eléctricos, hornillos eléctricos y campanas de extracción.

También en los usos eléctricos, se observan disminuciones en iluminación (principalmente por recambio tecnológico) y aumento de consumo en ciertos usos, como TV, computadores y consolas, que en muchos casos se explica por una mayor tenencia (computadores, consolas), o por el mayor tamaño de los equipos adquiridos (TVs).

Lo anterior sustenta los datos en cuanto a la mayor electrificación que se ha dado en los últimos años en los hogares chilenos, teniendo un incremento en su consumo energético, pasando de 1.692 kWh/viv/año en el año 2009 a un consumo de **2.074 kWh/viv/año para el año 2018**.

Ahora bien, si consideramos la Proyección de Demanda Eléctrica que realizó el Coordinador Eléctrico Nacional (CEN) para los años 2018-2038 podemos corregir el valor de la energía consumida por los hogares chilenos a un valor más

actualizado, según la siguiente tabla:

Tabla 2.- Tasa de crecimiento de demanda de energía anual por tipo de cliente.

Año	Cientes Vegetativos ¹⁰
2019	4,61%
2020	4,97%
2021	5,26%
2022	4,78%
2023	6,90%
2024	6,26%
2025	5,07%
2026	4,23%
2027	3,96%
2028	3,74%
2029	3,55%

Con los datos detallados anteriormente en la Tabla 2, podemos ahora estimar que la demanda de electricidad media para los hogares chilenos estará dada por:

$$Demanda Hogares = Demanda \text{ año } 2009 \times (1 + Tasa \text{ Crecimiento } 2025)$$

Luego, la demanda será:

$$Demanda Hogares = 2074 \times (1 + 5,07\%)$$

$$Demanda Hogares = 2.179 \text{ kWh/viv/año}$$

6.2 Análisis de tarifas de clientes regulados

El análisis de tarifas aplicadas a los clientes regulados resulta fundamental para comprender y determinar el grado de retorno que podríamos tener con la inyección de electricidad por parte de nuestro sistema de generación. Este grupo de clientes regulados incluye principalmente a consumidores residenciales, comerciales menores y pequeñas industrias, recibe energía eléctrica a través de las empresas distribuidoras en condiciones reguladas por el Estado. Las tarifas que se les aplican están determinadas por la Comisión Nacional de Energía (CNE) y se publican mensualmente en los denominados pliegos tarifarios. Estos pliegos establecen los cargos por energía consumida, potencia contratada y servicios adicionales,

¹⁰ Vegetativos: Clientes de distribuidoras con comportamiento vegetativo, principalmente sometidos a regulación de precios, acá es posible encontrar principalmente a los consumos residenciales.[16]

diferenciando entre tipos de tarifa según el perfil de consumo del cliente.

En el caso de las viviendas y edificios habitacionales objeto de nuestro estudio, consideramos que la energía se suministra típicamente en baja tensión, es decir, a niveles inferiores o iguales a 1 kV, siendo comunes las tensiones de 220 V monofásica y 380 V trifásica. Esta condición técnica determina el tipo de tarifa aplicable, como por ejemplo la BT1 para usuarios residenciales.

La siguiente tabla, muestra las principales tarifas de las distribuidoras más representativas de cada una de las regiones a nivel nacional, siempre considerando lo establecido en el Decreto 71, según dice:

“Artículo 37.- Las inyecciones de energía eléctrica que realicen los Usuarios o Clientes Finales que dispongan de un Equipamiento de Generación, serán valorizadas al precio de nudo de energía que las Empresas Distribuidoras deban traspasar mensualmente a sus clientes finales sometidos a regulación de precios, incorporando las menores pérdidas eléctricas de la Empresa Distribuidora asociadas a estas inyecciones de energía.”

Tabla 3-. Detalle de tarifas en baja tensión para las distribuidoras más representativas de cada una de las regiones.

Tarifas pagadas por Inyección		
Región	Distribuidora(s)	Baja Tensión [\$/kWh]
Arica	CGE	93,22
Iquique	CGE	85,74
Antofagasta	CGE	87,81
Copiapó	CGE	108,21
Coquimbo	CGE	113,98
Valparaíso	Chilquinta Energía	92,64
Santiago	Enel Distribución Chile	94,57
Rancagua	CGE	95,57
Talca	CGE	95,57
Chillán	CGE	95,57
Concepción	CGE	95,57
Temuco	CGE	95,57
Valdivia	Grupo Saesa	90,20
Osorno	Grupo Saesa	95,93
Coyhaique	Grupo Saesa	125,97
Punta Arenas	EDELMAG	87,77

6.3 Análisis de generación eléctrica por superficie

La generación eléctrica por unidad de superficie es un indicador clave para poder realizar una correcta evaluación de nuestro modelo de negocio, especialmente en un país como Chile, donde la disponibilidad de terrenos para generación de electricidad y sus características varían ampliamente de norte a sur.

Por otra parte, considerando el acelerado crecimiento de las energías renovables en el Chile, y en particular la solar fotovoltaica, resulta fundamental analizar cuánto aporte energético puede obtenerse por área o superficie disponible, por ello consideraremos factores claves de la radiación solar a lo largo del territorio. Este análisis no solo permite optimizar la planificación territorial, sino también identificar oportunidades de desarrollo sostenible y de mejor integración de las fuentes renovables al sistema eléctrico nacional.

A continuación, se abordará la generación eléctrica por superficie ocupada en las **principales zonas urbanas**, para la generación eléctrica fotovoltaica.

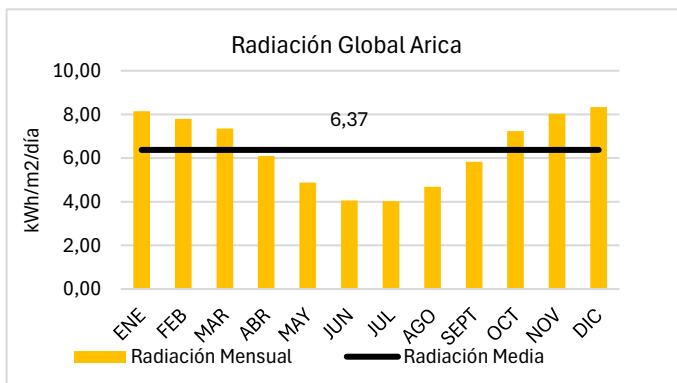


Imagen 14-. Radiación para la comuna de Arica.

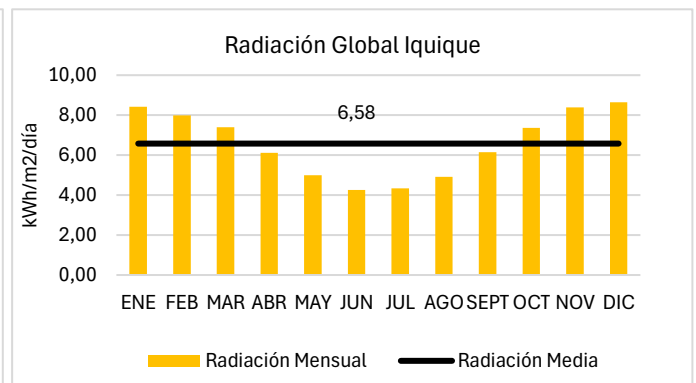


Imagen 15-. Radiación para la comuna de Iquique.

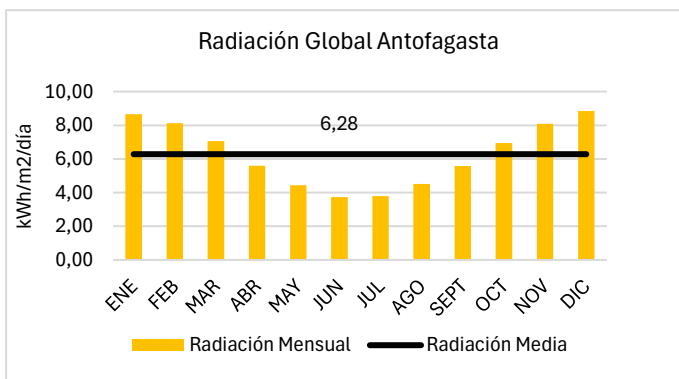


Imagen 16-. Radiación para la comuna de Antofagasta.

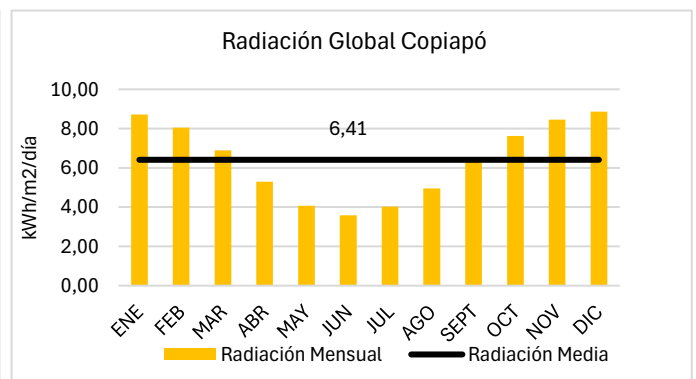


Imagen 17-. Radiación para la comuna de Copiapó.

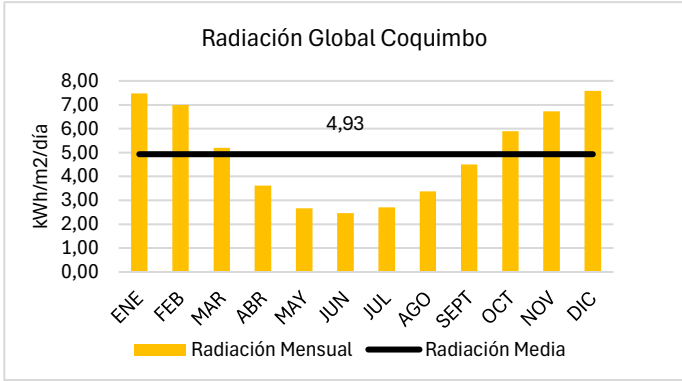


Imagen 18-. Radiación para la comuna de Coquimbo.

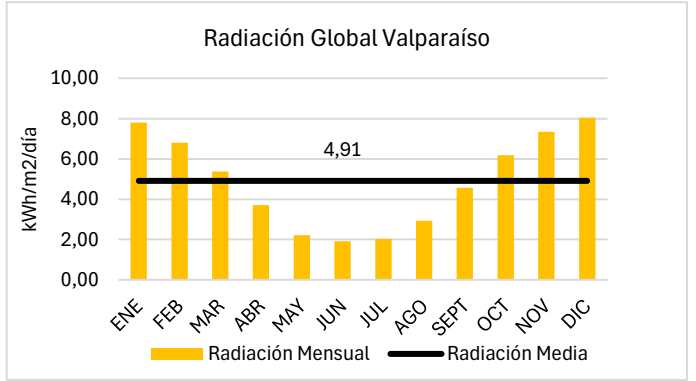


Imagen 19-. Radiación para la comuna de Valparaíso.

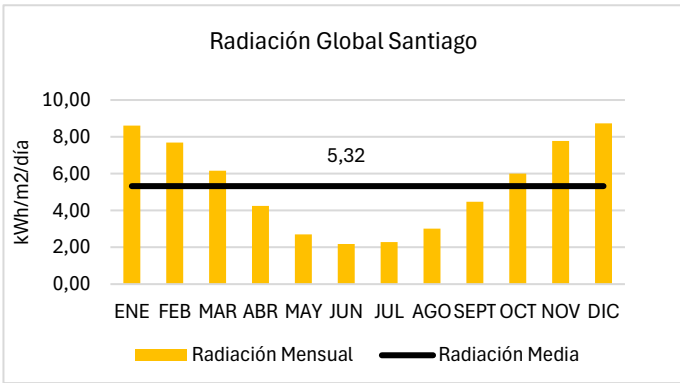


Imagen 20-. Radiación para la comuna de Santiago.

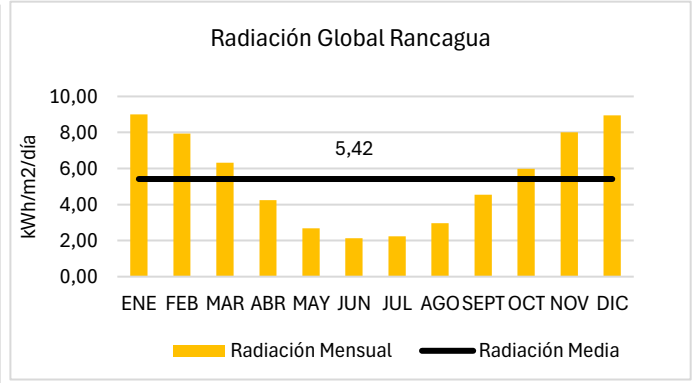


Imagen 21-. Radiación para la comuna de Rancagua.

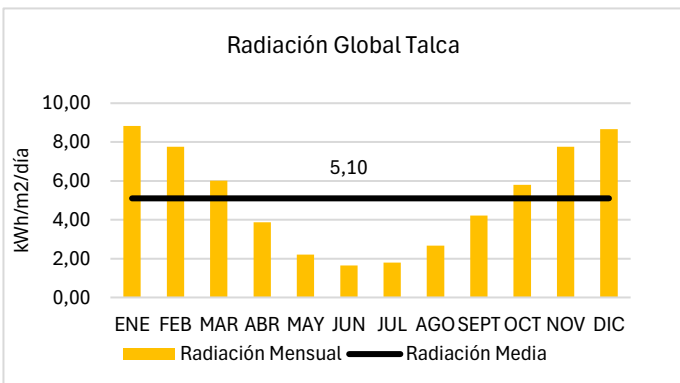


Imagen 22-. Radiación para la comuna de Talca.

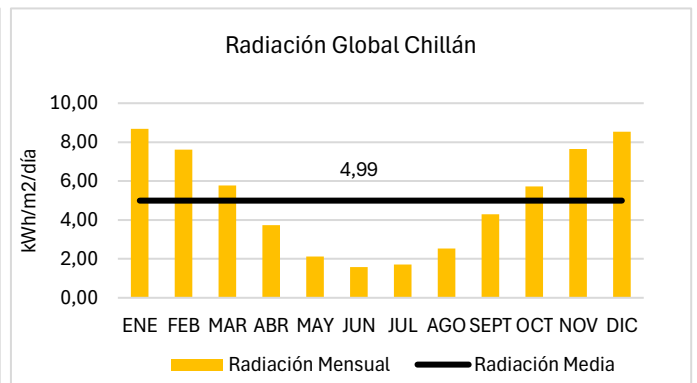


Imagen 23-. Radiación para comuna de Chillán.

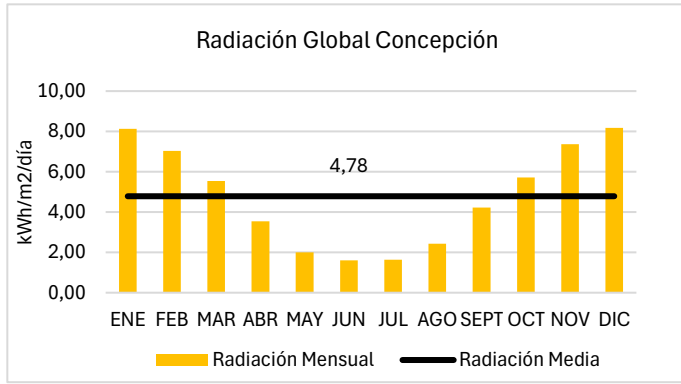


Imagen 24-. Radiación para la comuna de Concepción.

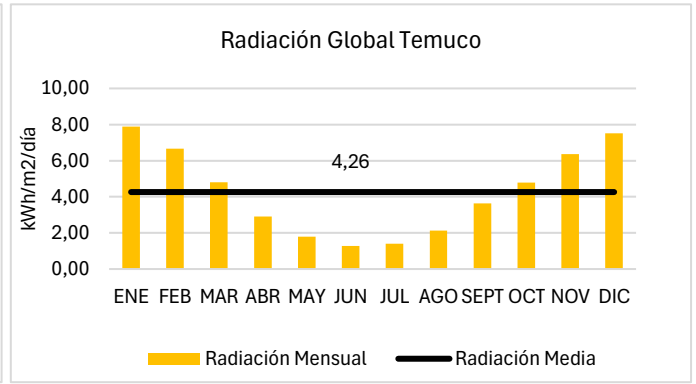


Imagen 25-. Radiación para comuna de Temuco.

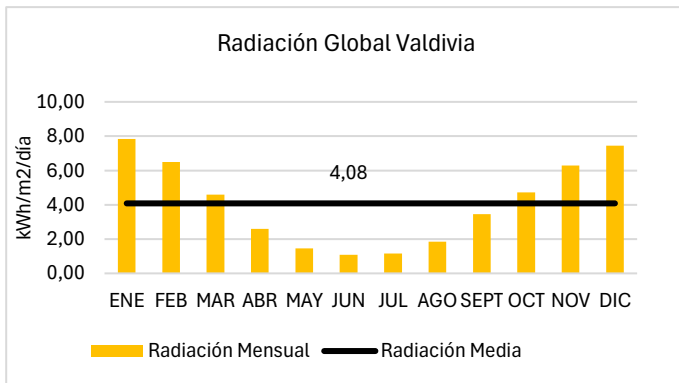


Imagen 26-. Radiación para la comuna de Valdivia.

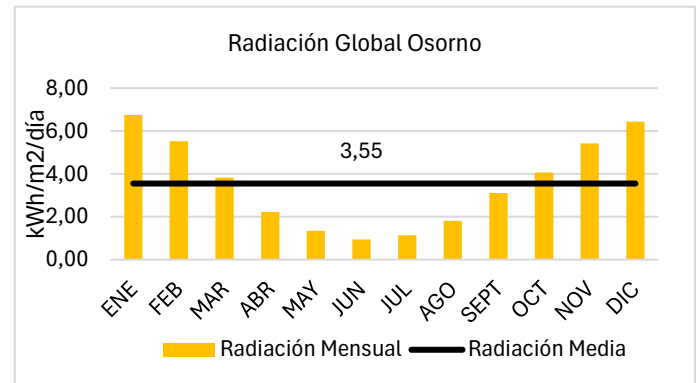


Imagen 27-. Radiación para comuna de Osorno.

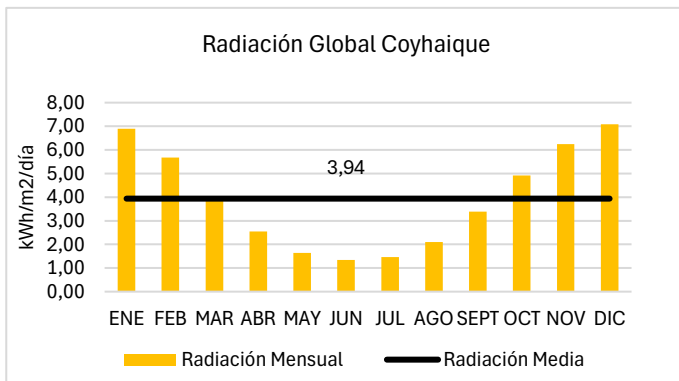


Imagen 28-. Radiación para la comuna de Coyhaique.

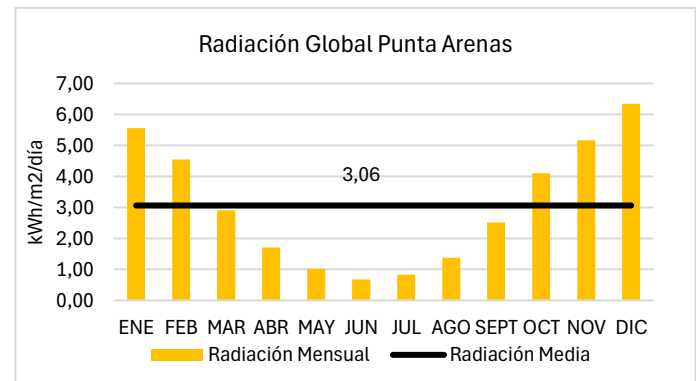


Imagen 29-. Radiación para comuna de Punta Arenas.

La radiación solar en Chile presenta una notable variabilidad a lo largo del territorio, influenciada principalmente por factores geográficos y climáticos. En la zona norte del país, se registran los niveles más altos de radiación solar del mundo, con valores promedio de los 6,58 kWh/m²/día, lo que convierte a esta zona en un entorno ideal para el desarrollo de proyectos fotovoltaicos de gran escala. A medida que se avanza hacia el sur, la disponibilidad de radiación disminuye progresivamente debido a la mayor nubosidad y precipitaciones, observándose niveles más bajos en regiones como la de Aysén en donde solo llegamos a 3,94 kWh/m²/día.

Por otra parte, debemos también considerar las horas efectivas de sol que se tienen según la zona urbana analizada, las que pueden variar entre las 8 y 16 horas, según la ubicación geográfica, considerando los datos que se muestra en la Tabla 4.

Tabla N°4- Horas de sol según localidad analizada [15], principal variable para determinar el factor de planta de los sistemas de generación.

ZONA ANALIZADA	CANTIDAD DE HRS SEGÚN MES DEL AÑO											
	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEPT	OCT	NOV	DIC
Arica	13	13	13	12	12	12	12	12	12	12	14	14
Iquique	13	12	11	11	10	9	10	11	11	12	12	13
Antofagasta	13	12	12	11	11	11	11	11	11	12	13	13
Copiapó	13	13	12	11	10	9	9	11	12	12	13	14
Coquimbo	13	13	12	11	11	9	11	11	12	12	13	13
Valparaíso	13	13	12	11	11	9	10	11	12	12	13	13
Santiago	13	13	12	11	10	9	9	11	12	13	14	14
Rancagua	14	13	13	11	10	9	9	11	12	12	13	14
Talca	14	13	13	11	10	10	10	11	12	14	14	14
Chillán	15	13	13	11	10	10	10	11	12	14	14	15
Concepción	14	13	13	11	10	9	9	11	12	13	14	15
Temuco	15	14	13	11	10	9	9	11	12	13	14	15
Valdivia	15	14	13	11	10	9	9	11	12	14	14	15
Osorno	15	14	13	11	10	9	9	11	12	14	14	15
Coyhaique	15	14	13	11	9	8	9	10	12	14	15	15
Punta Arenas	16	15	13	11	9	8	8	10	12	14	16	16

Esta variabilidad regional obliga a diseñar estrategias de implantación diferenciadas, adaptando la densidad, tecnología y orientación de los sistemas fotovoltaicos a las condiciones locales para maximizar su eficiencia respecto de la utilización de área o superficies disponibles.

Construcción de índice de superficie según demanda/generación

El análisis de la relación entre la demanda eléctrica habitacional y la generación distribuida mediante paneles fotovoltaicos resulta esencial para evaluar si el modelo de negocio en estudio es o no rentable.

La construcción de un índice de demanda/generación permite cuantificar en qué medida la energía solar generada y disponible puede cubrir las necesidades residenciales de autoconsumo, como también de la inyección de excedentes a las redes de distribución.

Como la radiación solar a lo largo del país es muy variable, este índice constituye una herramienta clave para la planificación del modelo, ya que facilita la estimación de las superficies necesarias para el sistema de generación, donde la instalación de sistemas fotovoltaicos podría satisfacer total o parcialmente la demanda habitacional, contribuyendo a la descentralización energética, acercando la generación a los puntos de consumo y dando un impulso a la adopción del modelo de negocio por parte de los usuarios.

Para la construcción de este índice, se consideran para la obtención de la Generación kWh/año y la Demanda kWh/viv/año, los datos mostrados en los capítulos anteriores de Demanda Hogares y Radiación Media.

Tabla 5- Superficie Requerida para la generación solar de una vivienda, considera un factor de pérdidas del 14%

Superficie Requerida m ²	Generación kWh/año									
	1.000	1.200	1.400	1.600	1.800	2.000	2.200	2.400	2.600	
Demanda kWh/viv/año	1.200	1,6	1,3	1,1	1,0	0,9	0,8	0,7	0,7	0,6
	1.400	1,9	1,6	1,3	1,2	1,0	0,9	0,8	0,8	0,7
	1.600	2,1	1,8	1,5	1,3	1,2	1,1	1,0	0,9	0,8
	1.800	2,4	2,0	1,7	1,5	1,3	1,2	1,1	1,0	0,9
	2.000	2,7	2,2	1,9	1,7	1,5	1,3	1,2	1,1	1,0
	2.200	2,9	2,4	2,1	1,8	1,6	1,5	1,3	1,2	1,1
	2.400	3,2	2,7	2,3	2,0	1,8	1,6	1,5	1,3	1,2
	2.600	3,5	2,9	2,5	2,2	1,9	1,7	1,6	1,4	1,3
	2.800	3,7	3,1	2,7	2,3	2,1	1,9	1,7	1,6	1,4
	3.000	4,0	3,3	2,9	2,5	2,2	2,0	1,8	1,7	1,5
	3.200	4,3	3,6	3,0	2,7	2,4	2,1	1,9	1,8	1,6
	3.400	4,5	3,8	3,2	2,8	2,5	2,3	2,1	1,9	1,7
3.600	4,8	4,0	3,4	3,0	2,7	2,4	2,2	2,0	1,8	

Ejemplo de cálculo de superficies para un sistema dado:

Ahora consideraremos un conjunto habitacional de 5 viviendas, que están ubicadas en la comuna de Iquique, y que poseen una demanda promedio de 2.200 kWh/año cada una.

Paso uno, identificar la radiación media de la comuna de Iquique, en este caso, sería de 6,58 kWh/m²/día.

Paso dos, calcular la generación máxima según esa radiación, la que estaría dada por la expresión:

$$\text{Generación} = 6,58 \text{ kWh/día} \times 356 \text{ día}$$

$$\text{Generación} = 2.342 \text{ kWh/año}$$

Paso tres, identificar en la Tabla 5 la superficie necesaria para el valor de Generación y Demanda más cercano, en este caso, la superficie sería de **1,2 m²**.

6.4 Evaluación de rentabilidad/ahorro del modelo de negocio

La evaluación de la rentabilidad y del ahorro asociado a la generación eléctrica residencial mediante paneles fotovoltaicos es clave para validar la viabilidad económica del modelo de negocio propuesto y el éxito de la adopción del sistema por parte de los usuarios. Este análisis considera los costos de inversión, operación y mantenimiento de los sistemas fotovoltaicos, comparados con los réditos o beneficios económicos derivados de la reducción en el consumo de energía desde la red eléctrica y la posible inyección de excedentes bajo la normativa de la generación distribuida.

Además de lo anterior, debemos también incorporar variables relevantes como la tarifa eléctrica residencial, tanto para la inyección como para el consumo, que difiere para una u otra región a nivel nacional, la vida útil de los equipos, los incentivos regulatorios vigentes y la tasa de descuento aplicada, permitiendo proyectar indicadores financieros como el Valor Presente Neto (VPN), la Tasa Interna de Retorno (TIR) y el período de recuperación de la inversión o payback.

Para poder realizar un análisis simplificado de la rentabilidad, y considerando la gran variabilidad de las condiciones de generación eléctrica mediante paneles fotovoltaicos en Chile, se analizarán los datos para tres zonas urbanas representativas de las zonas Norte, Centro y Sur del país. Para el análisis, y la posterior comparación, tomaremos los siguientes supuestos, basados en los datos proporcionados en capítulos anteriores.

Supuesto uno: los edificios tienen promedio 15 pisos y poseen 7 departamentos por piso. Por lo que la superficie total disponible es de 546 m² aproximadamente, dejando una superficie útil para instalación de paneles de 328 m².

Supuesto dos: la inversión en la planta generadora será de \$679.700 por kW, los costos de mantenimiento y operación se mantienen constantes para todas las zonas evaluadas.

Supuesto tres: las pérdidas del sistema y modelos de paneles solares evaluados permanecen constantes para todas las zonas evaluadas, la capacidad instalada de la planta será de 66,6 kW y la eficiencia de los paneles irá disminuyendo en un 5% cada año.[18]

Dados los supuestos comentados anteriormente, consideramos los siguientes datos evaluando si la inversión propuesta generará retornos superiores al costo de capital exigido, definido en un 12%, pudiendo generar valor económico para los usuarios del modelo.

En este contexto, el presente análisis respalda la viabilidad del proyecto en el marco del sistema eléctrico chileno y la normativa vigente de generación distribuida, destacando su potencial como un modelo de negocio sostenible en el tiempo.

6.4.1 Rentabilidad para la zona Norte – Comuna de Iquique

A continuación, mostramos los principales resultados para la evaluación inicial de alto nivel, para el modelo de negocio en la comuna de **Iquique**:

Superficie disponible	328	m2
Demanda promedio por vivienda	2.197	kWh/viv/año
N° de departamentos	105	viv
Demanda Total	230.685	kWh/año
Inversión	52.864.774	\$
Factor de Planta, incluye perdidas (1)	28	%
Capacidad Instalada (2)	569.030	kWh/año
Generación anual Iquique (1)x(2)	159.329	kWh
Estado	Deficitario	

Payback = 8 años

VAN = \$ 348.815

6.4.2 Rentabilidad para la zona Centro – Comuna de Santiago

A continuación, mostramos los principales resultados para la evaluación inicial de alto nivel, para el modelo de negocio en la comuna de **Santiago**:

Superficie disponible	328	m2
Demanda promedio por vivienda	2.197	kWh/viv/año
N° de departamentos	105	viv
Demanda Total	230.685	kWh/año
Inversión	52.864.774	\$
Factor de Planta, incluye perdidas (1)	22	%
Capacidad Instalada (2)	569.030	kWh/año
Generación anual Santiago (1)x(2)	122.342	kWh
Estado	Deficitario	

Payback =10 años

VAN = \$ 2.161.174

6.4.3 Rentabilidad para la zona Sur – Comuna de Osorno

A continuación, mostramos los principales resultados para la evaluación inicial de alto nivel, para el modelo de negocio en la comuna de **Osorno**:

Superficie disponible	328	m2
Demanda promedio por vivienda	2.197	kWh/viv/año
N° de departamentos	105	viv
Demanda Total	230.685	kWh/año
Inversión	52.864.774	\$
Factor de Planta, incluye perdidas (1)	14	%
Capacidad Instalada (2)	569.030	kWh/año
Generación anual Osorno (1)x(2)	79.664	kWh
Estado	Deficitario	

Payback =20 años

VAN = \$ -1.284.320

El proyecto resulta más rentable en la comuna de Iquique, ubicada en la zona norte del país, debido a su mayor factor de planta (28%), lo que permite una generación anual más alta (159.329 kWh). Esto se traduce en un VAN positivo de más de 5 millones de pesos y un período de recuperación de 9 años, el más corto entre las tres zonas analizadas.

En la zona centro (Santiago), el proyecto sigue siendo rentable, pero con una

generación menor (122.342 kWh) debido a un factor de planta de 22%. El VAN disminuye a \$2.822.771 y el payback se extiende a 12 años, indicando viabilidad, pero con menores márgenes.

Por otro lado, en la zona sur (Osorno), el bajo nivel de radiación solar refleja un factor de planta de solo 14%, con una generación estimada de 79.664 kWh/año. Esto hace que el proyecto sea financieramente inviable, con un período de recuperación superior a 20 años y un VAN negativo implícito, lo que desaconseja su implementación en esta localidad bajo las condiciones actuales.

6.4.4 Sensibilización considerando egresos por ocupación de superficie

Al realizar una sensibilización, en que consideramos egresos en el sistema por ocupación de superficie en un sistema fotovoltaico para la generación eléctrica comunitaria permite evaluar cómo los costos asociados al uso del terreno impactan la estructura financiera del proyecto.

Para los casos de estudio en que el modelo es rentable, es importante considerar que los propietarios del terreno, ya sea una comunidad de vecinos o un tercero, podrían recibir una compensación económica por ceder su espacio para la instalación del sistema. Esta retribución puede tomar la forma de un arriendo, un pago fijo periódico o una participación en los beneficios del proyecto. Al incorporar esta variable al análisis, se reconoce el valor del terreno como un activo que aporta al funcionamiento del sistema, y se promueve un modelo más justo y sostenible, donde quienes ponen a disposición su superficie también obtienen un beneficio directo por su contribución.

A continuación, se muestra la sensibilización del modelo, considerando la variable de tasa de costo de capital del 12% fija, variando así el periodo en que se recupera la inversión y el porcentaje de los ingresos que pudiese destinarse a los egresos por ocupación de la superficie:

Tabla 6-. Sensibilización para zona de Iquique:

Egresos por ocupación de superficie	Payback	VAN [MM\$]	TIR
0%	8	0,21	14%
10%	11	2,50	10%
20%	13	0,24	7%
30%	20	-3,30	3%

Tabla 7- Sensibilización para zona de Santiago:

Egresos por ocupación de superficie	Payback	VAN [MM\$]	TIR
0%	10	1,40	15%
10%	13	1,03	12%
20%	20	-8,34	5%

La Tabla 6 y Tabla 7 de sensibilización, tanto para Iquique como Santiago muestran cómo los egresos por ocupación de superficie influyen en los resultados económicos del modelo de negocio para generación eléctrica comunitaria. Cuando no se considera ningún costo por el uso del terreno (0%), el proyecto en la zona de Iquique presenta una recuperación de inversión en 8 años y un retorno atractivo del 14%.

Sin embargo, al incorporar egresos progresivos del 10%, 20% y hasta 30%, se observa un deterioro gradual de la rentabilidad, el payback se extiende hasta 20 años y la TIR cae al 3% en el escenario más exigente, mostrando además un valor para el VAN, que se torna negativo a partir del 30%, lo cual indica una pérdida de valor económico del proyecto.

Ahora si analizamos los resultados para la zona de Santiago, al igual que en la zona de Iquique, con egresos nulos por ocupación de superficie, el proyecto resulta atractivo, con un plazo de recuperación de 10 años y una TIR del 15%. Sin embargo, al incorporar un 10% de egresos por uso del terreno, la rentabilidad disminuye, aunque se mantiene positiva, con un VAN de \$1,03 millones, para luego con solo un 20% de egresos, el proyecto cae bruscamente a un VAN negativo de -\$8,34 millones, lo que refleja una pérdida económica considerable, y un aumento del payback a 20 años, límite considerado crítico para este tipo de inversiones.

Este análisis evidencia la necesidad de encontrar un equilibrio entre el reconocimiento del terreno como un recurso valioso y la sostenibilidad financiera del sistema, considerando esquemas de retribución adecuados para los propietarios sin afectar gravemente la viabilidad del modelo.

7. MODELO DE OPERACIÓN DEL SISTEMA

Contar con un modelo de operación para sistemas de generación distribuida

comunitaria ofrece numerosas ventajas estratégicas, operativas, económicas y sociales. Este enfoque no solo mejora la eficiencia energética, sino que habilita oportunidades de mercado innovadoras y sostenibles, alineadas con las tendencias globales de descentralización y descarbonización del sistema energético.

Estas ventajas nos permiten gestionar proactivamente la generación, consumo y almacenamiento de energía desde un punto centralizado o digital, facilita el monitoreo continuo y mantenimiento predictivo de los equipos, reduciendo tiempos de falla y optimizando la vida útil de la instalación.

Con el modelo se optimizan los flujos de ingresos que permiten controlar y maximizar los ahorros, ingresos por excedentes y retornos de la inversión a los socios o clientes. Reduce costos operativos gracias a economías de escala considerando, un sistema común en vez de múltiples instalaciones pequeñas y mejorar la capacidad de acceso a financiamiento dado que los inversionistas valoran la existencia de un modelo operativo claro y replicable.

7.1.1 Experiencias en Generación Distribuida

La generación distribuida posee varias ventajas técnicas, económicas, ambientales y sociales que la convierten en un actor relevante para la transición energética a nivel mundial. Algunos de sus principales beneficios son:

- **Reducción de pérdidas eléctricas:** Al generar energía cerca del punto de consumo, se reducen las pérdidas por transporte en las redes de transmisión y distribución.
- **Mejora en la calidad del suministro:** La GD puede estabilizar la red local y mejorar la tensión eléctrica en zonas periféricas o rurales.
- **Descongestión de redes:** Al disminuir la demanda desde los centros de generación centralizados, se reduce la carga sobre las infraestructuras eléctricas existentes.
- **Resiliencia del sistema eléctrico:** Favorece un sistema más distribuido y menos vulnerable a fallos centralizados.
- **Ahorro en la factura eléctrica:** Los usuarios que generan su propia energía pueden reducir considerablemente sus costos energéticos.
- **Independencia energética:** Menor dependencia de las variaciones de precios del mercado eléctrico o combustibles fósiles.
- **Generación de empleo local:** Promueve empleos en instalación, mantenimiento y gestión de sistemas de energías renovables.
- **Reducción de emisiones de gases de efecto invernadero:** Al fomentar fuentes renovables (como solar o eólica), disminuye la huella de carbono.

- **Inclusión energética:** A través de modelos comunitarios, sectores vulnerables pueden acceder a energía renovable compartida.

La generación distribuida no solo genera ahorros y beneficios ambientales, sino que transforma el modelo energético haciéndolo más eficiente y resiliente. Es una solución concreta frente al cambio climático y una herramienta clave para la descentralización energética, acercando los medios de generación a los sectores de consumo activo.

Los principales modelos que se utilizan en países en distintos continentes se detallan a continuación:

Tabla 8- Principales modelos de generación distribuida.

PAIS	TIPO DE MODELO	FUNCIONAMIENTO
España	Autoconsumo Compartido	Acuerdo entre las partes y firma de un contrato de reparto de energía, comunicado al operador de red.
	Comunidades Energéticas Locales	Se constituyen como cooperativas, existe una adhesión mediante estatutos, compra de participaciones o cuotas. Cada miembro tiene derecho a una parte de la generación según su inversión o acuerdo.
	Tejados Compartidos	Entidad pública, dueño del tejado y facilitador del espacio, los ciudadanos interesados en participar se inscriben voluntariamente y se firma un contrato de reparto energético
Australia	Jardines Solares	Modelo que permite a los ciudadanos beneficiarse de energía solar sin tener que instalar paneles en su propia vivienda, ideal para personas sin acceso a techos aptos.
	Microrredes Comunitarias	Generalmente implementadas por gobiernos regionales, los usuarios forman parte mediante acuerdos con el operador de la microred e integra generación como almacenamiento
	Centrales Eléctricas Virtuales	Sistemas solares y baterías domésticas conectados mediante un software para operar como una sola planta energética, los usuarios tienen un contrato en que comparten ganancias por servicios energéticos
Estados Unidos	Suscripción a Planta Solar Comunitaria	Usuarios se suscriben a una parte de la producción de una planta solar comunitaria y reciben créditos mensuales en su factura eléctrica.
	Propiedad Compartida	Los usuarios compran una parte del sistema solar y reciben proporcionalmente la energía generada. Se gestiona generalmente a través de una cooperativa o una asociación vecinal.
	Municipal Utility	Una entidad municipal o gobierno local desarrolla una planta solar comunitaria y los usuarios participan mediante suscripción o subsidio para hogares vulnerables

Si analizamos los modelos descritos anteriormente, los tres países han implementado modelos de generación distribuida comunitaria que permiten el

acceso a energías renovables, incluso sin tener la necesidad de instalar paneles fotovoltaicos en las viviendas o tejados propios.

Los tres países se apoyan en legislaciones específicas para la implementación de sus modelos de generación distribuida, en España en el Real Decreto 244/2019, Australia posee la Australian Energy Regulator (AER), y estados unidos la State Net Metering & Net Billing Laws que se desarrolla a nivel estatal, todo con el fin de fomentar la participación ciudadana y en muchos casos, subvenciones o incentivos públicos.

Finalmente, todos los modelos ofrecen beneficios económicos en ahorro energético, y también ambientales al contribuir con la reducción de emisiones, y por otro lado tienen modelos de gobernanza variados que van desde cooperativas hasta gestión comercial entre privados.

7.1.2 Benchmarking de modelos existentes

Realizar un benchmarking nos permite identificar buenas prácticas, estructuras operativas eficientes y mecanismos de financiamiento exitosos implementados en otros países. Este análisis comparativo facilita entendimiento de otras estrategias de negocio ya probadas y que se pueden adaptar a la realidad nacional, permitiendo reducir riesgos en la implementación de los modelos, mejorar la toma de decisiones y optimizar el diseño según las características del mercado al que se apunta, ya sea, regulatorias, técnicas y hasta sociales.

Al observar experiencias consolidadas, se pueden establecer indicadores clave de rendimiento (KPIs) que orienten el desarrollo del modelo hacia una mayor sostenibilidad, económica y ambiental.

En mercados como el estadounidense, australiano o europeo, los modelos comunitarios han evolucionado gracias a políticas de apoyo, marcos normativos claros y un alto nivel de participación ciudadana. El benchmarking ofrece una mirada crítica y estructurada a estos casos, permitiendo evaluar cuál es el grado de sostenibilidad, replicabilidad y éxito económico que podrían tener iniciativas similares en contextos locales. Además, promueve la innovación al permitir combinar elementos de distintos modelos para diseñar soluciones más inclusivas, resilientes y alineadas con los objetivos de transición energética que tenemos y se ajusta a la normativa local.

A continuación, analizaremos modelos de negocio desarrollados en los países de Australia, España y Estados Unidos. Consideraremos dimensiones claves y que resultan relevantes para el éxito del modelo, así como también para estandarizar el análisis y poder llegar a conclusiones más sólidas respecto del mejor modelo que podría ser aplicado en Chile.

El análisis de benchmarking de modelos de negocio existentes que se muestra en la Tabla 8, para España, Australia y Estados Unidos evidencia una amplia diversidad en las estructuras operativas en los distintos países, así como también los mecanismos de participación de los usuarios. Mientras modelos como las comunidades energéticas en España o las microrredes comunitarias en Australia destacan por su fuerte componente de gobernanza local y empoderamiento ciudadano, otros como la suscripción a plantas solares en Estados Unidos o los jardines solares australianos priorizan la accesibilidad y escalabilidad, aunque con menor participación directa de los usuarios en la toma de decisiones del modelo.

Tal diversidad refleja la influencia del entorno normativo en la forma en que se organizan y financian los proyectos, así como en su capacidad para generar impacto social y ambiental.

Asimismo, el análisis realizado muestra que los modelos con mayor participación ciudadana tienden a generar beneficios adicionales como cohesión social, educación energética y estabilidad en los costos, aunque se ven más desafiados a lograr financiamiento, lo que dificulta la escalabilidad de estos modelos.

En contraste, los modelos impulsados por iniciativas privadas o gubernamentales presentan ventajas operativas y escalabilidad, pero requieren marcos regulatorios que garanticen equidad en el acceso a los usuarios que así lo deseen. Por tanto, **una combinación estratégica** de elementos cooperativos, incentivos regulatorios y eficiencia empresarial podría representar una vía óptima para el desarrollo de modelos comunitarios sostenibles y replicables en contextos diversos, especialmente en países en transición energética como Chile.

Tabla 9- Benchmarking de modelos de negocios existentes.

PAIS	MODELO	ESTRUCTURA OPERATIVA	PARTICIPACIÓN DE USUARIOS	FINANCIAMIENTO	ESCALA DE GENERACIÓN	RESULTADOS
España	Autoconsumo Compartido	Autoconsumo colectivo entre vecinos; gestionado por empresa o cooperativa	Media: consumo compartido, pero baja gobernanza	Fondos europeos + inversión privada	Pequeña: <100 kW	Reducción de costos en comunidad; limitado por distancia
España	Comunidades Energéticas Locales	Cooperativa o asociación sin fines de lucro	Alta: gestión democrática y activa	Fondos NextGenEU + inversión ciudadana	Pequeña-media: 50 kW – 1 MW	Empoderamiento local + integración de ERNC
España	Tejados Compartidos	Instalación central sobre edificios; uso compartido entre propietarios	Media-alta: usuarios son copropietarios	Inversión ciudadana + subvenciones locales	Pequeña: sobre edificios residenciales	Alto aprovechamiento de infraestructura urbana
Australia	Jardines Solares	Empresa privada o comunidad local gestiona parque solar	Media: usuarios pagan cuota o arriendan parte del jardín solar	Capital privado o crowdfunding	Media: 100 kW – 5 MW	Acceso solar sin necesidad de techos propios
Australia	Microrredes Comunitarias	Gestión técnica local; integración de múltiples fuentes renovables	Alta: actores locales controlan operación	Fondos públicos + inversión local	Variable: desde 100 kW a escalas mayores	Alta resiliencia energética + autosuficiencia
Australia	Centrales Eléctricas Virtuales	Operador centralizado coordina generación distribuida y almacenamiento	Baja: operador gestiona activos sin participación directa	Proveedores y fondos europeos	Media-grande: 500 kW – 10 MW	Optimización de red + valorización de excedentes
EEUU	Suscripción a Planta Solar Comunitaria	Empresa privada ofrece suscripción sin propiedad	Baja: usuario solo se suscribe, sin control ni propiedad	Capital privado + incentivos fiscales	Media: 500 kW – 5 MW	Acceso masivo sin barreras técnicas
EEUU	Propiedad Compartida	Grupo de ciudadanos o cooperativa compra planta o participa vía crowdfunding	Alta: participación en decisiones e inversión	Inversión ciudadana directa	Media: 500 kW – 5 MW	Alto compromiso social + retorno financiero
EEUU	Municipal Utility	Empresa pública local, gestiona toda la cadena de suministro eléctrico	Media-alta: representación ciudadana vía gobierno municipal	Ingresos municipales + tarifas reguladas	Grande: >10 MW	Control local + tarifas estables para ciudadanos

7.1.3 Propuesta de operación del Modelo de Negocio

En un entorno económico dinámico y competitivo, la eficiencia operativa se ha convertido en un factor clave para la sostenibilidad y el éxito de cualquier modelo de negocio. La presente propuesta tiene como objetivo establecer una estructura funcional clara y eficaz que permita llevar el modelo de negocio por acciones concretas, medibles y escalables. Para ello, definimos los procesos críticos a considerar, los recursos necesarios y los mecanismos que aseguren la continuidad

y adaptabilidad de las operaciones.

Este plan considera tanto las capacidades disponibles en generación distribuida como las condiciones del entorno, integrando aspectos logísticos, tecnológicos, humanos y financieros. Además, busca garantizar una experiencia de valor para los usuarios, una gestión eficiente de costos y una base sólida para el crecimiento y sostenibilidad del sistema. La implementación de este esquema de operación permitirá una ejecución alineada con los objetivos del modelo en el mediano y largo plazo.

A continuación, en la Imagen 14, se presentan los principales aspectos a considerar y su manera de operar dentro del marco del modelo de negocio propuesto:



Imagen 14-. Análisis CANVAS del modelo de Negocio Propuesto

En la Imagen 14, se muestra la propuesta de generación comunitaria segura, que se apoya en una estructura operativa eficiente que prioriza la confiabilidad del sistema y la participación activa de la comunidad. En este modelo, mantener una

estructura de costos mínima es fundamental para su viabilidad y escalabilidad. Esto se debería lograr mediante la optimización del diseño técnico, la estandarización de los componentes, de los procesos de instalación y mantenimiento, y el uso de tecnologías de monitoreo remoto que reducen la necesidad de intervención presencial constante.

Además, el modelo se enfoca en que los **ingresos recurrentes provengan preferentemente de los servicios de operación y mantenimiento (O&M)**, los cuales son gestionados por una empresa especializada que promueve, diseña e implementa el modelo de negocio en las comunidades. Esta empresa se encarga de la instalación inicial, así como de asegurar el correcto funcionamiento y la seguridad del sistema en el tiempo, a cambio de una tarifa comunitaria proporcional y accesible. De esta manera, se garantiza un flujo financiero estable para la empresa operadora, asegurando la continuidad del servicio, la calidad técnica y la sostenibilidad del modelo, al mismo tiempo que se maximiza el valor entregado a los usuarios del sistema de generación, perteneciente a las comunidades beneficiarias.

8. REQUISITOS DE IMPLEMENTACIÓN

La implementación de un modelo de negocio de generación comunitaria requiere cumplir con una serie de requisitos normativos y técnicos que aseguren su viabilidad y sostenibilidad. Desde el ámbito normativo, es fundamental considerar el marco legal vigente que regula la generación distribuida, los esquemas de autoconsumo compartido y las comunidades energéticas, incluyendo aspectos como la inscripción ante entidades reguladoras, los derechos de conexión y la facturación neta. En el plano técnico, se deben abordar criterios relacionados con el diseño y dimensionamiento de los sistemas de generación, la calidad y seguridad de las instalaciones, la interoperabilidad de los equipos con la red eléctrica, y los mecanismos de monitoreo y control que garanticen una operación eficiente y segura del sistema compartido.

8.1 Análisis del proceso de tramitación con las concesionarias

El proceso de tramitación para la conexión de los sistemas de generación requiere una interacción regulada y estandarizada con las concesionarias de distribución eléctrica, establecida detalladamente en la Norma Técnica de Operación y Equipamientos de generación de la CNE. [16]

Este proceso inicia con la Solicitud de Conexión por parte de los usuarios en donde deben entregar antecedentes técnicos y administrativos a través de una plataforma definida por la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC). La concesionaria está obligada a responder en plazos específicos (5 a 20 días hábiles dependiendo del caso), evaluando si el proyecto cumple con los criterios de conexión directa (proceso expeditivo) o si requiere estudios adicionales por sobrepasar la Capacidad Instalada Permitida o la Inyección de Excedentes Permitida.[16]

En **proyectos comunitarios**, donde suele haber múltiples sistemas de generación o sistemas compartidos, se deben coordinar solicitudes únicas o múltiples según sea el caso. La normativa exige que las concesionarias no impongan condiciones distintas a las establecidas en la Norma, y que entreguen toda la información técnica necesaria para la evaluación (topología de redes, transformadores, capacidad disponible, entre otros). En casos complejos, deben desarrollarse estudios de conexión que determinen si se necesitan adecuaciones u obras adicionales en la red. Dichos trabajos deben ser costeados por el solicitante, pero ejecutados por la distribuidora. Además, el proceso incluye etapas como la Manifestación de Conformidad, Notificación de Conexión, y la Puesta en Servicio, en las cuales la coordinación con la empresa concesionaria es clave para asegurar el cumplimiento

normativo, la supervisión técnica y la activación de la facturación correspondiente.[16]

Este marco busca garantizar condiciones objetivas y transparentes en el acceso a la red para proyectos comunitarios de generación distribuida. A continuación, presentamos los principales puntos que se deben considerar en el proceso de conexión:

1. Solicitud de Conexión: El usuario o su representante debe presentar un formulario a través de la plataforma dispuesta por la SEC, indicando datos del titular, del inmueble, del sistema de generación, y tipo de solicitud (individual, colectiva o múltiple).

2. Evaluación de Proceso Expeditivo Si el equipo de generación cumple ciertos criterios, como la capacidad menor a 10 kW BT o 30 kW MT, sin sobrepasar límites del transformador o alimentador, puede acogerse a un proceso simplificado con respuesta en 5 días hábiles.

3. Determinación de la Capacidad Instalada Permitida (CIP) y la Inyección Eléctrica Permitida (IEP): Si no aplica el proceso simplificado, la distribuidora debe calcular la Capacidad Instalada Permitida y la Inyección de Excedente Permitida en base a criterios técnicos de la red a la que se va a conectar y demanda requerida para dicha conexión.

4. Estudios de Conexión: Si se supera la CIP o IEP, la concesionaria debe realizar estudios eléctricos de flujo de potencia para determinar la factibilidad técnica. Esto puede requerir obras o adecuaciones.

5. Propuesta de Obras/Adecuaciones: En caso de requerirse mejoras a la red, la concesionaria debe informar costos, plazos y alternativas (como uso de limitadores de inyección). El usuario decide si continúa con el proyecto dependiendo si las obras o adecuaciones son rentables o no para su proyecto.

6. Respuesta a la Solicitud: Según el tipo de solicitud, la distribuidora debe responder en 5 a 20 días hábiles, incluyendo: condiciones de conexión, necesidad de obras, costos, modelo de contrato, etc.

7. Manifestación de Conformidad: El usuario debe aceptar formalmente la propuesta de conexión (dentro de 20 días hábiles), indicando la capacidad final del Sistema de Generación. Si no está conforme, puede realizar el reclamo respectivo a la SEC, estando esta obligada a pronunciarse al respecto.

8. Notificación de Conexión (NC): Antes de conectar, se debe presentar una notificación a la distribuidora y la SEC con datos del Sistema de Generación, instalador autorizado que declara el proyecto, contrato firmado si aplica entre instalador/propietario, y pagos efectuados si corresponde.

9. Puesta en Servicio y Protocolo de Conexión: Se debe realizar la conexión supervisada por la distribuidora, en donde se verifican equipos, protecciones eléctricas y funcionamiento, dejando registro completando el formulario oficial con los resultados.

10. Inicio de Facturación Netbilling: Una vez conectado, el Sistema de Generación entra en el sistema de facturación con la concesionaria de distribución. La concesionaria debe enviar a la SEC las primeras tres boletas con inyecciones, dentro de un plazo máximo de 60 días.

8.2 Guía práctica para la incorporación a la generación

La presente guía práctica para la conexión a la generación eléctrica distribuida bajo el régimen de Netbilling, ha sido elaborada a partir del análisis de la normativa vigente y la revisión detallada de dos contratos tipo de conexión utilizados por distribuidoras relevantes del país: Compañía General de Electricidad (CGE) y Enel Distribución Chile S.A.. Estos modelos representan casos reales aplicados en contextos de propiedad conjunta, incluyendo conjuntos habitacionales, y permiten comprender de manera práctica los requisitos, etapas y condiciones contractuales involucradas en el proceso de conexión de los Sistemas de Generación a la red de distribución eléctrica.

1. Revisión Inicial

Antes de comenzar el proceso, revisa:

- Que el proyecto de generación cumpla con la Ley N° 20.571.
- Que el sistema esté en una red de baja o media tensión ($\leq 23\text{kV}$).
- Que uses fuentes renovables no convencionales o cogeneración eficiente.
- Si será un proyecto individual o conjunto habitacional / propiedad conjunta.

2. Verifica la Capacidad de Conexión

Se debe consultar en la web de la empresa distribuidora o en la Plataforma de la SEC los siguientes puntos:

- Capacidad del transformador y alimentador.
- Demanda mínima y capacidad instalada de generación existente.

Esta consulta previa nos permite anticipar si se requerirán obras adicionales/ajustes o se puede optar al Proceso Expeditivo.

3. Solicita la Conexión

Completar a través del formulario electrónico la Solicitud de Conexión (SC) a través de:

- Portal “Generación Ciudadana” de la SEC
- Plataforma del distribuidor (solo si está autorizada por la SEC)

Para desarrollar lo anterior se debe adjuntar:

- Datos del solicitante y de la propiedad.
- Características técnicas del EG (capacidad instalada, tipo de tecnología).
- Poder simple si actúas como representante.

4. Evaluación del Proceso por la Distribuidora

La distribuidora revisará si puedes usar:

- Proceso Expeditivo: si el sistema de generación no supera los umbrales definidos (10 kW en BT, 30 kW en MT y límites de transformador).
- Proceso con Estudios: si la generación supera lo permitido (requiere estudios, ajustes u obras adicionales).

Plazos de respuesta:

- Expeditivo: 5 días hábiles
- Con estudios: hasta 20 días hábiles + posible prórroga de 10 días

5. Manifestación de Conformidad

Si estás de acuerdo con las condiciones de conexión (costos, capacidades, requerimientos técnicos), se debe firmar la Manifestación de Conformidad. Esto confirma el compromiso de instalación y da paso a la etapa operativa.

6. Firma del Contrato de Conexión

Al firmar el contrato con la concesionaria de distribución (CGE, Enel u otra), se establecen condiciones para:

- Tarifas aplicables (Precio de Nudo)
- Modalidad de facturación
- Distribución de excedentes entre usuarios para la propiedad conjunta.
- Vigencia indefinida, con cláusulas de término anticipado

Documentos clave, considerando las distribuidoras analizadas:

- Modelo CGE: distribución porcentual entre copropietarios
- Modelo ENEL: incluye formulario Anexo G para conjuntos habitacionales

7. Instalación y Notificación de Conexión

El sistema de generación debe ser instalado por un instalador autorizado por la SEC.

Debes completar la Notificación de Conexión (NC) a través del portal SEC y adjuntar:

- Declaración de puesta en servicio
- Contrato firmado
- Comprobante de obras pagadas (si corresponde)

8. Protocolo de Puesta en Servicio

La distribuidora supervisa en terreno los siguientes aspectos:

- Equipos instalados
- Protección y desconexión
- Medición bidireccional y contador

El proceso debe realizarse dentro de los 15 días hábiles desde la NC.

9. Inicio de Facturación Netbilling

Una vez conectado el sistema de generación debemos considerar los siguientes puntos para la operación:

- Las inyecciones se valoran a precio de nudo.
- Se descuentan de la factura mensual.
- Saldo positivo se arrastra a meses siguientes y se reajusta por IPC.
- En agosto de cada año se devuelven remanentes acumulados vía transferencia o vale vista (según contrato).

Consejos Finales

Consulta equipos e instaladores autorizados en:

<https://www.sec.cl/energiasrenovables>

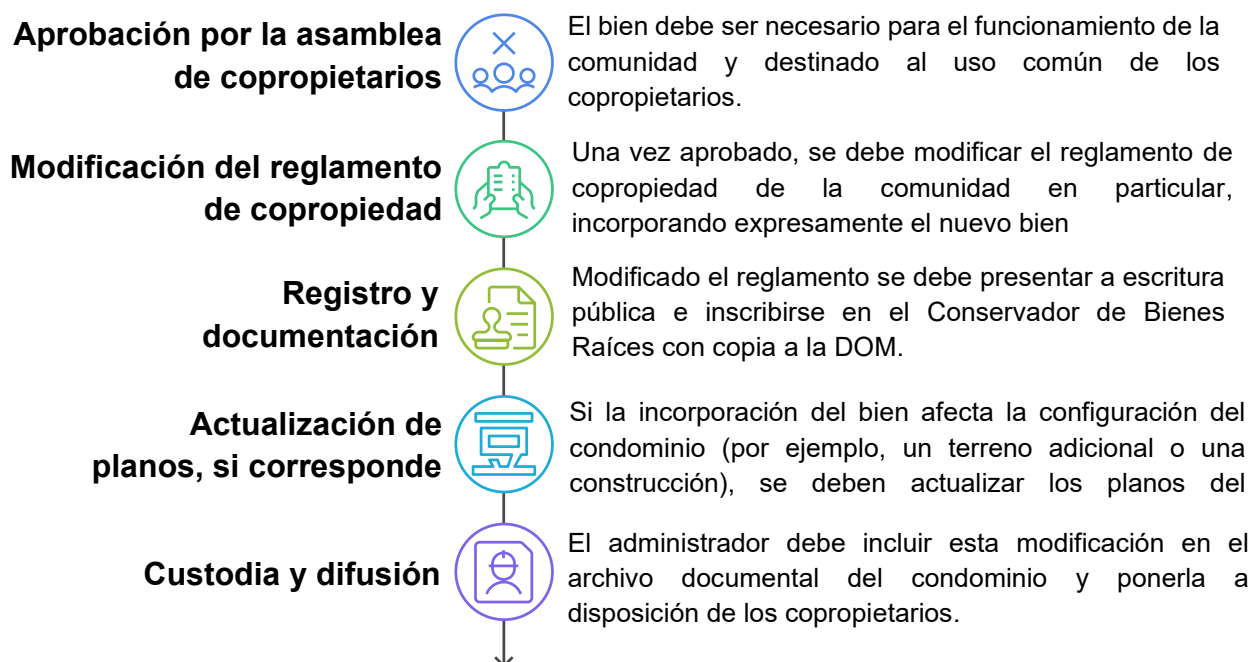
Revisa mensualmente tus inyecciones y consumo desde el portal de tu distribuidora.

8.3 Guía para la incorporación del sistema de generación a la comunidad

La incorporación de nuevos bienes al régimen de copropiedad en una comunidad o condominio constituye un proceso legal y administrativo que busca modificar la estructura del patrimonio común de los copropietarios. Este procedimiento debe respetar lo establecido en la Ley de Copropiedad Inmobiliaria N° 21.442, que exige que toda incorporación de bienes de dominio común sea aprobada por una asamblea extraordinaria de copropietarios, con el quórum especial requerido. La decisión debe quedar debidamente registrada en un acta protocolizada y luego formalizarse mediante una escritura pública que modifique el reglamento de copropiedad, la cual debe ser inscrito en el Conservador de Bienes Raíces para que surta efectos legales. [10]

Este proceso puede aplicarse tanto a bienes físicos (como terrenos, bodegas, o espacios comunes no declarados previamente) como a derechos sobre instalaciones o equipamientos que se destinan al uso común, como lo son los medios de generación eléctrica. Para garantizar su validez, se requiere una correcta citación a la asamblea, el cumplimiento de los quórum de votación, y la adecuada inscripción de los cambios en los registros públicos. Un caso particular ocurre cuando el bien es aportado por uno o más comuneros, completando la totalidad del valor del bien, en estos casos, puede requerirse además una cesión de dominio formalizada ante notario por parte de los comuneros que hicieron el aporte. El objetivo final es asegurar la transparencia, la equidad entre copropietarios y la correcta actualización del reglamento que rige la convivencia y administración del condominio.

A continuación, detallamos los pasos a seguir para realizar este proceso:



Tal como lo revisamos, la incorporación de nuevos bienes al dominio común de una comunidad representa una modificación sustancial en la estructura legal, patrimonial y operativa del condominio, por lo que es fundamental contar con asesoría especializada durante todo el proceso. Un abogado con experiencia en copropiedad inmobiliaria puede garantizar que se cumplan adecuadamente los requisitos legales, como la correcta redacción de la modificación al reglamento de copropiedad, el cumplimiento de los quórum establecidos por ley, y la formalización

de los acuerdos en escritura pública e inscripción registral.

Además, la intervención de profesionales técnicos, como arquitectos o topógrafos o ingenieros, puede ser necesaria para validar que el bien a incorporar cumple con las condiciones físicas, normativas y urbanísticas requeridas. La asesoría adecuada no solo previene conflictos legales futuros entre copropietarios, sino que también entrega seguridad jurídica y respaldo documental a las decisiones adoptadas por la comunidad, mostramos los principales aspectos en que lo recomendable es contar con asesorías en Tabla 10, de modo de asegurar que estas se reflejen correctamente en los registros públicos y en la administración cotidiana del condominio.

Tabla 10- Principales aspectos en los que es recomendable contar con asesoría.[10]

Etapa	Descripción	Asesoría sugerida
1. Diagnóstico legal y técnico	Determinar si el bien puede y conviene ser incorporado como bien común. Verificar títulos de dominio, ubicación, y su relación con el condominio.	Abogado inmobiliario, Arquitecto o topógrafo (si hay intervención física o reevaluación de espacios).
2. Asesoría en redacción de propuesta	Redactar propuesta de modificación al reglamento de copropiedad y justificación legal para presentarla a la asamblea.	Abogado especialista en copropiedad
3. Convocatoria formal a asamblea extraordinaria	Citar a la asamblea cumpliendo con los requisitos legales: forma, plazo y contenidos mínimos (incluyendo propuesta clara de modificación).	Abogado (puede revisar citación), Administrador del condominio
4. Realización de la asamblea y votación	Se debe levantar acta formal con quórum y resultados. Si se aprueba, debe constar en escritura pública.	Abogado, para protocolizar acta y escritura pública
5. Redacción y firma de la escritura pública modificatoria	Incorporar el bien como bien común y modificar el reglamento.	Abogado redactor, para protocolizar acta y escritura pública
6. Inscripción en el Conservador de Bienes Raíces	Inscribir la escritura en el Registro de Hipotecas y Gravámenes. Este paso es indispensable para que surta efectos legales.	Abogado tramitador o gestor legal
7. Actualización en la Dirección de Obras Municipales (DOM)	Si hay impacto en los planos o en la configuración del condominio, actualizar planos archivados.	Arquitecto o profesional ingeniero

9. CONCLUSIONES

Dado los análisis ejecutados, en el contexto de estudio para el desarrollo de esta tesina de título, se pueden realizar las siguientes conclusiones:

La generación distribuida, si bien ha ido en aumento, aún tiene un potencial significativo que no ha sido explotado

- Si bien en la última década el número de instalaciones de generación distribuidas ha tenido un aumento exponencial, la mayor parte de estas instalaciones corresponden a clientes individuales en viviendas unifamiliares, dejando pendiente aún el desarrollo en edificios y comunidades que existen en el territorio nacional.
- La principal barrera que tenemos para explotar este potencial en la generación distribuida en edificios existentes es el desconocimiento, impidiendo así una mayor adopción del sistema, lo que sin duda representa una oportunidad para su desarrollo y optimización.

Dada las condiciones de radiación que tiene Chile, la energía solar es la principal fuente a ser utilizada, logrando una mayor relevancia los paneles fotovoltaicos.

- Chile posee uno de los mayores niveles de radiación solar del mundo, particularmente en la zona norte, lo que ha permitido que el 99,9% de las instalaciones de generación distribuida sean solares fotovoltaicos.
- La actualización de la tecnología fotovoltaica ha derivado en una disminución de los costos asociados en cerca de un 50% en los últimos 5 años, esta reducción en los paneles solares en los últimos años ha facilitado la adopción de esta tecnología, haciéndola más accesible para los consumidores.[17]
- No obstante, la distribución de instalaciones no es pareja, concentrándose en la zona centro-sur del país, por su gran densidad poblacional, mientras que regiones con mayor radiación tienen menos participación, lo que sugiere potenciar su expansión.

Necesidad de una estrategia clara para la generación distribuida

- En comparación con países como Australia, donde la generación distribuida ya representa el 9% de la demanda y tiene un objetivo claro del 27% para 2050, Chile aún no ha establecido metas concretas para el desarrollo de esta tecnología. Hoy solo contamos con la generación del 1% de la demanda por

medio de la generación distribuida.

- La falta de objetivos no apalanca ni releva la importancia y contribución a la transición energética y a la descarbonización del país, la generación distribuida, sin considerar además de la estabilidad del sistema acercando los puntos de generación a los puntos de consumo.

Existe en la normativa vigente, la manera para poder definir el modelo por el cual los comuneros de un respectivo condominio pueden recibir beneficios de equipamientos o sistemas comunes que los generen.

- La propuesta se fundamenta en la normativa vigente sobre generación distribuida y copropiedad inmobiliaria en Chile, particularmente la Ley 20.571, su reglamento (Decreto 71/2014) y la Ley 21.442. La primera permite a los usuarios inyectar la energía generada a la red eléctrica y ser compensados económicamente. Por su parte, la Ley de Copropiedad establece que los derechos sobre los bienes comunes del condominio y como se determinan según el avalúo fiscal de cada unidad.
- Así, planteamos un modelo de copropiedad del sistema de generación eléctrica en que cada propietario puede recibir beneficios, por ejemplo, proporcionales al avalúo fiscal de su unidad, asegurando un reparto justo y normativamente respaldado. Los proyectos por si solos son capaces de lograr recuperar la inversión entre 8 y 10 años, para tasas de retorno de la inversión del 12%.

El modelo de negocio puede ser atractivo para los usuarios, pero va a depender del monto de la inversión a realizar, la superficie disponible y la ubicación geográfica del sistema de generación.

- La rentabilidad del proyecto está directamente relacionada con la superficie y el recurso solar disponible en cada región, mientras en la zona norte del país alcanzamos factores de planta del 28% este va disminuyendo en la medida que nos acercamos a la zona Sur, llegando a valores de solo 14% en localidades como Osorno, haciendo así menos atractivo el negocio. Bajo este análisis, Iquique representa la opción más favorable, mientras que Osorno no cumple con los criterios mínimos de viabilidad económica. Santiago ofrece una opción intermedia aceptable para desarrollo con planificación a largo plazo.

El modelo por sí solo resulta sostenible en el tiempo, sin embargo, es clave poder contar con asociaciones clave para potenciar la escalabilidad del modelo.

Contar con alianzas estratégicas en un modelo de generación comunitaria resulta fundamental para fortalecer su viabilidad y atractivo, ya que permite complementar capacidades técnicas, optimizar recursos financieros y facilitar el acceso a redes de distribución, actores regulatorios y comunidades organizadas. Estas alianzas al integrar actores públicos, privados y sociales, considerando que aún los montos de inversión están en orden de magnitud entre los 50-60 millones de pesos, no solo potencian la escalabilidad del modelo, sino que también generan mayor confianza en los usuarios finales, mejorando la sostenibilidad operativa y el impacto social del proyecto.

REFERENCIAS

- [1] Estrategia Nacional de Energía 2012 – 2030 “Energía para el Futuro”.
- [2] Numero de declaraciones de generación distribuida
<http://energiaabierta.cl/?s=TE4&t=datasets-estadistica>
- [3] Censo de población año 2017
<https://www.ine.gob.cl/estadisticas/sociales/censos-de-poblacion-y-vivienda/censo-de-poblacion-y-vivienda>
- [4] Estadísticas y caracterización de edificaciones
<https://www.minvu.gob.cl/elementos-tecnicos/estadisticas/estadisticas-de-edificacion/>
- [5] Evaluación del potencial de energía solar como recurso territorial para contribuir a la autonomía energética de la comuna de Valparaíso, Walker Valdivieso, Isabel Margarita
- [6] Reporte energético Octubre año 2024
https://www.coordinador.cl/wp-content/uploads/2024/10/CEN_Reporte_Energetico_SEN_Oct24.pdf
- [7] Densidad Urbana, Tipologías y comparación en tres grandes ciudades chilenas
https://centrodeestudios.minvu.gob.cl/?sfid=1119&_sft_categoria_repositorio=estadisticas
- [8] Visión Energética: Un futuro de energía limpia para Australia
https://www.transgrid.com.au/media/x4mbdody/transgrid_energy_vision.pdf
- [9] Servicio Básico
<https://www.sernac.cl/portal/607/w3-article-2852.html>
- [10] Ley 21442 Nueva Ley de Copropiedad Inmobiliaria
- [11] Ley 21572 Regula el pago de las tarifas eléctricas de las generadoras residenciales
- [12] Decreto 71/2014 Aprueba reglamento de la ley nº 20.571, que regula el pago

de las tarifas eléctricas de las generadoras residenciales.

[13] Fijación de precios de Nudo promedio del sistema eléctrico nacional, Informe Técnico Definitivo 1° Semestre 2025

chrome-extension://efaidnbmnnnibpcajpcgiclfndmkaj/https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2024/12/Rex.-CNE-N672-2024-aprueba-ITD-PNP-2025-1-002.pdf

[14] Informe final de usos de la energía de los hogares Chile 2018

chrome-extension://efaidnbmnnnibpcajpcgiclfndmkaj/https://energia.gob.cl/sites/default/files/documentos/resumen_ejecutivo_caracterizacion_residencial_2018.pdf

[15] Explorador del recurso solar y datos meteorológicos

<https://solar.minenergia.cl/exploracion>

[16] Proyección de demanda eléctrica 2018-2038 del CEN

chrome-extension://efaidnbmnnnibpcajpcgiclfndmkaj/https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2019/01/Anexo-3-Informe-de-Proyecci%C3%B3n-de-Demanda-El%C3%A9ctrica-2018-2038.pdf

[16] Norma técnica de conexión y operación de equipamientos de generación.

[17] <https://4echile.cl/publicaciones/indice-de-precios-de-sistemas-fotovoltaicos-2020/>

[18] <https://solar.minenergia.cl/downloads/fotovoltaico.pdf>

ANEXO 1 - METODOLOGÍA DE TRABAJO

La investigación del modelo de negocio será desarrollada mediante los siguientes puntos:

- Revisión de la normativa aplicable a la generación distribuida y sus reglamentos.
- Revisión de la normativa aplicable a la Copropiedad y sus reglamentos e institucionalidad.
- Análisis de datos de consumo de energético habitacional y generación eléctrica mediante paneles solares para distintas localidades.
- Construcción de caso negocio y evaluación de rentabilidad-ahorro en la generación distribuida de electricidad.
- Análisis del proceso y tramitación de la incorporación a la generación distribuida por parte de las concesionarias de servicio público de distribución.
- Benchmarking con modelos de generación distribuida existentes fuera de Chile.

ANEXO 2 - CARTA GANTT

DESCRIPCIÓN	AÑO 2024					AÑO 2025							
	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO
Propuesta Tema Tesina													
Elección del tema de estudio													
Elección de profesores guía y correferente													
Definición de objetivos y metodología de trabajo													
Construcción de Estado del Arte													
Definición del Modelo de Copropiedad													
Revisión de normativa aplicable a la Generación Distribuida													
Revisión de normativa aplicable a la Copropiedad													
Propuesta de modelo de Copropiedad del sistema de generación													
Índice de demanda/generación													
Análisis de consumo energético habitacional													
Análisis de precio de clientes regulados y proyecciones													
Análisis de generación eléctrica por superficie													
Construcción de índice demanda/generación													
Caso Negocio, evaluación de rentabilidad-ahorro													
Modelo de operación del sistema													
Revisión de experiencias de generación distribuida													
Benchmarking de modelos existentes													
Requisitos de implementación													
Análisis del proceso de tramitación con las concesionarias													
Construcción de guía práctica para la incorporación a la generación													
Tesina Final													
Examen de Grado													

Carta Gantt para el desarrollo de la tesina.

ANEXO 3 – FLUJOS DE CAJA

Construcción Flujo de Caja del Proyecto Puro - IQUIQUE

Energía genera+B6:R7da	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8
	kWh/año	kWh/año	kWh/año	kWh/año	kWh/año	kWh/año	kWh/año	kWh/año	kWh/año
	0	152.928	152.163	152.163	151.403	151.403	150.646	150.646	149.892

Flujo de Caja del Proyecto Puro	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8
	\$	\$	\$	\$	\$	\$	\$	\$	\$
Ingresos									
Ingresos por Inyección (85,74 \$/kWh)		13.112.047	13.046.486	13.046.486	12.981.254	12.981.254	12.916.348	12.916.348	12.851.766
Total Ingresos	0	13.112.047	13.046.486	13.046.486	12.981.254	12.981.254	12.916.348	12.916.348	12.851.766
Egresos									
Costos Fijos Mantención		2.400.000	2.400.000	2.400.000	2.400.000	2.400.000	2.400.000	2.400.000	2.400.000
Total Egresos	0	2.400.000	2.400.000	2.400.000	2.400.000	2.400.000	2.400.000	2.400.000	2.400.000
Utilidad Bruta		10.712.047	10.646.486	10.646.486	10.581.254	10.581.254	10.516.348	10.516.348	10.451.766
Impuestos @ 25%									
Utilidad Neta	0	10.712.047	10.646.486	10.646.486	10.581.254	10.581.254	10.516.348	10.516.348	10.451.766
Equipos de generación	52.864.774								
Amortización		0	0	0	0	0	0	0	0
Flujo de Caja Neto	-52.864.774	10.712.047	10.646.486	10.646.486	10.581.254	10.581.254	10.516.348	10.516.348	10.451.766

VAN	\$ 3.568.767
TIR	14%

Construcción Flujo de Caja del Proyecto Puro - SANTIAGO

Energía generada	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10
	kWh/año	kWh/año	kWh/año	kWh/año	kWh/año	kWh/año	kWh/año	kWh/año	kWh/año	kWh/año	kWh/año
	0	128.357	127.715	127.715	127.077	127.077	126.441	126.441	125.809	125.809	125.180

Flujo de Caja del Proyecto Puro	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10
	US\$	\$	\$	\$	\$	\$	\$	\$	\$	\$	\$
Ingresos											
Ingresos por Inyección (94,57 \$/kWh)		12.138.721	12.078.028	12.078.028	12.017.638	12.017.638	11.957.550	11.957.550	11.897.762	11.897.762	11.838.273
Total Ingresos	0	12.138.721	12.078.028	12.078.028	12.017.638	12.017.638	11.957.550	11.957.550	11.897.762	11.897.762	11.838.273
Egresos											
Costos Fijos Mantención		2.400.000	2.400.000	2.400.000	2.400.000	2.400.000	2.400.000	2.400.000	2.400.000	2.400.000	2.400.000
Total Egresos	0	2.400.000	2.400.000	2.400.000	2.400.000	2.400.000	2.400.000	2.400.000	2.400.000	2.400.000	2.400.000
Utilidad Bruta		9.738.721	9.678.028	9.678.028	9.617.638	9.617.638	9.557.550	9.557.550	9.497.762	9.497.762	9.438.273
Impuestos @ 25%											
Utilidad Neta	0	9.738.721	9.678.028	9.678.028	9.617.638	9.617.638	9.557.550	9.557.550	9.497.762	9.497.762	9.438.273
Equipos de generación	52.864.774										
Amortización		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Flujo de Caja Neto	-52.864.774	9.738.721	9.678.028	9.678.028	9.617.638	9.617.638	9.557.550	9.557.550	9.497.762	9.497.762	9.438.273

VAN	\$ 1.469.244
TIR	15%

Construcción Flujo de Caja del Proyecto Puro - OSORNO

Energía generada	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año	Año	Año	Año	Año 18	Año 19	Año 20
	kWh/año	kWh/año	kWh/año	kWh/año	kWh/año	kWh/año	kWh/año	kWh/año	kWh/año	kWh/año	kWh/año
	0	79.783	79.384	79.384	78.987	78.987	78.592	78.199	77.808	77.808	77.419

Flujo de Caja del Proyecto Puro	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 9	Año 10	Año 11	Año 12
	US\$	\$	\$	\$	\$	\$	\$	\$	\$	\$	\$
Ingresos											
Ingresos por Inyección (95,93 \$/kWh)		7.653.583	7.653.583	7.653.583	7.653.583	7.653.583	7.653.583	7.653.583	7.653.583	7.653.583	7.653.583
Total Ingresos	0	7.653.583	7.653.583	7.653.583	7.653.583	7.653.583	7.653.583	7.653.583	7.653.583	7.653.583	7.653.583
Egresos											
Costos Fijos Mantención		2.400.000	2.400.000	2.400.000	2.400.000	2.400.000	2.400.000	2.400.000	2.400.000	2.400.000	2.400.000
Total Egresos	0	2.400.000	2.400.000	2.400.000	2.400.000	2.400.000	2.400.000	2.400.000	2.400.000	2.400.000	2.400.000
Utilidad Bruta		5.253.583	5.253.583	5.253.583	5.253.583	5.253.583	5.253.583	5.253.583	5.253.583	5.253.583	5.253.583
Impuestos @ 25%											
Utilidad Neta	0	5.253.583	5.253.583	5.253.583	5.253.583	5.253.583	5.253.583	5.253.583	5.253.583	5.253.583	5.253.583
Equipos de generación	52.864.774										
Amortización		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Flujo de Caja Neto	-52.864.774	5.253.583	5.253.583	5.253.583	5.253.583	5.253.583	5.253.583	5.253.583	5.253.583	5.253.583	5.253.583

VAN	\$ -1.284.320	\$
TIR	8%	

ANEXO 4 – CALCULO DE LA CENTRAL GENERADORA

PVsyst - Simulation report

Grid-Connected System

Project: Nuevo Proyecto

Variant: Nueva variante de simulación

No 3D scene defined, no shadings

System power: 66.0 kWp

Alto Hospicio - Chile



Author

Afa new energy (Chile)



Project: Nuevo Proyecto

Variant: Nueva variante de simulación

PVsyst V7.4.2

VCO, Simulation date:
22/05/25 17:15
with v7.4.2

Afa new energy (Chile)

Project summary

Geographical Site Alto Hospicio Chile	Situation Latitude -20.27 °S Longitude -70.09 °W Altitude 531 m Time zone UTC-4	Project settings Albedo 0.20
Meteo data Alto Hospicio Meteonorm 8.1 (2008-2019), Sat=30% - Sintético		

System summary

Grid-Connected System	No 3D scene defined, no shadings		
PV Field Orientation Fixed plane Tilt/Azimuth 30 / 0 °	Near Shadings No Shadings	User's needs Unlimited load (grid)	
System information			
PV Array		Inverters	
Nb. of modules	120 units	Nb. of units	3 units
Pnom total	66.0 kWp	Pnom total	60.0 kWac
		Pnom ratio	1.100

Results summary

Produced Energy	149758 kWh/year	Specific production	2269 kWh/kWp/year	Perf. Ratio PR	86.17 %
-----------------	-----------------	---------------------	-------------------	----------------	---------

Table of contents

Project and results summary	2
General parameters, PV Array Characteristics, System losses	3
Main results	4
Loss diagram	5
Predef. graphs	6
Single-line diagram	12



Project: Nuevo Proyecto

Variant: Nueva variante de simulación

PVsyst V7.4.2

VCO, Simulation date:
22/05/25 17:15
with v7.4.2

Afa new energy (Chile)

General parameters

Grid-Connected System	No 3D scene defined, no shadings	
PV Field Orientation	Sheds configuration	Models used
Orientation	No 3D scene defined	Transposition Perez
Fixed plane		Diffuse Perez, Meteonorm
Tilt/Azimuth	30 / 0 °	Circumsolar separate
Horizon	Near Shadings	User's needs
Free Horizon	No Shadings	Unlimited load (grid)

PV Array Characteristics

PV module	Inverter	
Manufacturer	Trina Solar	Manufacturer
Model	TSM-DE19-550Wp Vertex	Model
(Original PVsyst database)		(Original PVsyst database)
Unit Nom. Power	550 Wp	Unit Nom. Power
Number of PV modules	120 units	Number of inverters
Nominal (STC)	66.0 kWp	Total power
Modules	6 Strings x 20 In series	Operating voltage
At operating cond. (50°C)		Max. power (=>48°C)
Pmpp	60.4 kWp	Pnom ratio (DC:AC)
U mpp	573 V	No power sharing between MPPTs
I mpp	105 A	
Total PV power		Total inverter power
Nominal (STC)	66 kWp	Total power
Total	120 modules	Number of inverters
Module area	314 m ²	Pnom ratio

Array losses

Thermal Loss factor	DC wiring losses	Module Quality Loss						
Module temperature according to irradiance	Global array res.	Loss Fraction						
Uc (const)	89 mΩ	-0.4 %						
Uv (wind)	Loss Fraction							
	1.5 % at STC							
Module mismatch losses								
Loss Fraction								
2.0 % at MPP								
IAM loss factor								
Incidence effect (IAM): Fresnel, AR coating, n(glass)=1.526, n(AR)=1.290								
0°	30°	50°	60°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	0.999	0.987	0.962	0.892	0.816	0.681	0.440	0.000



Project: Nuevo Proyecto

Variant: Nueva variante de simulación

Afa new energy (Chile)

PVsyst V7.4.2

VC0, Simulation date:
22/05/25 17:15
with v7.4.2

Main results

System Production

Produced Energy 149758 kWh/year

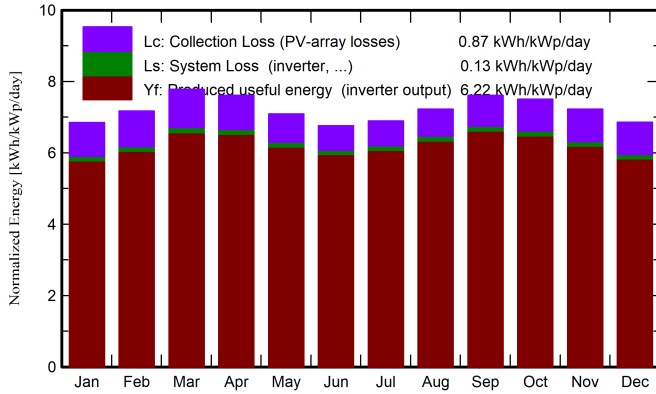
Specific production

2269 kWh/kWp/year

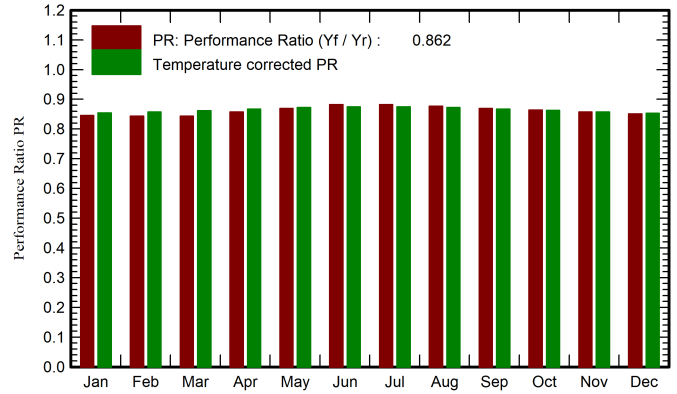
Perf. Ratio PR

86.17 %

Normalized productions (per installed kWp)



Performance Ratio PR



Balances and main results

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray kWh	E_Grid kWh	PR ratio
January	255.2	55.14	19.85	212.2	205.8	12094	11838	0.845
February	217.7	54.81	20.22	200.7	195.6	11420	11179	0.844
March	230.2	43.23	19.04	241.4	236.7	13731	13436	0.843
April	189.4	31.40	16.85	228.3	224.6	13192	12918	0.857
May	163.9	29.54	15.36	220.0	217.3	12892	12626	0.870
June	142.0	23.56	13.86	202.8	200.4	12042	11800	0.882
July	153.9	25.50	13.21	213.6	211.1	12693	12438	0.882
August	178.6	29.80	13.24	224.0	221.1	13240	12970	0.877
September	206.6	38.47	13.55	228.3	224.1	13364	13091	0.869
October	240.8	47.16	14.73	232.7	227.5	13540	13258	0.863
November	254.1	47.33	16.10	216.7	210.7	12522	12260	0.857
December	263.9	52.01	18.11	212.5	205.8	12197	11942	0.851
Year	2496.4	477.95	16.16	2633.2	2580.6	152928	149758	0.862

Legends

GlobHor	Global horizontal irradiation	EArray	Effective energy at the output of the array
DiffHor	Horizontal diffuse irradiation	E_Grid	Energy injected into grid
T_Amb	Ambient Temperature	PR	Performance Ratio
GlobInc	Global incident in coll. plane		
GlobEff	Effective Global, corr. for IAM and shadings		

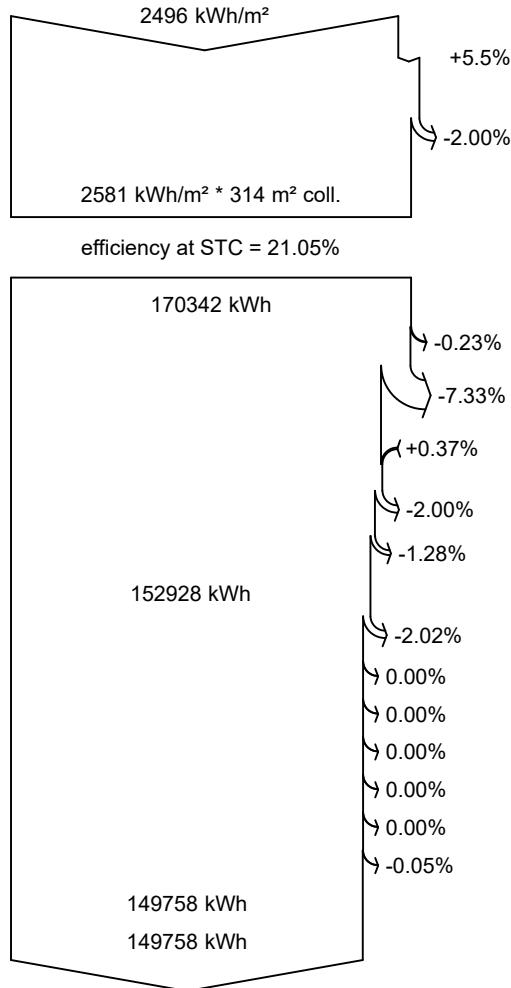


PVsyst V7.4.2

VCO, Simulation date:
22/05/25 17:15
with v7.4.2

Afa new energy (Chile)

Loss diagram



Global horizontal irradiation

Global incident in coll. plane

IAM factor on global

Effective irradiation on collectors

PV conversion

Array nominal energy (at STC effic.)

PV loss due to irradiance level

PV loss due to temperature

Module quality loss

Module array mismatch loss

Ohmic wiring loss

Array virtual energy at MPP

Inverter Loss during operation (efficiency)

Inverter Loss over nominal inv. power

Inverter Loss due to max. input current

Inverter Loss over nominal inv. voltage

Inverter Loss due to power threshold

Inverter Loss due to voltage threshold

Night consumption

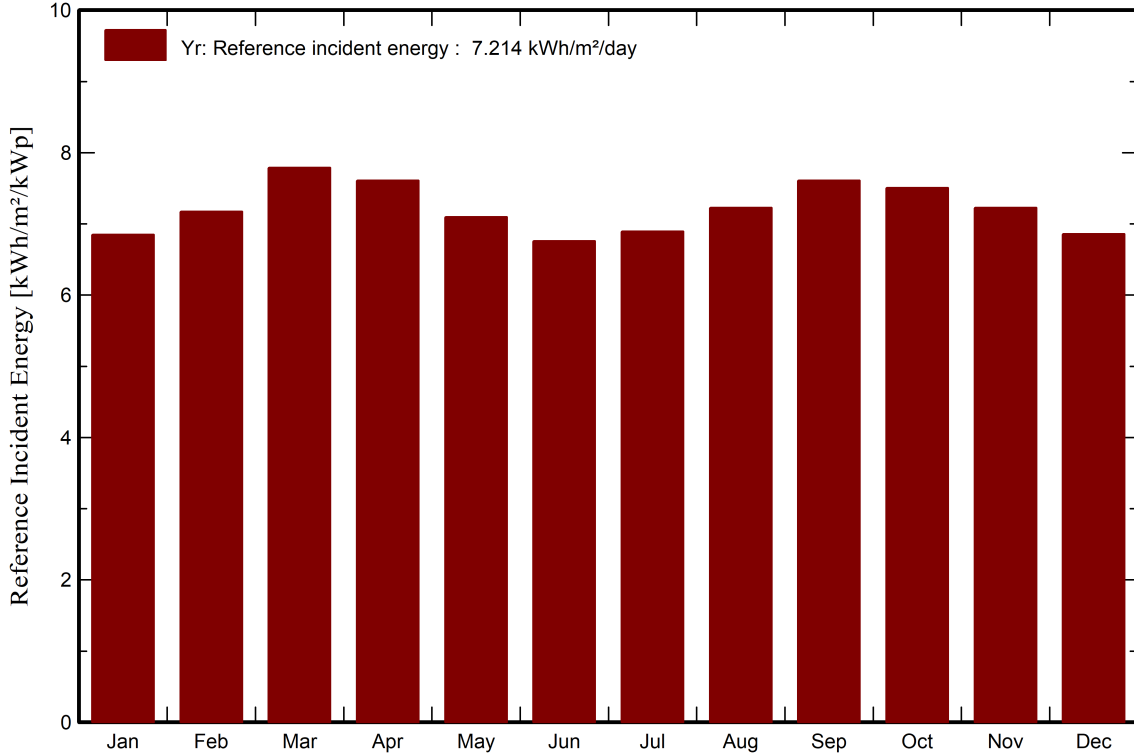
Available Energy at Inverter Output

Energy injected into grid

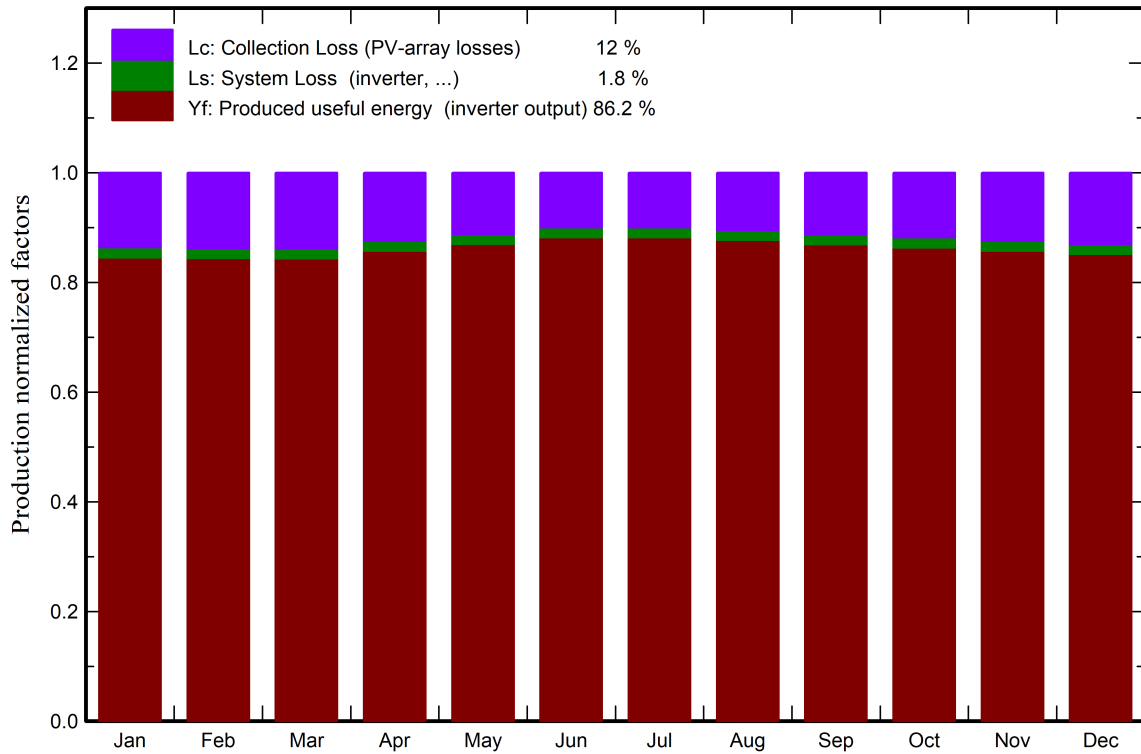


Predef. graphs

Energía incidente de referencia en el plano colector



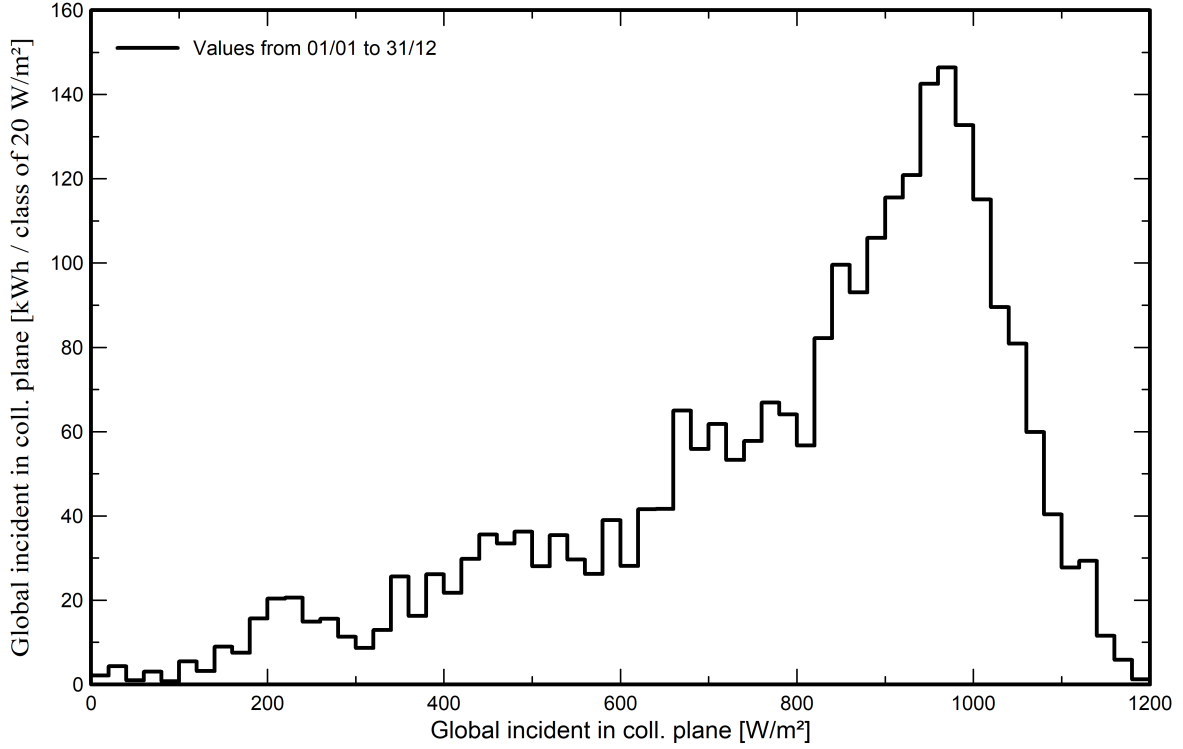
Producción normalizada y factores de pérdida



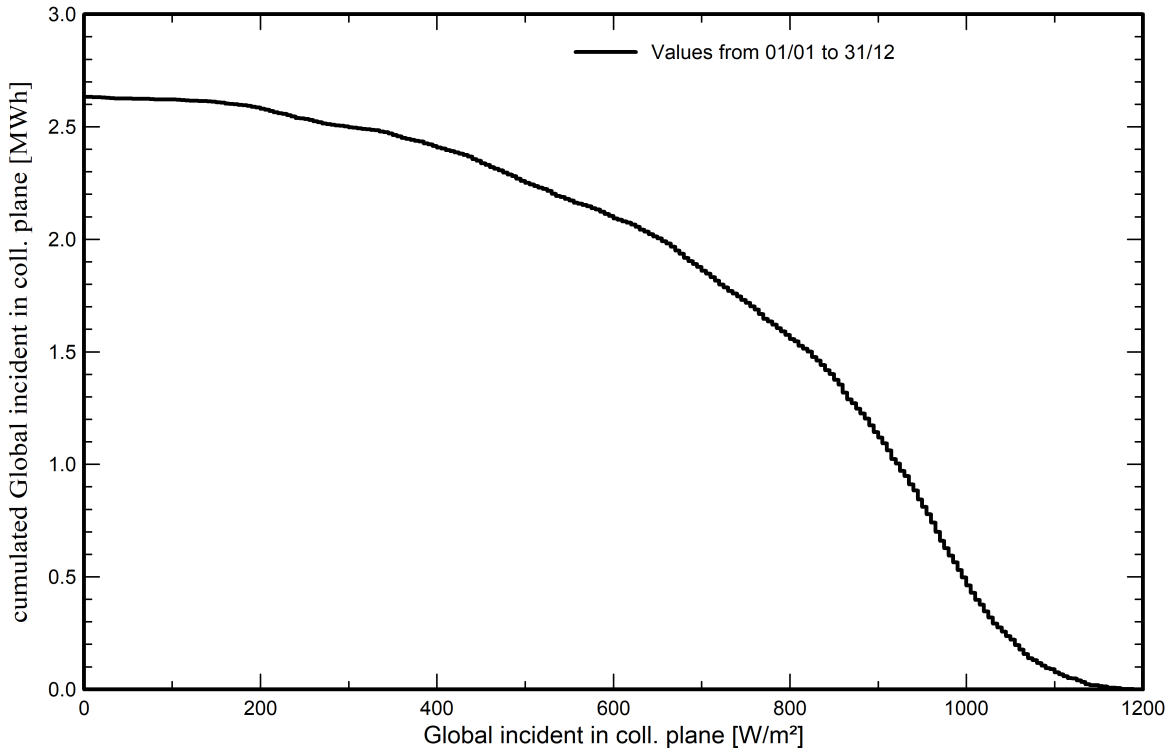


Predef. graphs

Distribución de irradiación incidente



Distribución acumulativa de la irradiación incidente





Predef. graphs

Temperatura del conjunto vs irradiancia efectiva

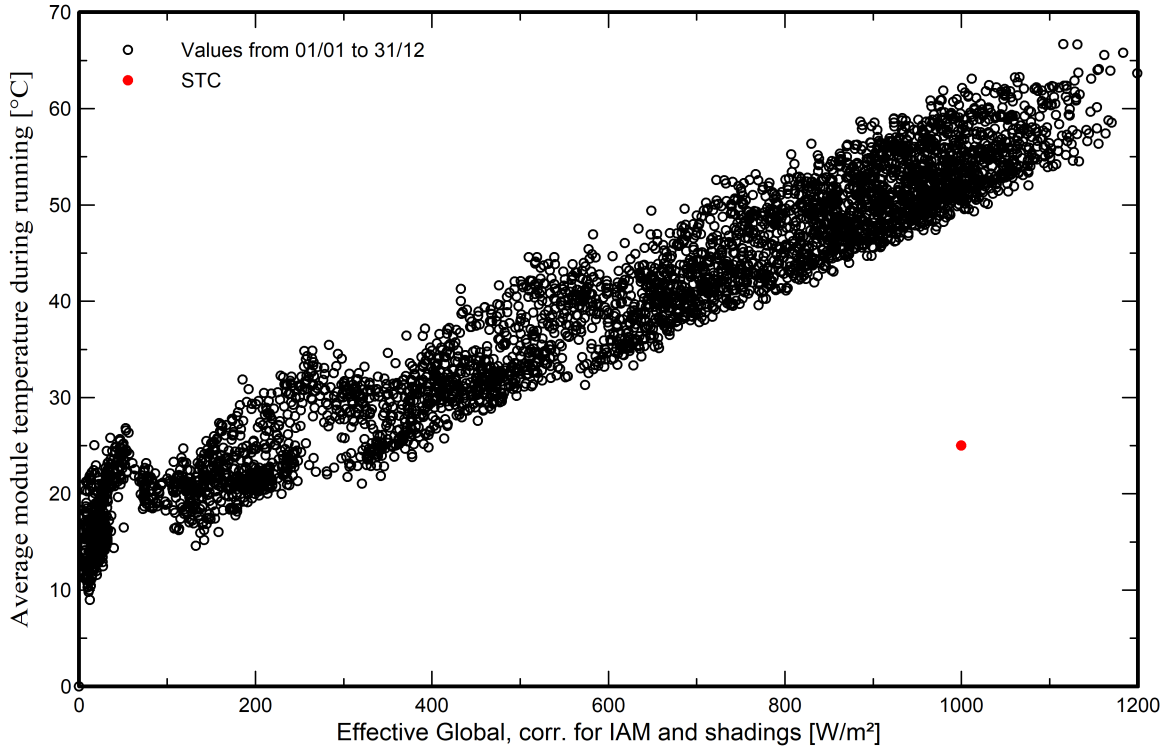
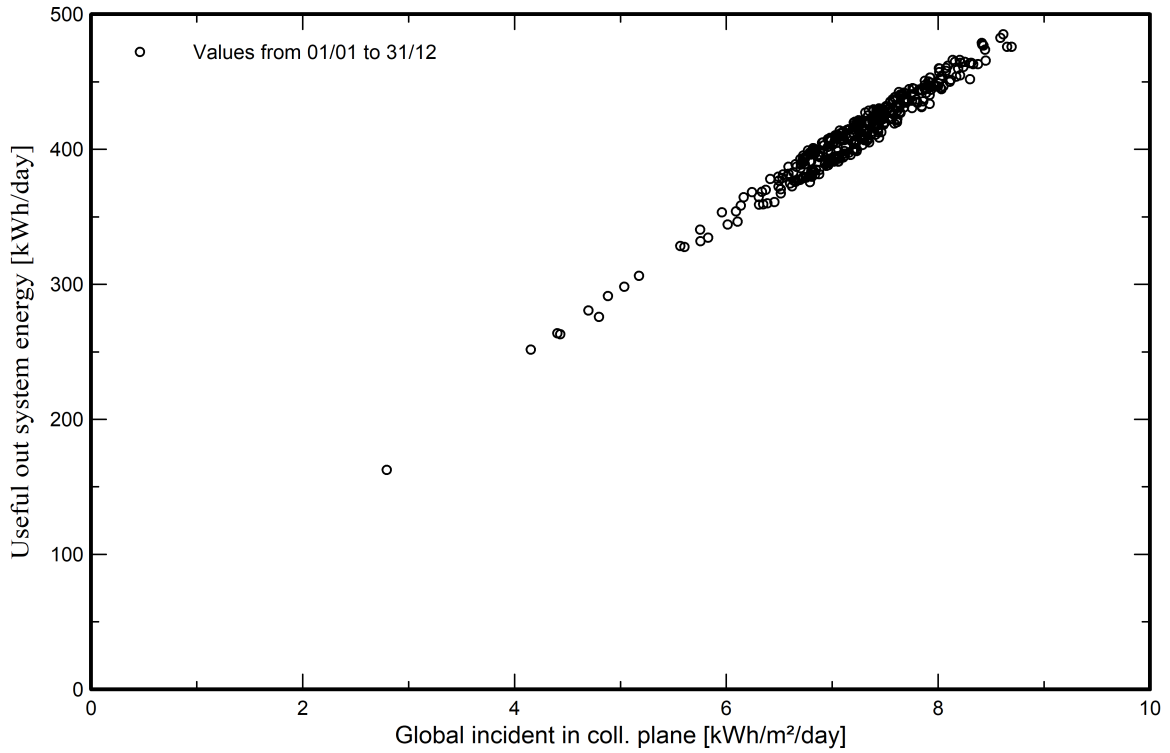


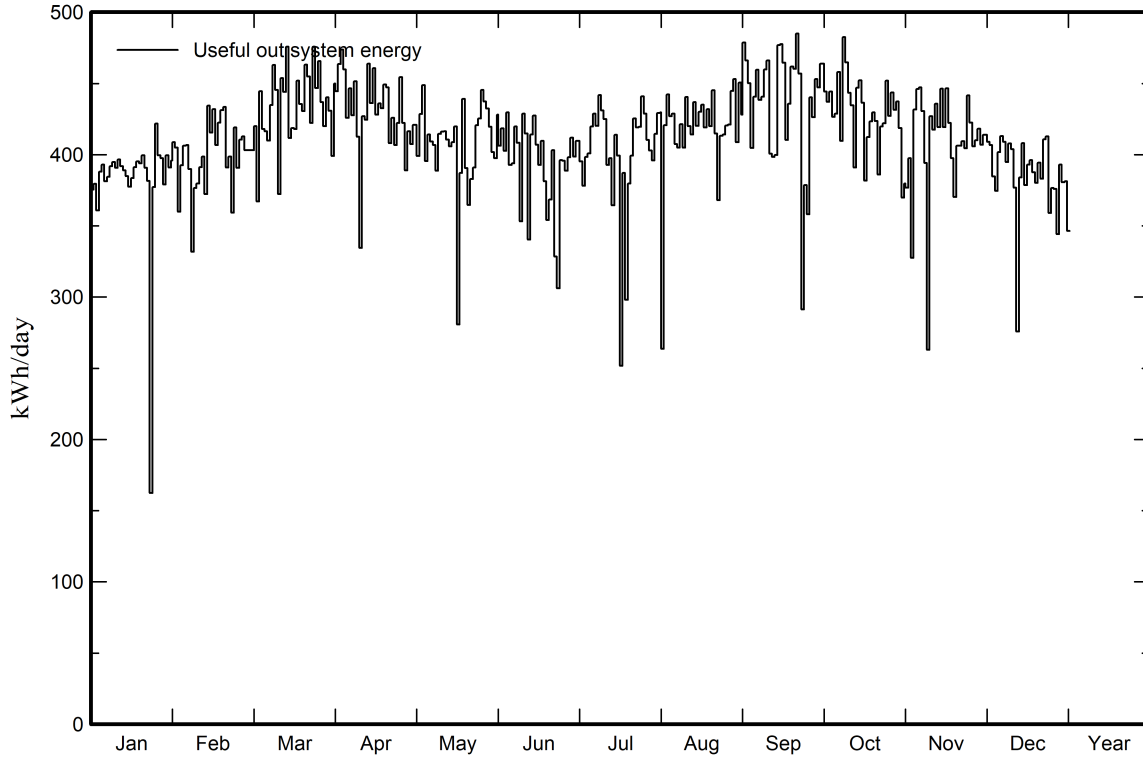
Diagrama entrada/salida diaria



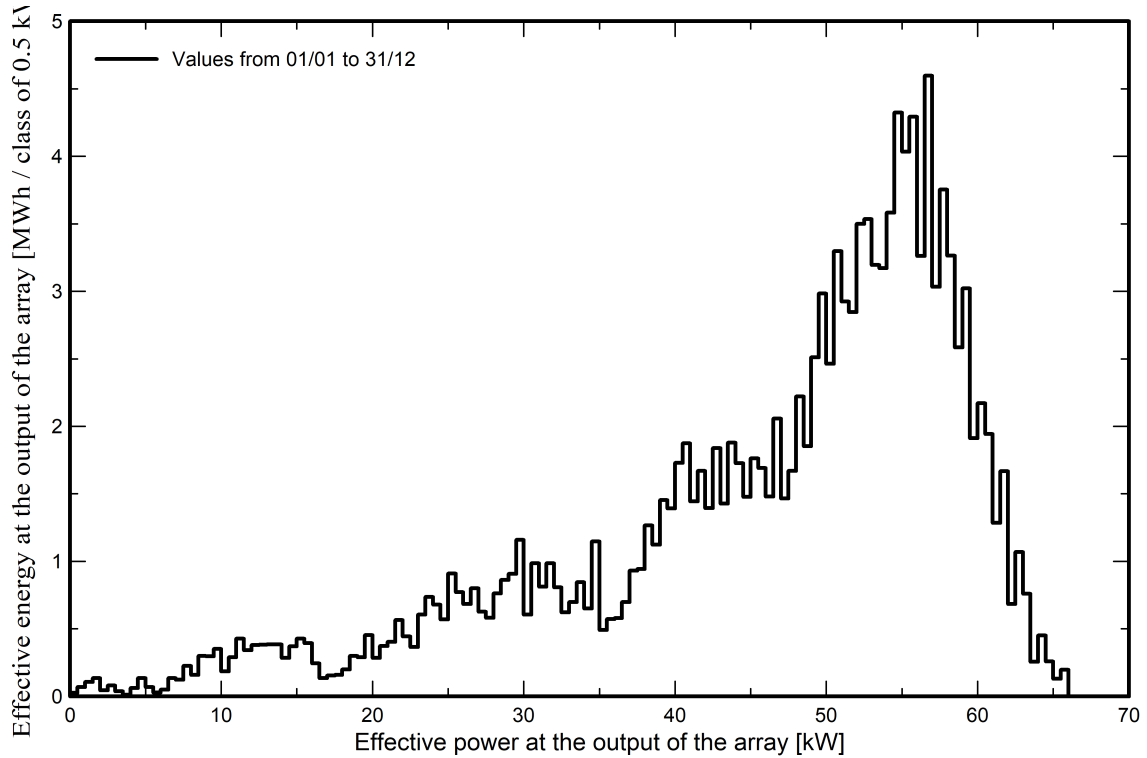


Predef. graphs

Energía diaria a la salida del sistema



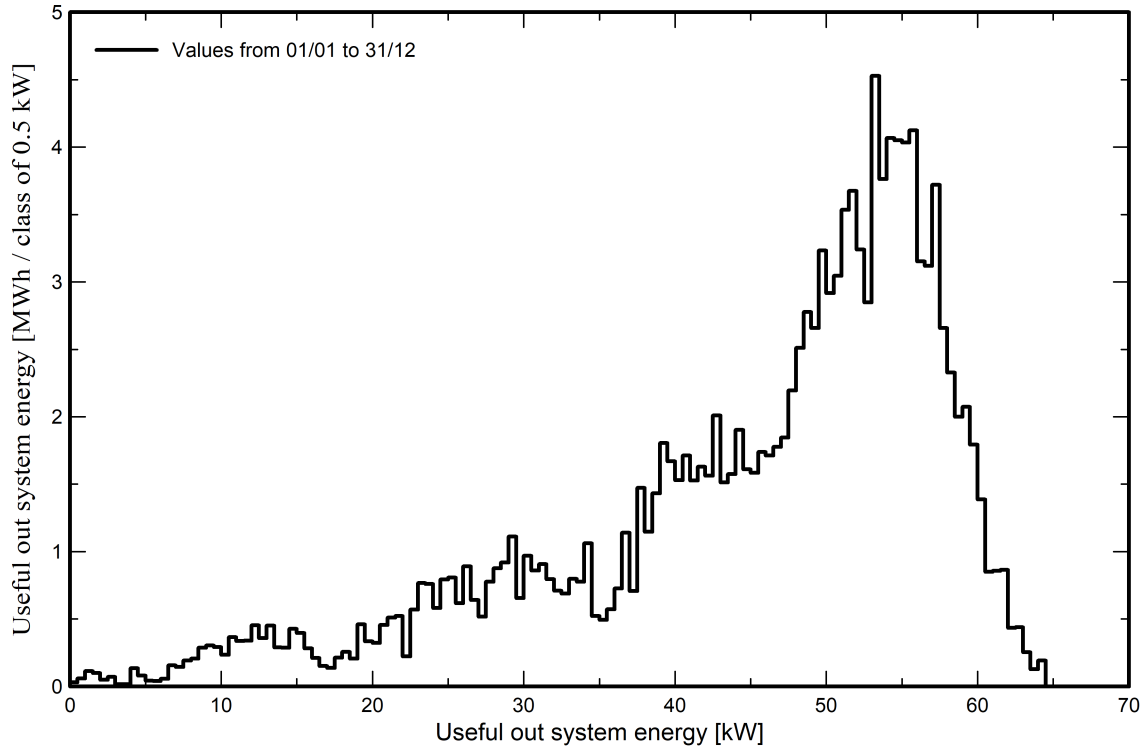
Distribución de la potencia del conjunto



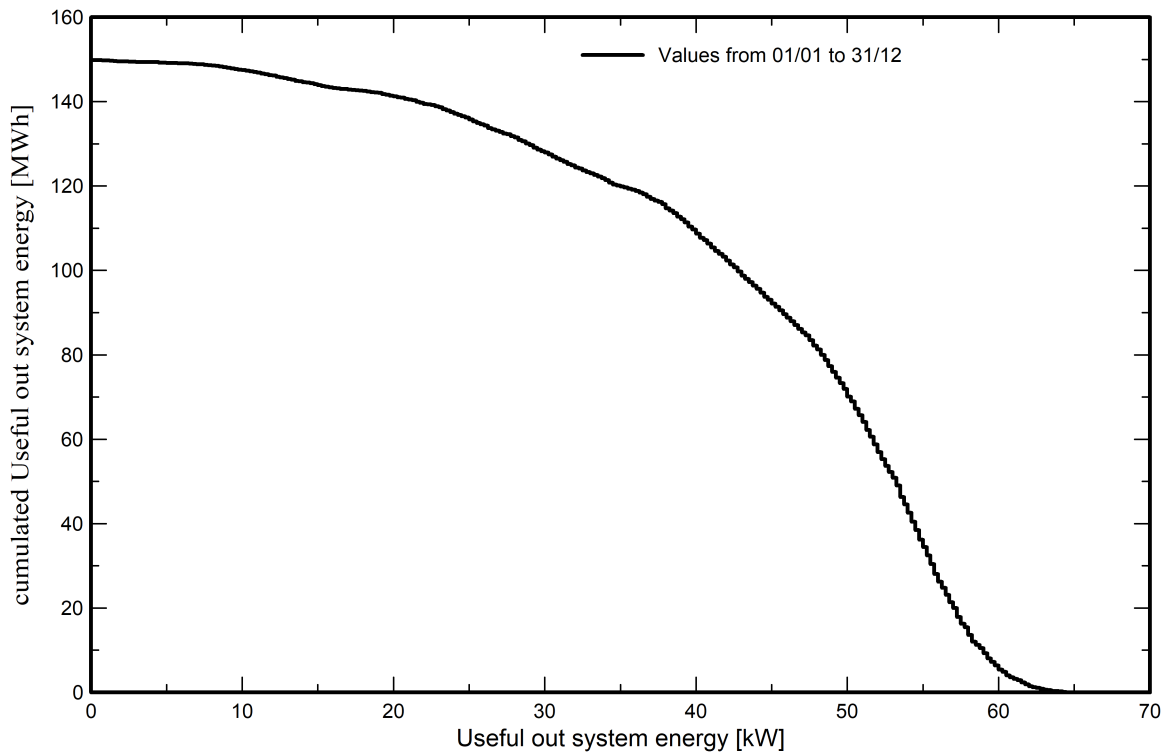


Predef. graphs

Distribución de potencia de salida del sistema



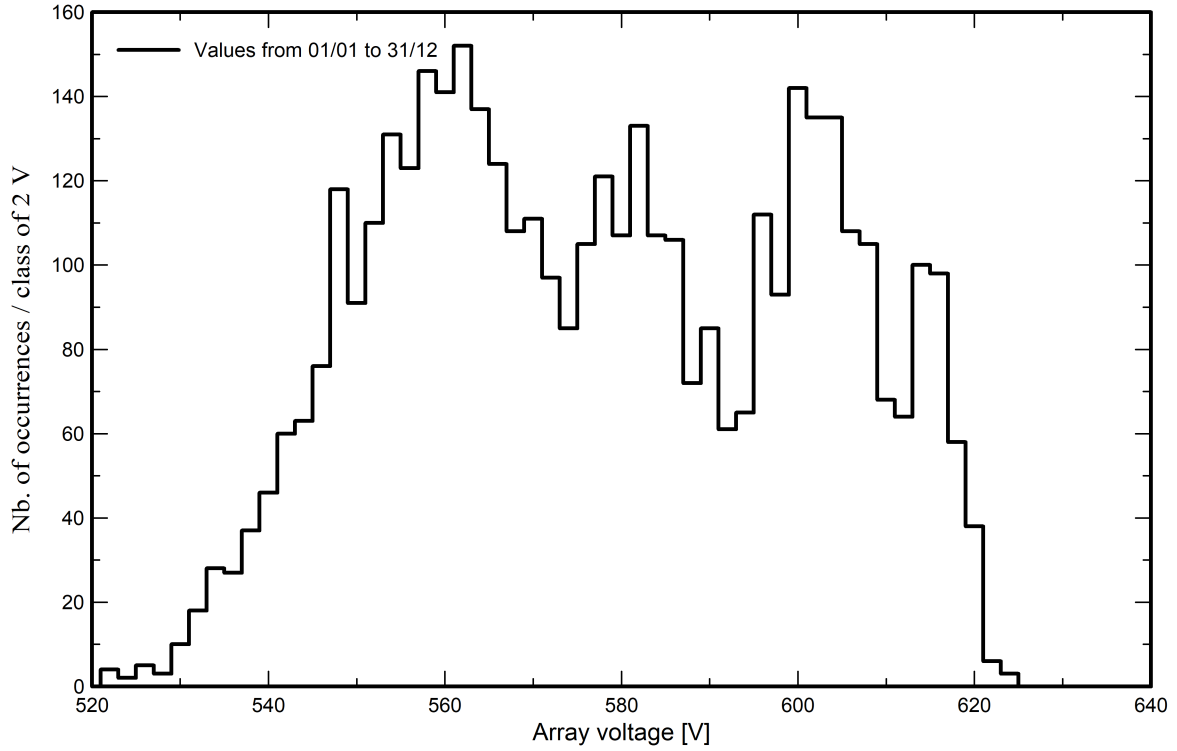
Distribución acumulativa de la potencia de salida del sistema



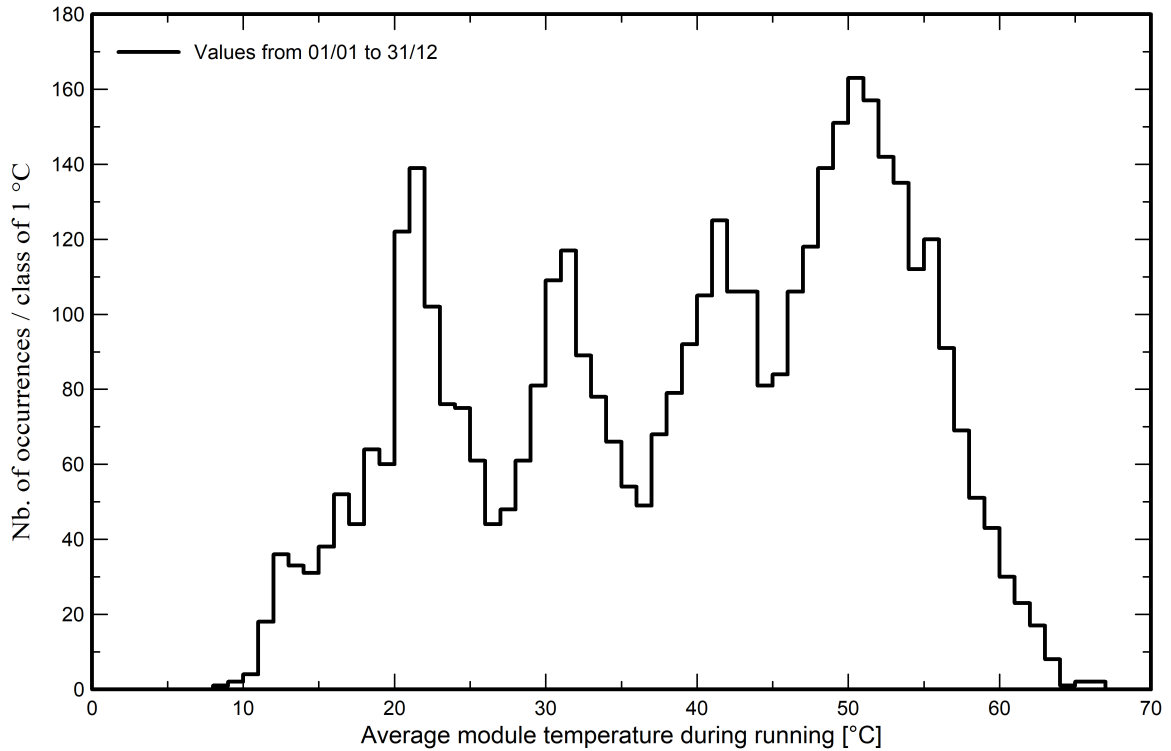


Predef. graphs

Distribución del voltaje del conjunto



Distribución de la temperatura del conjunto durante la ejecución

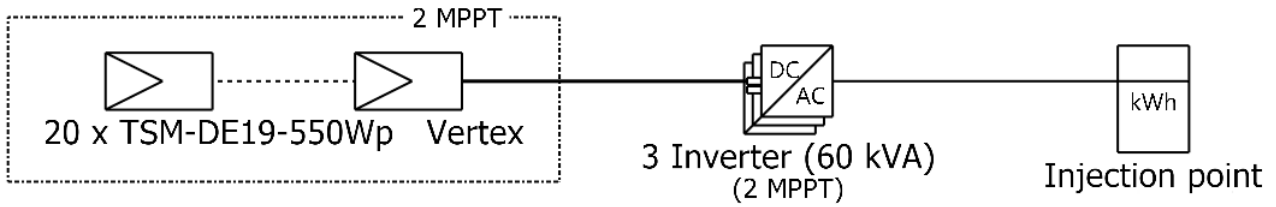




PVsyst V7.4.2

VC0, Simulation date:
22/05/25 17:15
with v7.4.2

Single-line diagram



PV module	TSM-DE19-550Wp	Vertex
Inverter	SUN2000-20KTL-ZHM5-380V	
String	20 x TSM-DE19-550Wp	Vertex

Nuevo Proyecto

Afa new energy (C hile)

VC0 : Nueva variante de simulación

22/05/25

PVsyst - Simulation report

Grid-Connected System

Project: Nuevo Proyecto

Variant: Nueva variante de simulación

No 3D scene defined, no shadings

System power: 66.6 kWp

Santiago - Chile





Project: Nuevo Proyecto

Variant: Nueva variante de simulación

Afa new energy (Chile)

PVsyst V7.4.2

VCO, Simulation date:
08/05/25 17:31
with v7.4.2

Project summary

Geographical Site		Situation		Project settings	
Santiago		Latitude	-33.46 °S	Albedo	0.20
Chile		Longitude	-70.65 °W		
		Altitude	550 m		
		Time zone	UTC-4		
Meteo data					
Santiago					
Meteonorm 8.1 (2010-2019), Sat=100% - Sintético					

System summary

Grid-Connected System		No 3D scene defined, no shadings			
PV Field Orientation		Near Shadings		User's needs	
Fixed plane		No Shadings		Unlimited load (grid)	
Tilt/Azimuth	30 / 0 °				
System information					
PV Array					
Nb. of modules	120 units	Inverters		3 units	
Pnom total	66.6 kWp	Nb. of units		60.0 kWac	
		Pnom total		1.110	
		Pnom ratio			

Results summary

Produced Energy	125650 kWh/year	Specific production	1887 kWh/kWp/year	Perf. Ratio PR	85.63 %
-----------------	-----------------	---------------------	-------------------	----------------	---------

Table of contents

Project and results summary	2
General parameters, PV Array Characteristics, System losses	3
Main results	4
Loss diagram	5
Predef. graphs	6
Single-line diagram	12



Project: Nuevo Proyecto

Variant: Nueva variante de simulación

PVsyst V7.4.2

VCO, Simulation date:
08/05/25 17:31
with v7.4.2

Afa new energy (Chile)

General parameters

Grid-Connected System		No 3D scene defined, no shadings	
PV Field Orientation			
Orientation		Sheds configuration	
Fixed plane		No 3D scene defined	
Tilt/Azimuth	30 / 0 °		
Horizon		Near Shadings	
Free Horizon		No Shadings	
		Models used	
		Transposition	Perez
		Diffuse	Perez, Meteonorm
		Circumsolar	separate
		User's needs	
		Unlimited load (grid)	

PV Array Characteristics

PV module		Inverter	
Manufacturer	Trina Solar	Manufacturer	Huawei Technologies
Model	TSM-DE19-555Wp Vertex	Model	SUN2000-20KTL-ZHM5-380V
(Original PVsyst database)		(Original PVsyst database)	
Unit Nom. Power	555 Wp	Unit Nom. Power	20.0 kWac
Number of PV modules	120 units	Number of inverters	6 * MPPT 50% 3 units
Nominal (STC)	66.6 kWp	Total power	60.0 kWac
Modules	6 Strings x 20 In series	Operating voltage	200-1000 V
At operating cond. (50°C)		Max. power (=>48°C)	22.0 kWac
Pmpp	60.9 kWp	Pnom ratio (DC:AC)	1.11
U mpp	576 V	No power sharing between MPPTs	
I mpp	106 A		
Total PV power		Total inverter power	
Nominal (STC)	67 kWp	Total power	60 kWac
Total	120 modules	Number of inverters	3 units
Module area	314 m ²	Pnom ratio	1.11

Array losses

Thermal Loss factor		DC wiring losses		Module Quality Loss				
Module temperature according to irradiance		Global array res.	89 mΩ	Loss Fraction	-0.4 %			
Uc (const)	20.0 W/m ² K	Loss Fraction	1.5 % at STC					
Uv (wind)	0.0 W/m ² K/m/s							
Module mismatch losses								
Loss Fraction		2.0 % at MPP						
IAM loss factor								
Incidence effect (IAM): Fresnel, AR coating, n(glass)=1.526, n(AR)=1.290								
0°	30°	50°	60°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	0.999	0.987	0.962	0.892	0.816	0.681	0.440	0.000



Project: Nuevo Proyecto

Variant: Nueva variante de simulación

PVsyst V7.4.2

VC0, Simulation date:
08/05/25 17:31
with v7.4.2

Afa new energy (Chile)

Main results

System Production

Produced Energy 125650 kWh/year

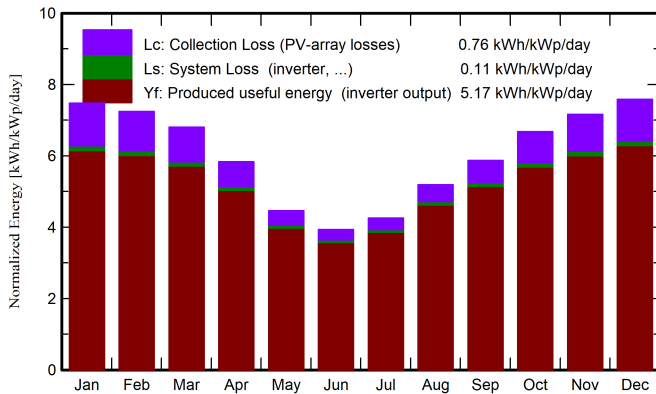
Specific production

1887 kWh/kWp/year

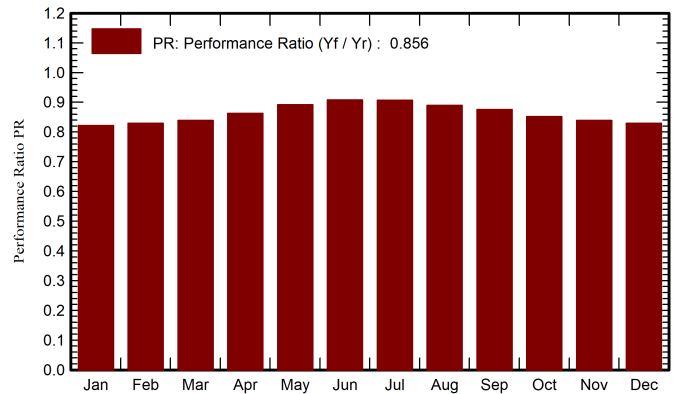
Perf. Ratio PR

85.63 %

Normalized productions (per installed kWp)



Performance Ratio PR



Balances and main results

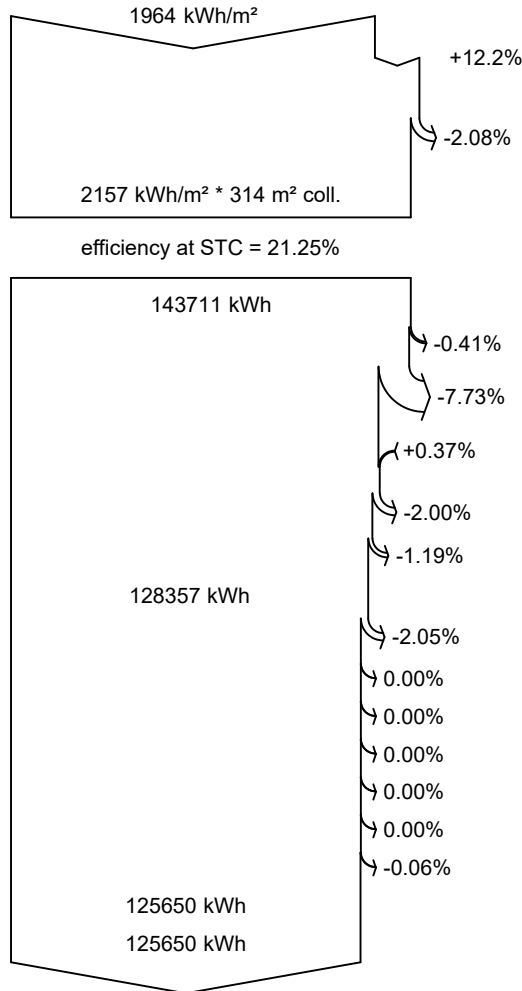
	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray kWh	E_Grid kWh	PR ratio
January	250.0	65.24	22.29	231.9	225.7	12980	12692	0.822
February	199.1	59.24	21.34	202.9	198.1	11460	11212	0.830
March	182.3	51.23	19.49	211.0	206.5	12057	11799	0.840
April	132.5	39.38	15.02	175.2	172.4	10277	10063	0.862
May	93.3	32.24	11.38	138.3	136.3	8381	8210	0.892
June	74.9	28.20	8.41	118.0	116.2	7282	7137	0.908
July	85.9	30.46	8.14	131.8	129.9	8130	7967	0.907
August	115.5	35.31	9.90	161.0	158.5	9743	9546	0.890
September	146.7	51.40	12.23	176.3	172.8	10497	10285	0.876
October	194.3	51.28	15.13	206.9	202.6	12003	11745	0.852
November	228.3	65.47	18.05	214.9	209.5	12271	12008	0.839
December	261.4	66.95	20.69	235.0	228.8	13276	12988	0.830
Year	1964.1	576.38	15.14	2203.2	2157.3	128357	125650	0.856

Legends

GlobHor	Global horizontal irradiation	EArray	Effective energy at the output of the array
DiffHor	Horizontal diffuse irradiation	E_Grid	Energy injected into grid
T_Amb	Ambient Temperature	PR	Performance Ratio
GlobInc	Global incident in coll. plane		
GlobEff	Effective Global, corr. for IAM and shadings		



Loss diagram

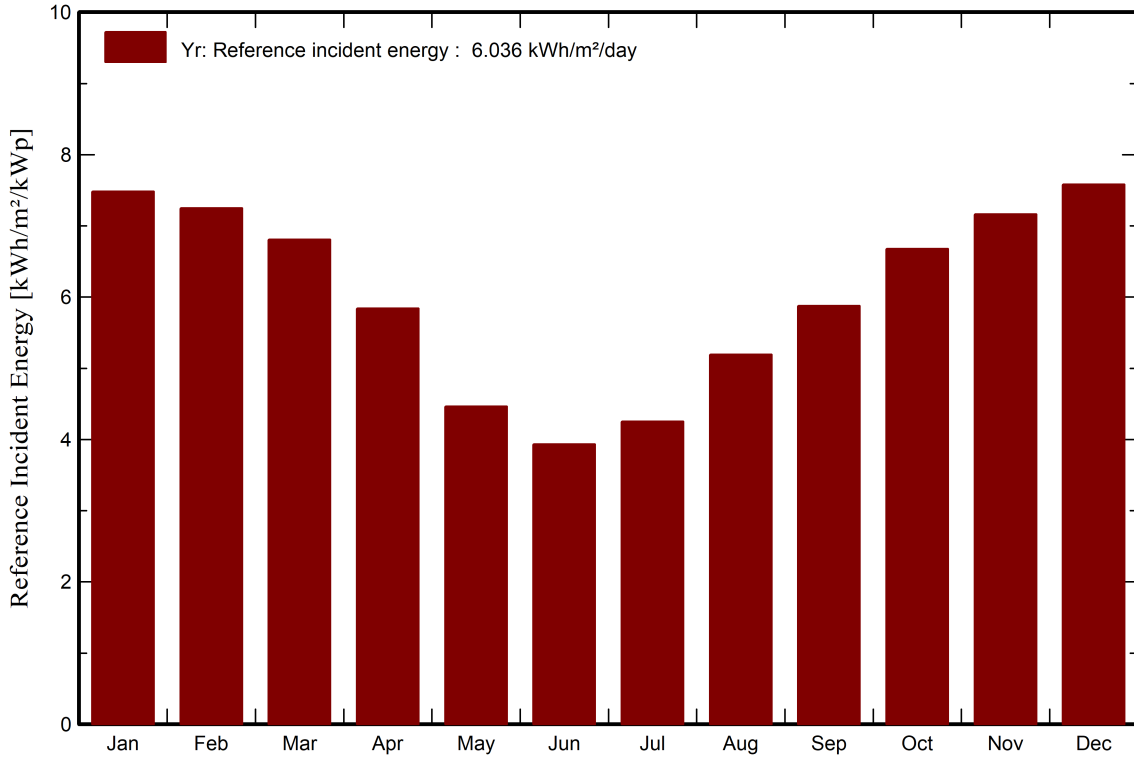


- Global horizontal irradiation**
- Global incident in coll. plane**
- IAM factor on global
- Effective irradiation on collectors**
- PV conversion
- Array nominal energy (at STC effic.)**
- PV loss due to irradiance level
- PV loss due to temperature
- Module quality loss
- Module array mismatch loss
- Ohmic wiring loss
- Array virtual energy at MPP**
- Inverter Loss during operation (efficiency)
- Inverter Loss over nominal inv. power
- Inverter Loss due to max. input current
- Inverter Loss over nominal inv. voltage
- Inverter Loss due to power threshold
- Inverter Loss due to voltage threshold
- Night consumption
- Available Energy at Inverter Output**
- Energy injected into grid**

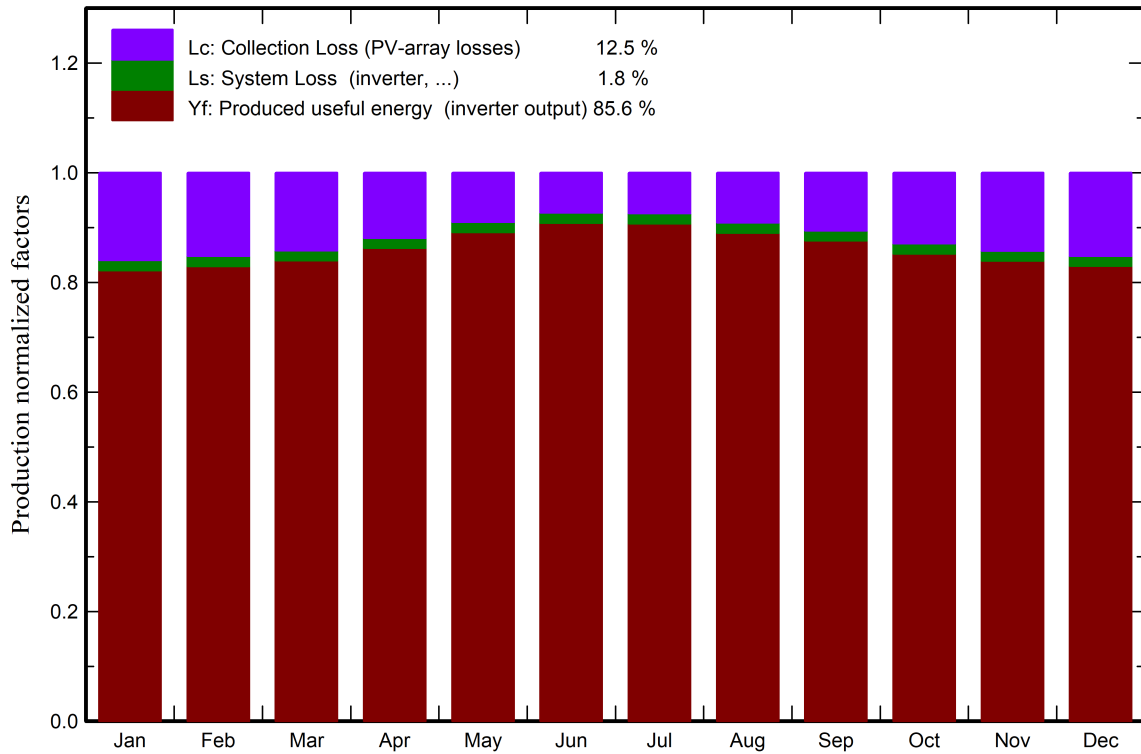


Predef. graphs

Energía incidente de referencia en el plano colector



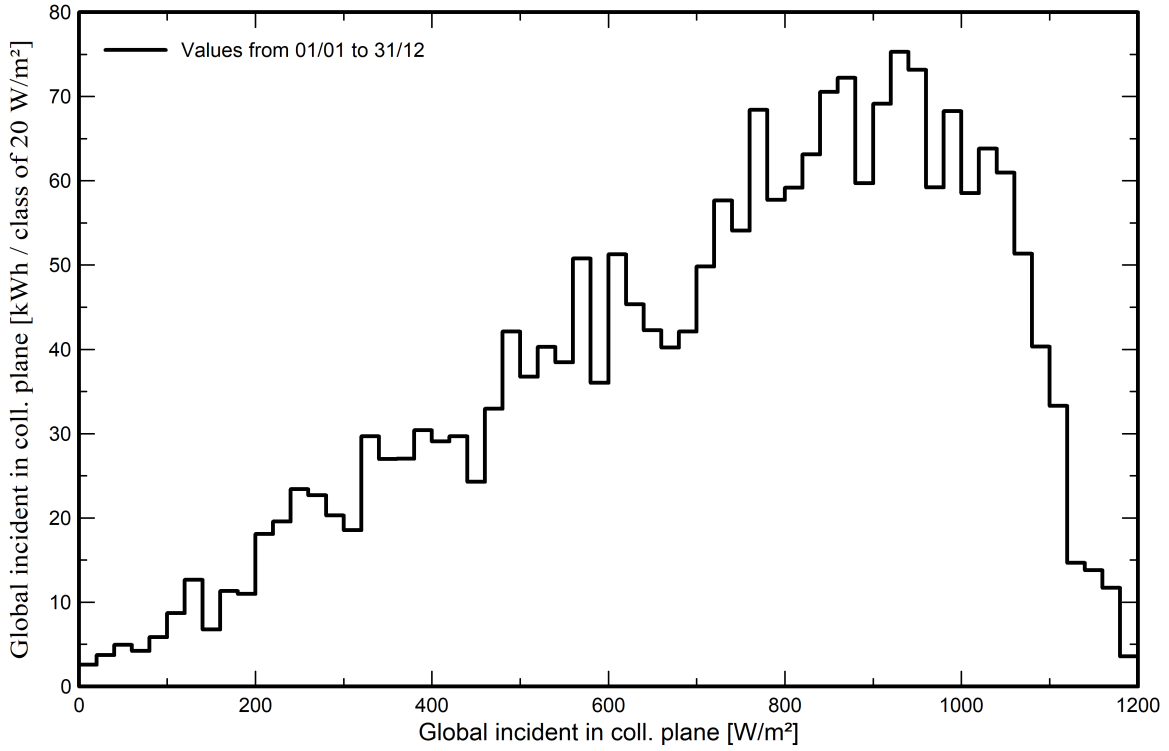
Producción normalizada y factores de pérdida



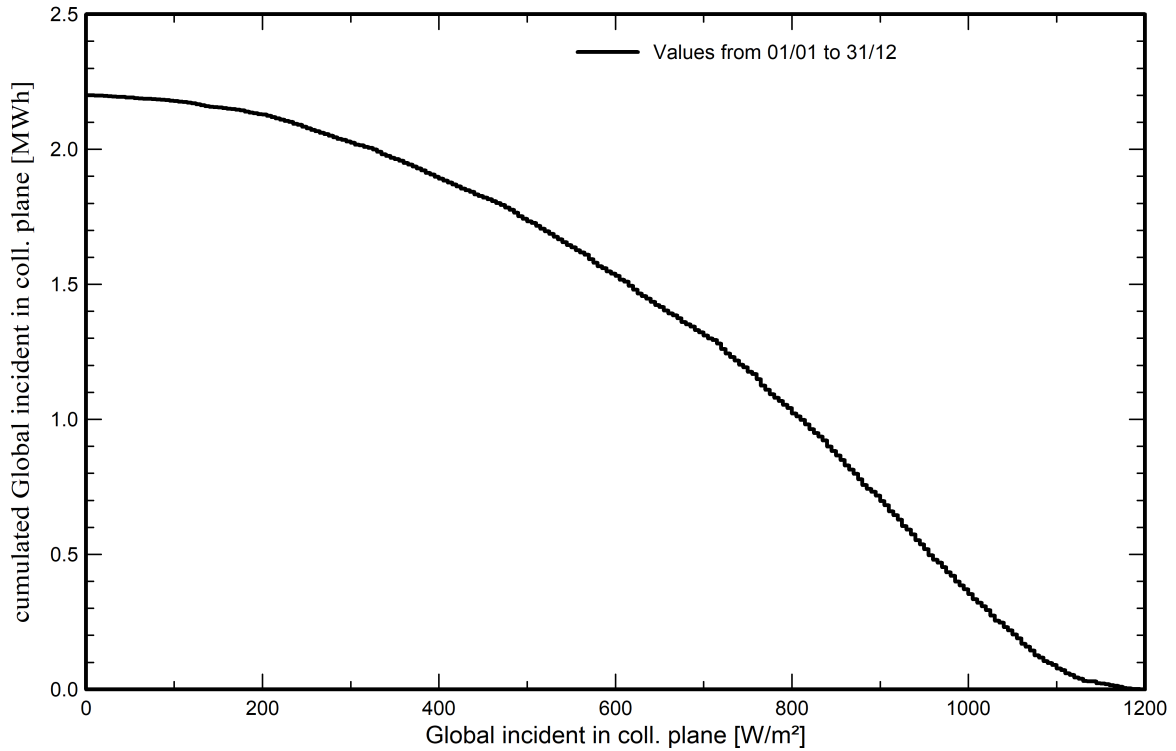


Predef. graphs

Distribución de irradiación incidente



Distribución acumulativa de la irradiación incidente





Predef. graphs

Temperatura del conjunto vs irradiancia efectiva

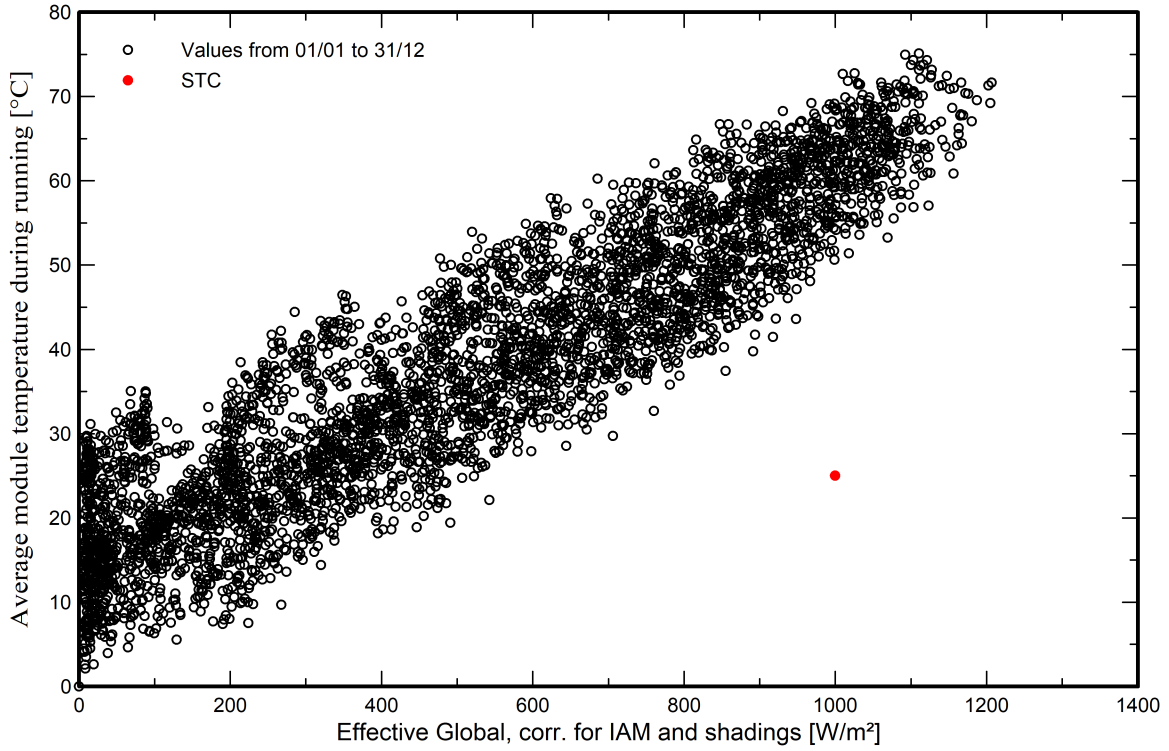
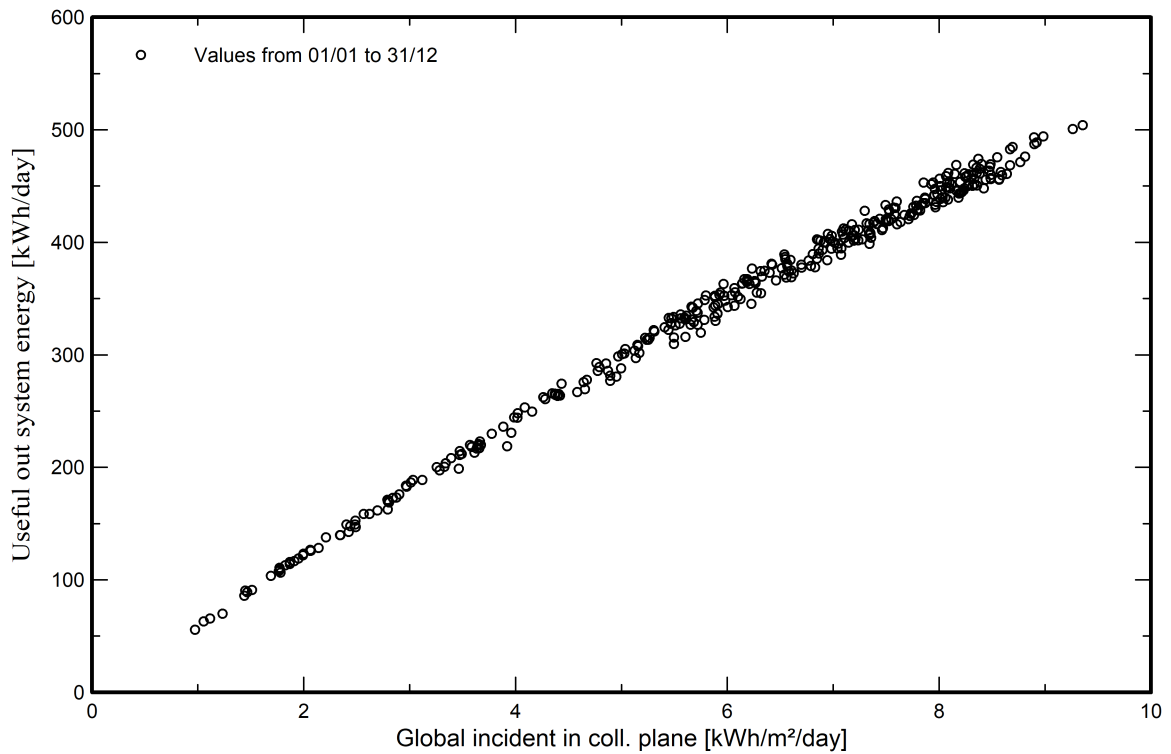


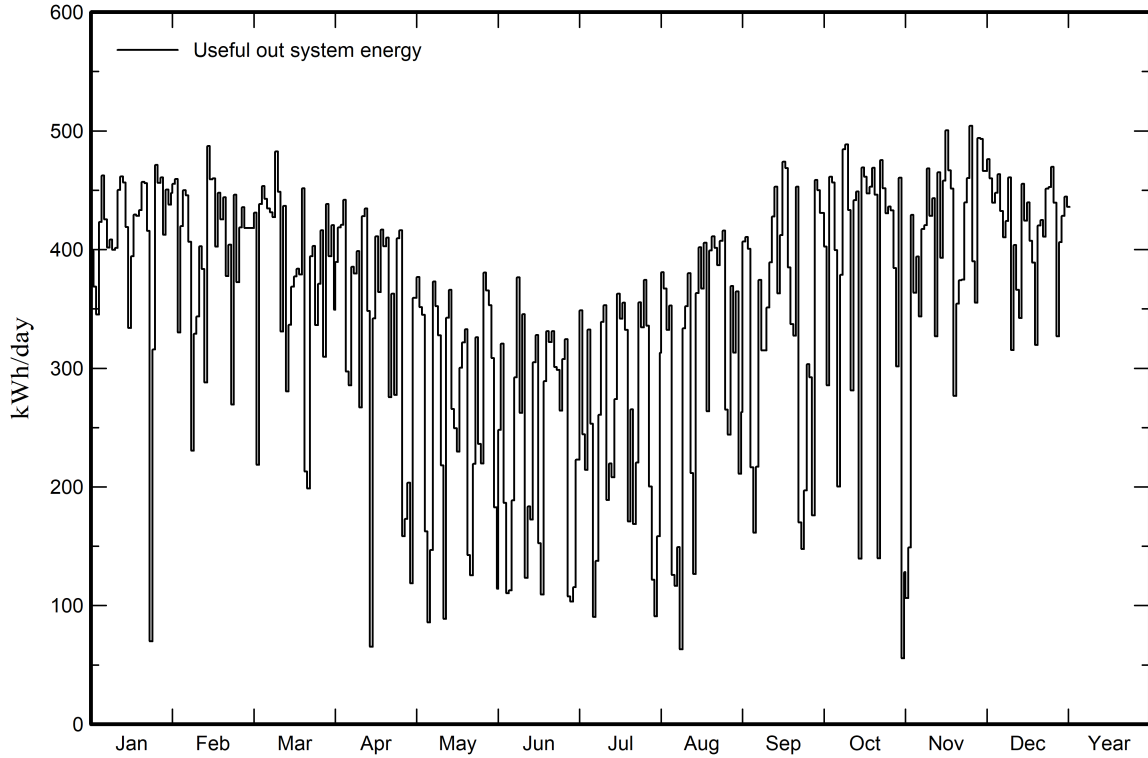
Diagrama entrada/salida diaria



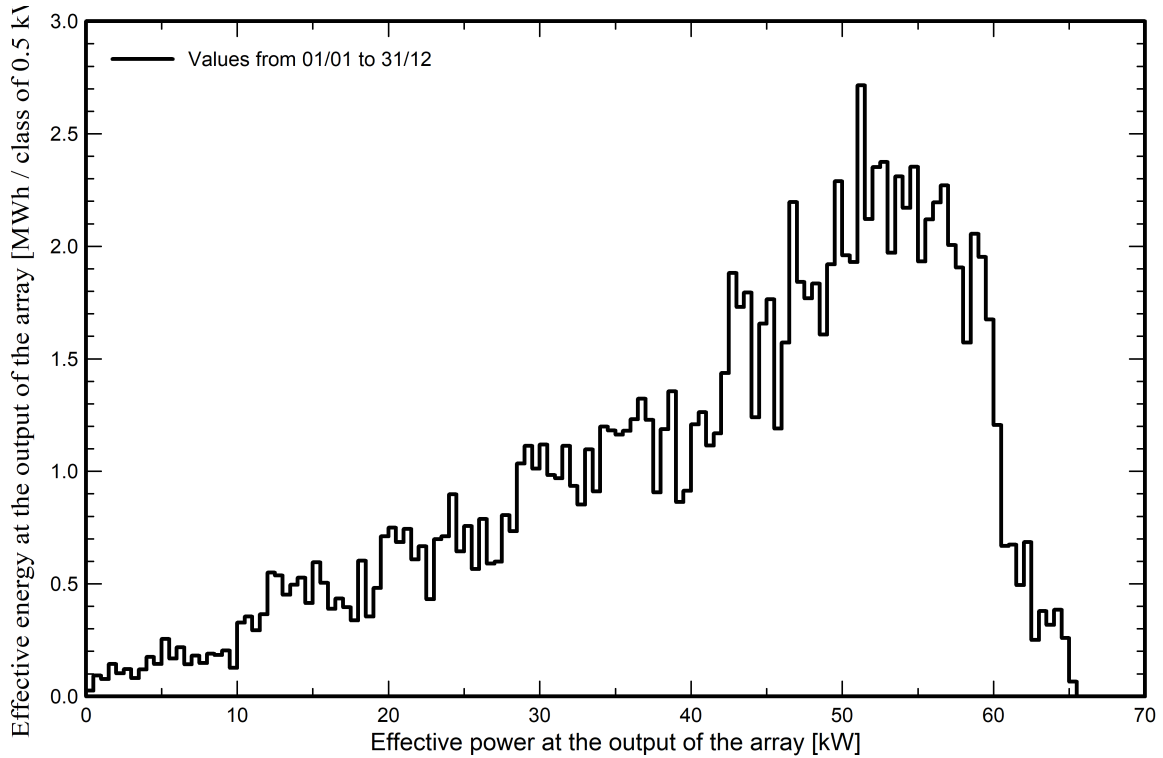


Predef. graphs

Energía diaria a la salida del sistema



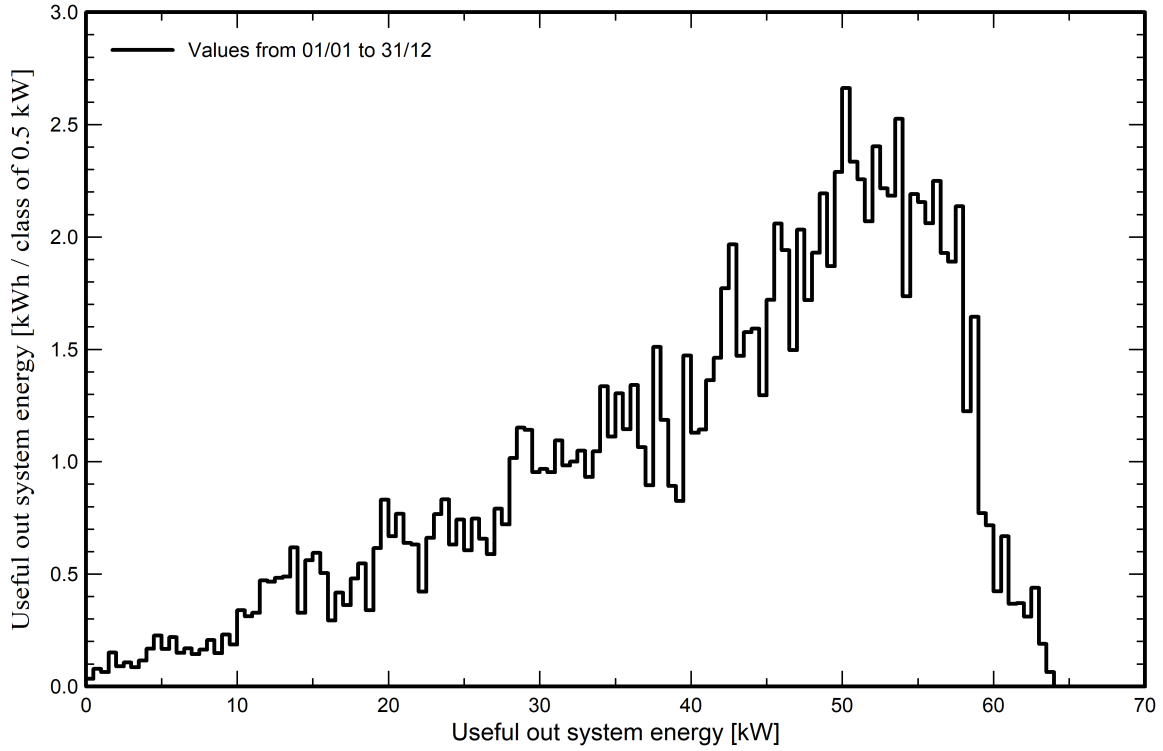
Distribución de la potencia del conjunto



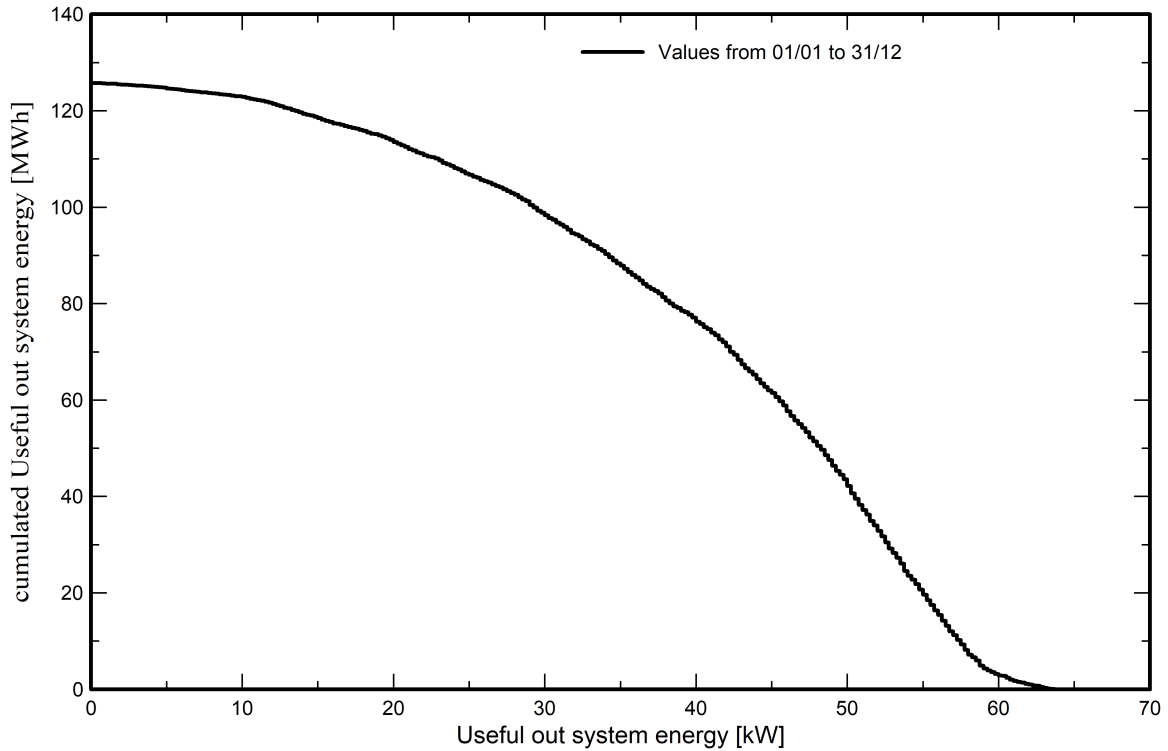


Predef. graphs

Distribución de potencia de salida del sistema



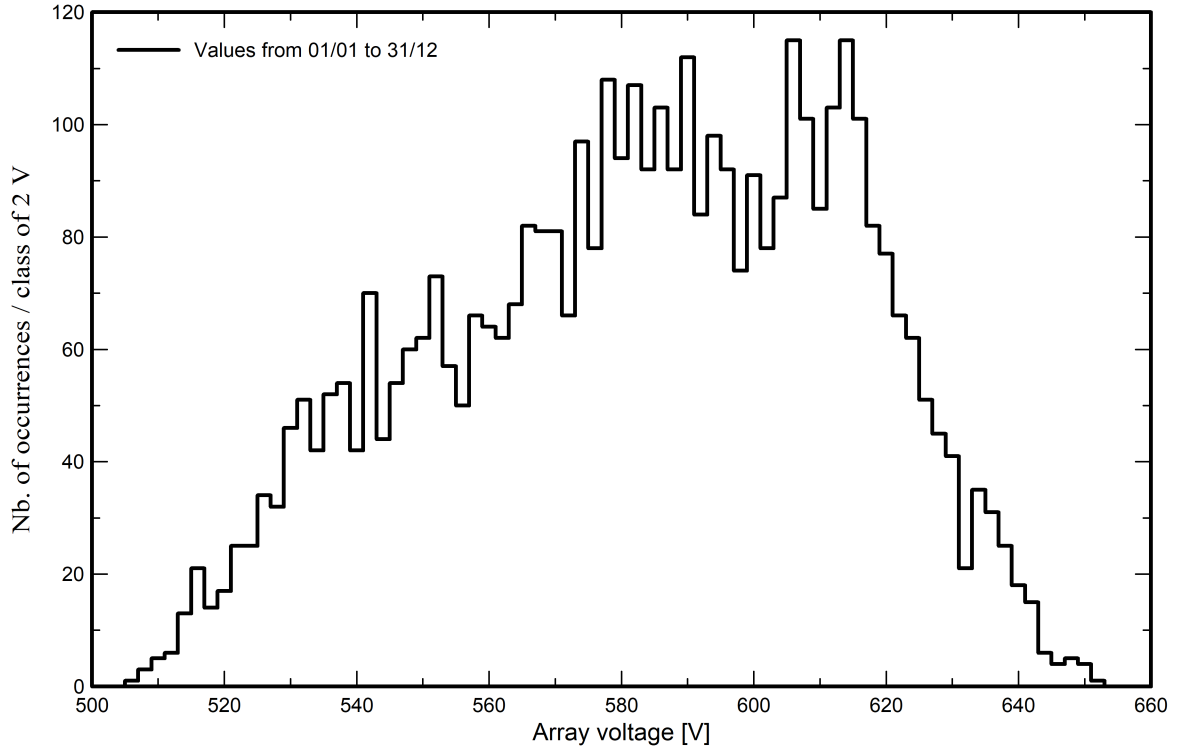
Distribución acumulativa de la potencia de salida del sistema



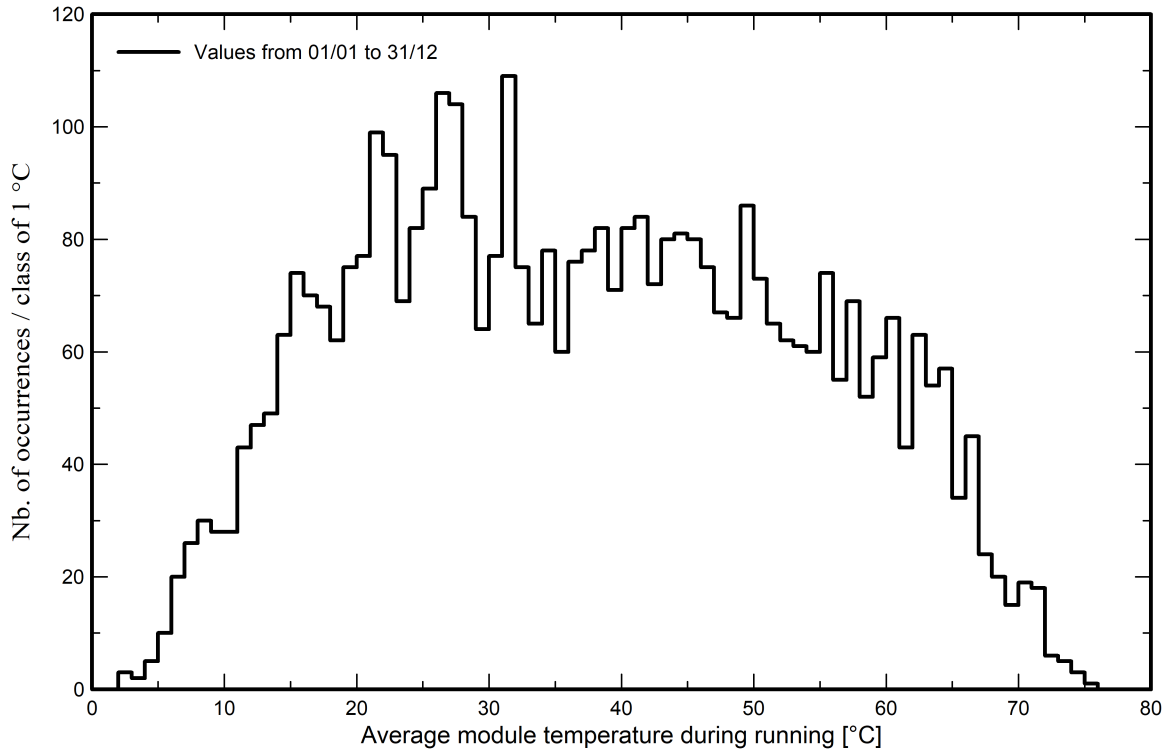


Predef. graphs

Distribución del voltaje del conjunto



Distribución de la temperatura del conjunto durante la ejecución

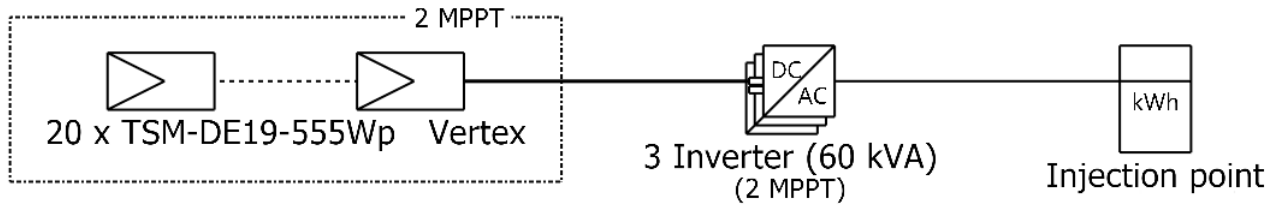




PVsyst V7.4.2

VC0, Simulation date:
08/05/25 17:31
with v7.4.2

Single-line diagram



PV module	TSM-DE19-555Wp	Vertex
Inverter	SUN2000-20KTL-ZHM5-380V	
String	20 x TSM-DE19-555Wp	Vertex

Nuevo Proyecto

Afa new energy (C hile)

VC0 : Nueva variante de simulación

08/05/25

PVsyst - Simulation report

Grid-Connected System

Project: Nuevo Proyecto

Variant: Nueva variante de simulación

No 3D scene defined, no shadings

System power: 66.0 kWp

Coyhaique - Chile



Author

Afa new energy (Chile)



Project: Nuevo Proyecto

Variant: Nueva variante de simulación

PVsyst V7.4.2

VCO, Simulation date:
22/05/25 17:07
with v7.4.2

Afa new energy (Chile)

Project summary

Geographical Site Coyhaique Chile	Situation Latitude -45.57 °S Longitude -72.08 °W Altitude 263 m Time zone UTC-4	Project settings Albedo 0.20
Meteo data Coyhaique Meteonorm 8.1 (1996-2015) - Sintético		

System summary

Grid-Connected System	No 3D scene defined, no shadings	
PV Field Orientation Fixed plane Tilt/Azimuth 30 / 0 °	Near Shadings No Shadings	User's needs Unlimited load (grid)
System information		
PV Array	Inverters	
Nb. of modules 120 units	Nb. of units 3 units	
Pnom total 66.0 kWp	Pnom total 60.0 kWac	
	Pnom ratio 1.100	

Results summary

Produced Energy 79783 kWh/year	Specific production 1209 kWh/kWp/year	Perf. Ratio PR 87.69 %
--------------------------------	---------------------------------------	------------------------

Table of contents

Project and results summary	2
General parameters, PV Array Characteristics, System losses	3
Main results	4
Loss diagram	5
Predef. graphs	6
Single-line diagram	12



Project: Nuevo Proyecto

Variant: Nueva variante de simulación

PVsyst V7.4.2

VCO, Simulation date:
22/05/25 17:07
with v7.4.2

Afa new energy (Chile)

General parameters

Grid-Connected System		No 3D scene defined, no shadings	
PV Field Orientation			
Orientation		Sheds configuration	
Fixed plane		No 3D scene defined	
Tilt/Azimuth	30 / 0 °		
Horizon		Near Shadings	
Free Horizon		No Shadings	
		Models used	
		Transposition	Perez
		Diffuse	Perez, Meteonorm
		Circumsolar	separate
		User's needs	
		Unlimited load (grid)	

PV Array Characteristics

PV module		Inverter	
Manufacturer	Trina Solar	Manufacturer	Huawei Technologies
Model	TSM-DE19-550Wp Vertex	Model	SUN2000-20KTL-ZHM5-380V
(Original PVsyst database)		(Original PVsyst database)	
Unit Nom. Power	550 Wp	Unit Nom. Power	20.0 kWac
Number of PV modules	120 units	Number of inverters	6 * MPPT 50% 3 units
Nominal (STC)	66.0 kWp	Total power	60.0 kWac
Modules	6 Strings x 20 In series	Operating voltage	200-1000 V
At operating cond. (50°C)		Max. power (=>48°C)	22.0 kWac
Pmpp	60.4 kWp	Pnom ratio (DC:AC)	1.10
U mpp	573 V	No power sharing between MPPTs	
I mpp	105 A		
Total PV power		Total inverter power	
Nominal (STC)	66 kWp	Total power	60 kWac
Total	120 modules	Number of inverters	3 units
Module area	314 m ²	Pnom ratio	1.10

Array losses

Thermal Loss factor		DC wiring losses		Module Quality Loss				
Module temperature according to irradiance		Global array res.	89 mΩ	Loss Fraction	-0.4 %			
Uc (const)	20.0 W/m ² K	Loss Fraction	1.5 % at STC					
Uv (wind)	0.0 W/m ² K/m/s							
Module mismatch losses								
Loss Fraction		2.0 % at MPP						
IAM loss factor								
Incidence effect (IAM): Fresnel, AR coating, n(glass)=1.526, n(AR)=1.290								
0°	30°	50°	60°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	0.999	0.987	0.962	0.892	0.816	0.681	0.440	0.000



Project: Nuevo Proyecto

Variant: Nueva variante de simulación

PVsyst V7.4.2

VCO, Simulation date:
22/05/25 17:07
with v7.4.2

Afa new energy (Chile)

Main results

System Production

Produced Energy 79783 kWh/year

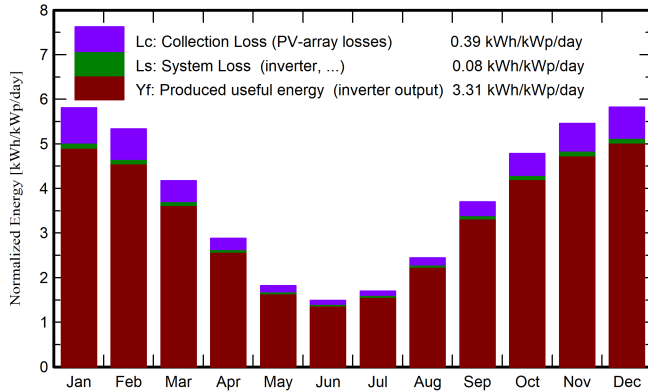
Specific production

1209 kWh/kWp/year

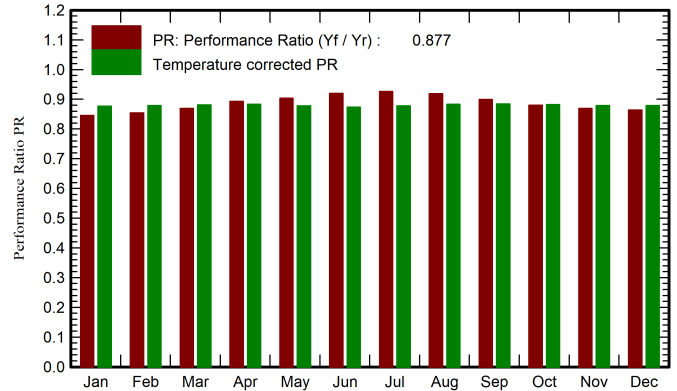
Perf. Ratio PR

87.69 %

Normalized productions (per installed kWp)



Performance Ratio PR



Balances and main results

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray kWh	E_Grid kWh	PR ratio
January	181.7	64.04	18.29	180.1	175.7	10281	10051	0.845
February	138.4	60.39	17.66	149.5	145.9	8620	8431	0.855
March	106.8	50.19	15.42	129.4	126.5	7595	7428	0.870
April	63.9	35.12	11.95	86.5	84.7	5220	5103	0.893
May	35.2	18.37	8.56	56.5	55.4	3459	3369	0.904
June	26.4	15.87	6.00	44.7	43.8	2792	2717	0.920
July	32.4	19.26	3.92	52.5	51.4	3298	3213	0.927
August	53.9	33.16	6.81	75.7	74.1	4698	4591	0.919
September	87.6	43.27	8.62	110.9	108.5	6732	6587	0.900
October	132.8	58.37	11.70	148.3	144.9	8806	8616	0.880
November	161.4	78.51	14.06	163.8	159.4	9597	9391	0.869
December	187.0	97.50	16.83	180.5	175.6	10512	10288	0.864
Year	1207.6	574.06	11.62	1378.5	1345.8	81611	79783	0.877

Legends

GlobHor	Global horizontal irradiation	EArray	Effective energy at the output of the array
DiffHor	Horizontal diffuse irradiation	E_Grid	Energy injected into grid
T_Amb	Ambient Temperature	PR	Performance Ratio
GlobInc	Global incident in coll. plane		
GlobEff	Effective Global, corr. for IAM and shadings		

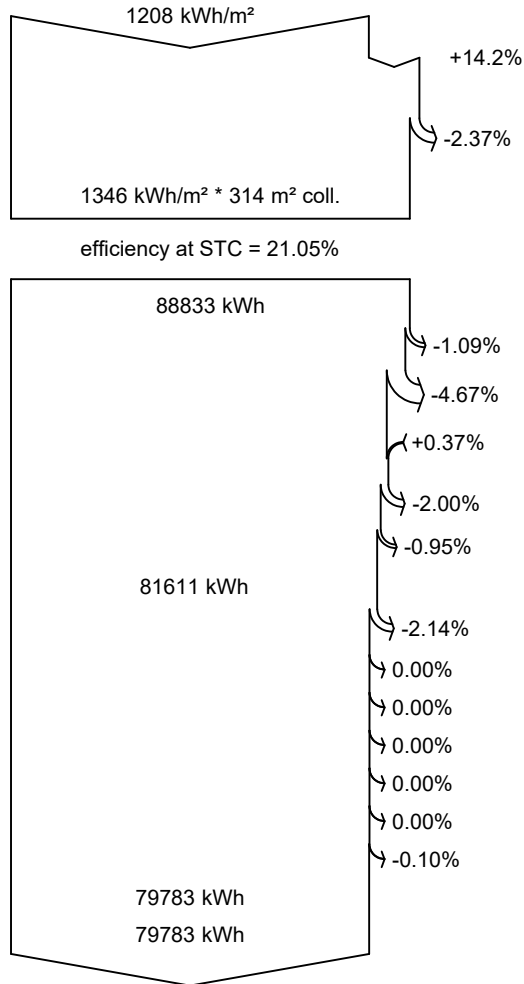


PVsyst V7.4.2

VCO, Simulation date:
22/05/25 17:07
with v7.4.2

Afa new energy (Chile)

Loss diagram



Global horizontal irradiation
Global incident in coll. plane

IAM factor on global

Effective irradiation on collectors

PV conversion

Array nominal energy (at STC effic.)

PV loss due to irradiance level

PV loss due to temperature

Module quality loss

Module array mismatch loss

Ohmic wiring loss

Array virtual energy at MPP

Inverter Loss during operation (efficiency)

Inverter Loss over nominal inv. power

Inverter Loss due to max. input current

Inverter Loss over nominal inv. voltage

Inverter Loss due to power threshold

Inverter Loss due to voltage threshold

Night consumption

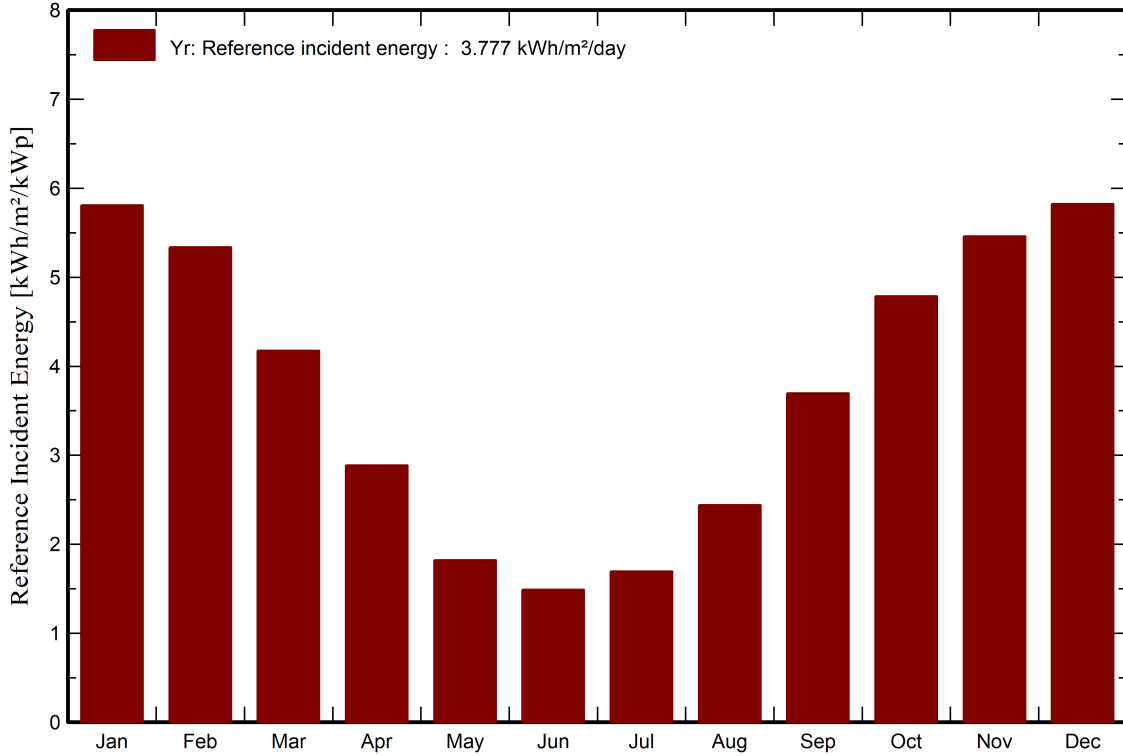
Available Energy at Inverter Output

Energy injected into grid

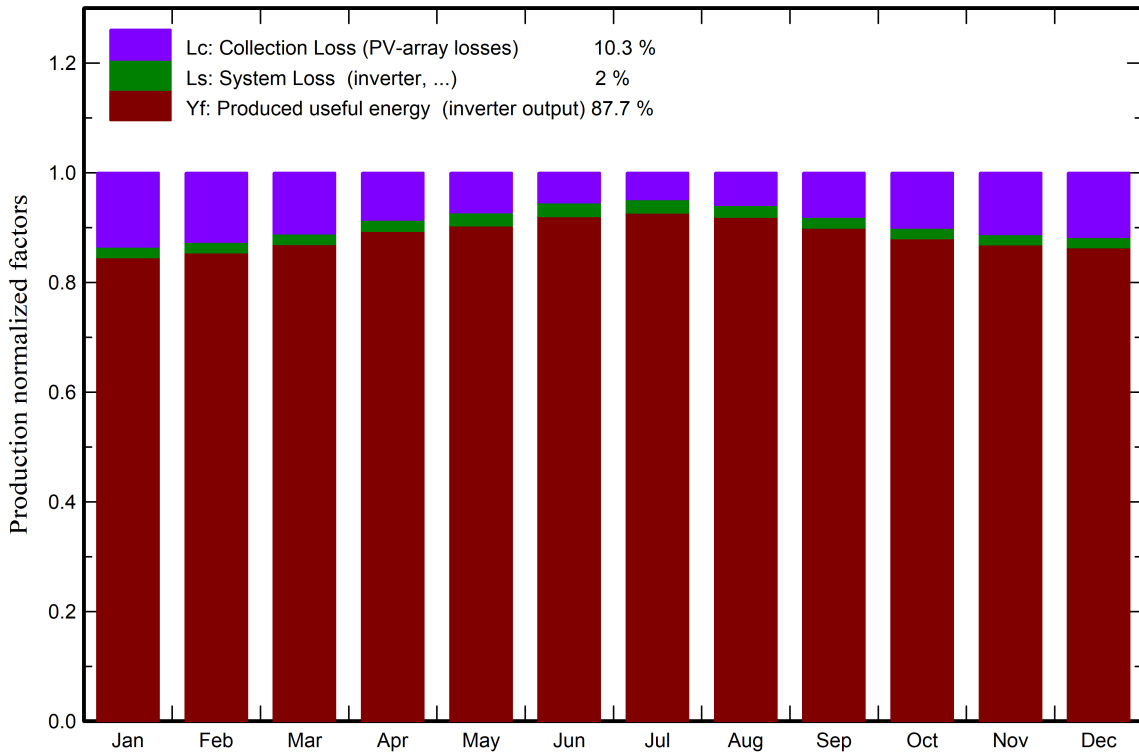


Predef. graphs

Energía incidente de referencia en el plano colector



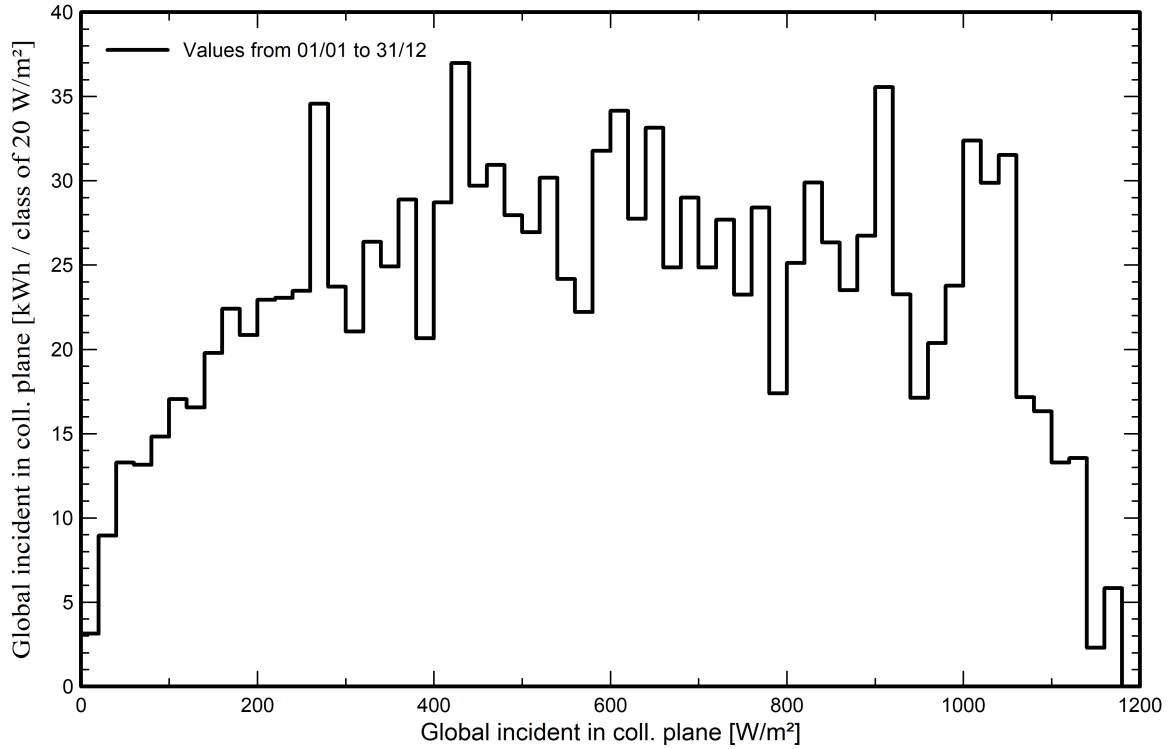
Producción normalizada y factores de pérdida



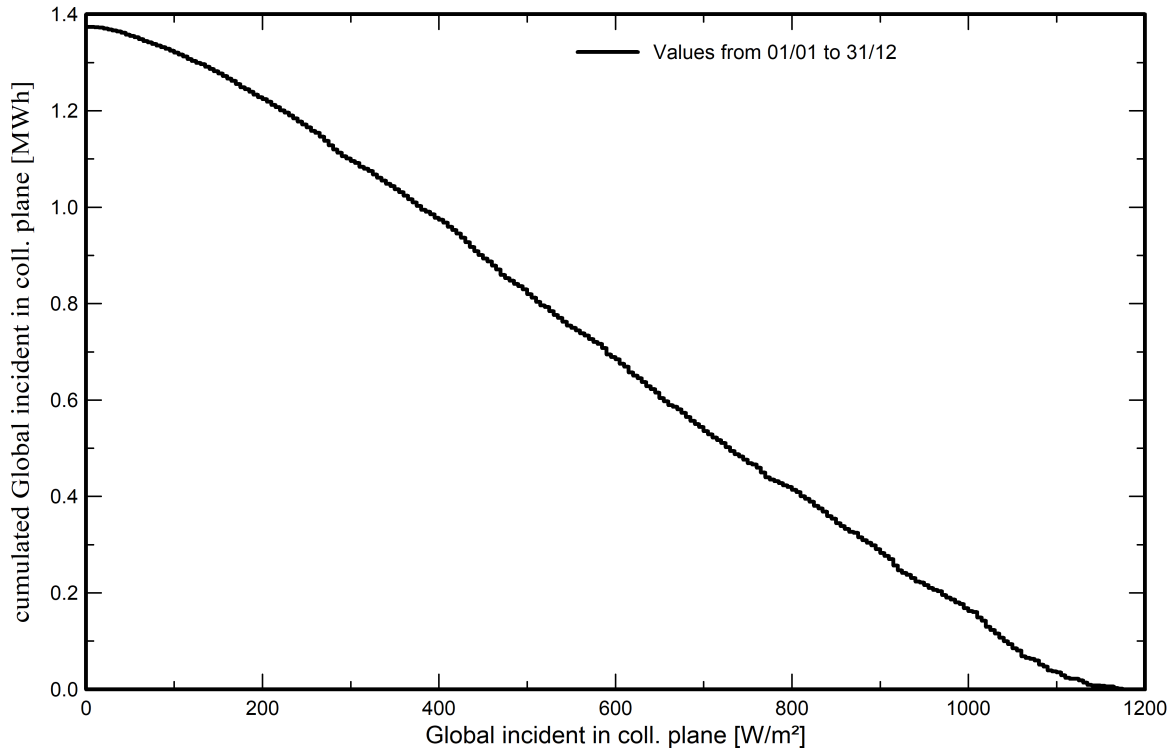


Predef. graphs

Distribución de irradiación incidente



Distribución acumulativa de la irradiación incidente





Predef. graphs

Temperatura del conjunto vs irradiancia efectiva

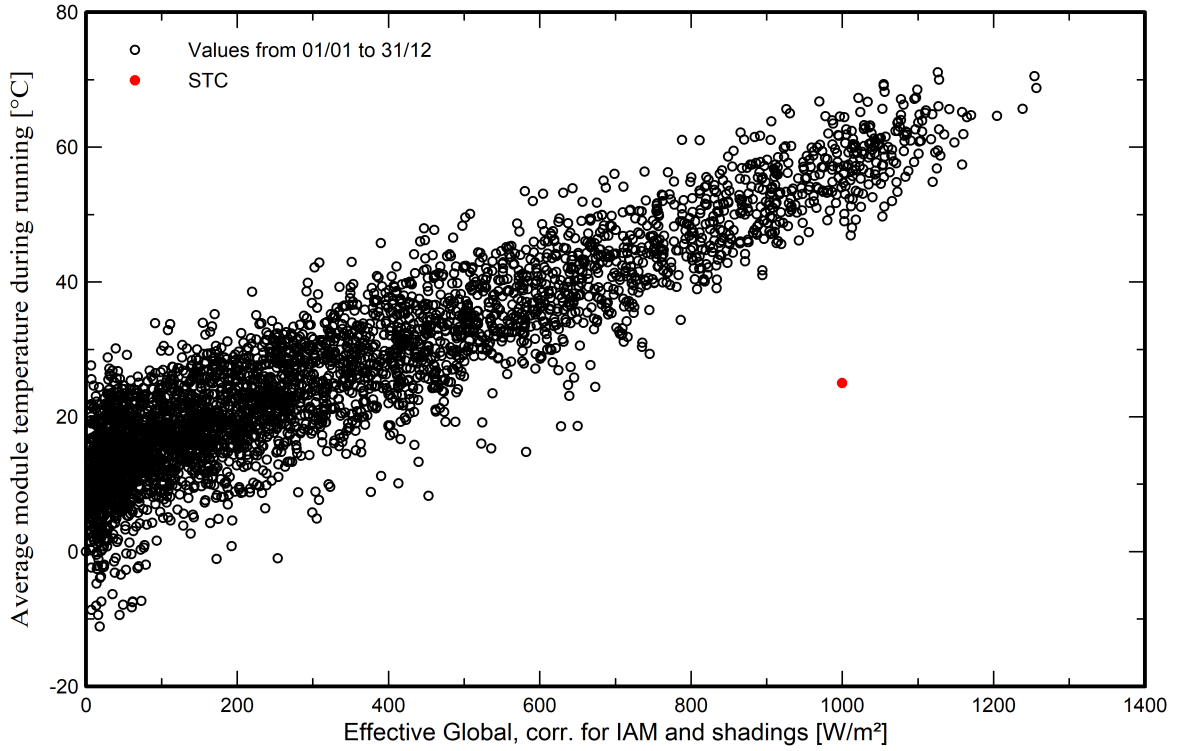
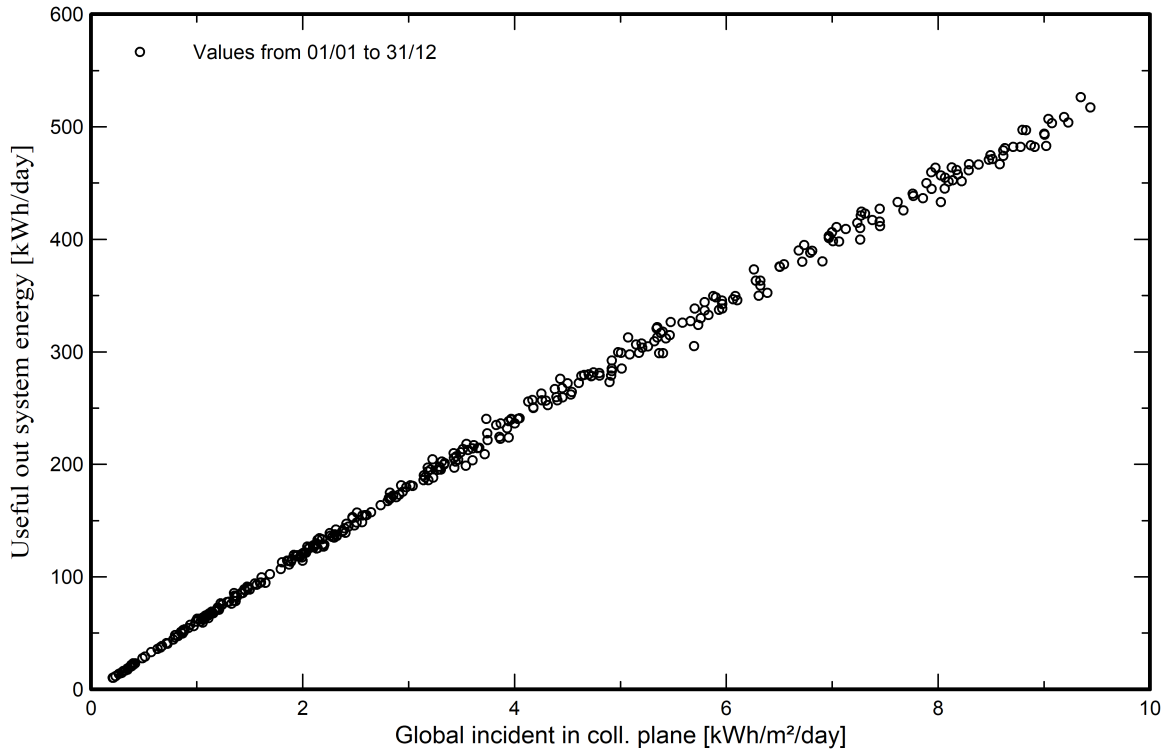


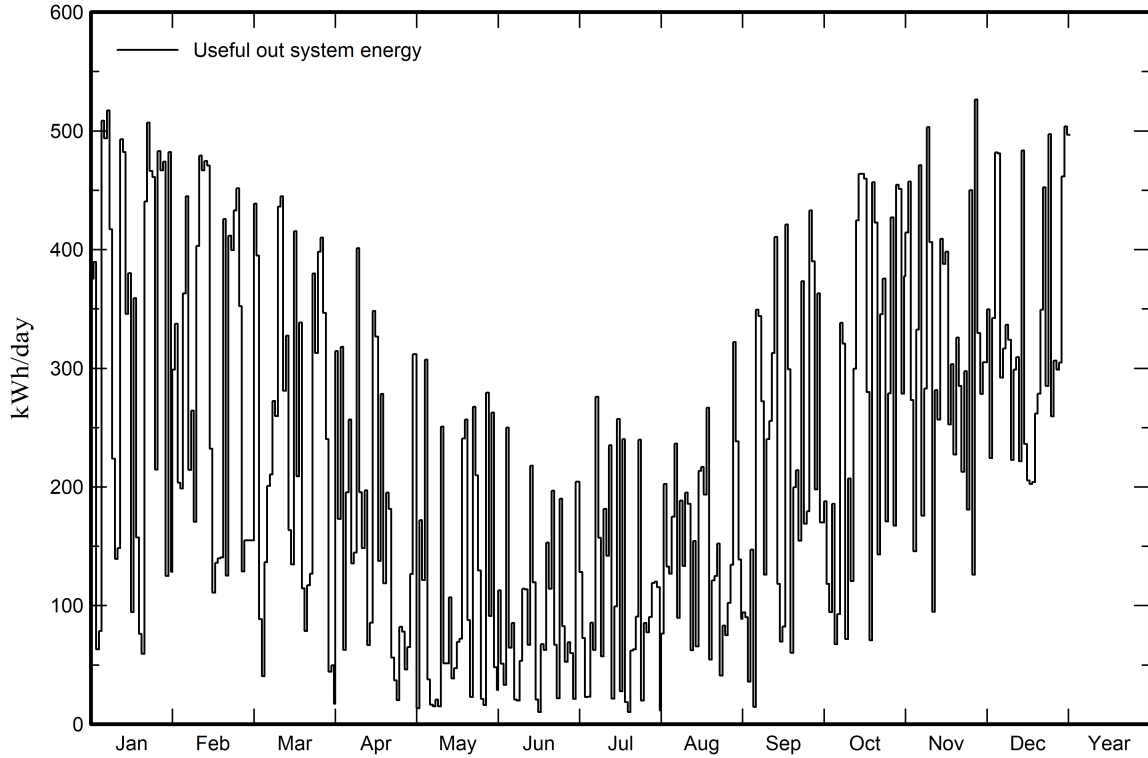
Diagrama entrada/salida diaria



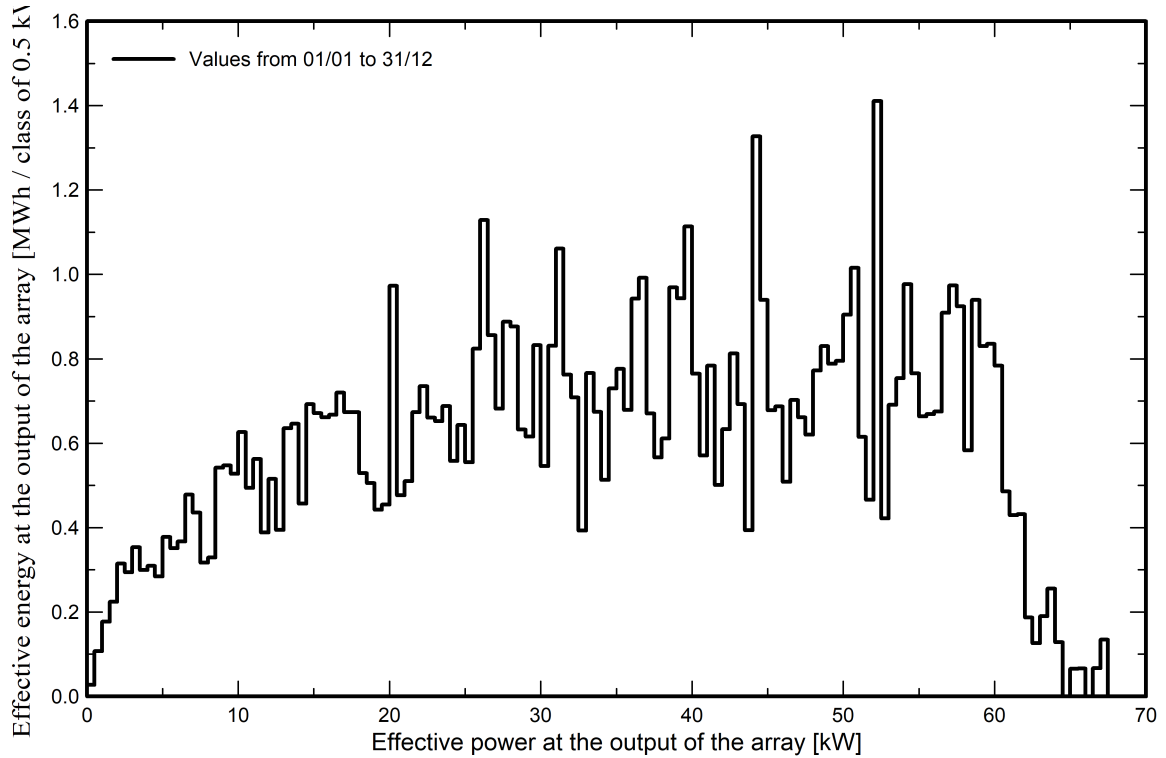


Predef. graphs

Energía diaria a la salida del sistema



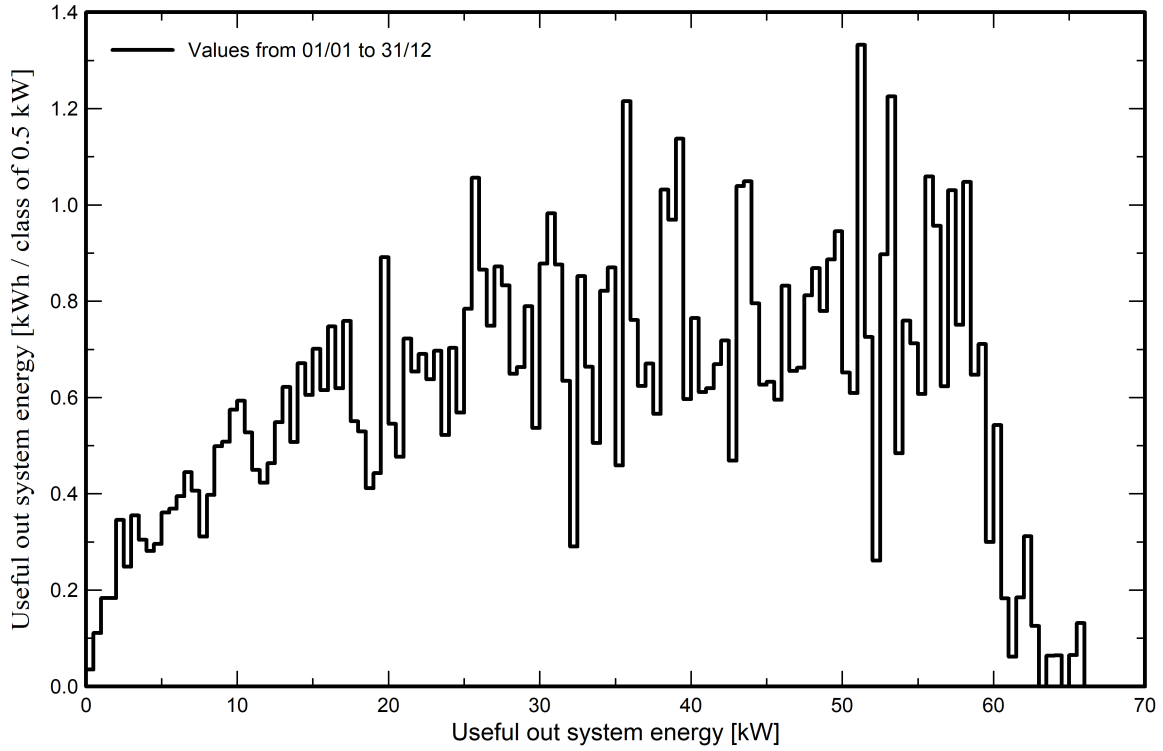
Distribución de la potencia del conjunto



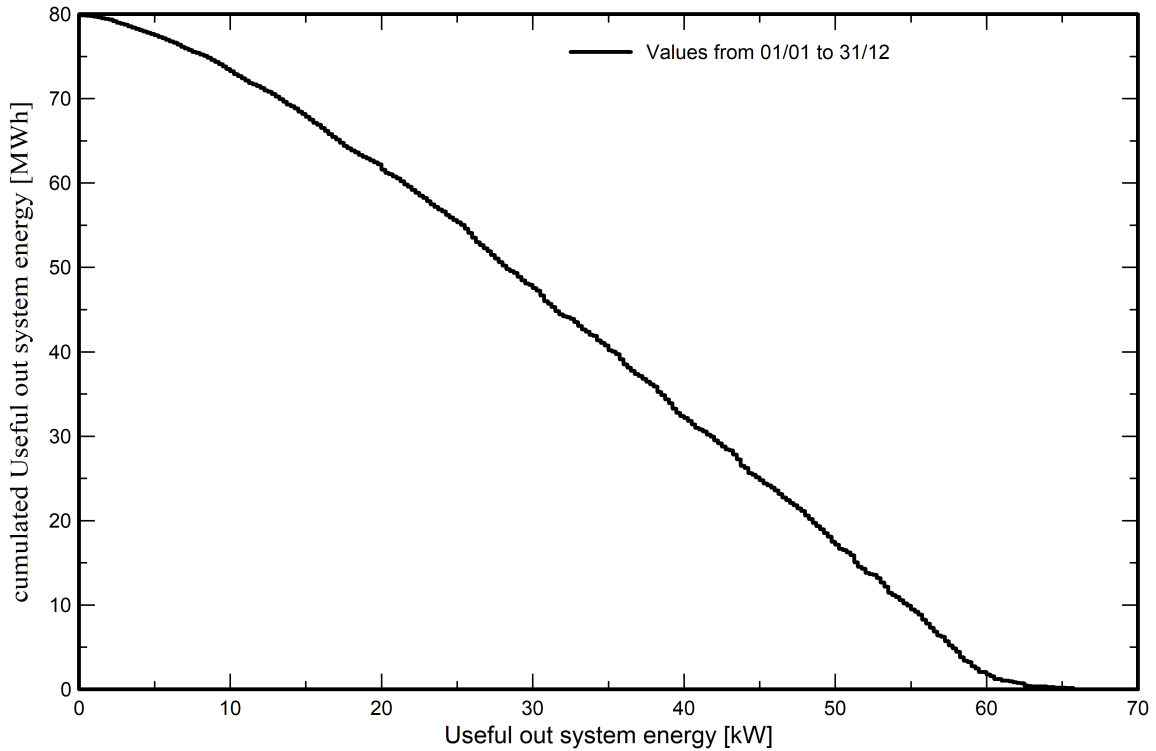


Predef. graphs

Distribución de potencia de salida del sistema



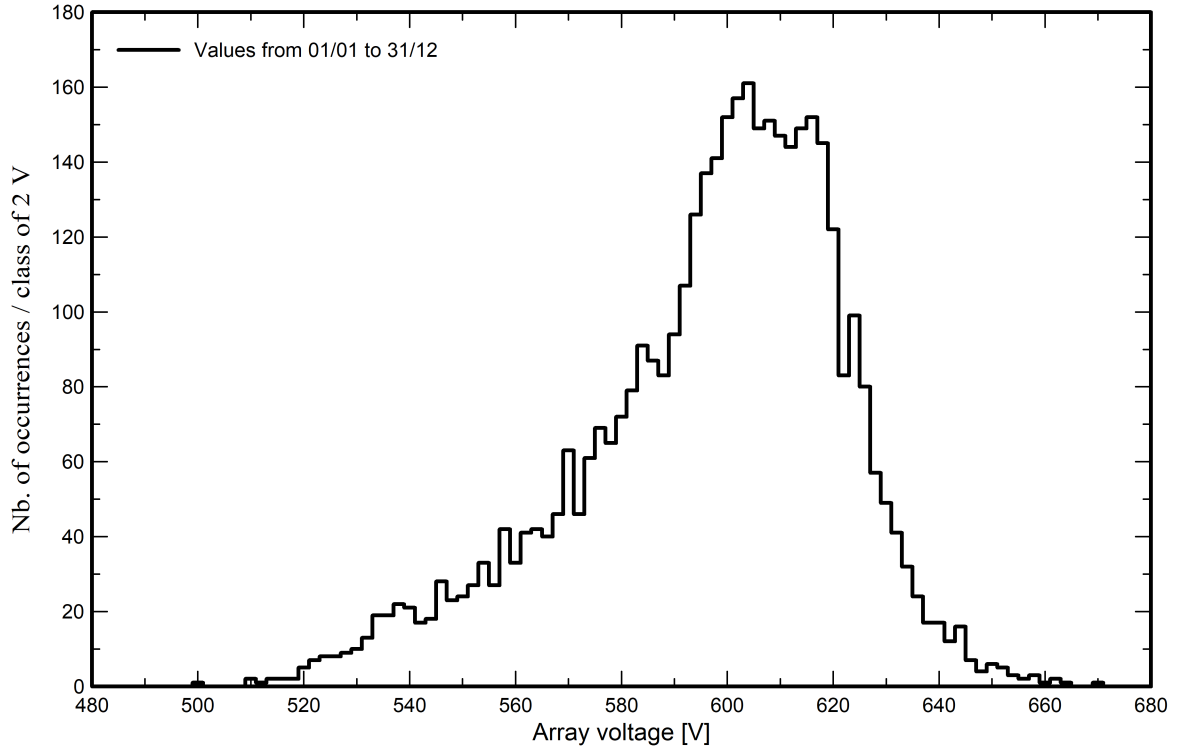
Distribución acumulativa de la potencia de salida del sistema



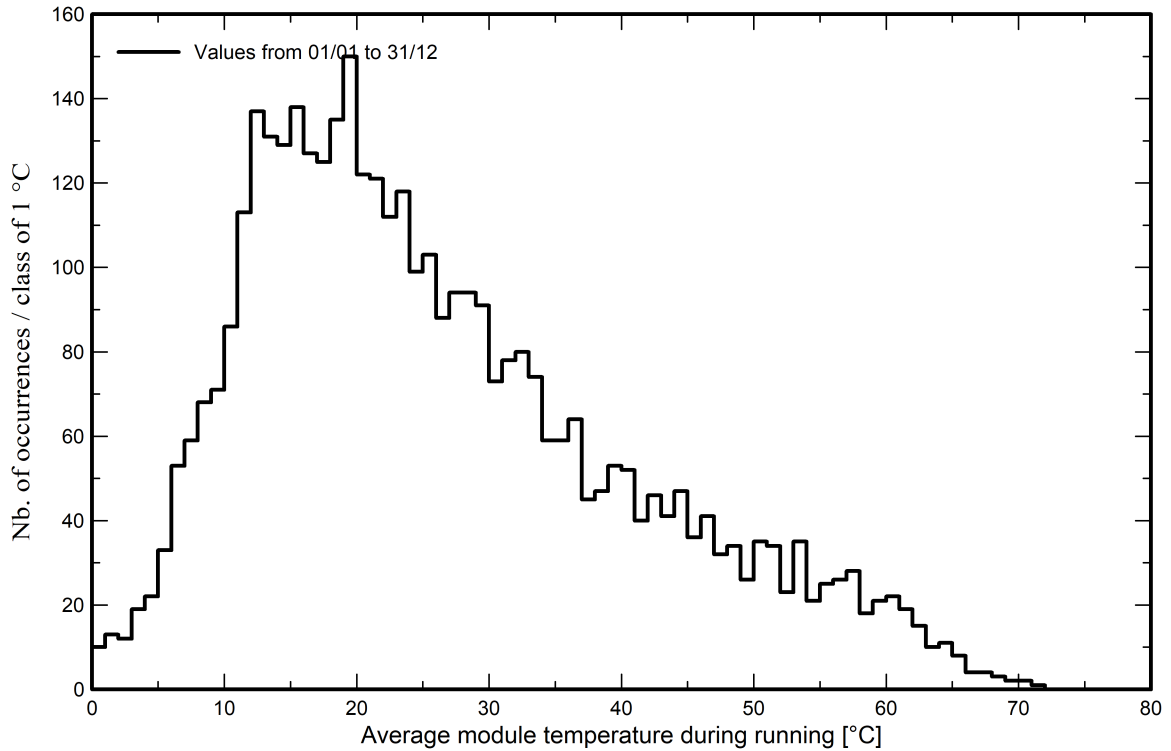


Predef. graphs

Distribución del voltaje del conjunto



Distribución de la temperatura del conjunto durante la ejecución

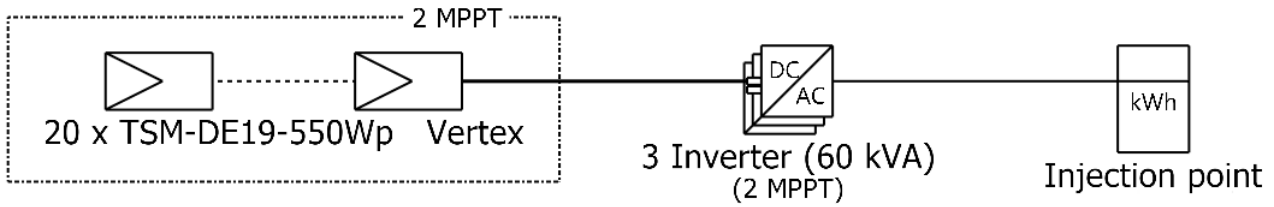




PVsyst V7.4.2

VC0, Simulation date:
22/05/25 17:07
with v7.4.2

Single-line diagram



PV module	TSM-DE19-550Wp	Vertex
Inverter	SUN2000-20KTL-ZHM5-380V	
String	20 x TSM-DE19-550Wp	Vertex

Nuevo Proyecto

Afa new energy (C hile)

VC0 : Nueva variante de simulación

22/05/25

Termoenergía

Energía Solar / Eficiencia Energética / Climatización / Calefacción

COTIZACIÓN

Industrial 7722, Antofagasta - Sucursal Norte.
Oficina 502, Torre A, Av. Bello Horizonte 85, Centro empresarial, Rancagua- Casa Matriz.
Parcela 25, Santa Elena, Rancagua - Maestranza térmica.
Cuarta Terraza 5043, Puerto Montt - Sucursal Sur.
Sitio Web: www.Termoenergia.cl
Teléfono contacto: [9-89610075]
Asesor de venta: Cristóbal Medina

FECHA 07-06-2025
COTIZACIÓN # [2239]
CLIENTE ID [367]
VALIDO HASTA 17-06-2025

CLIENTE

Sistema FV residencial edificio
Sr. Hector Yañez

Pelequen - Rancagua.

[56 \(9\) -](tel:569610075)

SERVICIO

Implementacion de Sistema Fotovoltaico trifásico On
Grid de 70 KWp, sobre techo.

ITEMIZADO	PRECIO UNIT.	CANT.	IMPUESTOS	TOTAL
Planta SOLAR FOTOVOLTAICA 70 KWp	52.864.774	1,00		52.864.774
Paneles Fotovoltaicos, ultimo desarrollo, 610 KWp		110,00		-
Inversor Trifasico de 70 KWp		1,00		-
Canalizaciones y fijaciones.		4,00		-
Estructura de soportación		1,00		-
Protección Malla tierra de instalación		1,00		-
				-
Servicio incluye:				-
Suministro de insumos, materiales y fungibles.		1,00		-
Mano de obra técnicamente especializada.		1,00		-
Transporte de equipamiento, personal y materiales a obra.		20,00		-
				-

Neto	\$ 52.864.774
Total	\$ 52.864.774
Impuesto %	19%
Total Impuesto	\$ 10.044.307
Otros	\$ -
TOTAL	\$ 62.909.081

TÉRMINOS Y CONDICIONES

1. Aceptada esta cotización, emitir OC indicando N° Cotización.
2. Anticipo 70 % debitado antes de la entrega de bienes y servicios.
3. Saldo 30 % contra entrega de servicio.

La aceptación del cliente (firmar a continuación):

x _____

Nombre encargado receptor del cliente.

Valor CLP, de acuerdo a informe Bco. Central

Garantía de fabricación equipamiento; 25 años.

Vida útil equipamiento; >18 años.

GARANTÍA de servicio instalación; 5 años.

DURACIÓN de servicio; 4 semanas, desde fecha de inicio en obra.

ENTREGA de servicio ; 30 hábiles. Fecha tentativa 30 de Mayo.

INFORMACION DE PAGO

Termoenergía SpA

76.609.428-7

Cuenta Corriente

2001627201

Banco de Chile

finanzas@termoenergia.cl

Si usted tiene alguna consulta sobre esta cotización, por favor, póngase en contacto directo con nuestro asistente de venta.

Gracias por hacer negocios de confianza con nosotros!