

# DISEÑO DE UN SISTEMA DE CALEFACCIÓN ALIMENTADO POR PANELES SOLARES

Proyecto Final de Grado  
Ingeniería Electromecánica

Junio, 2022

Autor:

Agustín Tomás Martínez

Director:

Ing. Ricardo Javier Zucal

Evaluadores:

Dr. Ing. Justo José Roberts

Dr. Ing. Martín Caldera

Dr. Ing. Amadeo Daniel Sosa

Datos de contacto:

DNI: 40095927

Legajo: 11535

Email: [agustinmartinez1022@gmail.com](mailto:agustinmartinez1022@gmail.com)

23 de junio de 2022, Mar del Plata, Buenos Aires, Argentina.



RINFI se desarrolla en forma conjunta entre el INTEMA y la Biblioteca de la Facultad de Ingeniería de la Universidad Nacional de Mar del Plata.

Tiene como objetivo recopilar, organizar, gestionar, difundir y preservar documentos digitales en Ingeniería, Ciencia y Tecnología de Materiales y Ciencias Afines.

A través del Acceso Abierto, se pretende aumentar la visibilidad y el impacto de los resultados de la investigación, asumiendo las políticas y cumpliendo con los protocolos y estándares internacionales para la interoperabilidad entre repositorios



Esta obra está bajo una [Licencia Creative Commons Atribución-  
NoComercial-CompartirIgual 4.0 Internacional](https://creativecommons.org/licenses/by-nc-sa/4.0/).

# DISEÑO DE UN SISTEMA DE CALEFACCIÓN ALIMENTADO POR PANELES SOLARES

Proyecto Final de Grado  
Ingeniería Electromecánica

Junio, 2022

Autor:

Agustín Tomás Martínez

Director:

Ing. Ricardo Javier Zucal

Evaluadores:

Dr. Ing. Justo José Roberts

Dr. Ing. Martín Caldera

Dr. Ing. Amadeo Daniel Sosa

Datos de contacto:

DNI: 40095927

Legajo: 11535

Email: [agustinmartinez1022@gmail.com](mailto:agustinmartinez1022@gmail.com)

23 de junio de 2022, Mar del Plata, Buenos Aires, Argentina.

# RESUMEN

El objetivo de este trabajo consiste en el diseño de un sistema de calefacción eléctrica, alimentado por paneles solares, a instalar en la Empresa denominada “Vivero Guardia”, realizándose para la zona comercial y uno de los invernaderos mediante la implementación de equipos de calefacción infrarroja eléctrica, los cuales transmiten calor por radiación, alimentándolas en parte con el diseño de un sistema fotovoltaico on grid.

Se realiza un balance energético en ambos recintos para conocer la carga térmica necesaria para controlar la temperatura elegida para el diseño y así seleccionar la cantidad de equipos calefactores a instalar.

En verano, la necesidad de riego de las plantas crece, por lo que aumenta el consumo eléctrico en el vivero debido a los sistemas de riego que se utilizan. Con el fin de cubrir parte de estos consumos energéticos, tanto en invierno como en verano, se realiza el diseño de un sistema fotovoltaico on grid, buscando que toda la energía generada sea inyectada a la red para reducir los costos en las facturas mensuales de luz. Se analiza la cantidad de paneles solares a instalar según el espacio disponible y se modela el sistema fotovoltaico en el software PVSyst para determinar, mediante simulación, la generación eléctrica de los paneles solares mensualmente.

Por último, se realiza un análisis económico del proyecto, calculando el tiempo de repago de la inversión inicial y también, un análisis ambiental mediante el cálculo de la huella de carbono, buscando promover la protección del medio ambiente y fomentar el uso e interés de los recursos renovables.

# DEDICATORIA

A mi familia y amigos.

# ÍNDICE

Introducción	1
<b>1. Cargas térmicas</b>	<b>3</b>
1.1 Introducción	3
1.2 Mecanismos de transferencia de calor	4
1.3 Conducción	4
1.4 Convección	6
1.5 Radiación	8
1.6 Concepto de resistencia térmica	10
1.7 Balance térmico de invierno	14
1.8 Carga de transmisión	14
1.9 Carga por infiltración del aire	15
1.10 Generación de calor	17
1.11 Calefacción por radiación infrarroja	18
<b>2. Energía solar fotovoltaica</b>	<b>21</b>
2.1 Introducción	21
2.2 Energía solar	24
2.3 Célula fotovoltaica	26
2.4 Paneles fotovoltaicos	29
2.5 Inversor	32
2.6 Energía producida por un sistema FV	35
2.7 Radiación solar	35
2.8 Inclinación y orientación de los paneles	35
2.9 Irradiancia	39
2.10 Temperatura de los módulos	40
2.11 Sombreado	40
<b>3. Diseño del sistema de calefacción</b>	<b>43</b>
3.1 Introducción	43
3.2 Zona geográfica y clima	43
3.3 Descripción de la zona comercial	44
3.4 Cálculo de la carga térmica para la zona comercial	45
3.5 Descripción del invernadero	56
3.6 Cálculo de la carga térmica para el invernadero	57
3.7 Elección de equipos de calefacción	60
3.8 Controlador de temperatura	63
3.9 Ahorro energético	65
3.10 Selección de aparatos de maniobra y protección	69
<b>4. Diseño del sistema fotovoltaico</b>	<b>70</b>
4.1 Introducción	70
4.2 Consumos del vivero	70
4.3 Horas pico de sol en Mar del Plata	72

4.4 Tamaño del sistema fotovoltaico . . . . .	74
4.5 Elección de paneles y el inversor . . . . .	75
4.6 Ubicación de los paneles . . . . .	76
4.7 Simulación en PVSyst . . . . .	79
4.8 Elección de cables . . . . .	88
4.9 Protecciones . . . . .	90
<b>5. Análisis económico</b>	<b>94</b>
5.1 Introducción . . . . .	94
5.2 Inversión para el sistema de calefacción . . . . .	94
5.3 Costos de consumo energético . . . . .	95
5.4 Inversión para el sistema fotovoltaico . . . . .	97
5.5 Cálculo de la energía consumida e inyectada a la red . . . . .	98
5.6 Cálculo del ahorro . . . . .	99
5.7 Análisis de rentabilidad del sistema FV . . . . .	101
5.8 Análisis económico para proyecto alternativo . . . . .	105
5.9 Resumen económico de los proyectos . . . . .	116
<b>6. Análisis ambiental</b>	<b>117</b>
6.1 Introducción . . . . .	117
6.2 Huella de carbono . . . . .	118
6.3 Cálculo de la huella de carbono . . . . .	119
<b>Conclusión</b>	<b>121</b>
<b>Bibliografía</b>	<b>123</b>
<b>Anexos</b>	<b>127</b>



# ÍNDICE DE FIGURAS

1.	Ubicación Vivero Guardia en Ruta Provincial 88 . . . . .	1
2.	Energía solar fotovoltaica . . . . .	2
1.1.	Pérdidas de calor de una casa en invierno . . . . .	3
1.2.	Transferencia de calor del ambiente a la bebida por medio de la conducción en el aluminio . . . . .	4
1.3.	Conducción de calor a través de una pared plana grande de espesor $\Delta x$ y área $A$ . . . . .	5
1.4.	Convección forzada . . . . .	7
1.5.	Convección libre . . . . .	7
1.6.	La radiación del cuerpo negro representa la cantidad máxima de radiación que puede ser emitida. . . . .	9
1.7.	Absorción de la radiación incidente sobre una superficie opaca de absorptividad $\alpha$ . . . . .	10
1.8.	Analogía entre los conceptos de resistencia térmica y eléctrica . . . . .	11
1.9.	Esquema para la resistencia a la convección en una superficie . . . . .	12
1.10.	Transferencia de calor en pared con fluido gaseoso en ambos lados . . . . .	12
1.11.	Circuito de resistencia térmicas en serie . . . . .	13
1.12.	Concepto de pérdidas de calor en invierno . . . . .	14
1.13.	Efecto Joule . . . . .	17
1.14.	Espectro visible electromagnético . . . . .	18
1.15.	Calefacción tradicional y calefacción por infrarrojos . . . . .	19
1.16.	Calefacción infrarroja en invernaderos . . . . .	19
2.1.	Sistema fotovoltaico conectado a la red u on-grid . . . . .	21
2.2.	Evolución de la capacidad global instalada en generación solar fotovoltaica . . . . .	22
2.3.	Participación de energías renovables en el abastecimiento de la demanda . . . . .	22
2.4.	Irradiación global diaria expresada en kWh/m <sup>2</sup> . . . . .	23
2.5.	Parque Solar Cauchari . . . . .	23
2.6.	Radiación extra atmosférica . . . . .	25
2.7.	Flujo energético entre el Sol, la atmósfera y el suelo . . . . .	25
2.8.	Componentes de la radiación solar . . . . .	26
2.9.	Juntura de unión P-N . . . . .	27
2.10.	Funcionamiento de una célula fotovoltaica . . . . .	28
2.11.	Efecto fotovoltaico . . . . .	28
2.12.	Módulo de 36 celdas . . . . .	29
2.13.	Conformación de paneles y generadores FV a partir de células . . . . .	30
2.14.	Célula de silicio monocristalino y policristalino . . . . .	31
2.15.	Curva característica tensión-intensidad de un módulo fotovoltaico . . . . .	31
2.16.	Principio de funcionamiento de la tecnología PWM . . . . .	32

2.17.	Representación del punto de potencia máxima . . . . .	33
2.18.	Esquema de conexión de inversores centrales . . . . .	34
2.19.	Esquema de conexión de micro-inversores . . . . .	34
2.20.	Coordenadas geográficas. Latitud y Longitud . . . . .	36
2.21.	Incidencia del Sol sobre la superficie terrestre . . . . .	36
2.22.	Altura solar durante el mediodía . . . . .	37
2.23.	Recorrido del Sol en el cielo para distintos días del año (hemisferio sur) . . . . .	38
2.24.	Panel inclinado con orientación al norte . . . . .	39
2.25.	Curva característica V-I de células FV en función de la irradiancia incidente . . . . .	39
2.26.	Variación de tensión del panel en función de la temperatura . . .	40
2.27.	Diodos bypass en módulos FV . . . . .	41
2.28.	Separación entre paneles u obstáculos . . . . .	42
2.29.	Representación del panel inclinado . . . . .	42
3.1.	Temperatura máxima y mínima promedio en Mar del Plata . . . . .	43
3.2.	Velocidad promedio del viento en Mar del Plata . . . . .	44
3.3.	Modelado 3D de la zona comercial del Vivero Guardia . . . . .	44
3.4.	Dimensiones externas de la zona comercial del vivero guardia .	46
3.5.	Resistencia térmica a través del muro de hormigón . . . . .	46
3.6.	Resistencia térmica a través de la chapa de policarbonato . . . .	48
3.7.	Vista frontal de la chapa de policarbonato . . . . .	49
3.8.	Resistencia térmica a través del techo . . . . .	50
3.9.	Dimensiones del área del techo para el cálculo . . . . .	51
3.10.	Resistencia térmica a través de las puertas de madera . . . . .	52
3.11.	Resistencia térmica a través de las ventanas de vidrio . . . . .	54
3.12.	Modelado 3D del invernadero del Vivero Guardia . . . . .	57
3.13.	Resistencia térmica a través de la cubierta del invernadero . . . .	58
3.14.	Bromic Tungsten Smart-Heat . . . . .	61
3.15.	Ciroc Rainbow . . . . .	61
3.16.	Liliana Vulcano CI640 . . . . .	62
3.17.	Ubicación de los calefactores eléctricos en la zona comercial . .	63
3.18.	Ubicación de los calefactores eléctricos en el invernadero . . . . .	63
3.19.	Controlador de temperatura ETC-512B . . . . .	64
3.20.	Diagrama de cableado ejemplo para el control de un compresor . . . . .	64
3.21.	Ciclos de encendido y apagado de los equipos calefactores . . .	65
4.1	Tabla de corrección Buenos Aires para acimut 0° . . . . .	73
4.2	Panel solar Talesun TP672M . . . . .	75
4.3	Esquema de los 10 módulos en serie conformado por 1 string . .	76
4.4	Inversor Growatt MIN 6000-TL-X . . . . .	76
4.5	Imagen satelital del Vivero Guardia mediante Google Earth . . . .	77
4.6	Soportes Kit Solar S021 . . . . .	77
4.7	Ubicación de las cadenas de paneles en el terreno del vivero . .	78
4.8	Modelado del sistema fotovoltaico en PVSyst . . . . .	79
4.9	Logo PVSyst . . . . .	79

4.10	Interfaz principal del software . . . . .	80
4.11	Base de datos climática de Meteonorm para el Vivero Guardia	81
4.12	Orientación e inclinación de los paneles en PVSyst . . . . .	82
4.13	Disposición de los módulos fotovoltaicos . . . . .	83
4.14	Interfaz de PVSyst para indicar modelos de módulos fotovoltaicos e inversores . . . . .	83
4.15	Modelado 3D del Sistema FV en el Vivero Guardia mediante PVSyst . . . . .	84
4.16	Resultados principales de la simulación . . . . .	85
4.17	Energía mensual producida . . . . .	86
4.18	Energía generada anual en cada hora del día . . . . .	87
4.19	Diagrama de pérdidas en el sistema . . . . .	87
5.1	Tarifa para usuarios categoría T3 de EDEA . . . . .	95
5.2	Tiempo de repago del sistema fotovoltaico . . . . .	103
5.3	Tiempo de repago del sistema fotovoltaico, segundo escenario	105
5.4	Modelado 3D en PVSyst de la segunda simulación . . . . .	106
5.5	Resultados principales de la segunda simulación . . . . .	107
5.6	Tiempo de repago del sistema fotovoltaico . . . . .	114
5.7	Tiempo de repago del sistema fotovoltaico, segundo escenario	116
6.1	Imagen conceptual del efecto invernadero . . . . .	117
6.2	Distribución de GEI en la Argentina . . . . .	118
6.3	Evolución de la cantidad de CO <sub>2</sub> en el sector energético de Argentina . . . . .	119



# ÍNDICE DE TABLAS

1.1.	Coeficientes “a”, “b” y “n” para la determinación del coeficiente convectivo del aire . . . . .	8
1.2.	Factor por interrupción del servicio de calefacción . . . . .	15
1.3.	Número de renovaciones de aire por hora del local . . . . .	16
2.1.	Factor k en función de la latitud del lugar . . . . .	41
3.1	Resumen de aparataje eléctrico elegido . . . . .	69
4.1	Consumos mensuales del vivero sin calefacción eléctrica . . . . .	70
4.2	Consumos eléctricos total del Vivero Guardia . . . . .	72
4.3	Horas pico de sol anuales para la ciudad de Mar del Plata . . . . .	74
4.4	Suma mensual de energía producida en kWh en cada hora . . . . .	86
4.5	Datos técnicos del conductor TECSUN . . . . .	88
4.6	Datos técnicos del conductor SUPERASTIC FLEX . . . . .	89
5.1	Costos de componentes del sistema de calefacción eléctrico . . . . .	94
5.2	Inversión total para el sistema de calefacción eléctrico . . . . .	95
5.3	Costos de facturación de energía eléctrica mensual . . . . .	97
5.4	Costos de componentes del sistema fotovoltaico . . . . .	97
5.5	Inversión total para el sistema fotovoltaico . . . . .	98
5.6	Energía consumida e inyectada a la red . . . . .	99
5.7	Ahorro por consumo . . . . .	100
5.8	Ahorro por inyectar energía a la red . . . . .	100
5.9	Flujos de caja anuales . . . . .	102
5.10	Flujos de caja anuales sin subsidios . . . . .	104
5.11	Energía mensual generada por el sistema fotovoltaico . . . . .	107
5.12	Datos técnicos del conductor TECSUN . . . . .	107
5.13	Datos técnicos del conductor SUPERASTIC FLEX . . . . .	108
5.14	Costos de componentes del sistema fotovoltaico . . . . .	110
5.15	Inversión total para el sistema fotovoltaico . . . . .	111
5.16	Energía consumida e inyectada a la red . . . . .	111
5.17	Ahorro por consumo . . . . .	112
5.18	Ahorro por inyectar energía a la red . . . . .	112
5.19	Flujos de caja anuales . . . . .	113
5.20	Flujos de caja anuales sin subsidios . . . . .	115
5.21	Resumen económico de los distintos proyectos . . . . .	116
6.1	Factores de emisión . . . . .	119
6.2	Equivalencia de combustibles fósiles . . . . .	120



# INTRODUCCIÓN

El presente trabajo consiste en el diseño de un sistema de calefacción eléctrica, alimentado por paneles solares, a instalar en la Empresa denominada “Vivero Guardia”, realizándose para la zona comercial y uno de los invernaderos mediante la implementación de equipos de calefacción infrarroja eléctrica, los cuales transmiten calor por radiación, alimentándolas en parte con el diseño de un sistema fotovoltaico on grid.

El Vivero Guardia se encuentra en la Ruta Provincial 88, en una zona donde no existe acceso a la red de gas natural que provee en nuestra ciudad la empresa Camuzzi. En invierno, se necesitan temperaturas mínimas de 18 °C tanto para el confort del cliente en la zona comercial como para el crecimiento óptimo de las plantas que se encuentran en el invernadero.



Figura 1: Ubicación Vivero Guardia en Ruta Provincial 88, camino a Batán.

En el desarrollo del trabajo, se hace un balance energético en ambos recintos para conocer la carga térmica necesaria para controlar dicha temperatura y así seleccionar la cantidad de equipos calefactores a instalar. Se estudian los distintos tipos de transmisión del calor que existen para conocer las pérdidas de calor que tiene el recinto y así poder compensarlas.

Entre las ventajas que encontramos en la calefacción infrarroja eléctrica se encuentran la ausencia de vapores y gases nocivos perjudiciales para las plantas y el medioambiente, y la fácil instalación y mantenimiento de los mismos.

En el verano, la necesidad de riego aumenta, por lo que se utilizan sistemas de riego adicionales con alto consumo eléctrico. Es por eso que, con el fin de cubrir parte de estos consumos energéticos, tanto en invierno como en verano, se realiza el diseño de un sistema fotovoltaico on grid, buscando que toda la energía generada sea inyectada a la red para reducir los costos en las facturas

mensuales de luz. La energía fotovoltaica es abundante y amigable con el medioambiente dado que la energía del Sol no causa contaminación. Con los nuevos medidores bidireccionales es posible que si un hogar produce más energía de la que consume, puede inyectar a la red eléctrica el excedente y obtener un crédito a su favor.



Figura 2: Energía solar fotovoltaica.

## OBJETIVOS

El objetivo general del proyecto es realizar el diseño de un sistema de calefacción eléctrico alimentado por paneles solares para la zona comercial y uno de los invernaderos del Vivero Guardia. Para ello, se partirá de los fundamentos que rigen estas tecnologías y del análisis de carga y consumo del establecimiento. Se realizará también un análisis económico del proyecto calculando el tiempo de repago de la inversión inicial.

Los objetivos específicos que permitirán alcanzar los objetivos mencionados son los siguientes:

- Calcular la demanda térmica de la zona comercial y del invernadero del Vivero Guardia para seleccionar la cantidad de equipos calefactores a instalar.
- Desarrollar el diseño conceptual de un sistema fotovoltaico on grid para cubrir parte de la demanda energética de la empresa.
- Modelar y simular en el programa PVSyst el sistema fotovoltaico para calcular la generación eléctrica mensual del mismo.
- Realizar un análisis ambiental mediante el cálculo de la huella de carbono.
- Realizar un análisis económico del proyecto calculando el tiempo de repago de la inversión inicial.

# 1. CARGAS TÉRMICAS

## 1.1 INTRODUCCIÓN

En este capítulo se presentan los conceptos para calcular la demanda o carga térmica de una instalación. La demanda térmica de un recinto es la potencia de enfriamiento o calentamiento que requiere la instalación, en un determinado instante, para mantener unas condiciones térmicas interiores dadas.

Se pueden diferenciar las cargas por su proveniencia (exterior o interior), y por su tipo (sensible o latente); aunque en calefacción sólo estamos interesados en el cálculo de las cargas sensible, es decir, cargas que modifican solo la temperatura del local y no la humedad [1].

El calor fluye del cuerpo más caliente al más frío y, al crear una diferencia de temperatura entre el local y el exterior, se inicia una transferencia de calor por los suelos, ventanas, paredes, y aire de ventilación, tendiendo nuevamente a igualar su temperatura con el exterior. No puede haber transferencia de calor entre dos cuerpos si están a la misma temperatura. La diferencia de temperatura es la fuerza impulsora para la transferencia de calor. En invierno, las pérdidas de calor son hacia el exterior, por lo que, para alcanzar un equilibrio térmico, habría que compensarlas con un sistema de calefacción [2].



Figura 1.1: Pérdidas de calor de una casa en invierno [3].

Para el cálculo de las necesidades de calefacción se considerará la peor situación: temperatura mínima y constante durante todo el tiempo en que se utilice el sistema de calefacción, radiación solar nula, y mínima presencia de personas, luces y motores, etc. Esto da lugar a unos cálculos mucho más reducidos y simples que en un caso de refrigeración.

## 1.2 MECANISMOS DE TRANSFERENCIA DE CALOR

El calor se puede transferir de tres modos diferentes: conducción, convección y radiación. Todos los modos de transferencia de calor requieren la existencia de una diferencia de temperatura y todos ellos ocurren del medio que posee la temperatura más elevada hacia uno de temperatura más baja [2].

Para el cálculo de la carga térmica, solo consideraremos el calor que pierde el local por conducción y convección. En caso de considerar la transferencia de calor por radiación del sol, el cálculo de la demanda térmica sería menor y no estaríamos calculando el sistema para el peor caso.

## 1.3 CONDUCCIÓN

La conducción es la transferencia de energía de las partículas con mayor energía de un elemento hacia las cercanas de menor energía, como resultado de interacción entre ellas. La conducción puede tener lugar en sólidos, líquidos o gases. En los sólidos, se produce por la vibración de las moléculas y el transporte de energía por parte de los electrones libres [2]. Por ejemplo, cuando tenemos una bebida fría enlatada en una habitación, en algún momento la bebida aumentará su temperatura hasta la temperatura ambiente como resultado de la transferencia de calor, de la habitación hacia la bebida, a través del aluminio como vemos en la figura 1.2. La rapidez o razón de la conducción de calor a través de un medio depende de la configuración geométrica de este, el material del que esté fabricado y su espesor, así como también de la diferencia de temperatura entre el ambiente y su interior.



Figura 1.2: Transferencia de calor del ambiente a la bebida por medio de la conducción en el aluminio [3].

Consideremos la conducción de estado estacionario de calor a través de una pared plana de espesor  $\Delta x=e$  y área  $A$ , como se observa en la figura 1.3. La

diferencia de temperatura de uno a otro lado de la pared es  $\Delta T = T_2 - T_1$ . Los experimentos han demostrado que la rapidez de la transferencia de calor  $\dot{Q}$ , a través de la pared se duplica cuando se duplica la diferencia de temperatura  $\Delta T$ , o bien, se duplica el área  $A$  perpendicular a la dirección de la transferencia de calor; pero se reduce a la mitad cuando se duplica el espesor  $e$  de la pared [2].

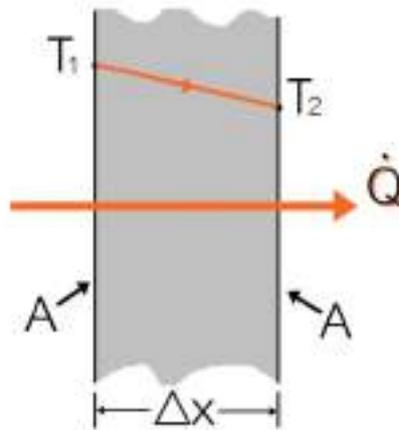


Figura 1.3: Conducción de calor a través de una pared plana grande de espesor  $\Delta x$  y área  $A$ .

Por lo tanto, se concluye que “la rapidez de la conducción de calor a través de una capa plana es proporcional a la diferencia de temperatura a través de esta y al área de transferencia de calor, pero es inversamente proporcional al espesor de esa capa” [2]. La Ley de Fourier, en su forma diferencial, expresa esta conclusión mediante la ecuación:

$$\dot{Q}_{\text{conducción}} = -\lambda \cdot A \cdot \frac{dT}{dx} \text{ [W]} \quad (1.1)$$

Donde  $\lambda$  es la conductividad térmica del material en  $\text{W/m } ^\circ\text{C}$  una medida de la capacidad de un material para conducir calor [2]. Dicha ecuación expresa la transferencia de calor por conducción en una sola dirección. El signo negativo de la ecuación garantiza que la transferencia de calor hacia el lugar de menor temperatura sea siempre positiva.

La ecuación unidimensional de la conducción de calor en una pared plana en estado estacionario está dada por [2]:

$$\frac{d^2T}{dx^2} = 0 \quad (1.2)$$

$$\frac{dT}{dx} = C_1 \quad (1.3)$$

$$T = C_1 \cdot x + C_2 \quad (1.4)$$

Sabiendo las condiciones de frontera (temperaturas en ambos lados de la pared) y el espesor de la misma, podemos hallar los valores de las constantes  $C_1$  y  $C_2$ .

Para  $x=0$ :  $T=T_1=C_2 \quad (1.5)$

Para  $x=e$ :  $T=T_2=C_1 \cdot e + T_1 \quad (1.6)$

$$C_1 = \frac{T_2 - T_1}{e} \quad (1.7)$$

Hallando  $C_1$  y reemplazando en 1.3, podemos escribir el gradiente de temperaturas  $dT/dx$  por  $\Delta T/e$  quedándonos la ecuación 1.1 como:

$$\dot{Q}_{\text{conducción}} = -\lambda \cdot A \cdot \frac{\Delta T}{e} \quad [\text{W}] \quad (1.8)$$

## 1.4 CONVECCIÓN

La convección es la transferencia de calor entre una superficie sólida y el líquido o gas adyacente que está en movimiento. Entre más rápido es el movimiento de un fluido, mayor es la transferencia de calor por convección [2]. El movimiento del fluido mejora la transferencia de calor, ya que pone en contacto porciones más calientes y más frías de ese fluido. La convección comprende los efectos combinados de la conducción y del fluido en movimiento. Sin movimiento de fluido, la transferencia de calor es solamente por conducción.

Existen dos tipos de transferencia de calor por convección. La convección forzada ocurre cuando el fluido es forzado a fluir sobre la superficie mediante medios externos como un ventilador, una bomba o el viento. En la figura 1.4 vemos que el movimiento del aire es producido por un ventilador provocando la transferencia de calor por convección del bloque caliente al ambiente.

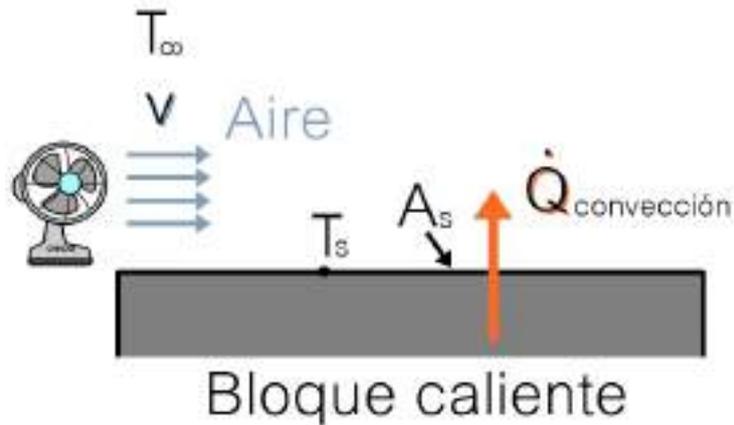


Figura 1.4: Convección forzada.

Por otro lado, la convección natural (o libre) ocurre si el movimiento del fluido es causado por las fuerzas de empuje que son inducidas por las diferencias de densidad debidas a la variación de temperatura en ese fluido como se muestra en la figura 1.5, donde el aire cercano al bloque caliente se eleva al ser menos denso que el aire frío lejano a la superficie.

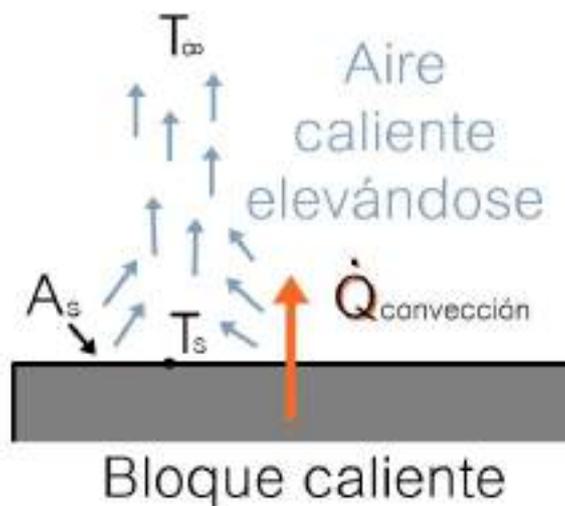


Figura 1.5: Convección libre.

“Se observa que la rapidez de la transferencia de calor por convección es proporcional a la diferencia de temperatura y se expresa en forma conveniente por la Ley de Newton del enfriamiento” [2]:

$$\dot{Q}_{convección} = h \cdot A_s \cdot (T_s - T_\infty) \text{ [W]} \quad (1.9)$$

Donde  $h$  es el coeficiente de transferencia de calor por convección en  $W/m^2$ ,  $A_s$  es el área superficial a través de la cual tiene lugar la transferencia de calor por convección,  $T_s$  es la temperatura de la superficie y  $T_\infty$  la temperatura del fluido alejado lo suficiente de esta superficie.

El coeficiente de transferencia de calor por convección  $h$  es un parámetro que depende de la configuración geométrica de la superficie, la naturaleza del movimiento del fluido, las propiedades de este y la velocidad del mismo.

Para el cálculo de los coeficientes de convección, Pinazo (1993) y Torrela y Palau (1988) utilizan la fórmula de Jurgens, que depende de la velocidad del aire  $v$  en m/s, para el caso de superficies planas [4]:

$$h=a+b.v^n \text{ [kcal/h m}^2 \text{ }^\circ\text{C]} \quad (1.10)$$

Estado superficial pared	Velocidades del aire					
	$v < 5 \text{ m/s}$			$v > 5 \text{ m/s}$		
	a	b	n	a	b	n
Pulida	4,83	3,30	1	0	6,17	0,78
Rugosa	5,32	3,7	1	0	6,54	0,78

Tabla 1.1: Coeficientes “a”, “b” y “n” para la determinación del coeficiente convectivo del aire [4].

## 1.5 RADIACIÓN

La radiación es la energía emitida por la materia en forma de ondas electromagnéticas (o fotones) como resultado de los cambios en las configuraciones electrónicas de los átomos o moléculas. A diferencia de la conducción y la convección, la transferencia de calor por radiación no requiere la presencia de un medio interventor [2].

En los estudios de transferencia de calor es de interés la radiación térmica, que es la forma de radiación emitida por los cuerpos debido a su temperatura. Todos los cuerpos a una temperatura arriba del cero absoluto ( $0 \text{ }^\circ\text{C}$ ) emiten radiación térmica [2].

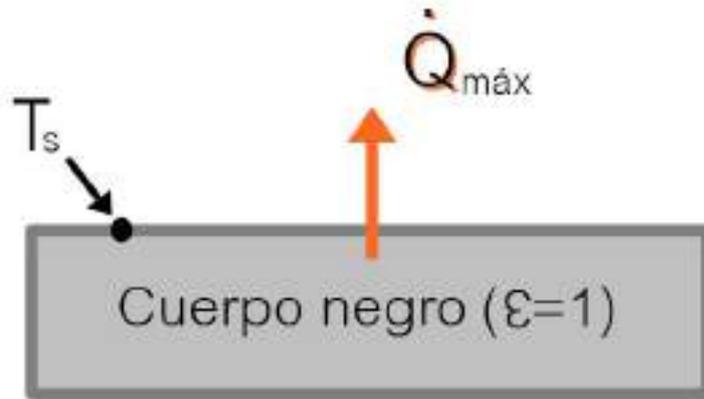


Figura 1.6: La radiación del cuerpo negro representa la cantidad máxima de radiación que puede ser emitida [2].

La rapidez máxima de la radiación que se puede emitir desde una superficie a una temperatura  $T_s$  es expresada por la ley de Stefan-Boltzmann como [2]:

$$\dot{Q}_{\text{máxima}} = \sigma \cdot A_s \cdot T_s^4 \text{ [W]} \quad (1.11)$$

Donde  $\sigma = 5,67 \cdot 10^{-8} \text{ W/m}^2$  es la constante de Stefan-Boltzmann. La superficie idealizada que emite radiación a esta rapidez se llama cuerpo negro. La radiación emitida por todas las superficies reales es menor a la emitida por un cuerpo negro a la misma temperatura y se expresa como:

$$\dot{Q}_{\text{emitida}} = \epsilon \cdot \sigma \cdot A_s \cdot T_s^4 \text{ [W]} \quad (1.12)$$

Donde  $\epsilon$  es la emisividad de la superficie con un valor entre 0 y 1. Es una medida de cuán cercana está una superficie de ser un cuerpo negro.

Otra importante propiedad relacionada con la radiación de una superficie es su absorptividad  $\alpha$ , la cual es la fracción de la energía de radiación incidente sobre una superficie que es absorbida por ésta [2]. Al igual que la emisividad, se encuentra en un valor entre 0 y 1. Un cuerpo negro es un absorbente perfecto ( $\alpha=1$ ) del mismo modo que es un emisor perfecto.

La Ley de Kirchhoff de la radiación afirma que la emisividad y la absorptividad de una superficie a una temperatura y longitud de onda dadas son iguales.

$$\dot{Q}_{\text{absorbida}} = \alpha \cdot \dot{Q}_{\text{incidente}} \text{ [W]} \quad (1.13)$$

Para las superficies opacas (no transparentes), la parte de la radiación incidente no absorbida por la superficie se refleja.

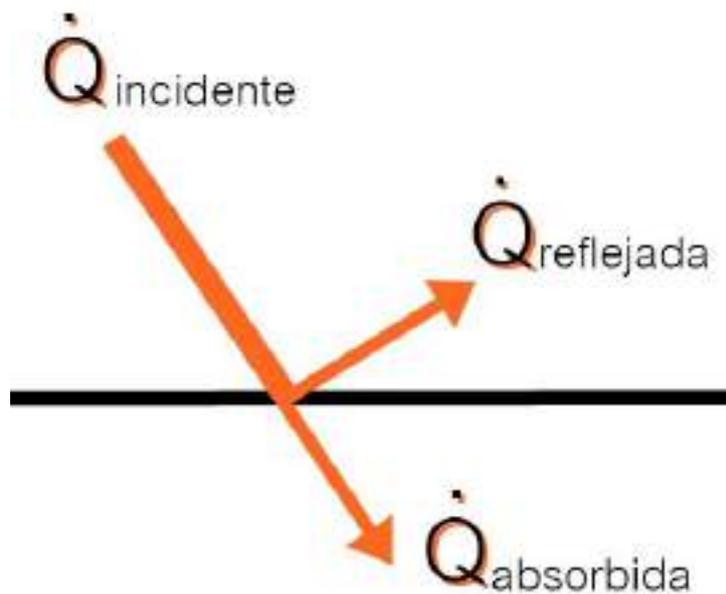


Figura 1.7: Absorción de la radiación incidente sobre una superficie opaca de absorptividad  $\alpha$  [2].

La diferencia entre la rapidez de la radiación emitida por la superficie y la radiación absorbida es la transferencia neta de calor por radiación.

## 1.6 CONCEPTO DE RESISTENCIA TÉRMICA

La ecuación 1.8 para la conducción de calor a través de una pared plana se puede reacomodar para obtener

$$\dot{Q}_{\text{cond, pared}} = \frac{T_1 - T_2}{R_{\text{pared}}} \text{ [W]} \quad (1.14)$$

donde

$$R_{\text{pared}} = \frac{e}{\lambda \cdot A} \text{ [}^\circ\text{C/W]} \quad (1.15)$$

es la resistencia térmica de la pared en contra de la conducción de calor o simplemente la resistencia a la conducción de la pared. Podemos observar que la resistencia térmica de un medio depende de su configuración geométrica y de sus propiedades térmicas.

La ecuación antes dada para la transferencia de calor es análoga a la relación para el flujo de corriente eléctrica  $I$ , expresada como

$$I = \frac{V_1 - V_2}{R_e} \quad (1.16)$$

donde  $R_e$  es la resistencia eléctrica y  $V_1 - V_2$  es la caída de voltaje a lo largo de la resistencia.

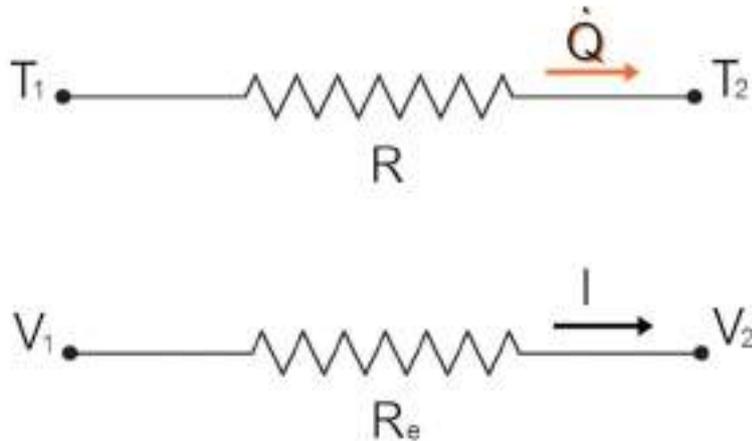


Figura 1.8: Analogía entre los conceptos de resistencia térmica y eléctrica [2].

También se puede hacer lo mismo para el caso de transferencia de calor por convección, escribiendo la ecuación 1.9 como

$$\dot{Q}_{\text{conv}} = \frac{T_s - T_\infty}{R_{\text{conv}}} \quad [\text{W}] \quad (1.17)$$

donde

$$R_{\text{conv}} = \frac{1}{h \cdot A_s} \quad [^\circ\text{C}/\text{W}] \quad (1.18)$$

es la resistencia térmica de la superficie contra la convección de la superficie.

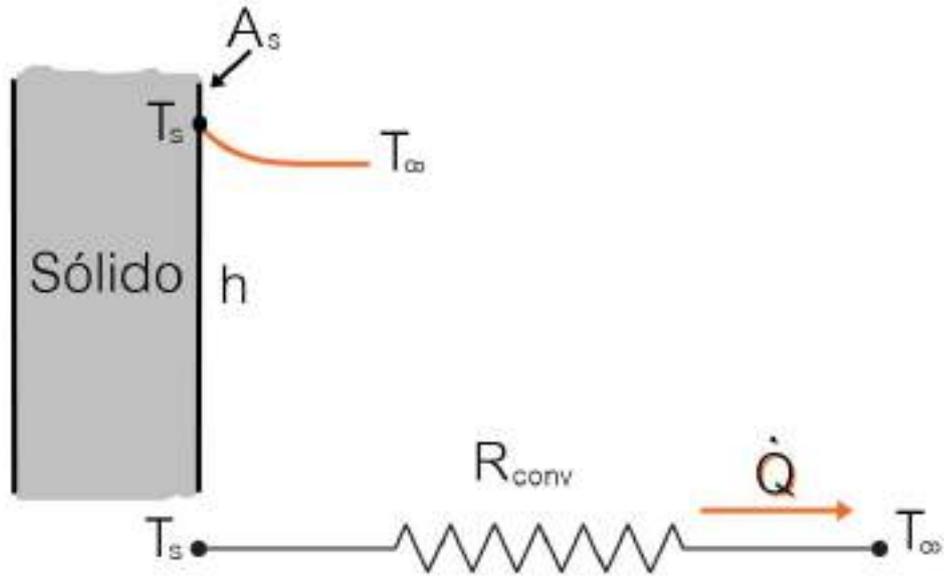


Figura 1.9: Esquema para la resistencia a la convección en una superficie [2].

En el caso del circuito eléctrico, vemos como es necesaria una fuerza impulsora dada por la diferencia de voltaje (o tensión) para que circule una corriente eléctrica a la cual se opone una resistencia eléctrica. En el caso térmico, la fuerza impulsora está dada por la diferencia de temperaturas y esta hace que haya una transferencia de calor por el medio que también posee una resistencia térmica que se opone a ella.

Si consideramos un cuerpo en el que una de sus caras se encuentra a una temperatura del aire mayor que la otra, se origina una transmisión de calor desde la cara de mayor temperatura hacia la de menor temperatura.

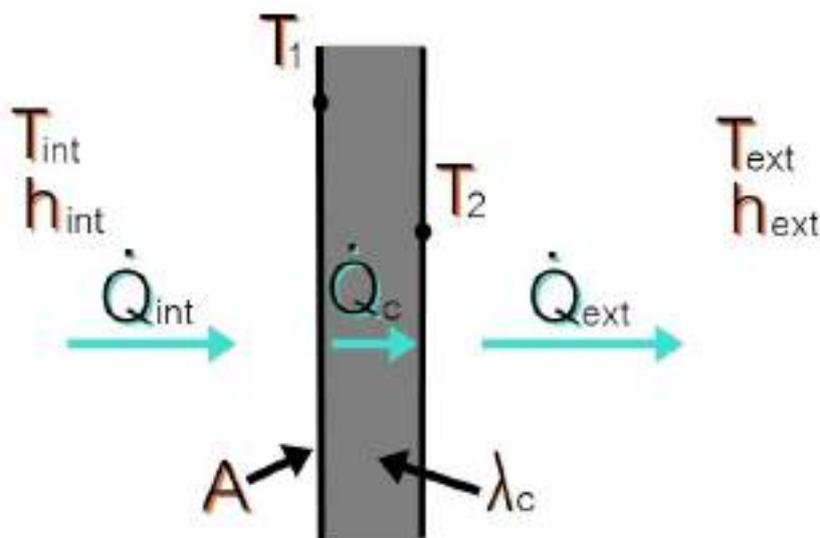


Figura 1.10: Transferencia de calor en pared con fluido gaseoso en ambos lados.

Como la cantidad de calor que atraviesa el cuerpo es constante porque el estudio se lo realiza en estado estacionario, la transferencia de calor por en el interior por convección  $\dot{Q}_{int}$  es igual a la transferencia de calor por conducción en el cuerpo  $\dot{Q}_c$  y a la transferencia de calor por convección en el exterior  $\dot{Q}_{ext}$ :

$$\dot{Q}_{int} = \dot{Q}_c = \dot{Q}_{ext} = \dot{Q} \quad (1.19)$$

Utilizando las ecuaciones 1.11 y 1.13 para cada una de las etapas, se puede efectuar el siguiente análisis:

$$\dot{Q} \cdot R_{int} = T_{int} - T_1 \quad (1.20)$$

$$\dot{Q} \cdot R_c = T_1 - T_2 \quad (1.21)$$

$$\dot{Q} \cdot R_{ext} = T_2 - T_{ext} \quad (1.22)$$

Sumando estos tres términos en ambos lados y despejando se obtiene:

$$\dot{Q} = \frac{T_{int} - T_{ext}}{R_{int} + R_c + R_{ext}} = \frac{\Delta T}{R_{total}} [W] \quad (1.23)$$

Independientemente de la cantidad de capas sólidas que tenga el material, la rapidez de la transferencia de calor dependerá únicamente de la temperatura interior y exterior de donde se encuentre el cuerpo y de la resistencia térmica total  $R_{total}$ , dada por la suma de  $R_{int}$ ,  $R_c$  y  $R_{ext}$ . Análogamente a un circuito eléctrico en serie, las resistencias térmicas en serie se suman para obtener la resistencia térmica total a la transferencia de calor.

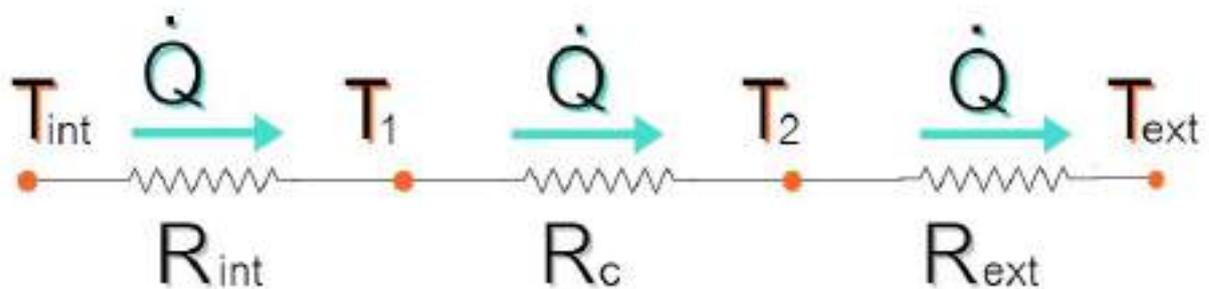


Figura 1.11: Circuito de resistencia térmicas en serie.

## 1.7 BALANCE TÉRMICO DE INVIERNO

El balance térmico de invierno tiende a determinar la cantidad de calor que se debe suministrar a los locales para compensar las pérdidas, manteniendo la temperatura interior establecida.

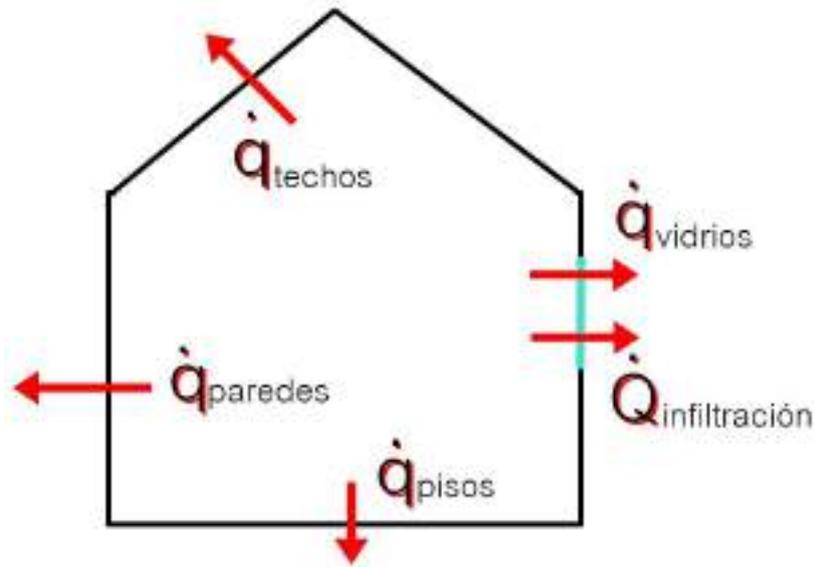


Figura 1.12: Concepto de pérdidas de calor en invierno.

En el análisis térmico de invierno no se tienen en cuenta la incidencia favorable de la cantidad de calor aportado por personas, iluminación y motores porque, como dijimos anteriormente, se considera el local en la peor condición para el cálculo [5].

El cálculo de la cantidad de calor de pérdida de los locales se realiza sumando la cantidad de calor necesario por transmisión y la cantidad de calor para compensar la infiltración del aire exterior:

$$\dot{Q}_{\text{total}} = \dot{Q}_{\text{transmisión}} + \dot{Q}_{\text{infiltración}} \quad (1.24)$$

## 1.8 CARGA DE TRANSMISIÓN

La carga de transmisión está dada por la ecuación:

$$\dot{Q}_{\text{transmisión}} = \dot{Q}_0 \cdot (1 + Z_d) \text{ [W]} \quad (1.25)$$

donde  $Z_d$  es un factor de mejoramiento por interrupción del servicio y  $\dot{Q}_0$  es la pérdida de calor de las superficies que limitan el ambiente en régimen estacionario. Se tendrán en cuenta las pérdidas por transmisión a través de paredes, techo y suelo dadas por la ecuación 1.23 que dependen de las propiedades geométricas y del material y la diferencia de temperaturas entre el espacio calefaccionado interior y el aire del ambiente exterior.

Para el cálculo de pérdidas de calor en el caso de pisos sobre tierra, se emplea la ecuación mencionada anteriormente adoptando una resistencia térmica práctica de  $1 \text{ }^\circ\text{C/W}$  y una temperatura igual a la temperatura de diseño exterior más  $10 \text{ }^\circ\text{C}$  [5].

La suma de todas las pérdidas individuales  $\dot{q}_0$  de cada uno de los elementos del contorno del local, representa la pérdida de calor de todo el local  $\dot{Q}_0$  de modo que:

$$\dot{Q}_0 = \sum \dot{q}_0 \quad (1.26)$$

A esa cantidad de calor  $\dot{Q}_0$  es necesario aplicarle el factor por interrupción del servicio de calefacción ( $Z_d$ ) que tiene en cuenta que, al ponerla en marcha nuevamente, es necesario un suplemento de calor a fin de llevar nuevamente el edificio al estado de régimen estacionario de funcionamiento, para el que fue realizado el balance de transmisión de calor. Los factores  $Z_d$  aumentan con el tiempo de interrupción del servicio, dado que cuanto más tiempo se encuentra sin funcionar la instalación, mayor será la cantidad de calor para volver al régimen estacionario [5]. Pueden distinguirse 3 casos característicos en la aplicación diaria:

	Descripción	$Z_d$
Servicio ininterrumpido	Casos de viviendas, hospitales, asilos, etc.	0,07
Interrumpido de 8 a 12 horas diarias	Comercios, oficinas, etc.	0,15
Interrumpido de 12 a 16 horas diarias	Fábricas o casos particulares.	0,25

Tabla 1.2: Factor por interrupción del servicio de calefacción [5].

## 1.9 CARGA POR INFILTRACIÓN DEL AIRE

La cantidad de aire que penetra un local, a través de puertas y ventanas, dependen de su hermeticidad y de la diferencia de presión entre el interior y exterior del edificio, debido a la acción del viento [5].

La cantidad de calor sensible necesaria para compensar las pérdidas debido al aire exterior que penetra en un local viene dada por la fórmula:

$$\dot{Q}_{\text{infiltración}} = C_e \cdot \rho \cdot C_{\text{aire}} \cdot (T_{\text{int}} - T_{\text{ext}}) \text{ [W]} \quad (1.27)$$

Donde  $C_e$  es el calor específico del aire igual a 1012 J/kg °C,  $\rho$  es la densidad del aire igual a 1,18 kg/m<sup>3</sup> y  $C_{\text{aire}}$  es el caudal volumétrico de aire infiltrado en m<sup>3</sup>/s, resultando la ecuación anterior en:

$$\dot{Q}_{\text{infiltración}} = 1194 \cdot C_{\text{aire}} \cdot (T_{\text{int}} - T_{\text{ext}}) \text{ [W]} \quad (1.28)$$

El caudal de aire  $C_{\text{aire}}$  que penetra a través de las aberturas, se establece por ensayos y depende de las características constructivas, del grado de hermeticidad y de la velocidad del viento que incide sobre esas aberturas. Como, en general, no se dispone de esa información, suele en la práctica realizarse una estimación del caudal de infiltración en función de establecer un número de renovaciones horarias del volumen del local [5]. Pueden suponerse los valores prácticos expuestos en la siguiente tabla:

Clase de local	n° (renovación por hora de aire del local)
Sin paredes exteriores	0,5
Una pared exterior con ventana normal	1
Dos paredes exteriores con ventana normal o una con ventana grande	1,5
Con más paredes exteriores	2

Tabla 1.3: Número de renovaciones de aire por hora del local [5].

La cantidad de aire que fluye por ese concepto se calcula con la fórmula:

$$C_{\text{aire}} = \frac{n^{\circ} \text{ renovaciones/hora}}{3600} \cdot V_{\text{local}} \text{ [m}^3\text{/s]} \quad (1.29)$$

siendo  $V_{\text{local}}$  el volumen del local en m<sup>3</sup>. De esa manera puede considerarse la ecuación 1.25 de la siguiente manera:

$$\dot{Q}_{\text{infiltración}} = 0,33 \cdot n^{\circ} \text{ renovaciones/hora} \cdot V_{\text{local}} \cdot (T_{\text{int}} - T_{\text{ext}}) \text{ [W]} \quad (1.30)$$

## 1.10 GENERACIÓN DE CALOR

Una vez calculadas las pérdidas por transmisión y por infiltración de aire en nuestro local, debemos seleccionar algún tipo de sistema que genere calor para poder compensar dichas pérdidas. Para transformar energía eléctrica en térmica, se utiliza el calentamiento por resistencia en alambres [2] que está descrita por la Ley de Joule [6].

La Ley de Joule muestra la relación que existe entre el calor generado (por unidad de tiempo) por una corriente eléctrica  $I$  que fluye a través de un conductor de resistencia eléctrica  $R_e$ .

$$\dot{Q}_{\text{generado}} = I^2 \cdot R_e \text{ [W]} \quad (1.31)$$

Parte de la energía cinética de los electrones que circulan por el conductor se transforma en calor debido a los constantes choques que sufren con los átomos del material conductor por el que circulan, elevando la temperatura del mismo [6]. La energía que se pierde en la conducción de la corriente se disipa en forma de calor.

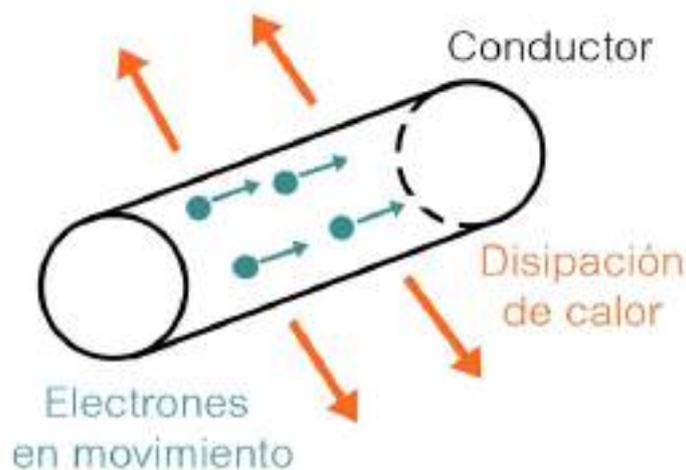


Figura 1.13: Efecto Joule.

A medida que se incrementa la temperatura del conductor, también aumenta la transferencia de calor hacia sus alrededores. Esto continúa hasta que se alcanzan las condiciones de régimen estacionario y la velocidad de generación de calor es igual a la rapidez de la transferencia de calor hacia los alrededores ya sea, por conducción, convección o radiación [2].

El efecto Joule se utiliza en incontable número de aparatos y procesos industriales. Y una de sus mayores aplicaciones es en las estufas eléctricas.

## 1.11 CALEFACCIÓN POR RADIACIÓN INFRARROJA

El sistema de calefacción de rayos infrarrojos, utiliza el espectro electromagnético que se caracteriza por emitir ondas de energía con diferentes longitudes. Las más cortas son las de color violeta y azul claro, mientras que las ondas de mayor longitud son verdes, amarillas, naranja y, finalmente, rojo. Las ondas con una longitud superior son llamadas “infrarrojas” [7]. El espectro que puede ver el ojo humano está en el rango de los 400 a los 700 nm.

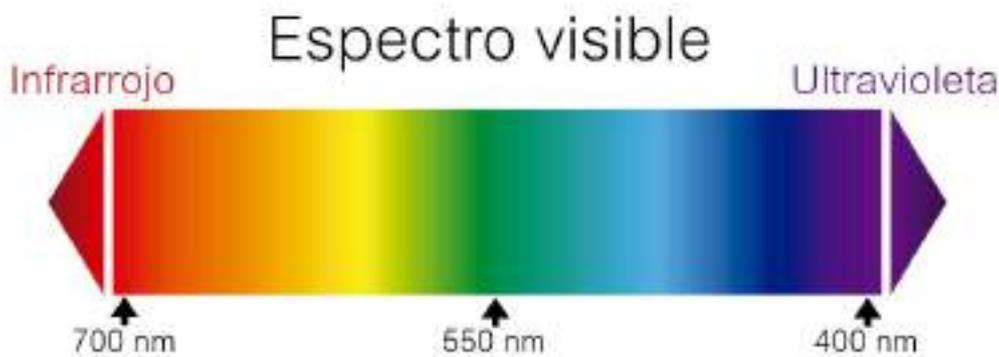


Figura 1.14: Espectro visible electromagnético [7].

El sistema de calefacción infrarroja actúa con el mismo principio con que el Sol calienta la superficie terrestre. Debido a la fisión nuclear que se produce, la superficie del Sol produce una gran cantidad de energía, la que al mismo tiempo se transforma en distintos tipos de onda: electromagnéticas (luz visible), ultravioletas o infrarrojas. La radiación que produce la variación de energía interna que un cuerpo recibe corresponde a la radiación infrarroja.

Al igual que el Sol, las placas radiantes emiten calor por radiación, transmitiéndolo directamente a las personas, objetos y paredes de la habitación que, a su vez, calientan el ambiente común entre ellos de una manera sana y natural intercambiando el calor que desprenden [8].

El lado exterior está equipado con paneles radiantes de aluminio, protegidos por una caja de acero con un revestimiento resistente al calor. El relleno consiste en un elemento calefactor y un conductor de tierra de protección. El elemento calefactor transfiere el calor a las placas que emiten ondas infrarrojas. Esta energía es absorbida por la superficie de los objetos circundantes y las cosas que se encuentran cercanas al instrumento [9].



Figura 1.15: Calefacción tradicional y calefacción por infrarrojos [7].

Las placas calientan el lugar de manera uniforme sin que haya diferencias de temperatura superiores a 3 °C. En otros sistemas de calefacción convencionales, utilizan el aire para la propagación de calor por convección natural, lo que implica diferencias de temperatura en la misma habitación de hasta 10 °C, ya que el aire caliente por su baja densidad tiende a subir en altura y el aire frío por su mayor densidad a acumularse en las zonas bajas del lugar [7].



Figura 1.16: Calefacción infrarroja en invernaderos [9].

Dado que el calentamiento con un dispositivo infrarrojo elimina el problema de la sequedad del aire o su combustión, la humedad estable se mantendrá en el invernadero [9]. Entre otras ventajas se encuentran:

- Calefacción totalmente silenciosa, sin motores. No genera ruidos ni vibraciones. Tampoco mueve aire ni polvos que pueden resultar molestos e incluso dañinos para personas con problemas respiratorios.
- Instalación sencilla y mantenimiento mínimo, dado que no posee ningún elemento móvil que genere algún tipo de desgaste mecánico.
- Beneficiosa para la salud según la Organización Mundial de la Salud (OMS) ya que no reseca las vías respiratorias al mantener la humedad relativa del aire [10].

- Beneficiosa para el medio ambiente ya que no utiliza gases contaminantes de ningún tipo, aceites industriales, etc. No quema combustibles fósiles de ningún tipo, no genera humo, ni quema oxígeno.
- La ausencia total de vapores y gases nocivos tiene un efecto muy beneficioso en el crecimiento y desarrollo de las plantas.

## 2. ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA

### 2.1 INTRODUCCIÓN

Debido al avance de la contaminación ambiental y al aumento de la demanda energética a nivel mundial, la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero y la búsqueda de fuentes alternativas para la generación de energía se ha convertido en un objetivo primordial para el futuro del planeta [11]. La utilización de fuentes de energía alternativas y renovables, usadas en conjunto, y la menor dependencia de combustibles fósiles forman parte de la solución. El Sol es una fuente de energía renovable con un enorme potencial y que es posible utilizar sin dañar al medioambiente.

El aprovechamiento de la radiación solar mediante paneles fotovoltaicos para la generación de electricidad puede ser realizada de diferentes maneras. La primera de ellas es con los llamados sistemas fotovoltaicos aislados u off-grid que, al no estar conectados a la red eléctrica, necesitan baterías para almacenar la energía eléctrica generada durante el día para luego utilizarla durante la noche cuando no haya sol [12]. Por otro lado, existen sistemas conectados a la red eléctrica de distribución, también conocidos como sistemas on-grid (figura 2.1), los cuales interactúan directamente con la red, inyectando energía a la misma. Nos dedicaremos a hablar de estos últimos a lo largo del capítulo.

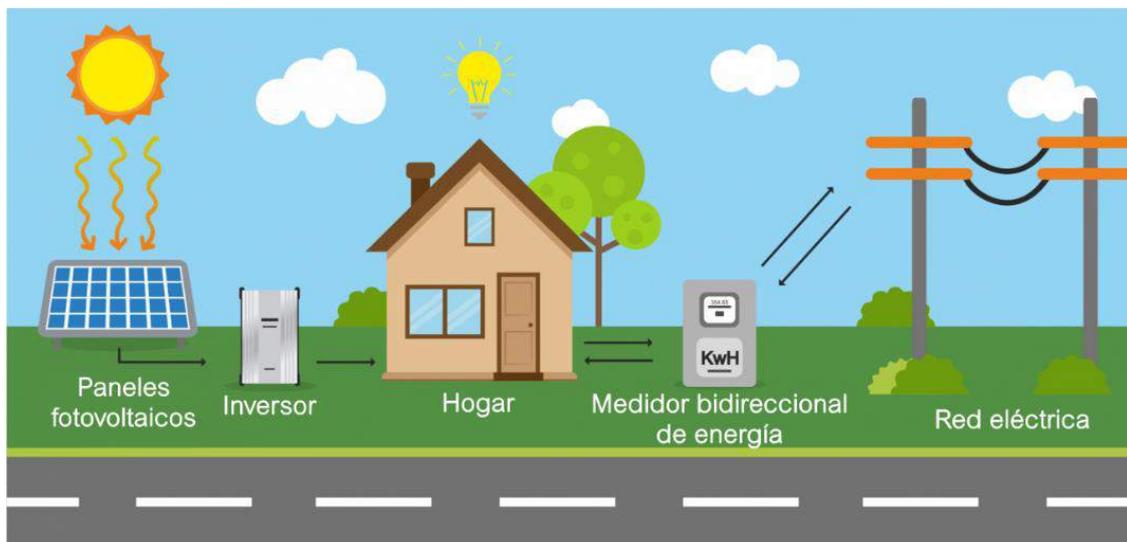


Figura 2.1: Sistema fotovoltaico conectado a la red u on-grid [3].

La utilización de la energía solar fotovoltaica está creciendo exponencialmente a nivel mundial [12], aumentando la instalación anual como se ve en la figura 2.2:

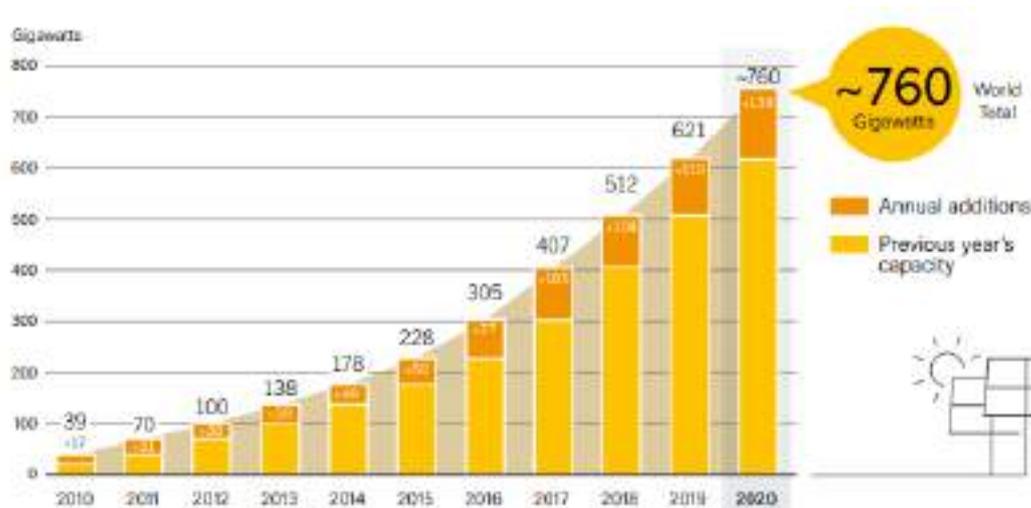


Figura 2.2: Evolución de la capacidad global instalada en generación solar fotovoltaica [13].

El aumento de la cantidad de paneles fotovoltaicos instalados fue acompañado por un crecimiento en la producción de los mismos y, debido a esto, el precio de los mismos ha disminuido fuertemente en los últimos años [12].

Actualmente, en Argentina, y como muestra la figura 2.3, la demanda de energía eléctrica es cubierta en promedio un 10% por energías renovables. Y dentro de ese porcentaje de renovables, el 1,1% es proveniente de sistemas fotovoltaicos, instalados principalmente en el norte del país según el informe de Generación Renovable de Julio de la empresa Cammesa [14].



Figura 2.3: Participación de energías renovables en el abastecimiento de la demanda [14].

Argentina cuenta con un recurso solar clasificado como uno de los mejores del mundo para el aprovechamiento de esta tecnología [12]. En la figura 2.4 se pueden observar los datos medio mensuales de irradiación global diaria en el plano horizontal a lo largo del territorio argentino para un mes de invierno (junio) y otro de verano (diciembre).

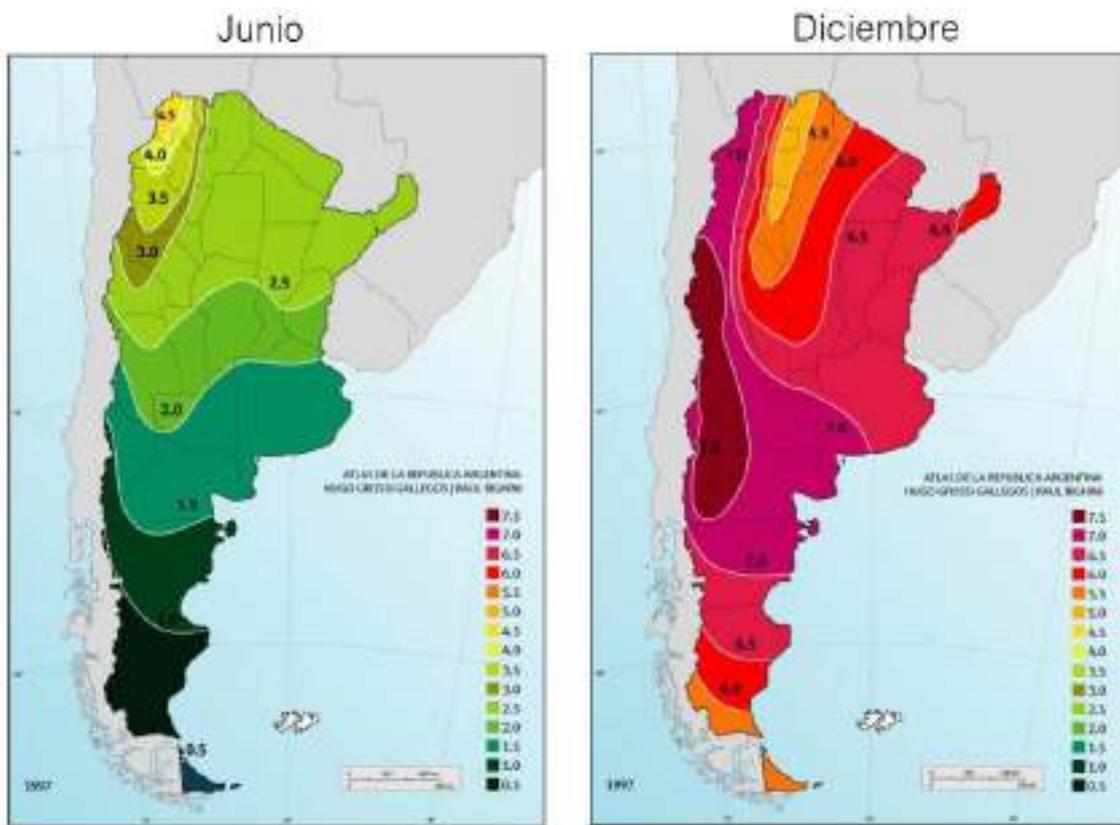


Figura 2.4: Irradiación solar media expresada en kWh/m<sup>2</sup> [15].

Gracias a esto, se puso en marcha el parque solar más grande de Latinoamérica, el Parque Solar Cauchari, ubicado en el norte del país en la provincia de Jujuy [16].



Figura 2.5: Parque Solar Cauchari [16].

Un sistema fotovoltaico (FV) transforma de manera directa e instantánea la energía solar en energía eléctrica sin la utilización de ningún combustible. La

tecnología fotovoltaica se aprovecha del efecto fotoeléctrico, a través del cual algunos semiconductores generan electricidad al ser expuestos a la radiación solar [11].

Las principales ventajas de los sistemas fotovoltaicos son:

- Generación distribuida en donde se la requiera.
- No necesitan combustibles fósiles.
- Vida útil elevada, ya que carecen de partes móviles (suele superar los 20 años).
- Costes de mantenimiento y funcionamiento reducidos.
- Modularidad del sistema (para aumentar la potencia de la planta basta con aumentar el número de paneles).

La electricidad anual generada por un sistema FV depende de distintos factores. Entre ellos:

- Radiación solar incidente en el lugar de instalación.
- Inclinación y orientación de los paneles.
- Presencia o no de sombras.
- Rendimientos técnicos de los componentes de la planta (principalmente módulos e inversores).

## **2.2 ENERGÍA SOLAR**

En el núcleo del Sol se producen reacciones de fusión a temperaturas muy elevadas (millones de grados) que liberan enormes cantidades de energía en forma de radiación electromagnética. Parte de esta energía llega a la capa exterior de la atmósfera con una irradiancia promedio alrededor de  $1367 \text{ W/m}^2$ , un valor que varía en función de la distancia entre la Tierra y el Sol (debido a su órbita elíptica la tierra varía la distancia al sol según el mes del año) y de la actividad solar [11].

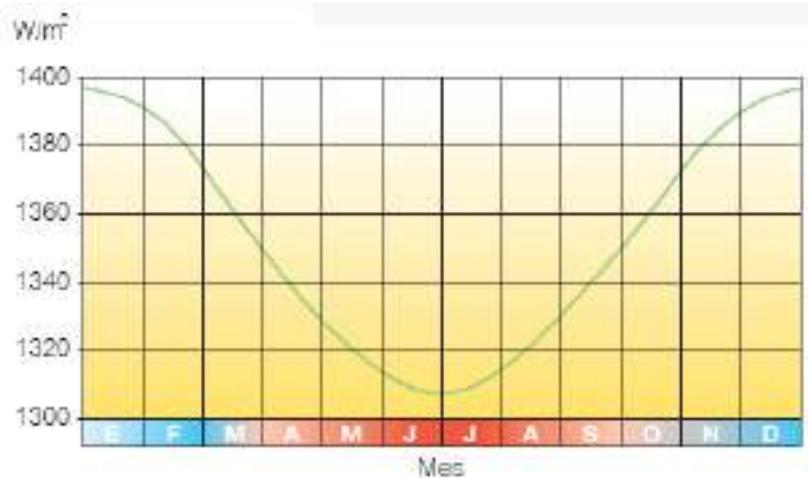


Figura 2.6: Radiación extra atmosférica [11].

La irradiancia solar es la intensidad de la radiación electromagnética incidente en una superficie de 1 metro cuadrado ( $\text{kW/m}^2$ ) [11].

Al atravesar la atmósfera, la intensidad de la radiación solar disminuye porque es parcialmente reflejada y absorbida (sobre todo por el valor de agua y el resto de gases atmosféricos) [11]. La radiación que logra atravesarla queda parcialmente difusa por el aire y las partículas suspendidas (figura 2.6).

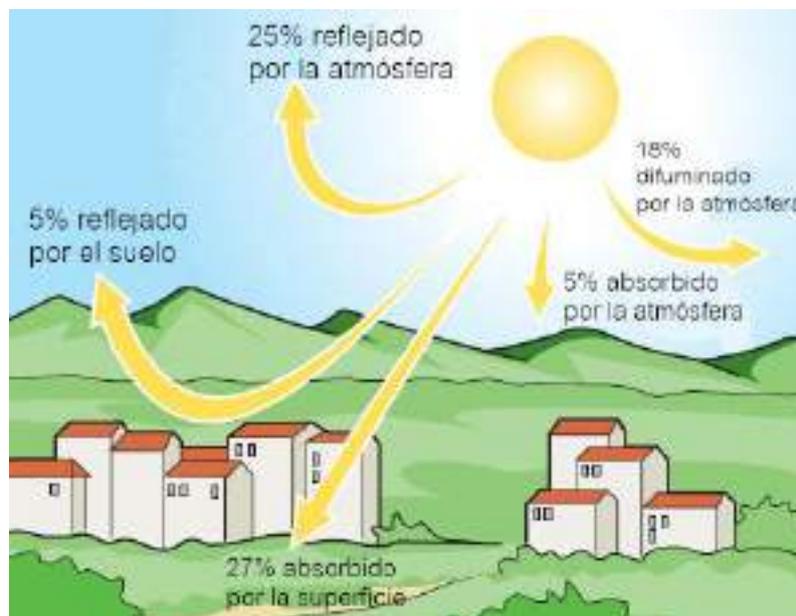


Figura 2.7: Flujo energético entre el Sol, la atmósfera y el suelo [11].

La irradiación solar es la integral de la irradiancia solar a lo largo de un período de tiempo determinado ( $\text{kWh/m}^2$ ). La radiación que incide sobre una superficie horizontal está compuesta por radiación directa, por la radiación difusa y por la radiación reflejada. La suma de estas tres radiaciones es lo que se conoce como radiación global [17].

- La radiación solar directa es la que llega a la superficie de la Tierra sin ningún cambio de dirección.
- La radiación solar difusa es la cantidad de energía solar que incide sobre una superficie horizontal desde lugares de la atmósfera distintos al de la radiación solar directa, sufriendo importantes cambios de dirección debido a la dispersión atmosférica [17]. En invierno el cielo está cubierto y la componente difusa es mayor que la directa.
- La radiación solar reflejada es aquella reflejada por la superficie terrestre y que incide sobre una superficie.

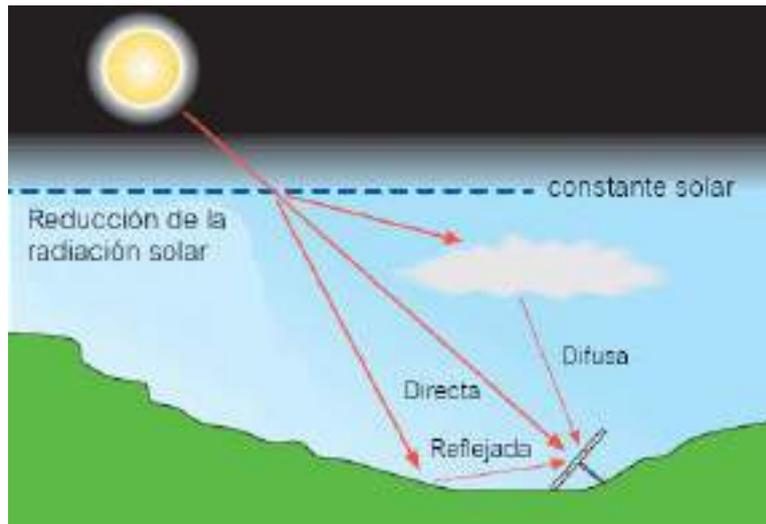


Figura 2.8: Componentes de la radiación solar [11].

## 2.3 CÉLULA FOTOVOLTAICA

La célula fotovoltaica (o solar) es el componente elemental de un generador fotovoltaico. Allí se realiza la conversión de la radiación solar en corriente eléctrica. Su funcionamiento se basa en el efecto fotovoltaico [18], propiedad que tienen determinados materiales de producir una corriente eléctrica cuando incide una radiación lumínica sobre ellos.

La célula está compuesta por una fina capa de material semiconductor, normalmente silicio (4 electrones de valencia) con el agregado de impurezas de átomos de boro (3 electrones de valencia) en una capa y átomos de fósforo (5 electrones de valencia) en la otra, para modificar su conductividad y su carga. La región tipo P, formada por el silicio y boro, tiene excesos de huecos y la región tipo N, formada por el silicio y fósforo, tiene exceso de electrones libres [11].

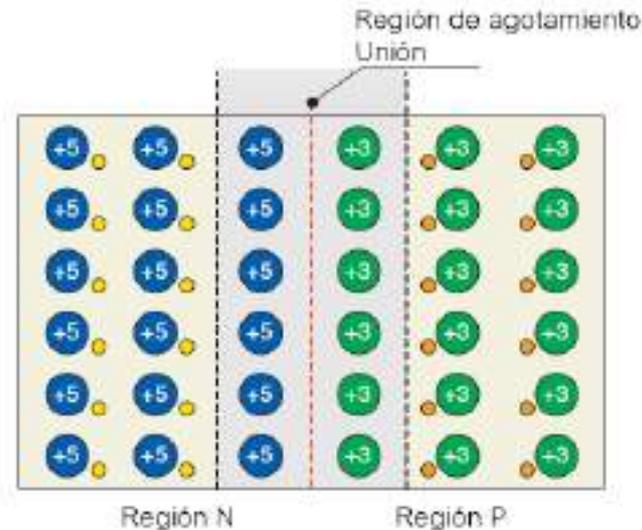


Figura 2.9: Juntura de unión P-N [11].

Con esto se forma una junta P-N en donde los electrones libres de la región N quieren emigrar a la región P donde se encuentran los huecos (déficit de electrones), generando así una acumulación de carga negativa en la región P. Para los huecos de electrones ocurre un fenómeno similar, acumulando carga positiva en la región N. Así es como se forma un campo eléctrico en la unión que solo permite el flujo de corriente únicamente en una dirección, funcionando como un diodo [11]. Esta región se denomina región de agotamiento.

Al incidir luz en la célula, los fotones de luz penetran la región N, llegando hasta la región de agotamiento, y los electrones son expulsados de dicha región dejando también huecos, que pueden considerarse como una carga positiva. El campo eléctrico impulsa a los electrones y a los huecos fuera de la región de agotamiento haciendo que la acumulación de electrones en la región N y la acumulación de huecos en la región P sea tan alta que se desarrolla una diferencia de potencial entre ellos. Si conectamos la unión a un conductor externo, los electrones comenzarán a fluir a través de la carga. Estos se recombinarán con los huecos en la región P después de completar su trayectoria. De este modo una celda solar continuamente suministrará corriente directa [19]. En la figura 2.10 vemos el funcionamiento de la célula fotovoltaica. La corriente eléctrica está definida por convenio en sentido contrario al desplazamiento de los electrones.

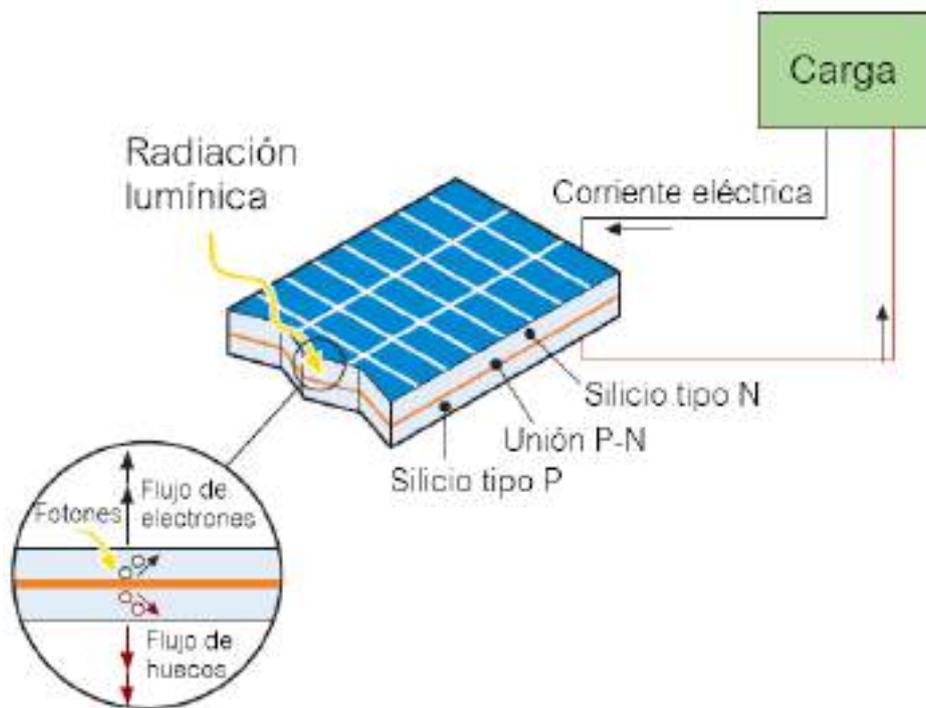


Figura 2.10: Funcionamiento de una célula fotovoltaica [11].

En una práctica celda solar se puede observar que la capa superior tipo N es muy delgada en comparación a la capa inferior tipo P. Esto es para más energía luminosa llegue a la región de agotamiento haciendo que el rendimiento de la célula sea mayor. Se generan mayores pares electrón-hueco en la región de agotamiento y esto da como resultado una mayor generación de corriente por parte de la celda fotovoltaica [19].

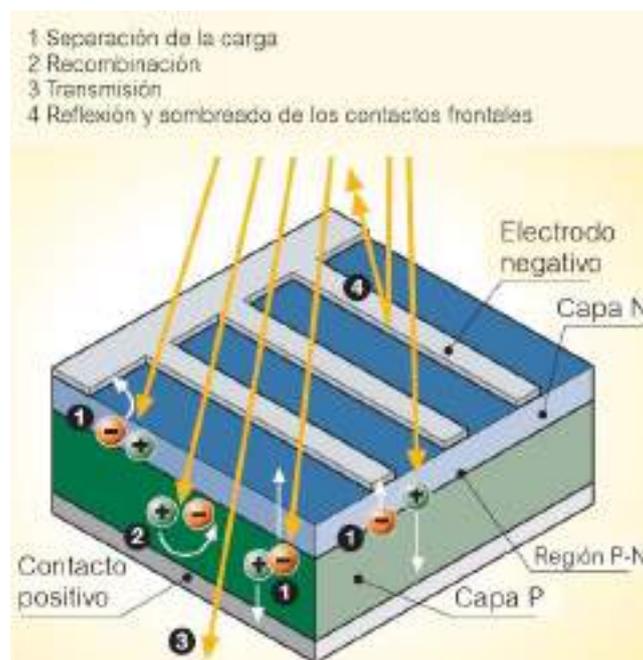


Figura 2.11: Efecto fotovoltaico [11].

Del 100% de la energía solar incidente sobre la célula, se pierde:

- 3% por reflexión y sombreado sobre los contactos frontales.
- 23% por fotones con longitudes de onda larga con una energía insuficiente para liberar electrones. Se genera calor.
- 32% por fotones con longitud de onda corta, con exceso de energía (transmisión).
- 8,5% por recombinación de portadores de cargas libres.
- 20% por gradiente eléctrico en la célula, sobre todo en las regiones de transición.
- 0,5% por la resistencia en serie que representa las pérdidas por conducción.

Quedándonos así un 13% de energía eléctrica utilizable. En las condiciones de funcionamiento estándar (irradiancia de  $1 \text{ W/m}^2$  a una temperatura de  $25 \text{ }^\circ\text{C}$ ) una célula FV genera una intensidad de 3 A con una tensión de 0,5 V y una potencia pico de 1,5 a 1,7 W [11].

## 2.4 PANELES FOTOVOLTAICOS

En el mercado se comercializan módulos fotovoltaicos compuestos por un conjunto de células. Los más habituales contienen 36 células en 4 hileras paralelas conectadas en serie con un área comprendida entre  $0,5$  y  $1 \text{ m}^2$ . Varios módulos conectados mecánica y eléctricamente componen un panel, entendido como una estructura que puede fijarse al suelo o a un edificio.

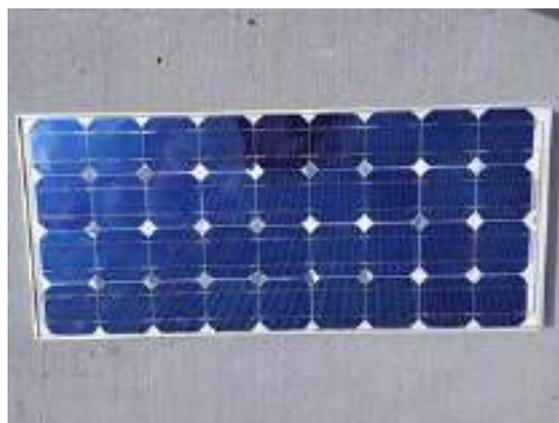


Figura 2.12: Módulo de 36 celdas.

Varios paneles conectados eléctricamente en serie componen una cadena, y varias cadenas conectadas en paralelo para generar la potencia necesaria constituyen un generador FV (figura 2.13).

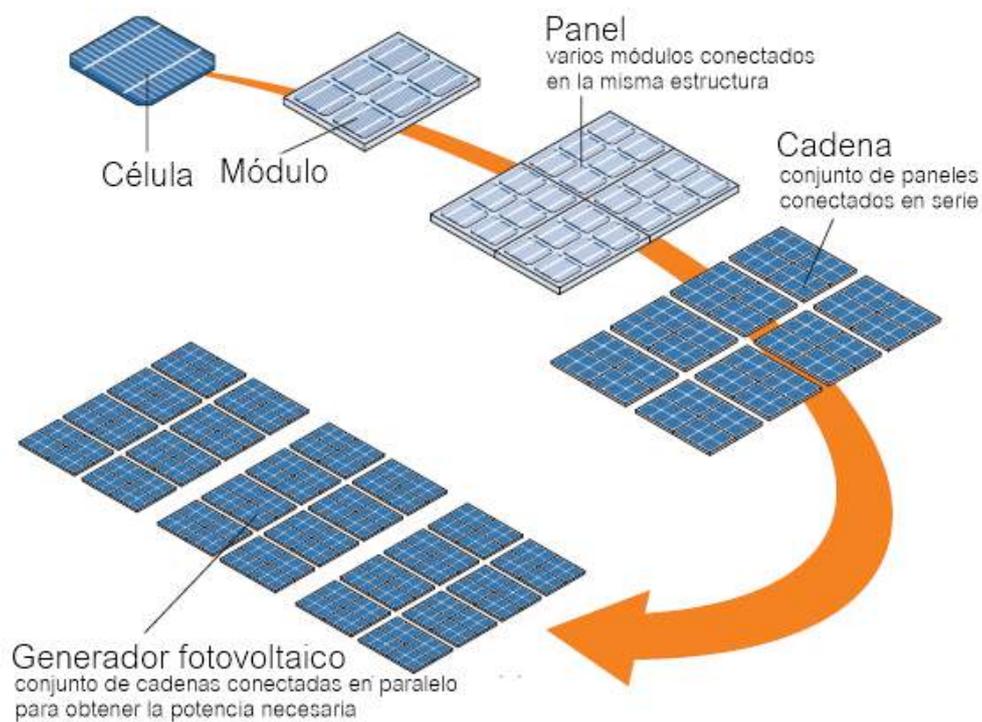


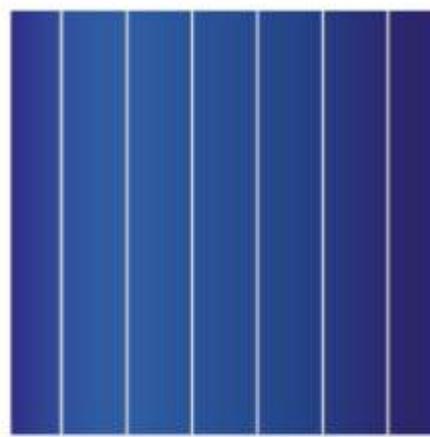
Figura 2.13: Conformación de paneles y generadores FV a partir de células [11].

Actualmente los paneles de silicio cristalino son los más comercializados y se encuentran dos tipos:

- Silicio monocristalino: Están hechos de cristal de silicio cristalino de alta pureza. Se obtiene a partir del crecimiento de un cristal filiforme de rotación lenta. La principal ventaja de estas células es la eficiencia (14 a 17%), junto con la larga duración y el mantenimiento de las propiedades a lo largo del tiempo. Los paneles realizados a partir de esta tecnología se caracterizan por un color azul oscuro homogéneo. Este color se debe al recubrimiento antirreflejante de óxido de titanio, que tiene como función mejorar la captación de radiación solar.
- Silicio policristalino: Los cristales que componen las células se agregan adoptando formas y direcciones diferentes. Se obtiene a partir de la fusión y colado del silicio en un molde con forma de paralelepípedo. Su eficiencia es menor que la del silicio monocristalino (12 a 15%) pero su coste también lo es. Su duración es larga y buena parte del rendimiento se mantiene a lo largo del tiempo. Las células fabricadas mediante esta tecnología pueden reconocerse por su superficie, donde son claramente visibles los grandes cristalinicos y también por su color azul marino.



Monocristalino



Policristalino

Figura 2.14: Célula de silicio monocristalino y policristalino.

En la figura 2.15 se muestra la curva característica tensión-intensidad de un módulo fotovoltaico. En condiciones de cortocircuito, la intensidad generada es la máxima ( $I_{sc}$  = corriente de cortocircuito), mientras que con el circuito abierto la tensión es la máxima ( $V_{oc}$  = tensión de circuito abierto). En estas dos situaciones la energía eléctrica producida es cero mientras que, en cualquier otra situación, al aumentar la tensión la energía producida también aumenta: al principio alcanza su el punto de potencia máxima ( $P_m$ ) para caer después a un valor próximo al valor de tensión sin carga.

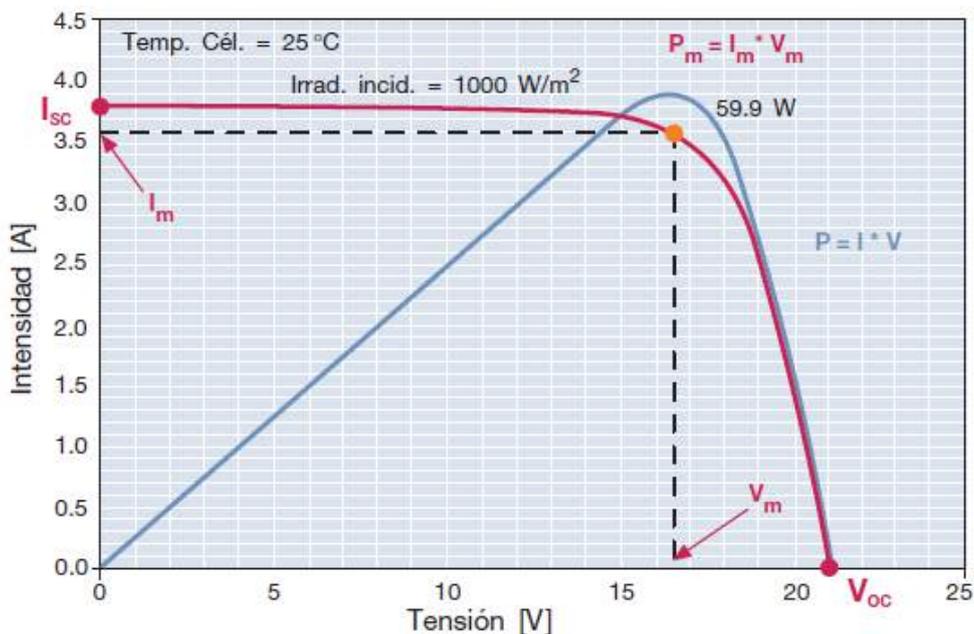


Figura 2.15: Curva característica tensión-intensidad de un módulo fotovoltaico [11].

Así entonces, los parámetros característicos de un módulo solar se pueden resumir a:

- $I_{sc}$ : Intensidad de cortocircuito.
- $V_{oc}$ : Tensión sin carga.
- $P_m$ : Potencia producida máxima en condiciones estándar (STC).
- $I_m$ : Intensidad producida en el punto de máxima potencia.
- $V_m$ : Tensión en el punto de máxima potencia.
- Eficiencia ( $\eta$ ): Cociente entre la potencia eléctrica producida por el panel y la potencia de radiación incidente sobre el mismo.
- FF: Factor de forma. Cociente entre la máxima potencia que puede entregar la célula a la carga y el producto de la tensión sin carga y la corriente de cortocircuito. Los valores típicos son 0,7 o 0,8.

## 2.5 INVERSOR

Un inversor es un dispositivo que transforma la corriente continua, generada por el sistema FV, en alterna y controla la calidad destinada a la red mediante un filtro L-C montado en el interior del propio inversor.

Los transistores, utilizados como conmutadores estáticos, se controlan mediante una señal de apertura-cierre que en su forma más simple proporcionaría una onda de salida cuadrada. Para que la onda sea lo más sinusoidal posible, se utiliza una técnica más sofisticada: modulación de ancho del pulso (PWM, pulse Width Modulation). Esta técnica permite regular la frecuencia y el valor eficaz de la forma de onda de salida [11].

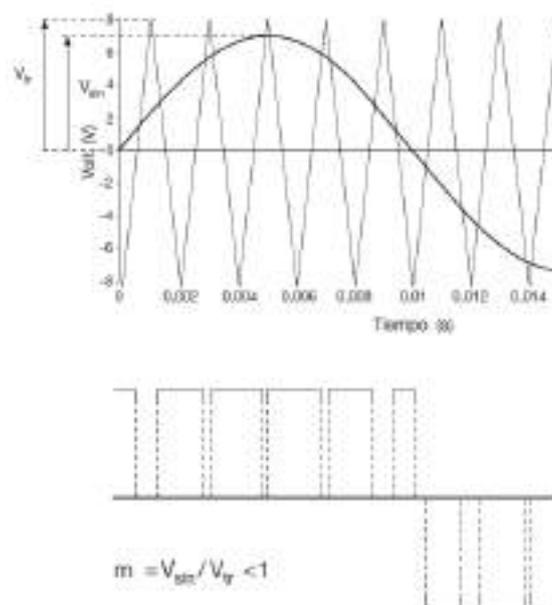


Figura 2.16: Principio de funcionamiento de la tecnología PWM [11].

La potencia suministrada por un generador FV depende del punto de la instalación en el que está operando. Para optimizar el suministro de energía de la planta, el generador debe adaptarse a la carga, de modo que el punto de funcionamiento corresponda siempre al punto de potencia máxima. Para lograr esto, dentro del inversor se utiliza un chopper controlado llamado seguidor del punto de potencia máxima (MPPT, Maximum Power Point Tracking). El MPPT calcula el valor instantáneo de la curva tensión-intensidad del generador al cual se produce la máxima potencia disponible [11].

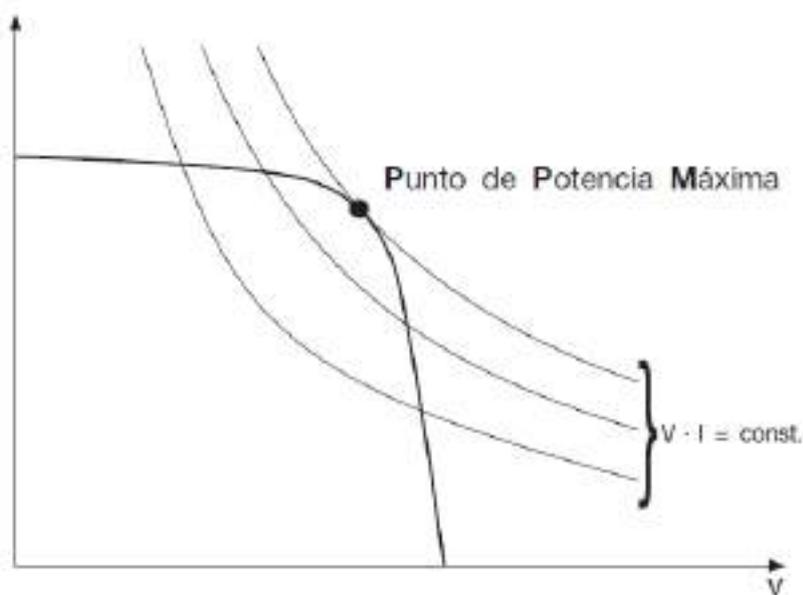


Figura 2.17: Representación del punto de potencia máxima [11].

El punto máximo de la transferencia de potencia corresponde al punto tangente entre la curva I-V para un valor dado de la radiación solar y la hipérbola descrita por la ecuación  $V \cdot I = \text{constante}$ . En las plantas conectadas a la red, los inversores deben reproducir, lo más fielmente posible, la tensión de red y al mismo tiempo deben intentar optimizar y maximizar la energía de salida de los paneles FV.

Los inversores centrales (figura 2.19) son equipos que se conectan a un arreglo de paneles general y convierten toda la potencia del arreglo en un solo dispositivo. El mantenimiento es sencillo al tratarse de un número menor de unidades en el sistema, pero no se puede monitorear la energía que produce cada panel individualmente.

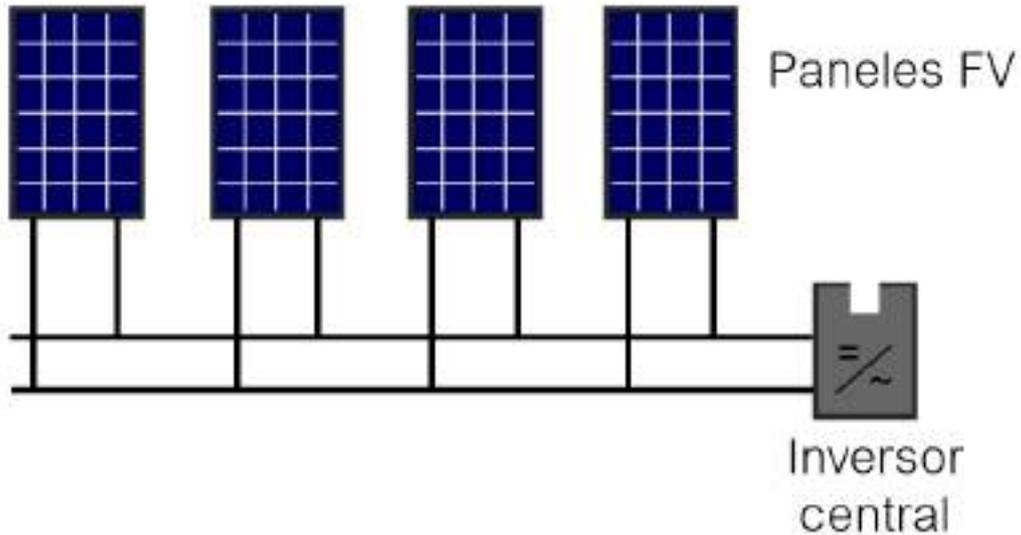


Figura 2.18: Esquema de conexión de inversores centrales.

Existe otra tecnología de conversión que se llama micro-inversor (figura 2.20). Estos son pequeños componentes que se conectan directamente en la parte posterior de cada módulo solar y convierten de manera individual la corriente continua generada por cada módulo solar en corriente alterna [20]. Esto a diferencia de los inversores centrales, permiten el monitoreo de la energía que produce cada panel de manera individual. También, en caso de que el micro-inversor falle, solo afecta la producción de energía de un solo panel solar. Son un poco más costosos que un inversor central y su eficiencia es más baja.

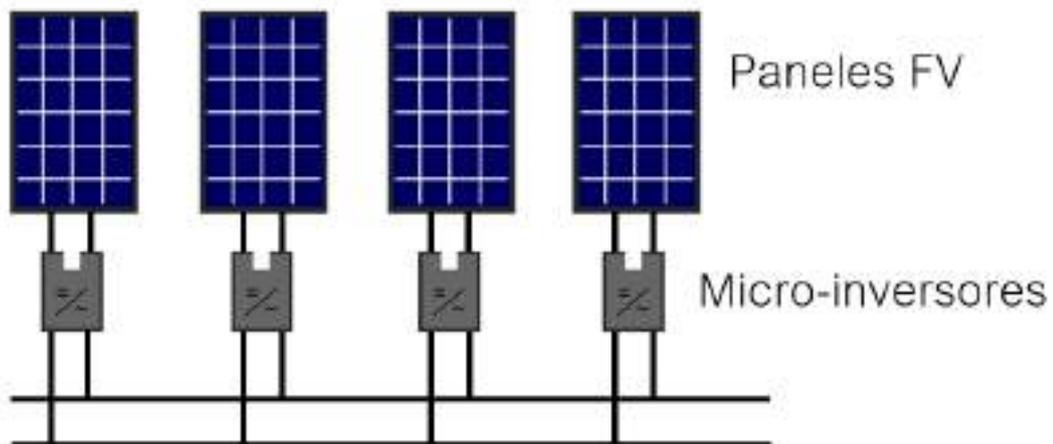


Figura 2.19: Esquema de conexión de micro-inversores.

## 2.6 ENERGÍA PRODUCIDA POR UN SISTEMA FV

La energía eléctrica que puede producir una instalación FV anualmente depende principalmente de:

- Disponibilidad de la radiación solar: según la locación geográfica de la instalación.
- Inclinación y orientación de los paneles.
- Eficiencia de la instalación FV: los inversores, las células y los distintos elementos que componen el sistema FV, tienen un rendimiento el cual tiene un peso en el valor final de la energía producida por el sistema.
- Irradiancia: apartada de las condiciones de prueba estándar de 1000 W/m<sup>2</sup>.
- Temperatura de los módulos: apartada de las condiciones de prueba estándar de 25 °C.
- Presencia o no de sombras.

A continuación, se explicarán con más profundidad algunos de los ítems mencionados.

## 2.7 RADIACIÓN SOLAR

El Anexo I del Manual de Generación Distribuida Solar Fotovoltaica [12] contiene datos medio mensuales de irradiación global diaria en el plano horizontal, expresados en kW/m<sup>2</sup>, resultados del trabajo realizado por Hugo Grossi Gallegos y Raúl Righini. Esto representa el promedio mensual de la energía diaria que recibe una unidad de superficie, en una determinada localización geográfica.

Cada área definida entre isolíneas por un color, corresponde a un valor de irradiación media mensual en el plano horizontal. En la mayoría de los casos, el plano de interés se encuentra inclinado y orientado en diferentes direcciones. La irradiación solar que llega a esos planos no es la misma que llega al plano horizontal, sino que cambia completamente. En la figura 2.4 se pueden observar los valores para los meses de junio y diciembre.

## 2.8 INCLINACIÓN Y ORIENTACIÓN DE LOS PANELES

La eficiencia máxima de un panel solar se obtiene cuando el ángulo de incidencia de los rayos solares es de 90° [11]. En la práctica, la incidencia de la radiación solar varía tanto en función de la latitud como de la declinación solar durante el año. Dado que el eje de rotación terrestre está inclinado unos 23,45°

respecto al plano de la órbita terrestre alrededor del Sol, a una latitud definida, la altura del Sol en el horizonte cambia diariamente.

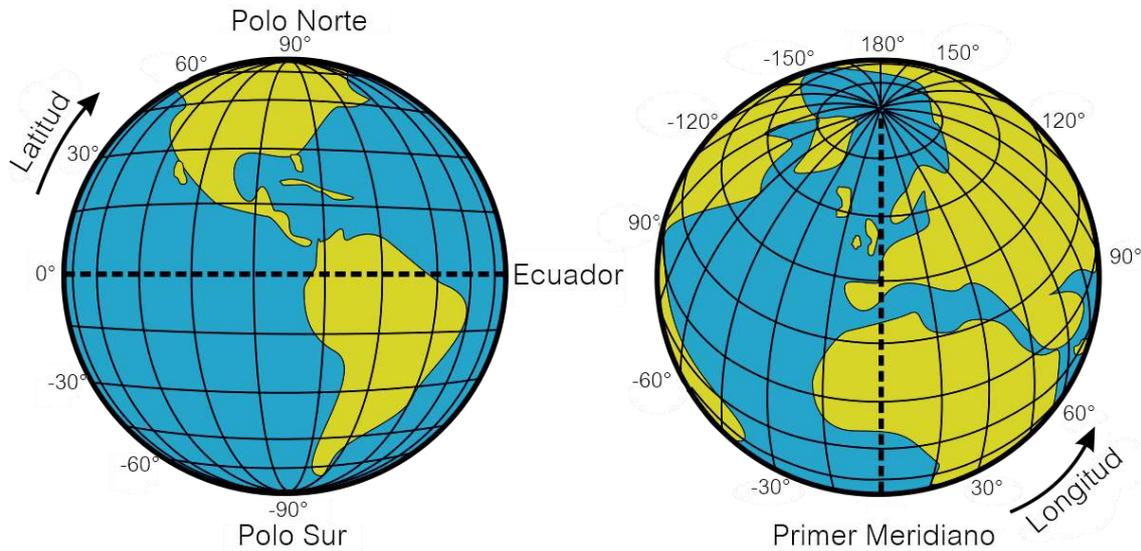


Figura 2.20: Coordenadas geográficas. Latitud y Longitud [21].

El Sol está posicionado en un ángulo de incidencia de  $90^\circ$  respecto a la superficie terrestre (cénit) en el ecuador (latitud  $0^\circ$ ) los dos días de equinoccio y en los trópicos (latitud  $23,45^\circ$  y  $-23,45^\circ$ ) durante los solsticios [11]. Fuera de la latitud tropical, el Sol no puede alcanzar el cenit sobre la superficie terrestre, pero alcanzará su punto más alto (dependiendo de la latitud) en el solsticio de verano en el hemisferio norte u en el solsticio de invierno en el hemisferio sur.

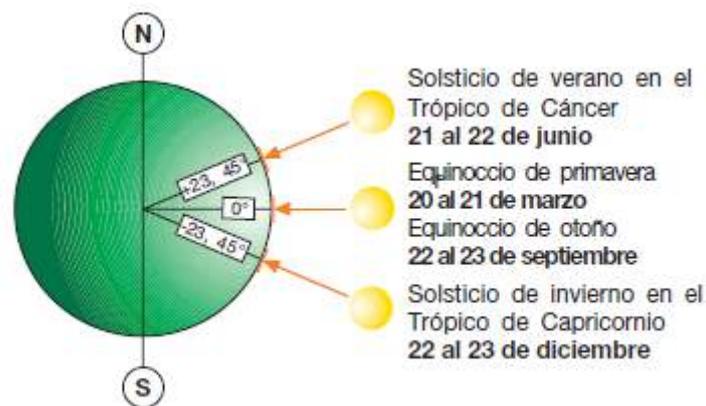


Figura 2.21: Incidencia del Sol sobre la superficie terrestre [11].

Por lo tanto, si se quiere inclinar los paneles de forma que reciban los rayos solares perpendicularmente al mediodía del día más largo del año, es necesario conocer la altura máxima (en grados) que alcanza el Sol sobre el horizonte en ese instante, altura que se obtiene a partir de la fórmula siguiente:

$$h=90^{\circ}-\text{lat}+\delta \quad (2.1)$$

Donde  $\text{lat}$  es el valor (en grados) de la latitud del lugar de instalación de los paneles y  $\delta$  es el ángulo de declinación solar de  $23,45^{\circ}$ .

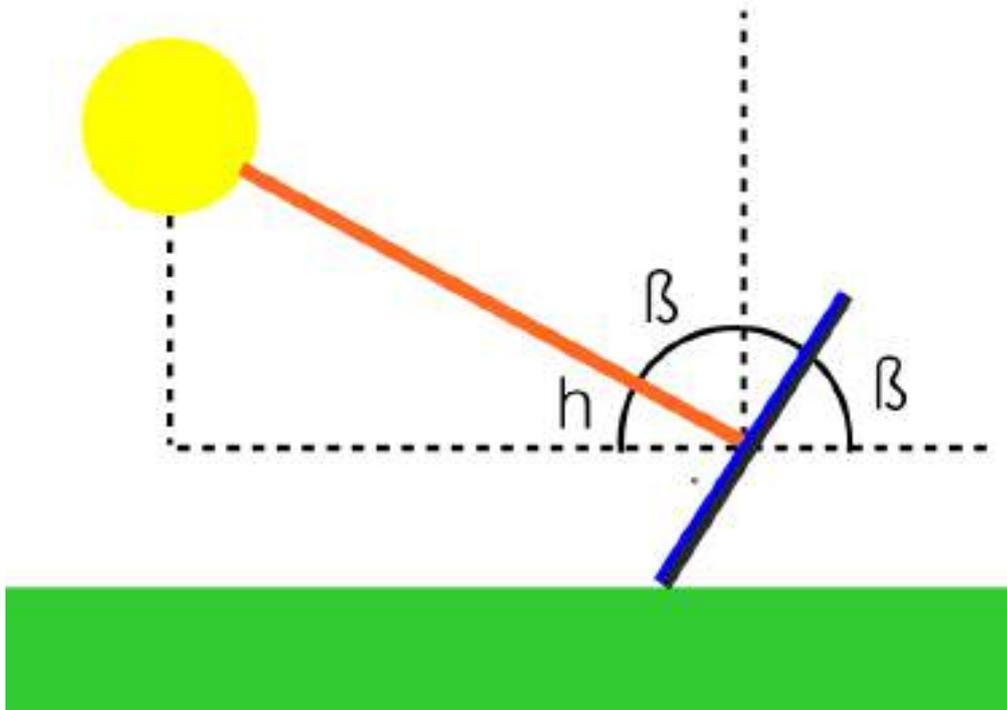


Figura 2.22: Altura solar durante el mediodía.

Al hallar el ángulo complementario de  $h$  ( $90^{\circ}-h$ ) se puede obtener el ángulo de inclinación  $\beta$  de los paneles respecto al plano horizontal para el que los rayos solares inciden perpendicularmente en los paneles en el momento mencionado anteriormente. En techos de dos aguas, el ángulo de inclinación queda determinado por la propia inclinación del tejado.

Sin embargo, no basta conocer el ángulo  $h$  para determinar la orientación óptima de los paneles. Es necesario considerar también la trayectoria solar por el cielo en las diferentes épocas del año, por lo que el ángulo de orientación debería calcularse teniendo en cuenta todos los días del año (figura 2.24).

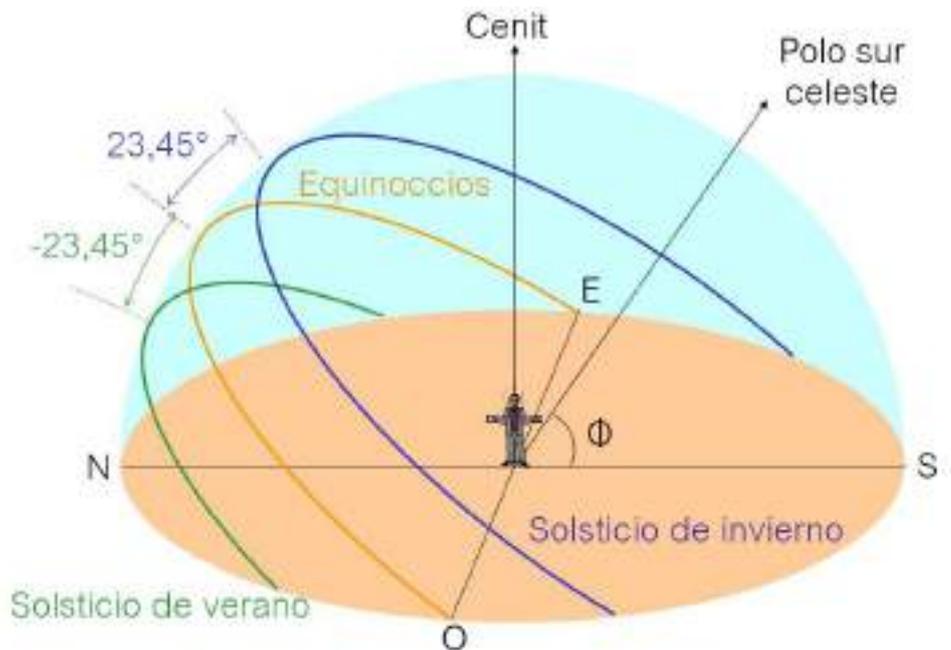


Figura 2.23: Recorrido del Sol en el cielo para distintos días del año (hemisferio sur).

Esto permite obtener una radiación total anual capturada por los paneles (y por lo tanto una producción energética anual) mayor que la obtenida bajo la condición anterior de incidencia de los rayos solares perpendicular a los paneles durante el solsticio.

Los paneles fijos deben tener una orientación tan hacia el norte como sea posible en el hemisferio sur para obtener una mejor insolación en la superficie del panel durante el mediodía local y en general al término del día [11]. La orientación de los paneles puede indicarse con el ángulo azimut  $\gamma$  de desviación respecto a la dirección óptima hacia el norte (para enclaves en el hemisferio sur).

Cuando se trata de paneles montados a ras del suelo, la combinación de la inclinación y la orientación determinará la exposición de los propios paneles (figura 2.27). Por el contrario, cuando los paneles se integran en edificios, la exposición dependerá de la inclinación y orientación de la azotea y tejado [11]. Una forma rápida de conocer la inclinación óptima de los paneles solares, para conseguir la máxima irradiación solar (para cualquier orientación), se calcula con la fórmula:

$$I_{op}=3,7+0,69.Lat \quad (2.2)$$

Donde  $I_{op}$  es la inclinación óptima en grados [°] y  $Lat$  es la latitud del lugar de emplazamiento en grados [°].

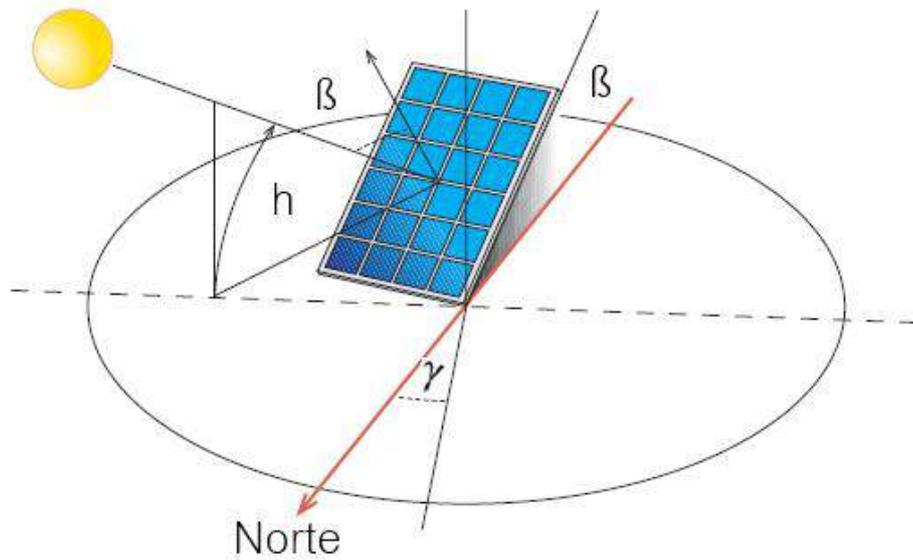


Figura 2.24: Panel inclinado con orientación al norte [11].

## 2.9 IRRADIANCIA

En la figura 2.28 se observa el cambio de la curva característica tensión-corriente de células fotovoltaicas en función de la irradiancia incidente. Cuando la irradiancia desciende del valor en condiciones de prueba estándar (STC), la corriente FV generada disminuye proporcionalmente, mientras que la variación de la tensión sin carga es mínima. La reducción en la energía generada con un cielo nublado se debe a una generación reducida de la intensidad a causa de la menor irradiancia solar [11].

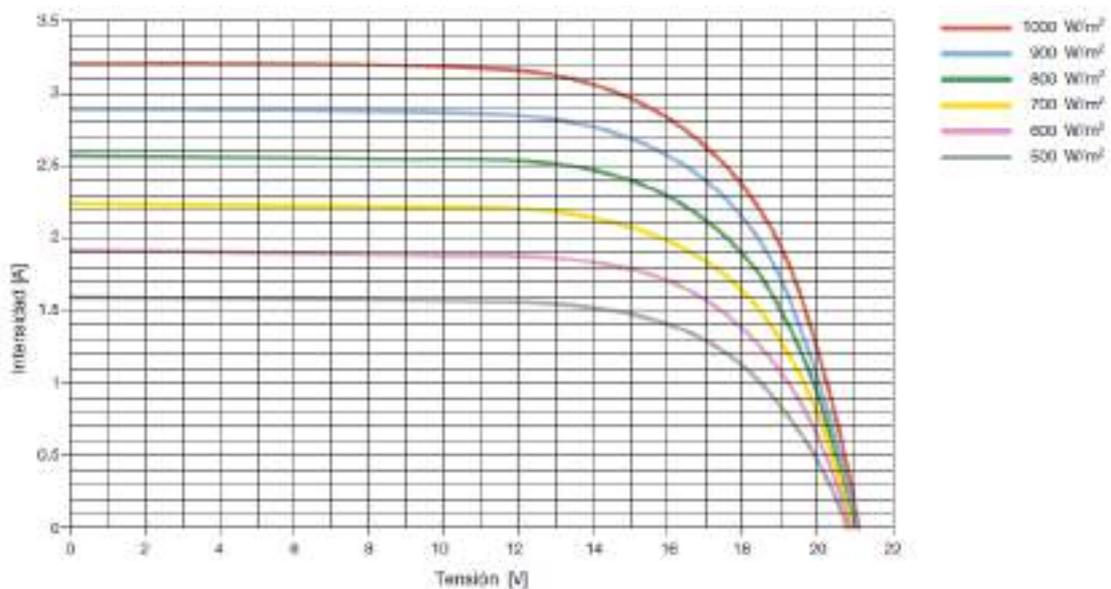


Figura 2.25: Curva característica V-I de células FV en función de la irradiancia incidente [11].

## 2.10 TEMPERATURA DE LOS MÓDULOS

Al contrario de lo que sucede en el caso anterior, cuando la temperatura de los módulos aumenta la intensidad producida permanece prácticamente inalterada, mientras que la tensión disminuye y con ello se produce una reducción en los rendimientos de los paneles en términos de electricidad producida [11].

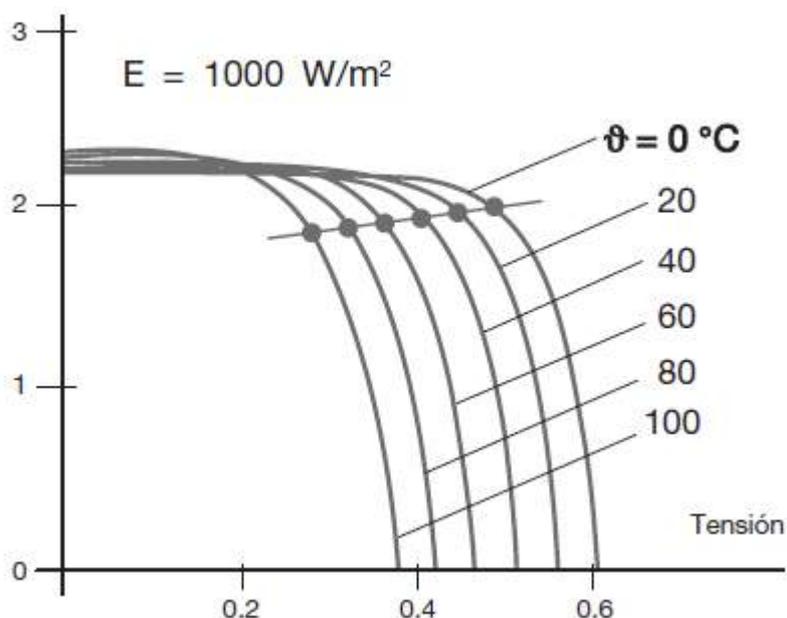


Figura 2.26: Variación de tensión del panel en función de la temperatura [11].

Por lo tanto, para evitar una reducción excesiva del rendimiento conviene tener bajo control la temperatura de funcionamiento manteniendo los paneles bien ventilados para limitar las variaciones de temperatura de los mismos.

## 2.11 SOMBREADO

Si consideramos el área ocupada por los módulos de una planta FV, probablemente sobre parte de ellos se proyecte la sombra de árboles, hojas caídas, chimeneas, nubes o paneles FV instalados cerca.

A la sombra, una célula FV constituida por una unión P-N deja de producir energía y se convierte en una carga pasiva. La célula se comporta como un diodo que bloquea la intensidad producida por el resto de células conectadas en serie, poniendo en peligro toda la producción del módulo. Además, el diodo depende de la tensión del resto de células y esto puede causar la perforación de la unión por un sobrecalentamiento localizado (punto caliente) y daños al módulo [11].

Para evitar que el sombreado ponga en peligro la producción de toda una cadena, se insertan en el módulo algunos diodos de bypass que conectan las partes del módulo dañadas o en sombra. De esta forma se garantiza el funcionamiento del módulo, aunque se reduzca su eficiencia (dejan de funcionar solo las cadenas afectadas). Normalmente se instalan de 2 a 4 diodos en cada módulo.

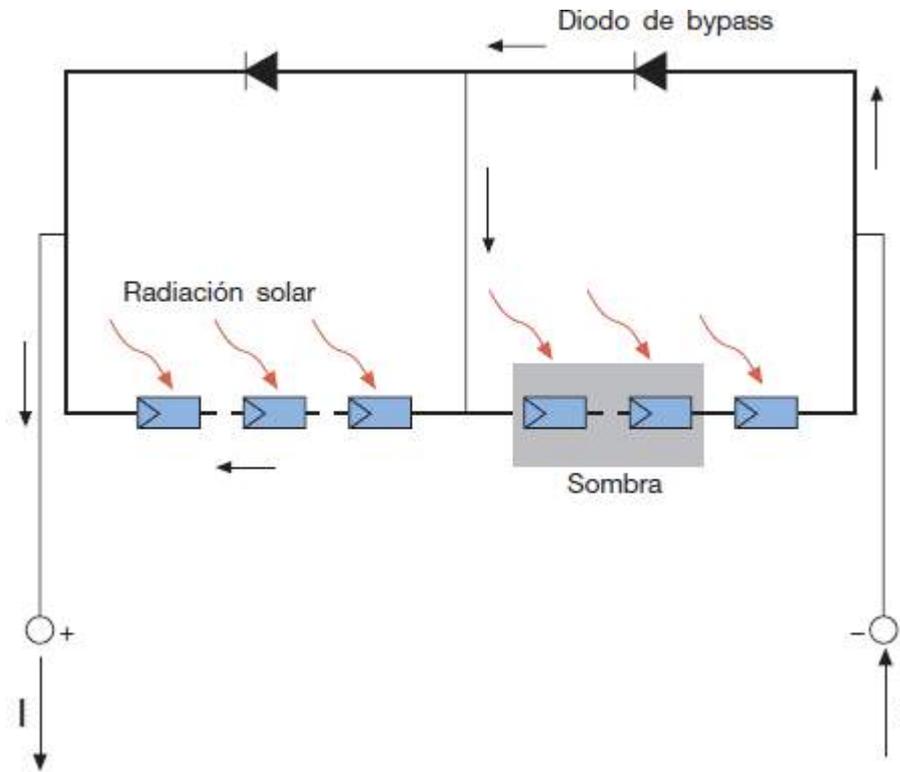


Figura 2.27: Diodos bypass en módulos FV [11].

Al instalar paneles solares en varias filas, existe una distancia mínima entre ellas que se debe respetar para evitar sombras de una fila sobre otra. La distancia  $d$ , medida sobre la horizontal, entre filas de módulos o entre una fila y un obstáculo de altura  $h$  que pueda proyectar sombras, se recomienda que sea tal que se garanticen al menos 4 horas de sol en torno al mediodía del solsticio de invierno [22]. En cualquier caso, la distancia  $d$  tiene que ser como mínimo igual al producto de  $h \cdot A \cdot k$ , siendo:

$k$ : un factor adimensional que depende de la latitud del lugar (tabla 2.1).

$A$ : la longitud del panel

$h$ : proyección vertical del panel.

Latitud	29°	37°	39°	41°	43°	45°
$k$	1,6	2,246	2,475	2,747	3,078	3,487

Tabla 2.1: Factor  $k$  en función de la latitud del lugar [23].

Asimismo, la separación entre la parte superior de una fila y el comienzo de la siguiente no será inferior al producto  $h.k$ , siendo en este caso  $h$  la diferencia de alturas entre la parte alta de una fila y la parte baja de la posterior.

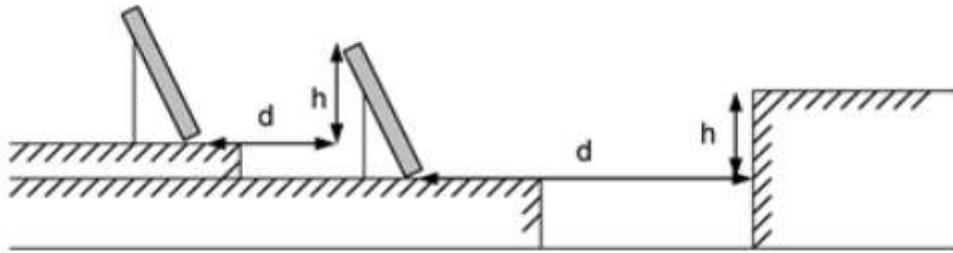


Figura 2.28: Separación entre paneles u obstáculos [23].

Si la altura del obstáculo de adelante, se corresponde con la altura de la fila de paneles, vamos a indicar cómo calcular este dato en base a la longitud del panel y su inclinación [23].

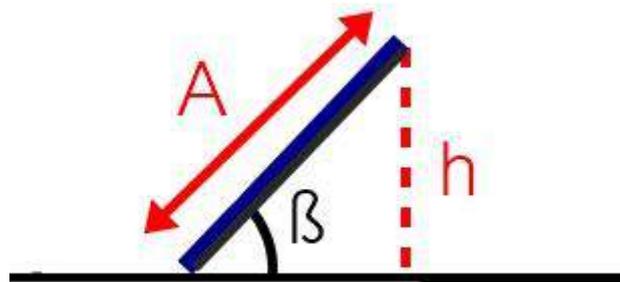


Figura 2.29: Representación del panel inclinado.

Según la figura 2.32, puede expresarse  $h$  como:

$$h=A.\text{sen}(\beta) \quad (2.3)$$

Por lo tanto, para determinar la distancia mínima se puede utilizar la ecuación:

$$d_{\text{mín}}=k.h=k.A.\text{sen}(\beta) \quad (2.4)$$

# 3. DISEÑO DEL SISTEMA DE CALEFACCIÓN

## 3.1 INTRODUCCIÓN

En este capítulo se desarrolla el diseño del sistema de calefacción eléctrico para los dos recintos de estudio (zona comercial e invernadero) del Vivero Guardia. Primero se describen las dimensiones, espesores y materiales de los recintos para calcular la carga térmica en ambos locales. Una vez obtenida la potencia a instalar, se selecciona la cantidad y el equipo de calefacción a utilizar mediante la búsqueda en catálogos comerciales. Finalmente, se ubican los equipos en el plano para obtener una distribución homogénea del calor generado.

## 3.2 ZONA GEOGRÁFICA Y CLIMA

Antes de comenzar con el diseño del sistema de calefacción, es importante describir el clima y la velocidad del viento de la ciudad de Mar del Plata, para tenerlos en cuenta en el cálculo del balance energético. Durante el transcurso del año, la temperatura generalmente varía de 4 °C a 25 °C y rara vez baja menos de -1 °C o sube a más de 31 °C [24]. El sistema de calefacción se realiza para ser utilizado entre los meses de mayo y septiembre, donde la temperatura mínima promedio (peor caso) es de aproximadamente 4 °C. Si bien la temperatura puede estar por debajo de este valor, se lo toma teniendo en cuenta que la temperatura de los locales debe estar en un rango de temperaturas y no en un valor máximo constante para el cual se dimensionará el sistema.

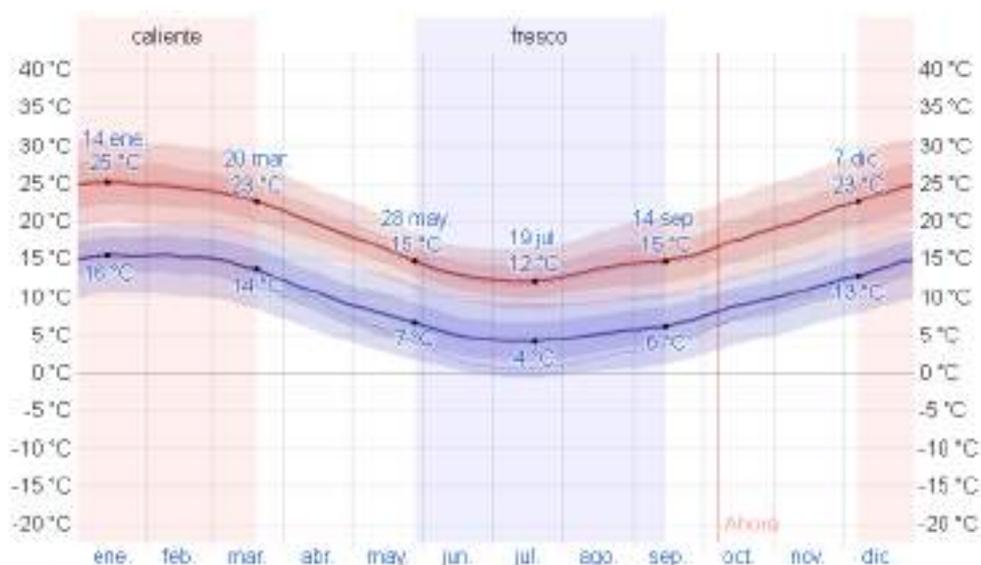


Figura 3.1: Temperatura máxima (línea roja) y mínima (línea azul) promedio en Mar del Plata [24].

Respecto al viento, que es importantes para el cálculo de la resistencia térmica convectiva, su velocidad no varía considerablemente durante el año y permanece en promedio a 20 km/h (5,6 m/s) [24].

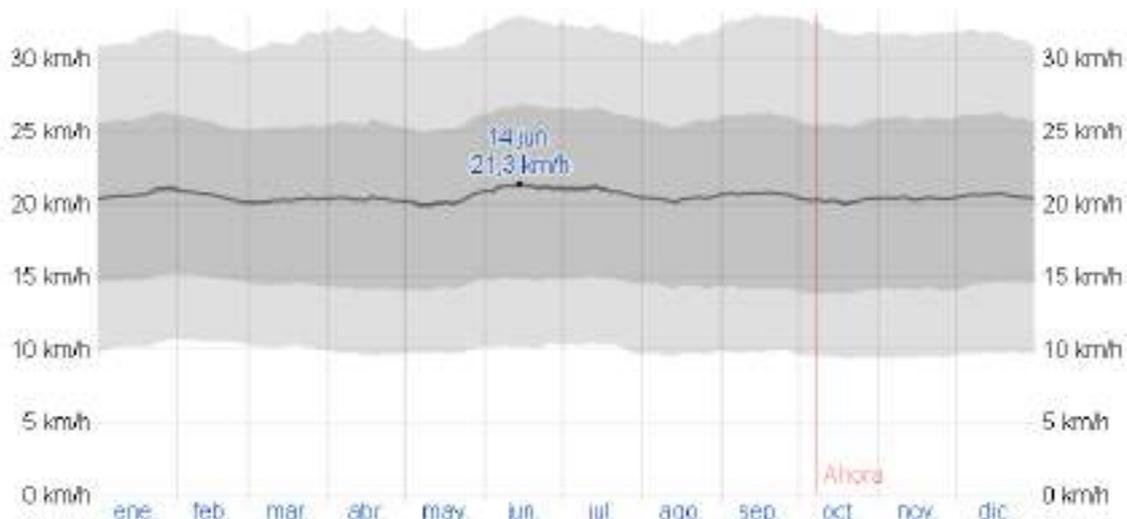


Figura 3.2: Velocidad promedio del viento en Mar del Plata [24].

### 3.3 DESCRIPCIÓN DE LA ZONA COMERCIAL

La zona comercial cuenta con unas dimensiones de 30x15 m y un techo a dos aguas. La construcción está hecha de bloques de hormigón de 0,2 m de espesor y una chapa de policarbonato con cámara de aire que permite el ingreso de la luz durante el día. El material del techo es chapa galvanizada con aislante de lana de vidrio de 0,05 m de espesor. Además, el local cuenta con 6 ventanas de vidrio de 3x3 m con cámara de aire y 2 puertas dobles de madera de 2x2,5 m. La calefacción debe funcionar las primeras 4 horas en el que el vivero se encuentra abierto (horas de mayor frío) manteniendo una temperatura de 18 °C para el confort del cliente. Se considera que el vivero abre 25 días por mes.

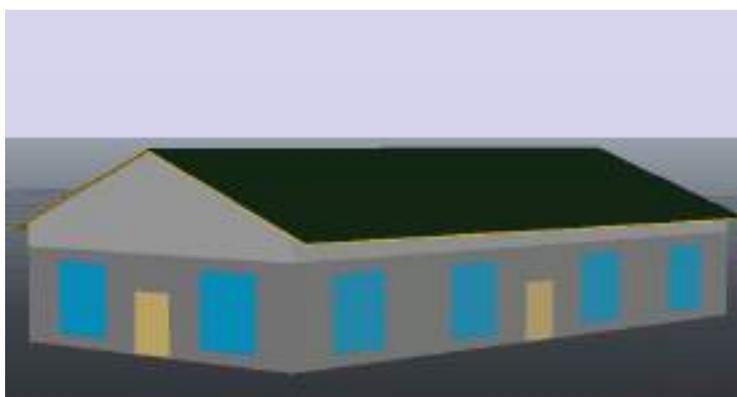


Figura 3.3: Modelado 3D de la zona comercial del Vivero Guardia.

### 3.4 CÁLCULO DE LA CARGA TÉRMICA PARA LA ZONA COMERCIAL

Para el cálculo de la carga de transmisión, es decir, del calor cedido desde el ambiente al exterior, se dividió el local en pérdidas individuales de manera que la suma dé como resultado la carga de transmisión total del recinto.

$$\dot{Q}_{0,\text{comercio}} = (1 + Z_d) \cdot (\dot{q}_{\text{muros}} + \dot{q}_{\text{techo}} + \dot{q}_{\text{aberturas}} + \dot{q}_{\text{suelo}}) \quad (3.1)$$

Como el servicio de calefacción será menor a 8 horas, el factor de mejoramiento  $Z_d$  tendrá un valor de 0,25 según la tabla 1.2. El cálculo de los coeficientes de convección del interior y exterior se realizaron mediante la fórmula 1.10 y la tabla 1.1, considerando las paredes del local rugosa y una velocidad del aire interior de 1 m/s y 5,6 m/s para el exterior.

Para el interior:

- $v < 5\text{m/s}$
- $a = 5,32$
- $b = 3,7$
- $n = 1$

$$h_i = 5,32 + 3,7 \cdot 1^1 = 9,02 \text{ [kcal/h m}^2 \text{ °C]} = 10,49 \text{ [W/m}^2 \text{ °C]} \quad (3.2)$$

Para el exterior:

- $v > 5\text{m/s}$
- $a = 0$
- $b = 6,54$
- $n = 0,78$

$$h_e = 0 + 6,54 \cdot (5,6)^{0,78} = 25,07 \text{ [kcal/h m}^2 \text{ °C]} = 29,16 \text{ [W/m}^2 \text{ °C]} \quad (3.3)$$

### PÉRDIDAS EN MUROS

En las pérdidas por transmisión en muros se consideran a la parte construida por bloques de hormigón y la parte de la chapa de policarbonato con cámara de aire.

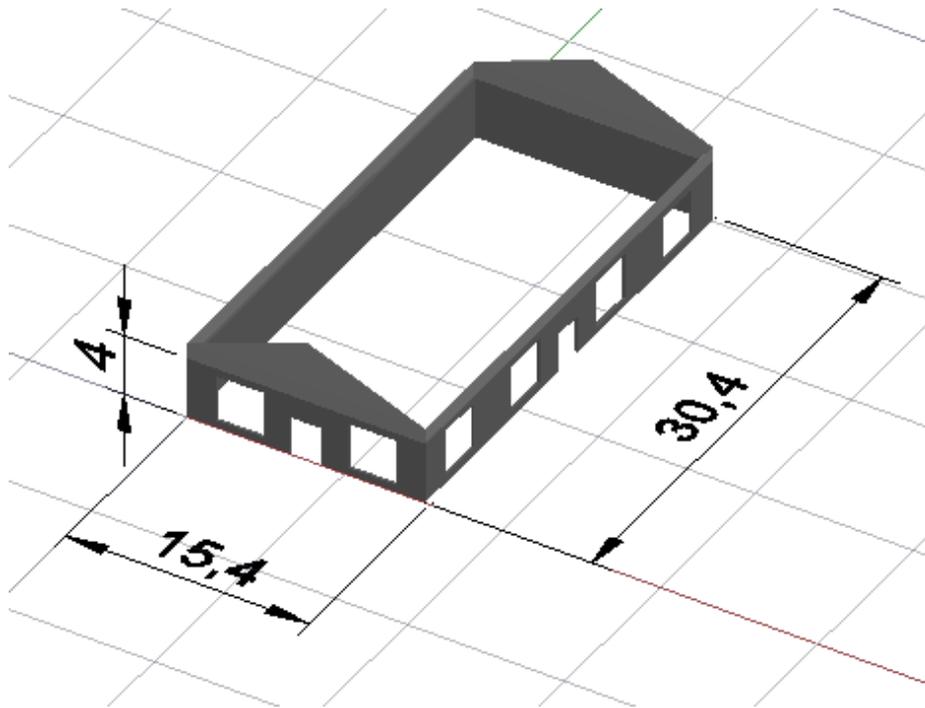


Figura 3.4: Dimensiones externas de la zona comercial del vivero guardia.

La resistencia térmica para el calor que atraviesa la zona de hormigón está compuesta por la resistencia a la convección externa ( $R_{1,ext}$ ) e interna ( $R_{1,int}$ ) y la resistencia a la conducción ( $R_1$ ) en el espesor  $e_1$  del hormigón de conductividad térmica  $\lambda_1$ .

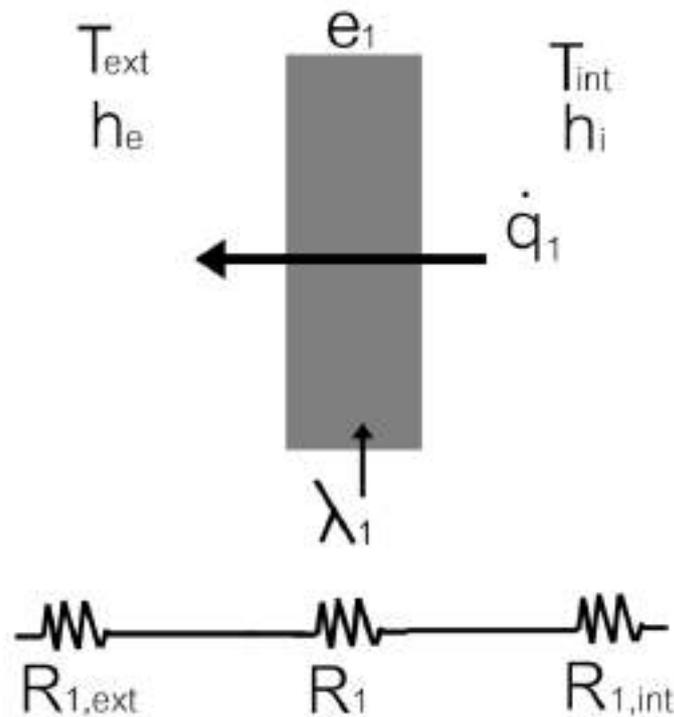


Figura 3.5: Resistencia térmica a través del muro de hormigón.

El área del hormigón ( $A_1$ ) es la equivalente a dos rectángulos de 15,4x4 y dos rectángulos de 30,4x4 quitándole el área equivalente a las 6 ventanas de 3x3 y las dos puertas de 2x2.5. Es decir:

$$A_1 = 2 \cdot (15,4 \cdot 4) + 2 \cdot (30,4 \cdot 4) - 6 \cdot (3 \cdot 3) - 2 \cdot (2 \cdot 2,5) = 210 \text{ [m}^2\text{]} \quad (3.4)$$

Cálculo de  $R_{1,int}$ :

- $A_1 = 210 \text{ [m}^2\text{]}$
- $h_{int} = 10,49 \text{ [W/m}^2 \text{ °C]}$

$$R_{1,int} = \frac{1}{h_{int} \cdot A_1} = \frac{1}{10,49 \cdot 210} = 0,00045 \text{ [°C/W]} \quad (3.5)$$

Cálculo de  $R_{1,ext}$ :

- $A_1 = 210 \text{ [m}^2\text{]}$
- $h_{ext} = 29,16 \text{ [W/m}^2 \text{ °C]}$

$$R_{1,ext} = \frac{1}{h_{ext} \cdot A_1} = \frac{1}{29,16 \cdot 210} = 0,00016 \text{ [°C/W]} \quad (3.6)$$

Cálculo de  $R_1$ :

- $A_1 = 210 \text{ [m}^2\text{]}$
- $\lambda_1 = 0,88 \text{ [W/m °C]} \text{ [25]}$
- $e_1 = 0,2 \text{ [m]}$

$$R_1 = \frac{e_1}{\lambda_1 \cdot A_1} = \frac{0,2}{0,88 \cdot 210} = 0,0019 \text{ [°C/W]} \quad (3.7)$$

El calor cedido a través del hormigón se calcula como:

$$\dot{q}_1 = \frac{T_{int} - T_{ext}}{R_{1,int} + R_1 + R_{1,ext}} = \frac{18 - 4}{0,00045 + 0,0019 + 0,00016} = 5577,68 \text{ [W]} \quad (3.7)$$

La resistencia térmica para el calor que atraviesa la zona de la chapa de policarbonato está compuesta por la resistencia a la convección externa ( $R_{2,ext}$ ) e interna ( $R_{2,int}$ ), la resistencia a la conducción ( $R_2$ ) en los espesores  $e_2$  de la chapa de policarbonato de conductividad térmica  $\lambda_2$  y la resistencia a la conducción en la cámara de aire ( $R_{2,a}$ ) de espesor  $e_{aire}$  y conductividad térmica  $\lambda_{aire}$ .

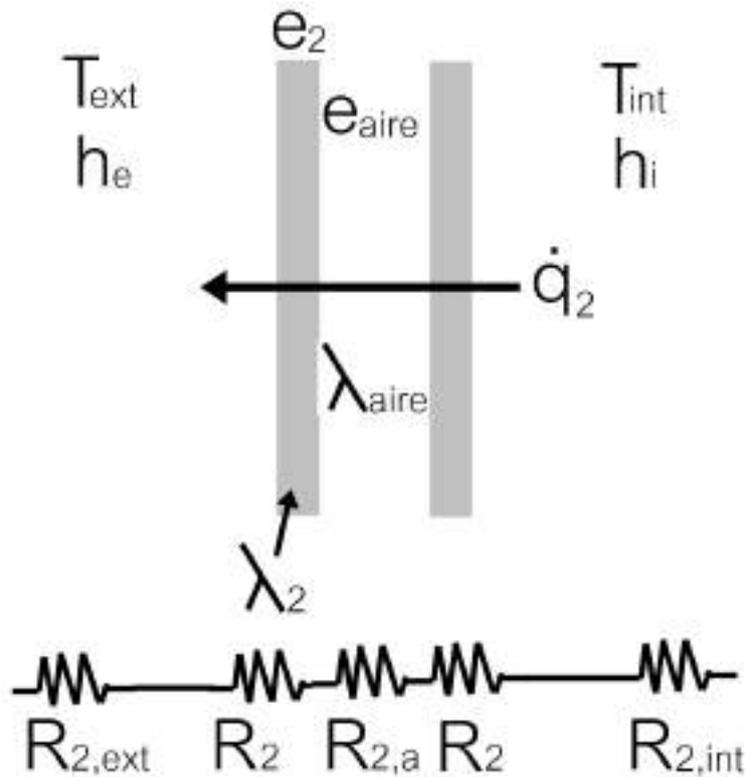


Figura 3.6: Resistencia térmica a través de la chapa de policarbonato.

El área del policarbonato ( $A_2$ ) es la equivalente a dos rectángulos de 30,4x1 en los laterales, otros dos rectángulos de 15,4x1 en la parte frontal y trasera, y cuatro triángulos de 7,7 m de base y 3 m de altura que forman la geometría donde va colocado el techo a dos aguas de chapa. Es decir:

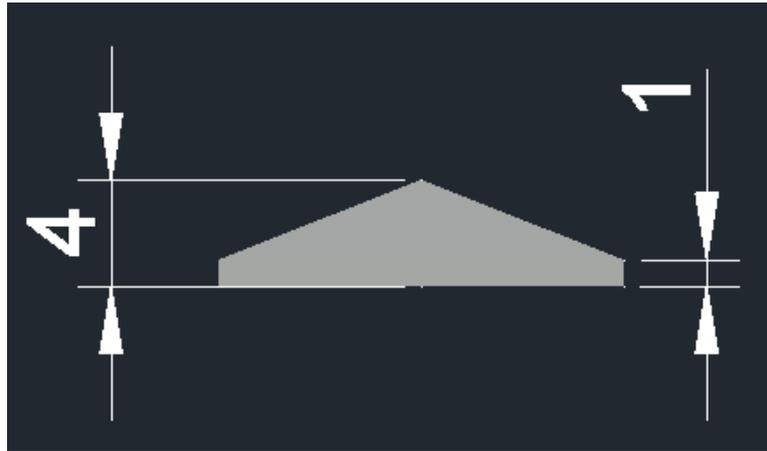


Figura 3.7: Vista frontal de la chapa de policarbonato.

$$A_2 = 2 \cdot (30,4 \cdot 1) + 2 \cdot (15,4 \cdot 1) + 4 \cdot (7,7 \cdot 3) / 2 = 137,8 \text{ [m}^2\text{]} \quad (3.8)$$

Cálculo de  $R_{2,int}$ :

- $A_2 = 137,8 \text{ [m}^2\text{]}$
- $h_{int} = 10,49 \text{ [W/m}^2 \text{ °C]}$

$$R_{2,int} = \frac{1}{h_{int} \cdot A_2} = \frac{1}{10,49 \cdot 137,8} = 0,00069 \text{ [°C/W]} \quad (3.9)$$

Cálculo de  $R_{2,ext}$ :

- $A_2 = 137,8 \text{ [m}^2\text{]}$
- $h_{ext} = 29,16 \text{ [W/m}^2 \text{ °C]}$

$$R_{2,ext} = \frac{1}{h_{ext} \cdot A_2} = \frac{1}{29,16 \cdot 137,8} = 0,00025 \text{ [°C/W]} \quad (3.10)$$

Cálculo de  $R_2$ :

- $A_2 = 137,8 \text{ [m}^2\text{]}$
- $\lambda_2 = 0,19 \text{ [W/m °C]} \text{ [25]}$
- $e_2 = 0,004 \text{ [m]}$

$$R_2 = \frac{e_2}{\lambda_2 \cdot A_2} = \frac{0,004}{0,19 \cdot 137,8} = 0,00015 \text{ [°C/W]} \quad (3.11)$$

Cálculo de  $R_{2,a}$ :

- $A_2 = 137,8 \text{ [m}^2\text{]}$
- $\lambda_{\text{aire}} = 0,02 \text{ [W/m }^\circ\text{C]} \text{ [26]}$
- $e_{\text{aire}} = 0,016 \text{ [m]}$

$$R_{2,a} = \frac{e_{\text{aire}}}{\lambda_{\text{aire}} \cdot A_2} = \frac{0,016}{0,02 \cdot 137,8} = 0,0058 \text{ [}^\circ\text{C/W]} \quad (3.12)$$

El calor cedido a través de la chapa de policarbonato se calcula como:

$$\dot{q}_2 = \frac{T_{\text{int}} - T_{\text{ext}}}{R_{2,\text{int}} + 2 \cdot R_2 + R_{2,a} + R_{2,\text{ext}}} = \frac{18 - 4}{0,00069 + 2 \cdot (0,00015) + 0,0058 + 0,00025} = 1988,63 \text{ [W]} \quad (3.13)$$

Finalmente, las pérdidas en muros están dadas por la suma de las pérdidas en los muros de concreto y en la chapa de policarbonato.

$$\dot{q}_{\text{muros}} = \dot{q}_1 + \dot{q}_2 = 5577,68 + 1988,63 = 7566,31 \text{ [W]} \quad (3.14)$$

## PÉRDIDAS EN EL TECHO

El material del techo a dos aguas es chapa galvanizada de espesor  $e_3$  y conductividad térmica  $\lambda_3$  con una aislación de lana de vidrio de espesor  $e_4$  y conductividad térmica  $\lambda_4$ .

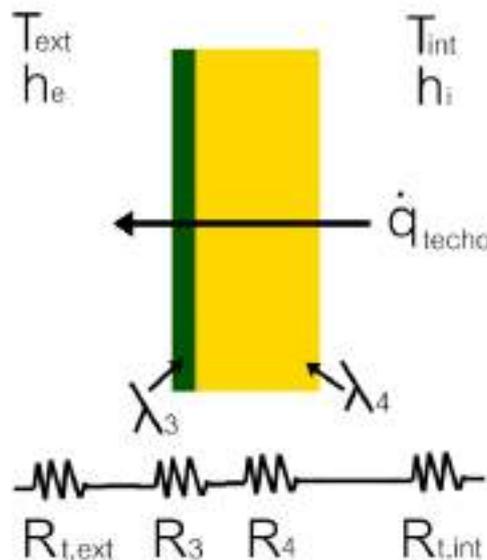


Figura 3.8: Resistencia térmica a través del techo.

La resistencia térmica está compuesta por la resistencia a la conducción en ambos espesores junto a la resistencia a la convección, tanto interior ( $R_{t,int}$ ) como exterior ( $R_{t,ext}$ ). Se considera para el cálculo solo el área del techo que está en contacto con el aire interior del local. La misma está formada por el área de dos rectángulos cuyas dimensiones pueden verse marcadas en rojo en la figura 3.9:

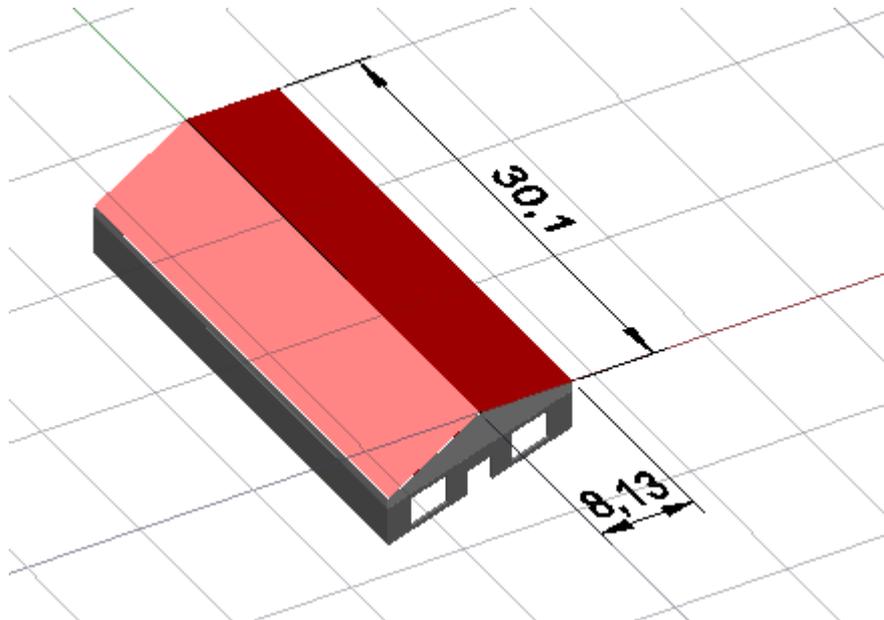


Figura 3.9: Dimensiones del área del techo para el cálculo.

$$A_{techo} = 2 \cdot (30,1 \cdot 8,13) = 489,43 \text{ [m}^2\text{]} \quad (3.15)$$

Cálculo de  $R_{t,int}$ :

- $A_{techo} = 489,43 \text{ [m}^2\text{]}$
- $h_{int} = 10,49 \text{ [W/m}^2 \text{ °C]}$

$$R_{t,int} = \frac{1}{h_{int} \cdot A_{techo}} = \frac{1}{10,49 \cdot 489,43} = 0,0002 \text{ [°C/W]} \quad (3.16)$$

Cálculo de  $R_{t,ext}$ :

- $A_{techo} = 489,43 \text{ [m}^2\text{]}$
- $h_{ext} = 29,16 \text{ [W/m}^2 \text{ °C]}$

$$R_{t,ext} = \frac{1}{h_{ext} \cdot A_{techo}} = \frac{1}{29,16.489,43} = 0,00007 \text{ [}^\circ\text{C/W]} \quad (3.17)$$

La resistencia a la conducción en el espesor de la chapa galvanizada  $R_3$  puede despreciarse debido a su alta conductividad térmica frente a la del espesor de la lana de vidrio.

Cálculo de  $R_4$ :

- $A_{techo} = 489,43 \text{ [m}^2\text{]}$
- $\lambda_4 = 0,03 \text{ [W/m }^\circ\text{C]} \text{ [27]}$
- $e_4 = 0,05 \text{ [m]}$

$$R_4 = \frac{e_4}{\lambda_4 \cdot A_{techo}} = \frac{0,05}{0,03.489,43} = 0,0034 \text{ [}^\circ\text{C/W]} \quad (3.18)$$

El calor cedido a través del techo se calcula como:

$$\dot{q}_{techo} = \frac{T_{int} - T_{ext}}{R_{t,int} + R_4 + R_{t,ext}} = \frac{18 - 4}{0,0002 + 0,0034 + 0,00007} = 3814,71 \text{ [W]} \quad (3.19)$$

## PÉRDIDAS EN ABERTURAS

En las pérdidas por transmisión en las aberturas se consideran a las pérdidas a través de las ventanas de vidrio y las pérdidas a través de las puertas de madera.

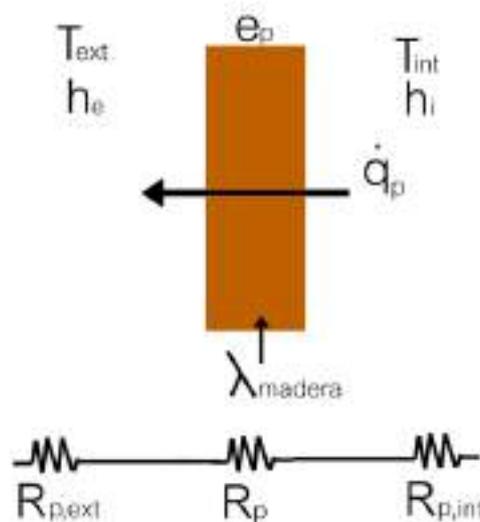


Figura 3.10: Resistencia térmica a través de las puertas de madera.

La resistencia térmica a través de las puerta está compuesta por la resistencia a la convección interior  $R_{p,int}$  y exterior  $R_{p,ext}$ , y la resistencia a la conducción en el espesor  $e_p$  de las puertas de área  $A_{puertas}$ .

Cálculo de  $R_{p,int}$ :

- $A_{puertas} = 2 \cdot (2,2,5) = 10 \text{ [m}^2\text{]}$
- $h_{int} = 10,49 \text{ [W/m}^2 \text{ °C]}$

$$R_{p,int} = \frac{1}{h_{int} \cdot A_{puertas}} = \frac{1}{10,49 \cdot 10} = 0,0095 \text{ [°C/W]} \quad (3.20)$$

Cálculo de  $R_{p,ext}$ :

- $A_{puertas} = 10 \text{ [m}^2\text{]}$
- $h_{ext} = 29,16 \text{ [W/m}^2 \text{ °C]}$

$$R_{p,ext} = \frac{1}{h_{ext} \cdot A_{puertas}} = \frac{1}{29,16 \cdot 10} = 0,0034 \text{ [°C/W]} \quad (3.21)$$

Cálculo de  $R_p$ :

- $A_{puertas} = 10 \text{ [m}^2\text{]}$
- $\lambda_{madera} = 0,22 \text{ [W/m °C]} \text{ [28]}$
- $e_p = 0,05 \text{ [m]}$

$$R_p = \frac{e_p}{\lambda_{madera} \cdot A_{puertas}} = \frac{0,05}{0,22 \cdot 10} = 0,023 \text{ [°C/W]} \quad (3.22)$$

El calor cedido a través de las puertas se calcula como:

$$\dot{q}_p = \frac{T_{int} - T_{ext}}{R_{p,int} + R_p + R_{p,ext}} = \frac{18 - 4}{0,0095 + 0,023 + 0,0034} = 389,98 \text{ [W]} \quad (3.23)$$

La resistencia térmica a través de las ventanas está compuesta por la resistencia a la convección interior  $R_{v,int}$  y exterior  $R_{v,ext}$ , la resistencia a la conducción en la cámara de aire  $R_{v,a}$  de espesor  $e_{aire}$  y conductividad térmica  $\lambda_{aire}$ , y la resistencia a la conducción en las láminas de vidrio  $R_v$  de espesor  $e_v$

y conductividad  $\lambda_{\text{vidrio}}$ . El área equivalente a las ventanas de vidrio corresponde a 6 rectángulos de 3x3.

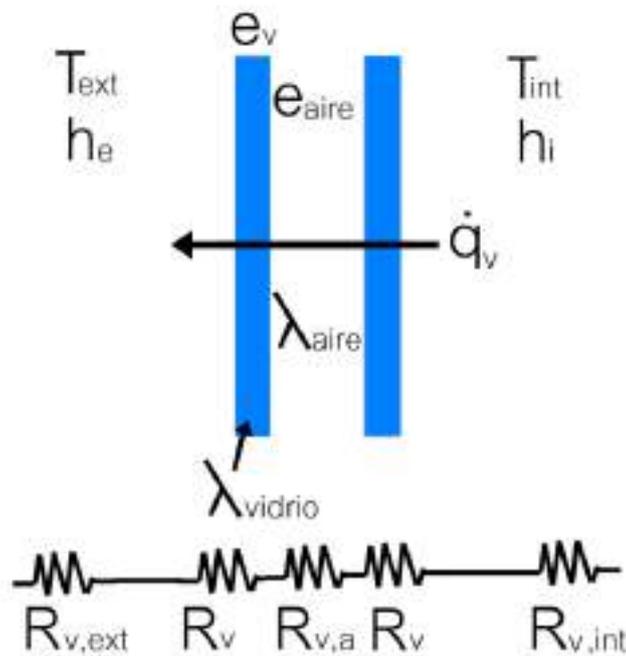


Figura 3.11: Resistencia térmica a través de las ventanas de vidrio.

Cálculo de  $R_{v,\text{int}}$ :

- $A_{\text{ventanas}} = 6 \cdot (3 \cdot 3) = 54 \text{ [m}^2\text{]}$
- $h_{\text{int}} = 10,49 \text{ [W/m}^2 \text{ °C]}$

$$R_{v,\text{int}} = \frac{1}{h_{\text{int}} \cdot A_{\text{ventanas}}} = \frac{1}{10,49 \cdot 54} = 0,0018 \text{ [°C/W]} \quad (3.24)$$

Cálculo de  $R_{v,\text{ext}}$ :

- $A_{\text{ventanas}} = 54 \text{ [m}^2\text{]}$
- $h_{\text{ext}} = 29,16 \text{ [W/m}^2 \text{ °C]}$

$$R_{v,\text{ext}} = \frac{1}{h_{\text{ext}} \cdot A_{\text{ventanas}}} = \frac{1}{29,16 \cdot 54} = 0,00064 \text{ [°C/W]} \quad (3.25)$$

Cálculo de  $R_v$ :

- $A_{\text{ventanas}} = 54 \text{ [m}^2\text{]}$
- $\lambda_{\text{vidrio}} = 0,76 \text{ [W/m }^\circ\text{C]} \text{ [25]}$
- $e_v = 0,005 \text{ [m]}$

$$R_v = \frac{e_v}{\lambda_{\text{vidrio}} \cdot A_{\text{ventanas}}} = \frac{0,005}{0,76 \cdot 54} = 0,00012 \text{ [}^\circ\text{C/W]} \quad (3.26)$$

Cálculo de  $R_{2,a}$ :

- $A_{\text{ventanas}} = 54 \text{ [m}^2\text{]}$
- $\lambda_{\text{aire}} = 0,02 \text{ [W/m }^\circ\text{C]} \text{ [26]}$
- $e_{\text{aire}} = 0,025 \text{ [m]}$

$$R_{v,a} = \frac{e_{\text{aire}}}{\lambda_{\text{aire}} \cdot A_{\text{ventanas}}} = \frac{0,025}{0,02 \cdot 54} = 0,23 \text{ [}^\circ\text{C/W]} \quad (3.27)$$

El calor cedido a través de la chapa de policarbonato se calcula como:

$$\dot{q}_v = \frac{T_{\text{int}} - T_{\text{ext}}}{R_{v,\text{int}} + 2 \cdot R_v + R_{v,a} + R_{v,\text{ext}}} = \frac{18 - 4}{0,0018 + 2 \cdot (0,00012) + 0,23 + 0,00064} = 545,17 \text{ [W]} \quad (3.28)$$

Finalmente, las pérdidas en las aberturas están dadas por la suma de las pérdidas en las puertas y en las ventanas.

$$\dot{q}_{\text{aberturas}} = \dot{q}_p + \dot{q}_v = 389,98 + 545,17 = 935,15 \text{ [W]} \quad (3.29)$$

## PÉRDIDAS EN EL SUELO

Para las pérdidas a través del suelo, se considera una resistencia térmica de  $1 \text{ }^\circ\text{C/W}$  con una temperatura de diseño igual a la temperatura exterior más  $10 \text{ }^\circ\text{C}$ . En nuestro caso, la temperatura exterior adoptada es de  $4 \text{ }^\circ\text{C}$  por lo que se realiza el cálculo con una temperatura exterior de  $14 \text{ }^\circ\text{C}$ .

$$\dot{q}_{\text{suelo}} = \frac{T_{\text{int}} - T_{\text{ext}}}{R_{\text{suelo}}} = \frac{18 - 14}{1} = 4 \text{ [W]} \quad (3.30)$$

Finalmente, las pérdidas por transmisión del comercio se calculan mediante la ecuación 3.1 con los valores de las pérdidas individuales ya calculados:

$$\dot{Q}_{0,\text{comercio}}=(1+0,25).(7566,31+3814,71+935,15+4)=15,4 \text{ [kW]} \quad (3.31)$$

## PÉRDIDAS POR INFILTRACIÓN DEL AIRE

La cantidad de calor sensible necesaria para compensar las pérdidas debido al aire exterior que penetra en un local viene dada por la ecuación 1.30. Dado que solo disponemos de 2 paredes con ventanas y aberturas al exterior, consideraremos 1,5 renovaciones de aire por hora del local según lo expuesto en la tabla 1.3, extraída de la página 74 del Manual de Aire Acondicionado y Calefacción del ingeniero Néstor Quadri. Para el volumen del local, se utilizó la herramienta del AutoCAD 3D para medir volúmenes, arrojando un valor de 2700 m<sup>3</sup> para la zona comercial. Entonces la cantidad de calor a compensar por infiltración del aire exterior se calcula como:

$$\dot{Q}_{\text{inf,comercio}}=0,33.1,5.2700.(18-4)=18,71 \text{ [kW]} \quad (3.32)$$

Finalmente, la carga térmica de la zona comercial se calcula como la suma de las pérdidas por transmisión y las pérdidas por infiltración del aire.

$$\dot{Q}_{\text{comercio}}=15,4+18,71 = 34,11 \text{ [kW]} \quad (3.33)$$

## 3.5 DESCRIPCIÓN DEL INVERNADERO

El invernadero cuenta con una superficie de 6x12 con una altura media de 4 m. Está armado con un nylon de polietileno de 200 micrones junto con una manta térmica de polipropileno de 75 micrones para mejorar la aislación, proteger a las plantas contra el frío, las escarchas y las heladas. También la manta térmica actúa como escudo frente a granizo y fuertes vientos. La calefacción debe funcionar las 24 horas del día manteniendo una temperatura mínima de 18 °C y una máxima de 24 °C. El cálculo de la carga térmica se hará para mantener una temperatura de 24 °C en el interior del local. Se considera que el invernadero funciona 30 días por mes.

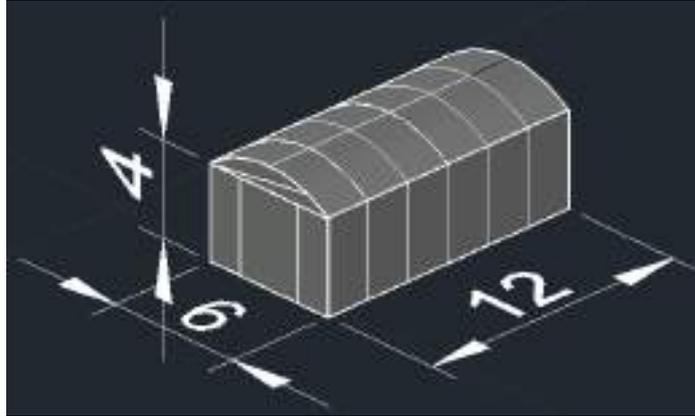


Figura 3.12: Modelado 3D del invernadero del Vivero Guardia.

### 3.6 CÁLCULO DE LA CARGA TÉRMICA PARA EL INVERNADERO

Las pérdidas por transmisión del invernadero están compuestas por las pérdidas por conducción-convección a través de la cubierta y a través del suelo.

$$\dot{Q}_{0,\text{invernadero}} = (1 + Z_d) \cdot (\dot{q}_{\text{cubierta}} + \dot{q}_{\text{suelo}}) \quad (3.34)$$

Como el servicio de calefacción será ininterrumpido, mayor a 16 horas, el factor de mejoramiento  $Z_d$  tendrá un valor de 0,07 según la tabla 1.2. Se utilizarán para los cálculos los coeficientes de convección calculados para la zona comercial.

#### PÉRDIDAS EN LA CUBIERTA

La resistencia térmica a través de la cubierta está formada por la resistencia a la convección interior  $R_{c,\text{int}}$  y exterior  $R_{c,\text{ext}}$ , la resistencia a la conducción a través del nylon de polietileno de espesor  $e_1$  y conductividad térmica  $\lambda_1$ , y la resistencia a la conducción a través de la manta térmica de espesor  $e_2$  y conductividad  $\lambda_2$ .

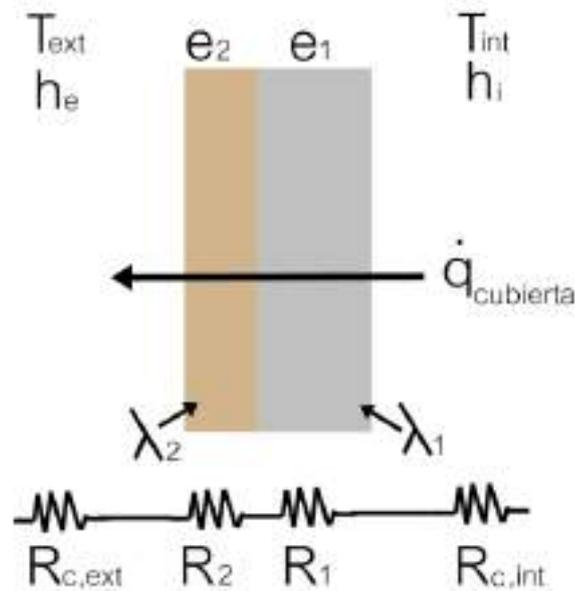


Figura 3.13: Resistencia térmica a través de la cubierta del invernadero.

El área superficial de la cubierta del invernadero se calculó utilizando la herramienta de AutoCAD 3D para medir áreas, arrojando un valor de 237,58 m<sup>2</sup>.

Cálculo de  $R_{c,int}$ :

- $A_{inv} = 237,58 \text{ [m}^2\text{]}$
- $h_{int} = 10,49 \text{ [W/m}^2 \text{ °C]}$

$$R_{c,int} = \frac{1}{h_{int} \cdot A_{inv}} = \frac{1}{10,49 \cdot 237,58} = 0,0004 \text{ [°C/W]} \quad (3.35)$$

Cálculo de  $R_{c,ext}$ :

- $A_{inv} = 237,58 \text{ [m}^2\text{]}$
- $h_{ext} = 29,16 \text{ [W/m}^2 \text{ °C]}$

$$R_{c,ext} = \frac{1}{h_{ext} \cdot A_{inv}} = \frac{1}{29,16 \cdot 237,58} = 0,00014 \text{ [°C/W]} \quad (3.36)$$

Cálculo de  $R_1$ :

- $A_{inv} = 237,58 \text{ [m}^2\text{]}$
- $\lambda_1 = 0,33 \text{ [W/m °C]} \text{ [25]}$

- $e_1 = 0,0002$  [m]

$$R_1 = \frac{e_1}{\lambda_1 \cdot A_{inv}} = \frac{0,0002}{0,33 \cdot 237,58} = 0,000003 \text{ [}^\circ\text{C/W]} \quad (3.37)$$

Cálculo de  $R_2$ :

- $A_{inv} = 237,58$  [m<sup>2</sup>]
- $\lambda_2 = 0,17$  [W/m °C] [25]
- $e_2 = 0,000075$  [m]

$$R_2 = \frac{e_2}{\lambda_2 \cdot A_{inv}} = \frac{0,000075}{0,17 \cdot 237,58} = 0,000002 \text{ [}^\circ\text{C/W]} \quad (3.38)$$

El calor cedido a través de la cubierta se calcula como:

$$\dot{q}_{cubierta} = \frac{T_{int} - T_{ext}}{R_{c,int} + R_2 + R_1 + R_{c,ext}} = \frac{24 - 4}{0,0004 + 0,000002 + 0,000003 + 0,00014} = 36,7 \text{ [kW]} \quad (3.39)$$

Debido a las altas pérdidas de calor del invernadero por la baja resistencia térmica del mismo, se opta por realizar una mejora a la cubierta utilizando chapas de policarbonato alveolar de 4 mm de espesor en lugar del nylon y la malla térmica. Esta cubierta posee una relación conductividad/espesor ( $\lambda e$ ) igual a 3,9 W/m<sup>2</sup> °C [29]. En el mercado las chapas se venden de a placas de 5,8x2,1 m por lo que se necesitarían alrededor de 20 placas. Teniendo en cuenta el área del invernadero, la resistencia térmica a la conducción del mismo será:

$$R_{inv} = \frac{e}{\lambda \cdot A_{inv}} = \frac{1}{3,9 \cdot 237,58} = 0,0011 \text{ [}^\circ\text{C/W]} \quad (3.40)$$

Por lo que el calor cedido a través de la cubierta del invernadero se calcula como:

$$\dot{q}_{cubierta} = \frac{T_{int} - T_{ext}}{R_{c,int} + R_{inv} + R_{c,ext}} = \frac{24 - 4}{0,0004 + 0,0011 + 0,00014} = 12,2 \text{ [kW]} \quad (3.41)$$

Se puede observar una reducción de aproximadamente el 60 % de las pérdidas de calor por transmisión del invernadero.

## PÉRDIDAS EN EL SUELO

Para las pérdidas a través del suelo, se considera una resistencia térmica de 1 °C/W con una temperatura de diseño igual a la temperatura exterior más 10 °C. En nuestro caso, la temperatura exterior adoptada es de 4 °C por lo que se realiza el cálculo con una temperatura exterior de 14 °C.

$$\dot{q}_{\text{suelo}} = \frac{T_{\text{int}} - T_{\text{ext}}}{R_{\text{suelo}}} = \frac{24 - 14}{1} = 10 \text{ [W]} \quad (3.42)$$

Finalmente, las pérdidas por transmisión del invernadero se calculan mediante la ecuación 3.34 con los valores de las pérdidas individuales ya calculados:

$$\dot{Q}_{0,\text{invernadero}} = (1 + 0,07) \cdot (12,2 + 0,01) = 13,07 \text{ [kW]} \quad (3.43)$$

## PÉRDIDAS POR INFILTRACIÓN DEL AIRE

Dado que solo disponemos de 1 pared con abertura al exterior, consideraremos 1 renovaciones de aire por hora del local según lo expuesto en la tabla 1.3, extraída de la página 74 del Manual de Aire Acondicionado y Calefacción del ingeniero Néstor Quadri. Para el volumen del local, se utilizó la herramienta del AutoCAD 3D para medir volúmenes, arrojando un valor de 386,13 m<sup>3</sup>. Entonces la cantidad de calor a compensar por infiltración del aire exterior se calcula como:

$$\dot{Q}_{\text{inf,invernadero}} = 0,33 \cdot 1.386,13 \cdot (24 - 4) = 2,55 \text{ [kW]} \quad (3.44)$$

Finalmente, la carga térmica del invernadero se calcula como la suma de las pérdidas por transmisión y las pérdidas por infiltración del aire.

$$\dot{Q}_{\text{invernadero}} = 13,07 + 2,55 = 15,62 \text{ [kW]} \quad (3.45)$$

## 3.7 ELECCIÓN DE EQUIPOS DE CALEFACCIÓN

Para la selección del equipo de calefacción, se estudiaron distintas opciones disponibles en el mercado. Dado que en Argentina no hay disponible una gama industrial de calefactores eléctricos por infrarrojo, se comparan tres modelos de

una gama de hogar y para espacios cerrados o semicerrados que disponga de una potencia acorde a la aplicación que estamos analizando. La posibilidad de adquirir equipos del exterior de la gama industrial no se tuvo en cuenta, ya que el precio del envío equivale a de 3 a 4 veces la compra de alguno de los siguientes calefactores estudiados.

- Por un lado, tenemos el Bromic Tungsten Smart-Heat, un calefactor eléctrico por infrarrojo disponible en los modelos de 2, 3, 4 y 6 kW. El equipo es importado de Estados Unidos y distribuido por la empresa BioHogares en nuestro país [30]. El precio del modelo de 6 kW es aproximadamente 940 USD (8/6/2022) por lo que se estima una relación precio/potencia de 156 USD/kW. La razón principal de su elevado precio es por su buena estética ya que está pensado para lugares públicos como restaurantes, galerías, jardines semicerrados, etc.



Figura 3.14: Bromic Tungsten Smart-Heat [30].

- La empresa argentina especializada en calefacción de cultivos es la empresa Ciroc [31]. Sin embargo, en su línea de productos para cultivos se encuentran los tradicionales caloductos que no son el objeto de este trabajo. Además, sus equipos por radiación infrarroja de la gama industrial son alimentados por gas natural. Dentro de la gama hogareña, se encuentra el modelo Rainbow, un calefactor infrarrojo eléctrico de 2,5 kW. El equipo cuenta con un precio de mercado de aproximadamente 300 USD (8/6/2022) estimando una relación precio/potencia de 120 USD/kW.



Figura 3.15: Ciroc Rainbow [31].

- Finalmente se encuentra el modelo Liliana Vulcano, un panel radiante infrarrojo de 2,4 kW el cual se utiliza en interiores de hogar por su sencilla instalación y capacidad de traslado. El precio del equipo es de aproximadamente 70 USD en el mercado obteniendo una relación precio/potencia de 29 USD/kW, muy inferior a la de los dos equipos anteriores analizados. El equipo también cuenta con un nivel de potencia de 1200 W para los días y momentos donde la temperatura exterior no sea la mínima de 4 °C.



Figura 3.16: Liliana Vulcano CI640.

Buscando el precio de un caloventor eléctrico industrial, más tradicionalmente usado para este tipo de aplicaciones en invernaderos y espacios grandes, el modelo CEI 15 kW de la empresa argentina Elemak [32] de 670 USD de valor tiene una relación precio/potencia de 44 USD/kW. Por lo tanto, al ser la relación \$/W del equipo Vulcano inferior a la de un caloventor tradicional, seleccionaremos este modelo de equipo para realizar la instalación del sistema de calefacción tanto en la zona comercial como en el invernadero. Se adjunta en el anexo I la ficha técnica del equipo.

Se seleccionan 15 equipos de 2,4 kW para la zona comercial (36 kW) y, según las dimensiones de los equipos, se dispondrán de la manera indicada en la figura 3.17.



Figura 3.17: Ubicación de los calefactores eléctricos en la zona comercial.

Para el invernadero, se seleccionan 7 equipos de 2,4 kW (16,8 kW) y según las dimensiones de los equipos, se dispondrán de la manera indicada en la figura 3.18.

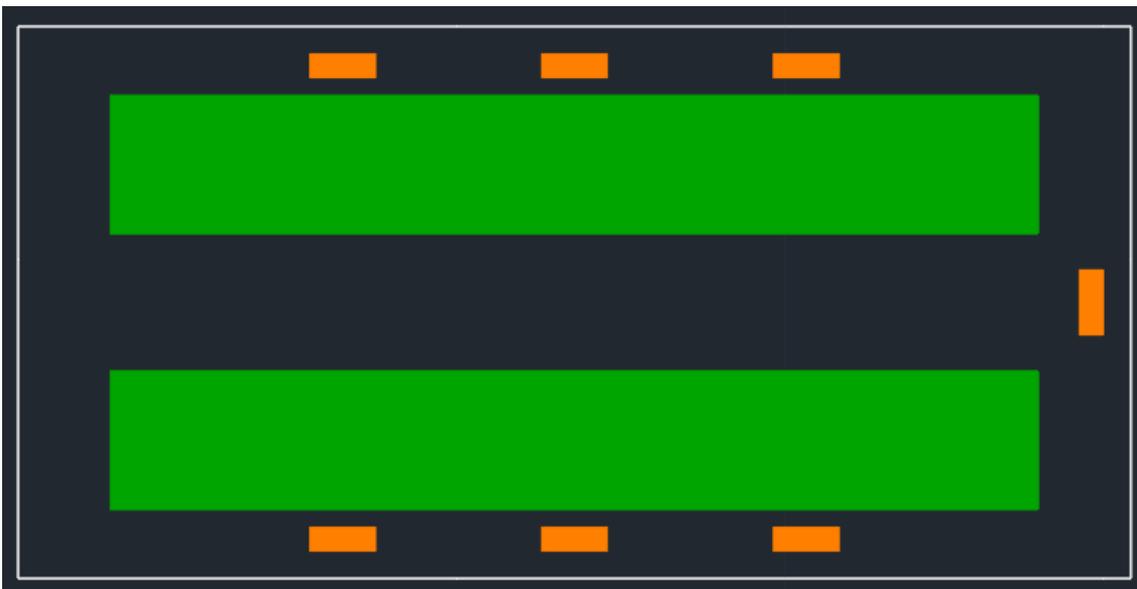


Figura 3.18: Ubicación de los calefactores eléctricos en el invernadero.

### 3.8 CONTROLADOR DE TEMPERATURA

Debido al gran consumo eléctrico de los equipos de calefacción, es necesario algún tipo de control para un mayor ahorro energético, es decir, para que los equipos estén apagados cuando la temperatura del ambiente es la adecuada. Se utilizará un controlador de temperatura con sonda digital que, a diferencia

de un termostato, permite configurar un  $\Delta T$  mayor. Este funcionará en conjunto con un contactor que será el encargado de maniobrar automáticamente el encendido y apagado de los equipos de calefacción durante el día. La sonda mide la temperatura del ambiente y cuando esta llega a la seteada, abrirá el contacto del relé dejando de alimentar la bobina del contactor. Luego cuando la temperatura caiga por debajo del valor indicado con el  $\Delta T$ , el relé se cerrará nuevamente alimentando la bobina del contactor para poner nuevamente en funcionamiento los calefactores.



Figura 3.19: Controlador de temperatura ETC-512B.

Tanto para la zona comercial como para el invernadero, el modelo elegido es el ETC-512B el cual es distribuido por la empresa ALRE en Argentina [33]. El dispositivo cuenta con un sensor de temperatura NTC, un relé de salida de 220 V y, además, funciona en un rango de temperaturas de  $-50$  a  $105$  °C.

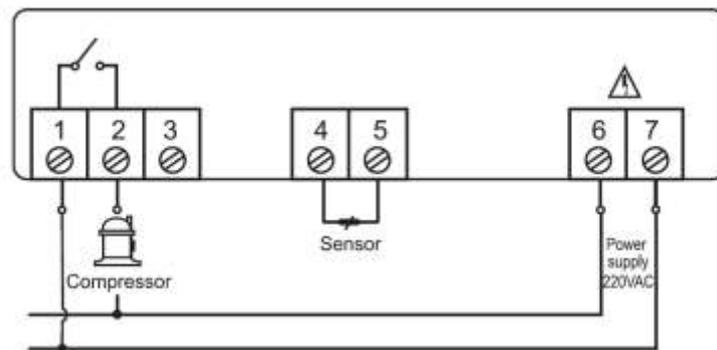


Figura 3.20: Diagrama de cableado ejemplo para el control de un compresor.

Los rangos de temperatura para la zona comercial serán:

- Temperatura máxima = 18 °C
- Temperatura mínima = 12 °C

Y para el invernadero:

- Temperatura máxima = 24 °C
- Temperatura mínima = 18 °C

### 3.9 AHORRO ENERGÉTICO

Para conocer el porcentaje de energía que ahorramos con los controladores, se calcula el tiempo promedio que tarda la temperatura en descender del límite superior al inferior (el tiempo en que los equipos están apagados durante el ciclo de funcionamiento del controlador) y el tiempo promedio que tarda la temperatura en ascender del límite inferior al superior (tiempo en que los equipos están encendidos durante el ciclo de funcionamiento del controlador).

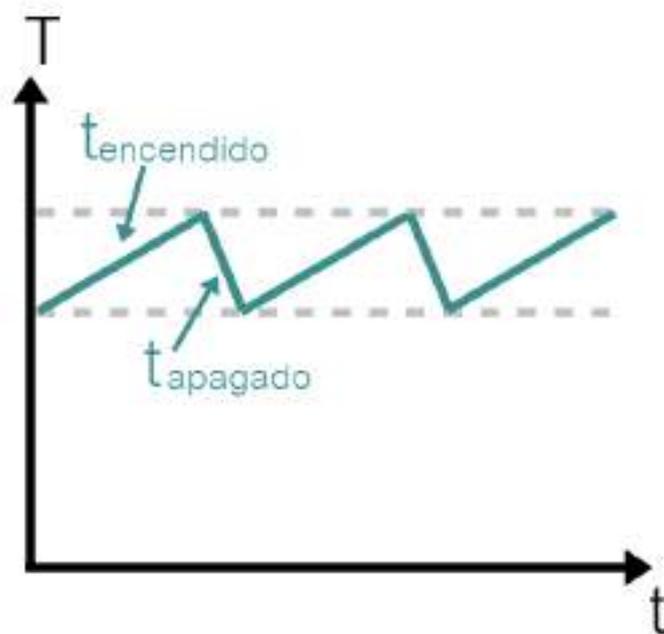


Figura 3.21: Ciclos de encendido y apagado de los equipos calefactores.

Para conocer los tiempos en qué los locales tardan en subir de la temperatura inferior a la superior o viceversa, primero calculamos el calor sensible a añadir/extraer para variar la temperatura de una determinada masa de aire (la del local) con la fórmula 3.46. Tanto para el calentamiento como para el enfriamiento de los locales, la variación de temperatura es de 6 °C.

$$Q = \rho_{\text{aire}} \cdot V \cdot C_e \cdot \Delta T \quad (3.46)$$

- $\rho_{\text{aire}} = 1,18 \text{ kg/m}^3$
- $C_e = 1012 \text{ J/kg } ^\circ\text{C}$
- $\Delta T = 6 \text{ } ^\circ\text{C}$

Para la zona comercial:

- $V = 2700 \text{ m}^3$

$$Q = 1,18 \cdot 2700 \cdot 1012 \cdot 6 = 19345392 \text{ [J]} \quad (3.47)$$

Para el invernadero:

- $V = 386,13 \text{ m}^3$

$$Q = 1,18 \cdot 386,13 \cdot 1012 \cdot 6 = 2766606 \text{ [J]} \quad (3.48)$$

Cuando los locales llegan a la temperatura máxima establecida, los equipos calefactores se apagan y la tasa de transferencia de calor va a estar dada por las pérdidas calculadas en 3.33 y 3.45. Sin embargo, a medida que disminuya la temperatura, estas pérdidas van a disminuir haciendo que este proceso sea más lento, tardando cada vez más en llegar al equilibrio, donde la temperatura interior se iguala a la exterior. Como las pérdidas son proporcionales al  $\Delta T$ , mediante regla de tres simple puede obtenerse una ecuación para  $\dot{Q}_{\text{pérdidas}}$  que dependa de la temperatura interior tanto para la zona comercial como para el invernadero.

Para la zona comercial:

$$\begin{aligned} \Delta T = 18 - 4 = 14 \text{ } ^\circ\text{C} & \leftrightarrow \dot{Q} = 34110 \text{ W} \\ \Delta T = T - 4 & \leftrightarrow \dot{Q}_{\text{pérdidas}} = 34110 \cdot \frac{T - 4}{14} = 2438,6 \cdot T - 9745,7 \end{aligned}$$

Para el invernadero:

$$\Delta T = 24 - 4 = 20 \text{ } ^\circ\text{C} \quad \leftrightarrow \quad \dot{Q} = 15620 \text{ W}$$

$$\Delta T = T - 4 = 14 \text{ } ^\circ\text{C} \quad \leftrightarrow \quad \dot{Q}_{\text{pérdidas}} = 15620 \cdot \frac{T-4}{20} = 781 \cdot T - 3124$$

Cuando se llega al límite inferior los equipos se encienden y la transferencia de calor está dada por la potencia de los equipos  $\dot{Q}_{\text{equipos}}$  menos las pérdidas por transmisión e infiltración de los recintos  $\dot{Q}_{\text{pérdidas}}$  obteniendo así las pérdidas netas de calor  $\dot{Q}_{\text{netas}}$ .

Para la zona comercial:

$$\dot{Q}_{\text{netas}} = 36000 - (2438,6 \cdot T - 9745,7) = 45745,7 - 2438 \cdot T \quad (3.49)$$

Para el invernadero:

$$\dot{Q}_{\text{netas}} = 16800 - (781 \cdot T - 3124) = 19924 - 781 \cdot T \quad (3.50)$$

Si las tasas de transferencia de calor se mantuviesen constantes durante todo el proceso, el tiempo en que los equipos están encendidos o apagados estaría dado por:

$$t = \frac{Q}{\dot{Q}} [\text{s}] \quad (3.51)$$

Dado que no conocemos cómo varía  $\dot{Q}$  en función del tiempo, a fines prácticos podemos calcular un tiempo medio calculando el valor promedio de la función  $\dot{Q}_{\text{pérdidas}}$  o  $\dot{Q}_{\text{netas}}$  en el tramo donde la temperatura varía desde un límite hacia el otro. El valor promedio de una función está dado por:

$$f_{\text{prom}} = \frac{1}{b-a} \int_a^b f(x) \cdot dx \quad (3.52)$$

$$t_{\text{prom}} = \frac{Q}{\dot{Q}_{\text{prom}}} [\text{s}] \quad (3.53)$$

Utilizando una herramienta de cálculo online como Symbolab, se hallan los valores promedios de las rectas halladas para para los procesos de enfriamiento o calentamiento y se calcula el tiempo en que los equipos están encendidos o apagados en cada caso según corresponda.

Para la zona comercial:

- $\dot{Q}_{prom} = 26825 \text{ W}$  (equipos apagados)

$$t_{apagado} = \frac{19345392}{26825} = 721,2 \text{ [s]} \quad (3.54)$$

- $\dot{Q}_{prom} = 9175 \text{ W}$  (equipos encendidos)

$$t_{encendido} = \frac{19345392}{9175} = 2108,5 \text{ [s]} \quad (3.55)$$

Para el invernadero:

- $\dot{Q}_{prom} = 13277 \text{ W}$  (equipos apagados)

$$t_{apagado} = \frac{2766606}{13277} = 208,4 \text{ [s]} \quad (3.54)$$

- $\dot{Q}_{prom} = 3523 \text{ W}$  (equipos encendidos)

$$t_{encendido} = \frac{2766606}{3523} = 785,3 \text{ [s]} \quad (3.55)$$

Finalmente, se halla el ahorro energético que tenemos con los controladores de temperaturas, es decir, el porcentaje de tiempo en que los equipos se encuentran apagados durante un ciclo del controlador:

Para la zona comercial:

$$\text{Ahorro [\%]} = \frac{t_{apagado}}{t_{apagado} + t_{encendido}} \cdot 100\% = \frac{721,2}{721,2 + 2108,5} \cdot 100\% \cong 26\% \quad (3.56)$$

Para el invernadero:

$$\text{Ahorro [\%]} = \frac{t_{apagado}}{t_{apagado} + t_{encendido}} \cdot 100\% = \frac{208,4}{208,4 + 785,3} \cdot 100\% \cong 21\% \quad (3.57)$$

### 3.10 SELECCIÓN DE APARATOS DE MANIOBRA Y PROTECCIÓN

Dado que la capacidad del relé es de solo 16 A, insuficiente para la potencia de todos los equipos de calefacción, se utilizarán contactores de maniobra auxiliares con bobinas de alimentación de 220 V que serán alimentadas mediante el relé de estos controladores.

Como los equipos de calefacción son puramente resistivos, la corriente que circulará por los equipos, y por el circuito de la zona comercial y del invernadero se calcula:

$$I_{\text{equipo}} = \frac{P_{\text{equipo}}}{U} = \frac{2400 \text{ [W]}}{220 \text{ [V]}} = 10,91 \text{ [A]} \quad (3.58)$$

$$I_{\text{comercio}} = \frac{P_{\text{comercio}}}{U} = \frac{36000 \text{ [W]}}{220 \text{ [V]}} = 163,64 \text{ [A]} \quad (3.59)$$

$$I_{\text{invernadero}} = \frac{P_{\text{invernadero}}}{U} = \frac{16800 \text{ [W]}}{220 \text{ [V]}} = 76,36 \text{ [A]} \quad (3.60)$$

Para las líneas individuales de cada equipo de calefacción, se seleccionan como protección interruptores termomagnéticos de 2 polos de la serie K de BAW, de una corriente nominal de 16 A. Los contactores también de la marca BAW con dos contactos normalmente abiertos (NO) y bobina de alimentación de 220 V [34].

Para la línea que va a los equipos del invernadero, donde circulan 76,36 A, se coloca un interruptor termomagnético de la serie J de BAW de corriente nominal 80 A. También en el tablero seccional se instala un seccionador bajo carga de 2 polos con capacidad nominal de 100 A.

Los equipos instalados en la zona comercial se dividirán en tres circuitos independientes por donde circula una corriente de 54,55 A en cada uno. Las líneas se protegen con interruptores termomagnéticos de 63 A. También se instala un seccionador bajo carga de 100 A para cada una de las líneas.

Los equipos seleccionados se encuentran en el anexo I del trabajo y pueden visualizarse en el esquema unifilar que se encuentra en el anexo II.

Cantidad	Aparato	Marca	Polos	Código
22	Interruptor automático	BAW	2	K32C15
22	Contactador	BAW	2	CM25-20M
4	Seccionador bajo carga	BAW	2	SBCM102
3	Interruptor automático	BAW	2	K32C63
1	Interruptor automático	BAW	2	J102C80

Tabla 3.1: Resumen de aparataje eléctrico elegido.

# 4. DISEÑO DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO

## 4.1 INTRODUCCIÓN

En este capítulo se desarrolla el diseño del sistema fotovoltaico on-grid para el Vivero Guardia. Se realizan los cálculos de energía eléctrica que consumen los equipos de calefacción durante los meses que se utilizan y se suma el gasto energético a los consumos mensuales que tiene la empresa en un año entero. Se considera dimensionar el sistema fotovoltaico para cubrir el 30% del consumo anual. Se describe el lugar disponible para poner los paneles solares, y se selecciona la cantidad y equipos a instalar mediante el uso de catálogos comerciales, indicando la orientación e inclinación de los mismos. Se eligen también los distintos componentes que conforman un sistema fotovoltaico on-grid y, finalmente, se realiza una simulación en el programa PVSyst para conocer la generación de energía eléctrica anual durante los meses del año.

## 4.2 CONSUMOS DEL VIVERO

El Vivero Guardia, tras la instalación de los equipos de calefacción, su demanda sube por encima de los 50 kW, pasando a ser un usuario T3 para la distribuidora de energía EDEA (Empresa Distribuidora de Energía Atlántica) [35].

Sus consumos habituales, sin la calefacción, se realizan en horario resto (5 a 18 hs) debido a que es en el horario en el que el vivero se encuentra abierto. En el horario pico (18 a 23 hs) y en el horario valle (23 a 5 hs) el vivero se encuentra cerrado sin consumir energía. Los datos de consumo anual del vivero se extrajeron de una boleta mensual de EDEA visualizándose en la siguiente tabla:

Mes	$E_{\text{resto}}$ [kWh]
Enero	851
Febrero	859
Marzo	613
Abril	625
Mayo	370
Junio	355
Julio	322
Agosto	344
Septiembre	383
Octubre	394
Noviembre	682
Diciembre	684

Tabla 4.1: Consumos mensuales del vivero sin calefacción eléctrica.

El sistema de calefacción se utilizará entre mayo y septiembre, teniendo que calcularse los consumos para esos meses y sumarlos a los de la tabla anterior. Hay que tener en cuenta los ahorros energéticos calculados en 3.56 y 3.57 para la zona comercial y el invernadero respectivamente.

Calefacción zona comercial:

- Días mensuales de funcionamiento = 25
- Horas de funcionamiento diario = 4
- $P_{ins} = 36 \text{ kW}$
- Ahorro energético = 0,74 (26 %)

Dado que las horas de funcionamiento son el horario resto, se sumarán estos consumos solamente en dicho horario, calculándose mensualmente como:

$$E_{\text{resto}} = \text{horas} \cdot \text{días} \cdot P_{ins} \cdot \text{Ahorro} = 4 \cdot 25 \cdot 36 \cdot 0,74 = 2664 \text{ [kWh]} \quad (4.1)$$

Calefacción invernadero:

- Días mensuales de funcionamiento = 30 (junio y septiembre) y 31 (mayo, julio y agosto)
- Horas de funcionamiento diario = 24
- $P_{ins} = 16,8 \text{ kW}$
- Ahorro energético = 0,79 (21 %)

Siendo de las 24 horas del día, 6 en valle, 13 en resto y 5 en pico, se dividen los consumos mensuales en esas franjas y se calculan para los meses de 30 días como:

$$E_{\text{valle}} = \text{horas} \cdot \text{días} \cdot P_{ins} \cdot \text{Ahorro} = 6 \cdot 30 \cdot 16,8 \cdot 0,79 = 2238 \text{ [kWh]} \quad (4.2)$$

$$E_{\text{resto}} = \text{horas} \cdot \text{días} \cdot P_{ins} \cdot \text{Ahorro} = 13 \cdot 30 \cdot 16,8 \cdot 0,79 = 5176 \text{ [kWh]} \quad (4.3)$$

$$E_{\text{pico}} = \text{horas} \cdot \text{días} \cdot P_{ins} \cdot \text{Ahorro} = 5 \cdot 30 \cdot 16,8 \cdot 0,79 = 1991 \text{ [kWh]} \quad (4.4)$$

Mientras que para los meses que tienen 31 días, se calcula:

$$E_{\text{valle}} = \text{horas.días} \cdot P_{\text{ins}} \cdot \text{Ahorro} = 6.31.16,8.0,79 = 2469 \text{ [kWh]} \quad (4.5)$$

$$E_{\text{resto}} = \text{horas.días} \cdot P_{\text{ins}} \cdot \text{Ahorro} = 13.31.16,8.0,79 = 5349 \text{ [kWh]} \quad (4.6)$$

$$E_{\text{pico}} = \text{horas.días} \cdot P_{\text{ins}} \cdot \text{Ahorro} = 5.31.16,8.0,79 = 2057 \text{ [kWh]} \quad (4.7)$$

Agregando estos consumos a la tabla 4.1 y sumando todas las celdas de la misma, podemos obtener el consumo eléctrico anual que tiene el vivero:

Mes	$E_{\text{valle}}$ [kWh]	$E_{\text{resto}}$ [kWh]	$E_{\text{pico}}$ [kWh]
Enero	0	851	0
Febrero	0	859	0
Marzo	0	613	0
Abril	0	625	0
Mayo	2469	370+2264+5349=7983	2057
Junio	2238	355+2264+5176=7795	1991
Julio	2469	322+2264+5349=7935	2057
Agosto	2469	344+2264+5349=7957	2057
Septiembre	2238	383+2264+5176=7823	1991
Octubre	0	394	0
Noviembre	0	682	0
Diciembre	0	684	0
	<b>11883</b>	<b>44201</b>	<b>10153</b>

Tabla 4.2: Consumos eléctricos total del Vivero Guardia.

$$E_{\text{anual}} = E_{\text{valle}} + E_{\text{resto}} + E_{\text{pico}} = 11883 + 44201 + 10153 = 66237 \text{ [kWh]} \quad (4.8)$$

### 4.3 HORAS PICO DE SOL EN MAR DEL PLATA

El primer paso es conocer la energía solar anual disponible en la ciudad de Mar del Plata. En la figura 2.4, mencionábamos la irradiación global diaria, un valor de energía por unidad de área y por día de un determinado mes. Sumado a esto, mencionamos el concepto de horas pico de sol [36]. Dado que la radiación solar máxima es de 1 kW/m<sup>2</sup>, el número de horas pico de sol es numéricamente idéntica a la insolación solar media diaria. Por ejemplo, un lugar que recibe 8 kWh/m<sup>2</sup> por día, se puede decir que han recibido 8 horas de sol al día de 1 kW/m<sup>2</sup>. Calcular las horas pico de sol es útil porque los módulos fotovoltaicos a menudo se valoran con un valor de 1 kW/m<sup>2</sup>.

En el anexo I de la Guía del Recurso Solar, emitida por la Secretaría de Gobierno de Energía en 2019, pueden visualizarse los mapas con valores de irradiación

solar media diaria para cada mes del año [15]. Como estos valores son para el plano horizontal, hay que afectarlos por un valor de corrección que tiene en cuenta la orientación e inclinación de los paneles que se obtiene en el anexo II de la misma guía. La orientación óptima será la dirección norte (acimut = 0°), dado que nos encontramos en el hemisferio sur. Mar del Plata se encuentra en la latitud 38°00' Sur y longitud 57°33' Oeste [37]. Una forma rápida de conocer la inclinación óptima de los paneles solares, para conseguir la máxima irradiación solar (para cualquier orientación), es mediante la fórmula 4.6, antes mencionada en la sección 2.8 del trabajo:

$$I_{op}=3,7+0,69.Lat=3,7+0,69.38=30 \text{ [}^\circ\text{]} \quad (4.9)$$

Para la orientación de 0° e inclinación 30° de los paneles, los factores de corrección para cada mes se encuentran en la tabla de la figura 4.1:

BUENOS AIRES													
BETA	ACIMUT = 0°						LATITUD = 34°55'						
	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Annual
0°	1,00	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	1,00	1,00	0,99
5°	1,00	1,01	1,02	1,04	1,08	1,09	1,08	1,06	1,03	1,01	1,00	1,00	1,03
10°	0,99	1,01	1,04	1,09	1,15	1,19	1,17	1,11	1,06	1,02	1,00	0,99	1,07
15°	0,99	1,01	1,06	1,14	1,23	1,28	1,25	1,17	1,08	1,03	0,99	0,98	1,10
20°	0,97	1,01	1,07	1,17	1,29	1,36	1,32	1,21	1,10	1,03	0,98	0,96	1,12
25°	0,95	1,00	1,08	1,20	1,35	1,43	1,38	1,25	1,12	1,02	0,96	0,94	1,14
30°	0,93	0,99	1,08	1,22	1,40	1,49	1,43	1,26	1,12	1,01	0,94	0,92	1,15
35°	0,90	0,97	1,07	1,24	1,44	1,55	1,48	1,31	1,13	1,00	0,92	0,89	1,16
40°	0,87	0,94	1,06	1,25	1,47	1,59	1,52	1,32	1,12	0,98	0,89	0,85	1,15
45°	0,83	0,91	1,04	1,25	1,49	1,63	1,54	1,33	1,11	0,95	0,85	0,82	1,15
50°	0,79	0,88	1,02	1,24	1,50	1,65	1,56	1,33	1,09	0,92	0,82	0,78	1,13
55°	0,75	0,84	0,99	1,23	1,51	1,67	1,57	1,32	1,07	0,88	0,77	0,73	1,11
60°	0,71	0,80	0,96	1,21	1,50	1,67	1,57	1,31	1,04	0,85	0,73	0,69	1,09
65°	0,66	0,76	0,92	1,18	1,49	1,66	1,56	1,29	1,00	0,80	0,68	0,64	1,05
70°	0,61	0,71	0,88	1,14	1,47	1,65	1,54	1,26	0,96	0,76	0,63	0,59	1,02
75°	0,56	0,66	0,83	1,10	1,43	1,62	1,51	1,22	0,92	0,71	0,58	0,54	0,97
80°	0,50	0,60	0,78	1,06	1,39	1,58	1,47	1,17	0,87	0,65	0,53	0,48	0,92
85°	0,45	0,55	0,72	1,00	1,34	1,54	1,42	1,12	0,81	0,60	0,48	0,43	0,87
90°	0,40	0,49	0,66	0,95	1,29	1,48	1,37	1,07	0,76	0,54	0,42	0,38	0,82

Figura 4.1: Tabla de corrección Buenos Aires para acimut 0° [15].

Multiplicando estos valores diarios por la cantidad de días del mes y sumando, obtenemos la cantidad de horas pico de sol anuales en la ciudad de Mar del Plata, un dato que nos servirá para realizar el dimensionamiento del sistema fotovoltaico.

En la siguiente tabla se pueden observar los cálculos para determinar las horas pico de sol anuales. También se adjuntan en el anexo del trabajo los mapas de irradiación solar diario para los distintos meses del año.

Mes	Horas de sol pico diarias	Factor de corrección	Horas pico de sol diarias corregido	Días	Horas de sol pico
Enero	6,5	0,93	6,045	31	187,395
Febrero	5,5	0,99	5,445	28	152,46
Marzo	4	1,08	5,12	31	158,72
Abril	3	1,22	3,66	30	109,8
Mayo	2	1,4	2,8	31	86,8
Junio	1,5	1,49	2,235	30	67,05
Julio	1,5	1,43	2,145	31	66,495
Agosto	2,5	1,28	3,2	31	99,2
Septiembre	3,5	1,12	3,92	30	117,6
Octubre	5	1,01	5,05	31	156,55
Noviembre	6	0,94	5,64	30	169,2
Diciembre	6,5	0,92	5,98	31	185,38
					1557

Tabla 4.3: Cálculo de horas pico de sol anuales para la ciudad de Mar del Plata [15].

## 4.4 TAMAÑO DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO

Antes de realizar la selección de componentes y posteriormente la simulación para conocer la energía anual producida por el sistema fotovoltaico, es necesario determinar la potencia fotovoltaica a instalar y así la cantidad de paneles solares. Para ello, es necesario determinar un criterio. En nuestro caso, diseñaremos el sistema fotovoltaico para cubrir el 30% de la demanda energética anual. Este porcentaje es una limitación impuesta por el dueño del vivero y un punto de partida para el análisis. Como el ahorro monetario es mayor cuando se auto-consume la energía generada que cuando se inyecta, en el capítulo 5 de “Análisis económico” se analizan otras posibilidades para comparar la rentabilidad de esos proyectos con el actual. El vivero consumirá toda la energía producida en invierno, debido al alto consumo de los calefactores eléctricos, mientras que en verano podrá producir más energía que la que consume para poder inyectarla a la red y obtener un crédito a su favor.

De la ecuación 4.10 [11] es necesario despejar la potencia del sistema fotovoltaico ( $P_{FV}$ ). El valor de la energía eléctrica anual ( $E_{anual}$ ) se multiplica por 0,3 en nuestro caso, dado que queremos solamente cubrir el 30% de la demanda eléctrica anual.  $\eta$  es la eficiencia total de todos los componentes del sistema FV en el lado de la carga de los paneles (inversor, conexiones, pérdidas por efecto de la temperatura, pérdidas por falta de simetría en el rendimiento, pérdidas por sombreado y baja radiación solar, pérdidas por reflexión, etc.) [11]. Esta eficiencia, en un sistema diseñado e instalado adecuadamente puede oscilar entre 0,75 y 0,85. Tomaremos el valor de 0,85 para nuestro caso.

$$0,3 \cdot E_{anual} = \eta \cdot (\text{horas sol anual}) \cdot P_{FV} \quad (4.10)$$

$$P_{FV} = \frac{0,3 \cdot E_{\text{anual}}}{\eta \cdot (\text{horas sol anual})} = \frac{0,3 \cdot 66237}{0,85 \cdot 1557} = 15 \text{ [kW]} \quad (4.11)$$

## 4.5 ELECCIÓN DE PANELES Y DE INVERSOR

Una vez calculada la potencia fotovoltaica a instalar, se seleccionan los módulos FV e inversor para realizar la simulación en el programa PVSyst. Se eligen los paneles solares monocristalinos de la marca Talesun, modelo TP672M, de potencia pico 370 W. Estos cuentan con un rendimiento del 19% y una tensión máxima del sistema de 1000 V. Se adjunta la ficha técnica en el anexo I del trabajo mencionando a continuación sus características más importantes en condiciones de prueba estándar (STC):

- Potencia nominal ( $P_{\text{máx}}$ ) = 370 W
- Tensión a potencia nominal ( $U_{\text{máx}}$ ) = 39,6 V
- Corriente a potencia nominal ( $I_{\text{máx}}$ ) = 9,35 A
- Tensión a circuito abierto ( $U_{\text{oc}}$ ) = 48,3 V
- Corriente de cortocircuito ( $I_{\text{sc}}$ ) = 9,83 A



Figura 4.2: Panel solar Talesun TP672M [38].

Para lograr la potencia de 15000 W, se utilizarán 40 módulos fotovoltaicos divididos en 4 strings (cadenas de paneles en serie) de 10 paneles cada una. La tensión de cada cadena será la suma de las  $U_{\text{máx}}$  de 10 módulos fotovoltaicos, ya que las tensiones en serie se suman mientras que la corriente de la cadena será la de un solo módulo FV.

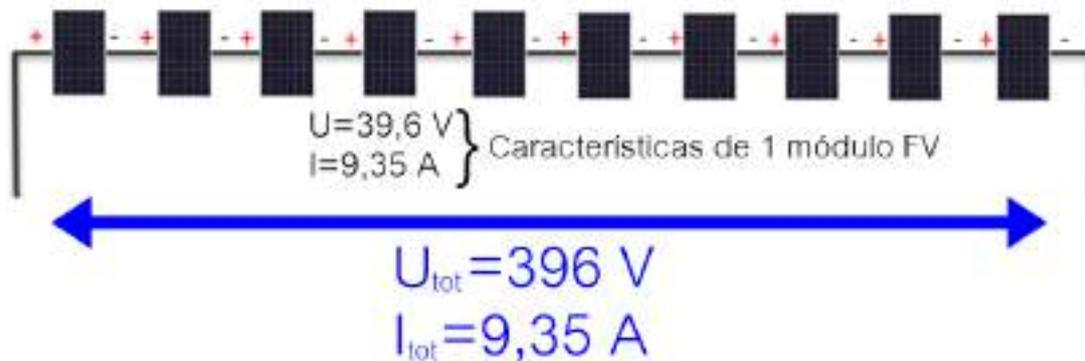


Figura 4.3: Esquema de los 10 módulos en serie conformando 1 string.

Se seleccionan dos inversores de la marca Growatt, modelo MIN 6000TL-X de 6 kW de salida en alterna (CA). La máxima potencia de entrada en continua (CC) que admiten los inversores es de 8100 W. Cada inversor cuenta con 2 entradas MPPT con una corriente máxima de 12,5 A por lo que conectaremos 1 string por entrada, siendo admisible la corriente de 9,35 A de la cadena. El rango de tensión de funcionamiento de cada inversor es de 80 a 550 V por lo que la tensión de 396 V también sería admisible. Se adjunta en el anexo I la ficha técnica completa del inversor.



Figura 4.4: Inversor Growatt MIN 6000TL-X [39].

## 4.6 UBICACIÓN DE LOS PANELES

El Vivero Guardia cuenta con un terreno baldío, detrás de la zona comercial y sus invernaderos con una amplia superficie, de aproximadamente 2400 m<sup>2</sup>.



Figura 4.5: Imagen satelital del Vivero Guardia mediante Google Earth.

Los paneles irán montados sobre los soportes regulables de aluminio S021 de la marca Kit Solar, que pueden soportar hasta 2 módulos apaisados y adaptarse fácilmente a cualquier superficie.



Figura 4.6: Soportes Kit Solar S021 [40].

Se utilizarán 20 soportes los cuales se dividirán en 4 filas de 5. Cada fila de soportes soportará los 10 módulos fotovoltaicos de cada string. Al estar los

paneles en 4 filas distintas y para evitar sombras entre ellos, se calcula la distancia mínima entre ellas con la fórmula 2.4, mencionada en la sección 2.11 del trabajo, donde:

- A: Es la longitud de 2 paneles apaisados. En este caso se toma 1,984 m, 2 veces 0,992 m, longitud del panel Talesun, ya que en los soportes los paneles se colocan uno encima del otro como se ve en la figura 4.6.
- k: Es un coeficiente adimensional que depende de la latitud de la locación. Según la tabla 2.1, se toma el valor de 2,475 para la latitud de 38° de la ciudad de Mar del Plata.
- $\beta$ : Es el ángulo de inclinación de los paneles, 30° para nuestro caso.

$$d_{\min} = k \cdot A \cdot \text{sen}(\beta) = 2,475 \cdot 1,984 \cdot \text{sen}(30^\circ) \cong 2,5 \text{ [m]} \quad (4.12)$$

Por lo que, adoptando una distancia de 3 metros entre filas (distancia desde el final de una fila hasta el principio de otra), se evita el sombreado entre paneles.



Figura 4.7: Ubicación de las cadenas de paneles en el terreno del Vivero Guardia.

Como se visualiza en la figura 4.7, los únicos objetos que pueden causar sombras a los paneles son los árboles que se encuentran al este. Si bien, por la distancia a los mismos, el efecto puede ser despreciado, se tendrá en cuenta mediante el modelado 3D de sombreado del software PVSyst.

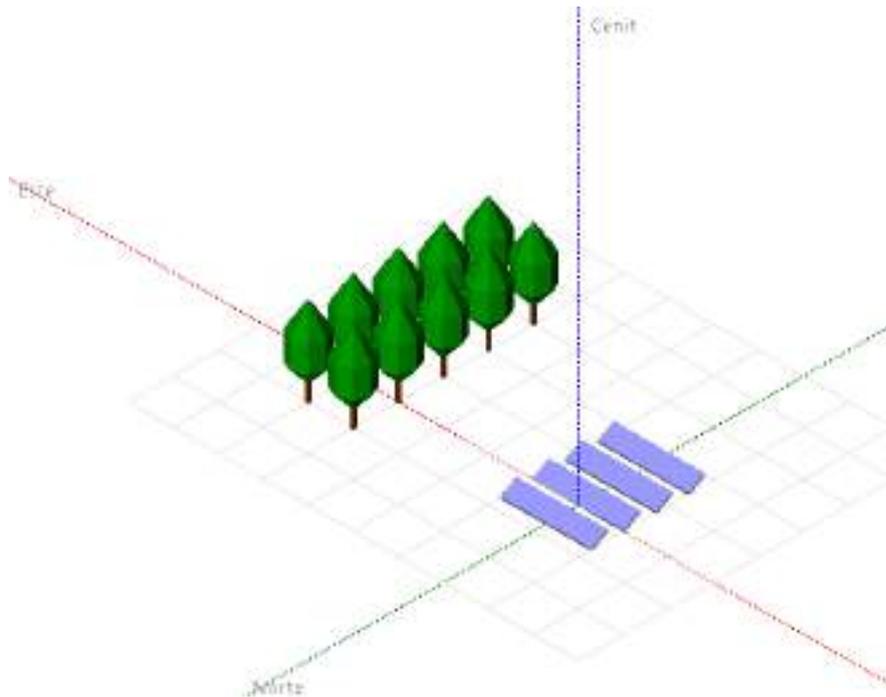


Figura 4.8: Modelado del sistema fotovoltaico en PVSyst.

## 4.7 SIMULACIÓN EN PVSYST

El software PVSyst es una herramienta que permite el estudio, la simulación y análisis de datos completa de los sistemas fotovoltaicos [41]. Hace posible el estudio de sistemas conectados a la red, aislados y sistemas de bombas. También incluye bases de datos para los componentes de la instalación. Este software permite dimensionar el tamaño de las instalaciones teniendo en cuenta la radiación solar que recibiría en función de su ubicación gracias a su base de datos meteorológica, que permite su diseño en 3D y que tiene en cuenta la proyección de sombras gracias a la simulación del movimiento del sol durante el día.



Figura 4.9: Logo PVSyst [41].

En este caso utilizaremos el software para el diseño de un sistema fotovoltaico conectado a la red. El programa requiere que se ingresen una serie de variables

las cuales utilizará como base para calcular la generación producida en esas condiciones.

Las variables son:

- Ubicación geográfica y fuente de datos climáticos.
- Orientación e inclinación de los paneles.
- Paneles e inversores utilizados.
- Sombreado.
- Pérdidas.

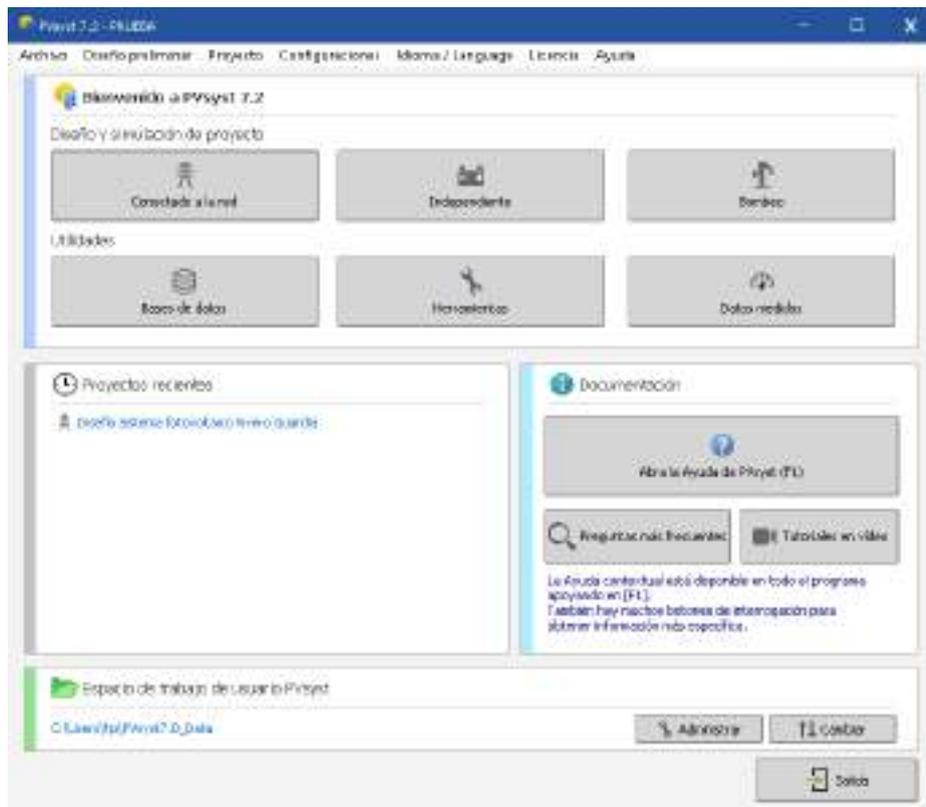


Figura 4.10: Interfaz principal del software.

## UBICACIÓN GEOGRÁFICA Y FUENTE DE DATOS CLIMÁTICOS

PVSyst posee una base de datos meteorológica que permite dimensionar la instalación en función de su ubicación, calcular la inclinación y orientación óptima, y un diseño en 3D que permite calcular las pérdidas y producción ya que simula la orientación del sol [42].

Entre las páginas de fuentes de datos meteorológicas se encuentra Meteonorm [43]. Este programa informático es uno de los más útiles como base de datos gracias a las mediciones realizadas por estaciones meteorológicas en todo el mundo. Tiene la ventaja de poder consultar los datos de cualquier lugar del

mundo, obteniendo los datos de irradiación global, difusa, temperatura y velocidad viento media mensual.

En el software, simplemente se indican las coordenadas geográficas donde se realiza la instalación fotovoltaica (o indicándolo en un mapa interactivo de la plataforma) y seleccionando la base de datos Meteonorm, se obtienen los datos climáticos mensuales como se observa en la figura 4.11:

Sitio **Vivero guardia (Argentina)**

Fuente de datos **Vivero guardia\_MN80.SIT -- Meteonorm 8.0 (1991-2009), Sat=100%**

	<b>Irradiación horizontal global</b> kWh/m <sup>2</sup> /mes	<b>Irradiación difusa horizontal</b> kWh/m <sup>2</sup> /mes	<b>Temperatura</b> °C	<b>Velocidad del viento</b> m/s	<b>Turbidez Linke</b> [-]	<b>Humedad relativa</b> %
Enero	229.1	82.3	21.3	4.50	3.457	70.2
Febrero	165.9	76.5	20.6	4.09	3.303	74.0
Marzo	142.8	60.4	18.4	3.90	3.106	76.9
Abril	110.2	37.9	14.5	3.60	3.065	78.7
Mayo	84.0	28.9	11.5	3.39	2.949	81.1
Junio	57.5	25.4	8.2	3.70	2.907	82.3
Julio	66.1	28.3	7.3	3.70	3.021	83.7
Agosto	96.6	39.5	8.8	4.00	3.473	80.5
Septiembre	121.7	57.7	10.1	4.20	3.568	79.5
Octubre	171.1	70.2	13.2	4.40	3.365	76.5
Noviembre	195.7	74.3	15.9	4.49	3.221	74.0
Diciembre	196.3	93.1	19.5	4.69	3.341	70.1
<b>Año</b>	<b>1637.0</b>	<b>674.5</b>	<b>14.1</b>	<b>4.1</b>	<b>3.231</b>	<b>77.3</b>

**Irradiación horizontal global variabilidad año a año 4.5%**

Figura 4.11: Base de datos climática de Meteonorm para el Vivero Guardia.

## ORIENTACIÓN E INCLINACIÓN DE LOS PANELES

Una vez ingresado el archivo de datos meteorológicos, el parámetro a definir es la orientación e inclinación de los paneles. En la interfaz del software primero se indica el tipo de campo, es decir, si la inclinación de los paneles es fija o con algún tipo de rastreador. El programa cuenta con una herramienta que permite una optimización rápida respecto de la ubicación geográfica de los paneles, dando una orientación e inclinación óptima anual o para alguna de las estaciones (verano o invierno). En nuestro caso, buscando optimizar la instalación anualmente, utilizamos un ángulo de 30° por lo calculado con la ecuación 4.9.

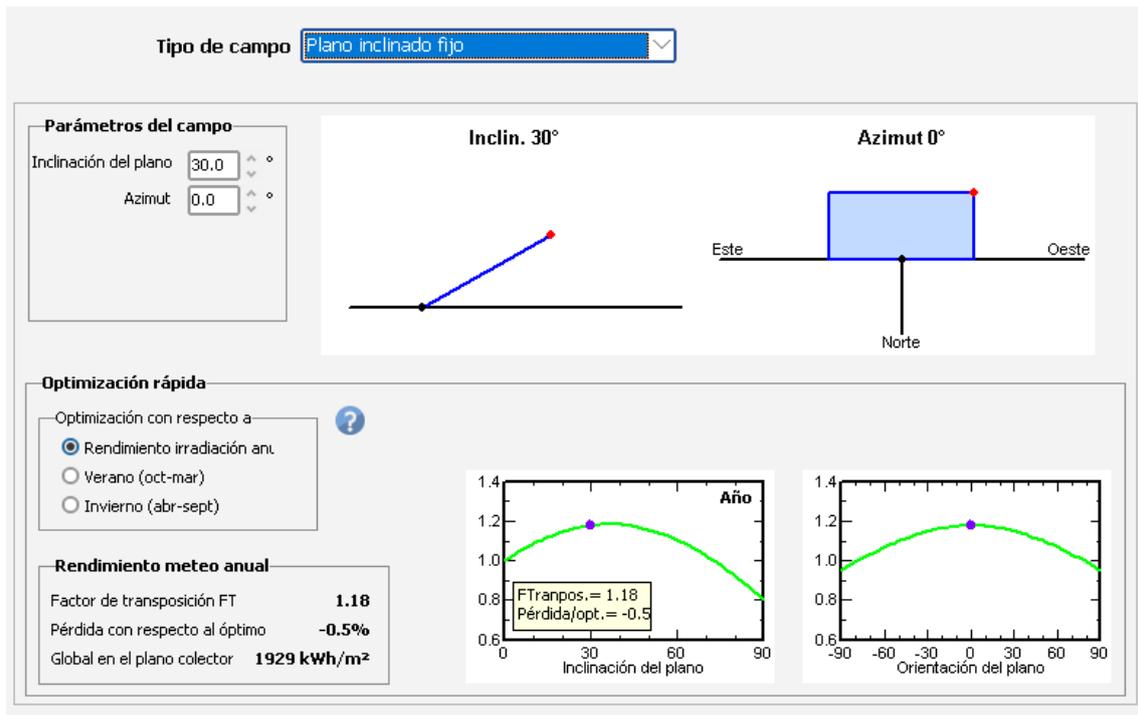


Figura 4.12: Orientación e inclinación de los paneles en PVSyst.

Luego de indicar los parámetros de inclinación y azimut, el programa nos indica el rendimiento que obtendríamos respecto a lo óptimo. Para nuestros valores el factor de transposición es del 18%, es decir que con dicha inclinación obtenemos un 18% más de irradiación que si el panel se encontrase horizontalmente durante todo el año. También la pérdida con respecto al ángulo óptimo de inclinación es de 0,5% confirmando que el cálculo realizado con la ecuación 4.9 es correcto. Con respecto a la orientación, PVSyst indica que el azimut óptimo es de 0°, orientando los paneles directamente hacia el norte.

## PANELES E INVERSORES UTILIZADOS

Al igual que con los datos climáticos, PVSyst posee una variedad de modelos de paneles solares e inversores cargados por defecto para facilitar la tarea del usuario. Pero también permite mediante una consola que se pueden ingresar los valores técnicos de cualquier panel y lograr la simulación requerida.

La interfaz también permite ingresar la potencia planeada en kW o el área disponible para colocar módulos y obtener una ayuda de pre-dimensionamiento. También, según la cantidad de módulos necesarios, se indica el número de módulos en serie y la cantidad de cadenas en donde se repartirán los módulos. Esto permite comprobar si la selección del inversor es correcta o si es necesaria más potencia u otro modelo que verifique la corriente y tensión de la cadena.

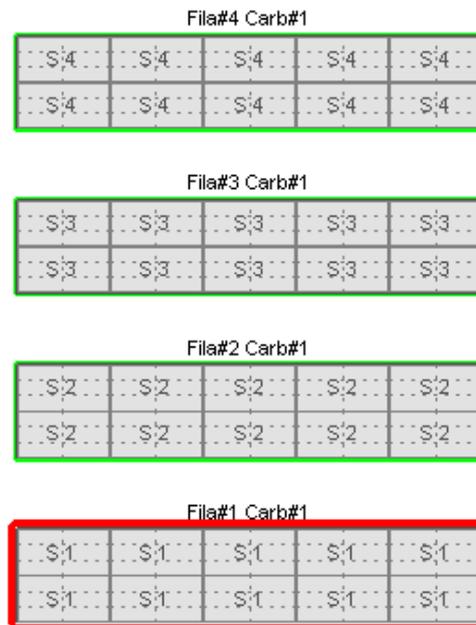


Figura 4.13: Disposición de los módulos fotovoltaicos.

En la sección 4.5 del trabajo se realizó la elección del modelo de paneles solares e inversor por lo que simplemente se seleccionan los modelos en la interfaz del programa como se observa en la figura 4.14.



Figura 4.14: Interfaz de PVSyst para indicar modelos de módulos fotovoltaicos e inversores.

## SOMBREADO

El sombreado es causado por las edificaciones cercanas o por los mismos paneles y afecta al rendimiento de la instalación. Para cuantificar este efecto, PVSyst provee una herramienta de diseño 3D de la planta FV. El objetivo es modelar la instalación y todos aquellos obstáculos que puedan producir el efecto de sombreado.

Para ello el programa cuenta con una interfaz donde se puede crear la escena de sombreado colocando los arreglos de paneles y los obstáculos cercanos (con sus respectivas dimensiones) a ellos.

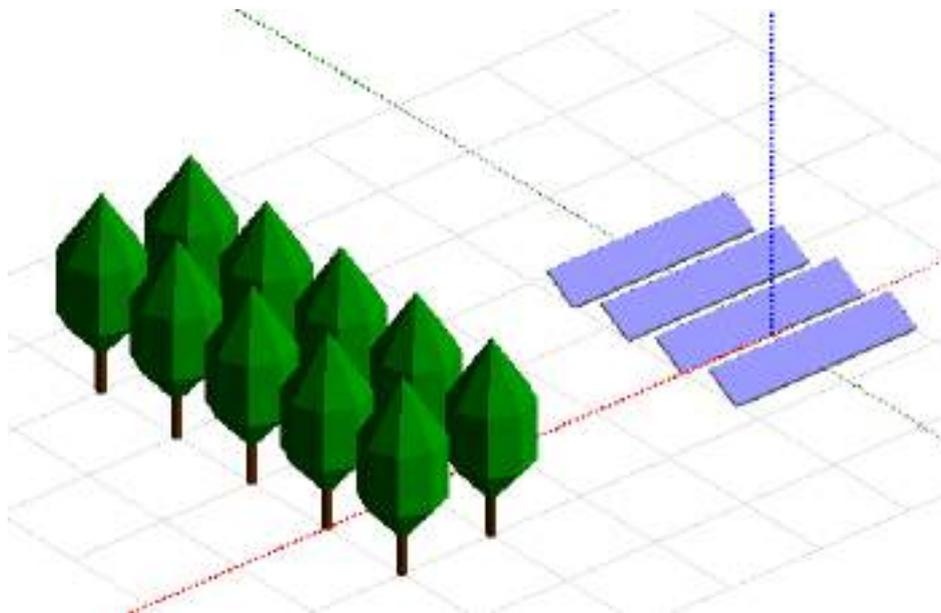


Figura 4.15: Modelado 3D del Sistema FV en el Vivero Guardia mediante PVSyst.

En nuestro caso particular de estudio, los únicos obstáculos cercanos a los paneles son árboles ubicados al este de los mismos como se observa en la figura 4.15. En la creación de la escena se indicó la conformación de los strings (cadenas de paneles por fila, cantidad de filas y orientación de los paneles) y también la distancia entre filas calculada con la ecuación 4.12.

## PÉRDIDAS

Además de las pérdidas energéticas debido al sombreado de los paneles, también se registra una menor producción debido a distintos factores, los más influyentes son:

- Pérdidas de irradiancia: las pérdidas por ensuciamiento que afecta a la irradiancia captada por los módulos fotovoltaicos pueden variar según

las condiciones de lluvia que tenga el lugar. PVSyst estima estas pérdidas en 3% anual.

- Factor de pérdida térmica: considera las pérdidas que tiene la célula fotovoltaica por estar a una temperatura distinta a la de las condiciones estándar (STC). El software estima estas pérdidas en  $15 \text{ W/m}^2 \text{ }^\circ\text{C}$ .
- Pérdidas óhmicas: esto induce a una pérdida de potencia que puede indicarse como un porcentaje de la potencia del sistema en STC. El programa estima estas pérdidas en 1,5% para el circuito de corriente continua (pérdidas que no son estimadas por la eficiencia del panel) y 1% para el circuito de corriente alterna (desde la salida del inversor hasta el punto de inyección a la red).

## RESULTADOS DE LA SIMULACIÓN

Ya definidos los parámetros principales y opcionales para la simulación, se ejecuta la simulación para obtener los resultados de producción de energía anual.

La simulación de PVSyst arrojó como resultado una producción anual esperada de 22187 kWh con un rendimiento del 79,2% (debido a las pérdidas del sistema observadas en la figura 4.19). Este resultado implica cubrir el 33% de la demanda calculada con la ecuación 4.8 superando el 30% objetivo propuesto en la sección 4.4 del trabajo.

Resultados principales			
Producción del sistema	<b>22.2 MWh/año</b>	Prod. normalizada	<b>4.11 kWh/kWp/día</b>
Prod. específica	<b>1499 kWh/kWp/año</b>	Pérdidas del conjunto	<b>0.94 kWh/kWp/día</b>
Proporción de rendimiento	<b>0.792</b>	Pérdidas del sistema.	<b>0.14 kWh/kWp/día</b>

Figura 4.16: Resultados principales de la simulación.

En la figura 4.17 se muestra la gráfica extraída de PVSyst con la energía producida cada mes del año.

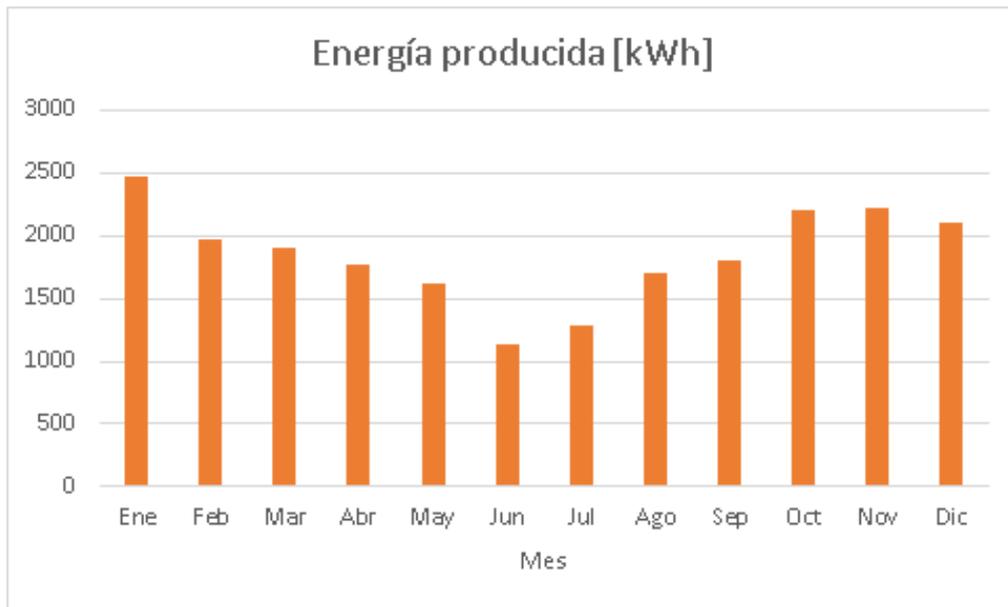


Figura 4.17: Energía mensual producida.

En la tabla 4.4 se muestran detalladamente las sumas de energía mensuales producidas en cada hora del día. Esta tabla será importante a la hora de realizar el análisis económico del proyecto, visualizando en qué horarios se inyecta el excedente de energía a la red y en que horarios simplemente se consume. Se puede observar en la tabla, que la producción de energía solo sucede entre las 6 am y las 7 pm, que corresponde al horario resto en el encuadre tarifario de EDEA.

Mes	6H	7H	8H	9H	10H	11H	12H	13H	14H	15H	16H	17H	18H	19H
Ene	9	36	139	222	276	281	300	298	280	247	196	129	48	9
Feb	1	18	78	163	220	240	254	255	233	199	165	103	37	1
Mar	0	10	54	154	214	255	258	256	240	208	159	87	15	0
Abr	0	0	45	139	206	241	254	258	241	195	133	55	0	0
May	0	0	36	123	201	233	258	253	225	179	106	2	0	0
Jun	0	0	2	76	140	168	191	198	173	126	63	0	0	0
Jul	0	0	5	84	159	189	218	229	190	143	76	1	0	0
Ago	0	0	33	113	185	232	257	263	243	198	132	44	0	0
Sep	0	10	63	150	194	225	250	262	244	201	140	63	0	0
Oct	4	35	126	210	263	284	297	300	257	213	140	68	8	4
Nov	13	53	146	210	251	268	279	274	250	212	159	84	20	13
Dic	14	51	137	192	229	241	253	254	237	202	159	94	33	14
<b>Año</b>	<b>41</b>	<b>213</b>	<b>864</b>	<b>1836</b>	<b>2538</b>	<b>2856</b>	<b>3068</b>	<b>3101</b>	<b>2813</b>	<b>2322</b>	<b>1626</b>	<b>730</b>	<b>161</b>	<b>41</b>

Tabla 4.4: Suma mensual de energía producida en kWh en cada hora del día.

También los datos de la tabla 4.4 pueden observarse en la figura 4.18 visualizando la energía generada anual en cada hora del día.

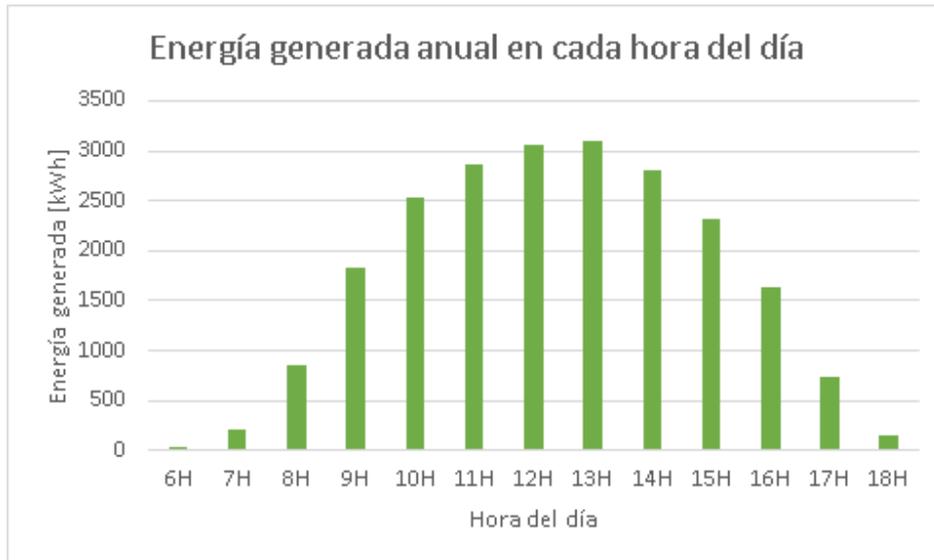


Figura 4.18: Energía generada anual en cada hora del día.

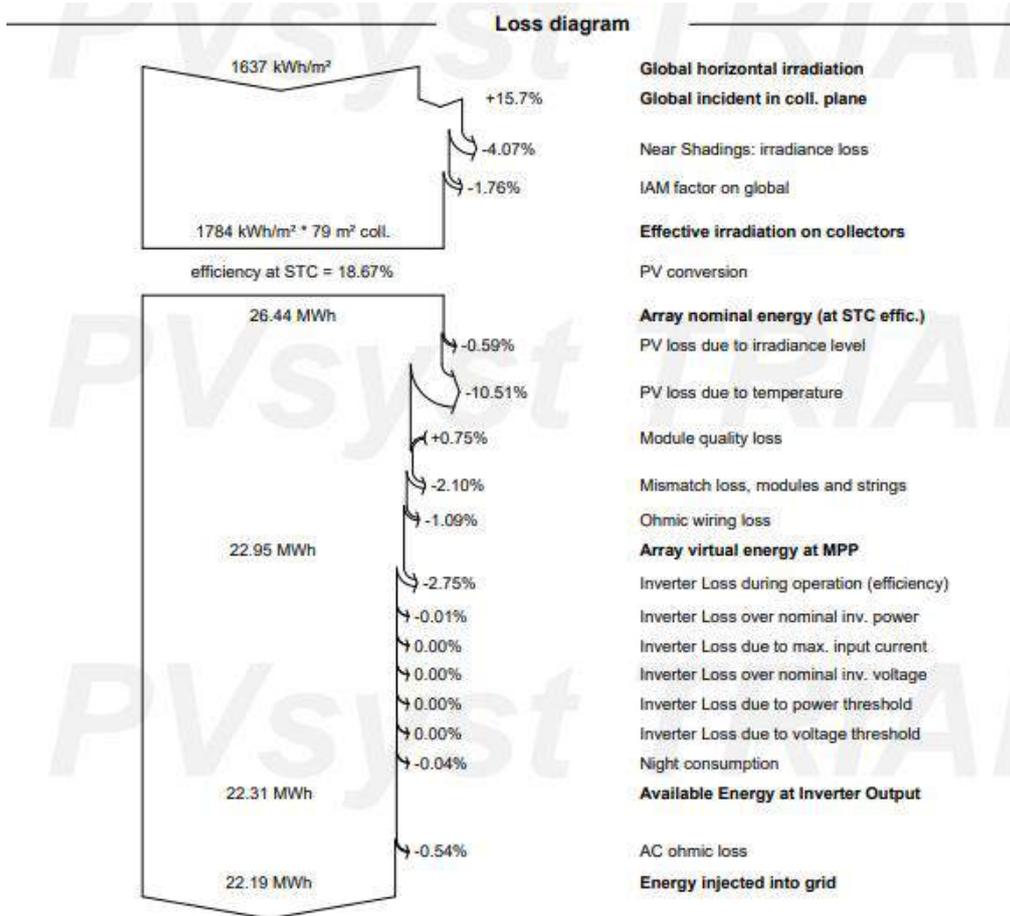


Figura 4.19: Diagrama de pérdidas en el sistema.

Otra gráfica importante se visualiza en la figura 4.19 donde se muestran, de forma muy esquemática, los porcentajes de pérdidas del sistema. Allí se

pueden destacar las pérdidas por sombreados cercanos del 4%, la pérdida debido a la temperatura del 10,51% y la pérdida del inversor durante la operación del 2,75%.

## 4.8 ELECCIÓN DE CABLES

Además de los módulos FV y el inversor ya seleccionado anteriormente, se complementa la instalación FV con el cableado de continua y alterna.

### CABLEADO CONTINUA

Los cables utilizados en una planta FV deben ser capaces de soportar, durante todo el ciclo de vida de la central, condiciones medioambientales duras en cuanto a temperatura, precipitaciones atmosféricas y radiaciones ultravioleta [11]. La elección ideal corresponde a un cable de tipo solar, cuyas características se adaptan a las exigencias. Se elige el modelo de Prysmian TECSUN H1Z2Z2-K, un conductor de cobre estañado con un aislamiento compuesto reticulado libre de halógenos. Las ventajas principales son:

- No propagación de llama.
- Resistencia a la absorción del agua.
- Resistencia al frío.
- Cable flexible.
- Resistencia a los rayos ultravioleta.

La ficha técnica del cable se puede ver en el anexo I del trabajo, resumiendo los datos técnicos más importantes en la siguiente tabla:

Datos técnicos del conductor	
Sección [mm <sup>2</sup> ]	4
Tensión nominal [kV]	1,5/1,8
Corriente admisible (aire libre, 40°C) [A]	46
Temperatura máxima de servicio [°C]	120
Resistencia del conductor (20 °C) [Ω/km]	5,09
Caída de tensión [V/A-km]	10,18

Tabla 4.5: Datos técnicos del conductor TECSUN.

Se realiza la comprobación de caída de tensión con los datos que brinda el catálogo. Es necesario tomar el peor caso posible, que es el segmento más extenso de conductor y de mayor corriente. Este tramo sería el que va desde uno de los strings hacia el lugar donde se encuentra el inversor, en la zona comercial al lado del tablero principal.

- $I = 9,35 \text{ A}$
- $L = 300 \text{ m} = 0,3 \text{ km}$  (conductor de fase y neutro, estimación realizada con Google Earth)

Por lo que la caída de tensión con el dato de catálogo resulta:

$$\Delta U = 0,3 \cdot 9,35 \cdot 10,18 = 28,6 \text{ [V]} \quad (4.13)$$

El valor mínimo de tensión del inversor seleccionado es de 80 V (ver ficha técnica en anexo III) y los strings poseen una tensión de 396 V (figura 4.3). Se concluye que la caída de tensión es apta, ya que aun restándole ese valor a la tensión del string, se supera el mínimo valor.

## CABLEADO ALTERNA

La salida de los 2 inversores es monofásica con corriente máxima de 27,2 A, dado que la suma de esas corrientes es de 54,4 A, en función de ese dato se selecciona la sección de cable, siendo el tramo más comprometido en cuanto a caída de tensión, el que va desde el inversor al medidor bidireccional. Se elige el conductor de cobre electrolítico recocido SUPERASTIC FLEX de Prysmian. La ficha técnica del mismo se encuentra en el anexo III y se resumen en la siguiente tabla los datos técnicos principales:

Datos técnicos del conductor	
Sección [mm <sup>2</sup> ]	25
Tensión nominal [kV]	0,45/0,75
Corriente admisible (aire libre, 40°C) [A]	88
Temperatura máxima de servicio [°C]	120
Resistencia del conductor (20 °C) [Ω/km]	0,78
Caída de tensión [V/A-km]	1,54

Tabla 4.6: Datos técnicos del conductor SUPERASTIC FLEX.

El conductor fue seleccionado por su corriente admisible. A su vez, se debe verificar que la caída de tensión en los cables no supere el 3% según lo que recomienda la norma AEA 90364 [44] (caída de tensión menor a 6,6 V para tensiones monofásicas de 220 V). En este caso el fabricante otorga al igual que en el caso anterior, la caída de tensión en V/A-km por lo tanto se procede a un análisis similar al realizado en los conductores de CC.

- $I = 54,4 \text{ A}$

- $L = 60 \text{ m} = 0,06 \text{ km}$  (conductor de fase y neutro, estimación realizada con Google Earth)

Por lo que la caída de tensión con el dato de catálogo resulta:

$$\Delta U = 0,06 \cdot 54,4 \cdot 1,54 = 5,03 \text{ [V]} \quad (4.14)$$

Donde quedan verificadas las condiciones que establece la norma [44].

## 4.9 PROTECCIONES

En todas las instalaciones se deben proveer dispositivos de protección, con el fin de interrumpir toda corriente de sobrecarga en los conductores de un circuito, antes que ella pueda provocar un daño por calentamiento a la aislación, a las conexiones, a los terminales o al ambiente que rodea a los conductores.

### LADO CONTINUA

La característica de funcionamiento u operación de un dispositivo de protección de un cable contra las sobrecargas debe satisfacer la condición siguiente [44]:

$$I_B < I_N < I_Z \quad (4.15)$$

Donde:

- $I_B$ : corriente de proyecto.
- $I_N$ : corriente nominal del dispositivo de protección.
- $I_Z$ : corriente admisible por los cables a proteger.

Para el tramo que va desde la salida de los strings al inversor se utilizará la llave termomagnética YCB9-80DM de la marca CNC de 10 A, cuyo modelo está recomendado para aplicaciones fotovoltaicas. Para verificar la ecuación 4.15:

$$I_B = 9,35 < I_N = 10 < I_Z = 46 \quad (4.16)$$

Además, debe verificar la ecuación 4.17, segunda condición de protección contra sobrecargas [45]:

$$I_2 < 1,45 \cdot I_Z \quad (4.17)$$

En esta ecuación  $I_2$  es la corriente que asegura el funcionamiento del dispositivo de protección en el tiempo convencional en las condiciones definidas. Debido a que el interruptor está construido bajo la norma IEC 60947-2, toma el siguiente valor:

$$I_2 = 1,3 \cdot I_N = 1,3 \cdot 10 = 13 \text{ [A]} \quad (4.18)$$

Luego se verifica la ecuación 4.17:

$$I_2 = 13 < 1,45 \cdot I_Z = 66,7 \quad (4.19)$$

## LADO ALTERNA

Para el tramo que va desde el inversor hasta el punto de conexión con la red, se utilizará un interruptor termomagnético modelo K32C63 de la marca BAW cuya corriente nominal es 63 A. Sabiendo que la corriente de proyecto es la salida del inversor, se verifica la ecuación 4.15:

$$I_B = 54,4 < I_N = 63 < I_Z = 88 \quad (4.20)$$

En segundo lugar, se debe verificar la ecuación 4.17, donde  $I_2$  se calcula nuevamente con la ecuación 4.18:

$$I_2 = 1,3 \cdot I_N = 1,3 \cdot 63 = 81,9 \text{ [A]} \quad (4.21)$$

$$I_2 = 81,9 < 1,45 \cdot I_Z = 127,6 \quad (4.22)$$

A diferencia de los ramales de los paneles solares, donde la corriente de cortocircuito no es mucho mayor que la nominal, en el lado de alterna es necesario cumplir la verificación de protección contra cortocircuitos, salvaguardando la integridad de la aislación [44]:

$$k^2 \cdot S^2 \geq I^2 \cdot t \quad (4.23)$$

Donde:

- $I^2.t$ : Máxima energía específica pasante aguas abajo del dispositivo de protección. Es un valor garantizado por el fabricante.
- S: Sección del conductor en  $\text{mm}^2$ .
- k: Coeficiente que depende del tipo de aislante y el tipo de conductor, para el cobre con aislante de PVC toma el valor de 115.

Entonces, para el conductor de 25  $\text{mm}^2$  de sección, la energía que soporta el conductor es:

$$k^2.S^2=(115)^2.(25)^2=82656205 \text{ [A}^2\text{s]} \quad (4.24)$$

El interruptor termomagnético es clase 3 con curva del tipo C donde, para un poder asignado de corte de 3 kA, la limitación de energía aguas abajo del dispositivo es de 22000  $\text{A}^2\text{s}$  [44], verificando la ecuación 4.23.

## PUESTA A TIERRA

El concepto de puesta a tierra aplicado a un sistema FV puede referirse tanto a las partes conductoras expuestas (por ejemplo: los bastidores metálicos de los paneles) como al sistema de generación de potencia (partes activas del sistema FV, por ejemplo: las celdas fotovoltaicas) [11]. Actúa como protección ante las descargas por defecto de los cuerpos metálicos, atmosféricas y aseguramiento del correcto funcionamiento de las protecciones.

En el vivero cuenta consta de un conductor que une los circuitos eléctricos a un electrodo enterrado. Se conectarán todos los elementos a la puesta a tierra del lugar.

## PROTECCIÓN CONTRA SOBRETENSIONES ATMOSFÉRICAS

Las instalaciones FV, normalmente presentes en el exterior de los edificios, pueden estar sometidas a sobretensiones de origen atmosférico, tanto directas (descarga de un rayo en la estructura) como indirectas (descarga de un rayo cerca de la estructura del edificio o que afecte a las líneas eléctricas) mediante acoplamiento resistivo o inductivo [11]. En este caso, la instalación FV se instala sobre el suelo y no existe riesgo de incendio por descarga directa de rayos. Sin embargo, se pueden tomar medidas para minimizar las sobretensiones causadas por una eventual descarga indirecta de rayo:

- Apantallamiento de los circuitos para reducir el campo magnético en el interior de la envolvente con una consiguiente reducción de las sobretensiones inducidas.

- Reducción del área del bobinado del circuito inducido interconectando correctamente los módulos, trenzando los conductores juntos y llevando los conductores activos tan cerca como sea posible al conductor de protección.

# 5. ANÁLISIS ECONÓMICO

## 5.1 INTRODUCCIÓN

En este capítulo se comienza con el cálculo del presupuesto para el sistema de calefacción eléctrica. Luego se analiza la rentabilidad del proyecto fotovoltaico mediante el cálculo del tiempo de repago. Finalmente, se contempla otra alternativa para el proyecto fotovoltaico comparando la rentabilidad de las opciones.

## 5.2 INVERSIÓN PARA EL SISTEMA DE CALEFACCIÓN

Para comenzar, se hace el cálculo del presupuesto para el sistema de calefacción. Se deben tener en cuenta tanto los costos de equipamiento como los costos de mano de obra y transporte de los mismos. En la tabla 5.1 se detallan los componentes seleccionados en el capítulo 3 para la instalación junto a su respectivo precio en dólares (USD). Todos los costos fueron calculados con la cotización del dólar de \$121 el día 10 de junio de 2022 [46].

Componente	Cantidad	Costo unitario (USD)	Costo total (USD)
Calefactor eléctrico Ci640	22	70	1540
Controlador ETC-512B	2	56,5	113
Interruptor K32C15	22	4,68	102,96
Contactador CM25-20M	22	25,01	550,22
Seccionador SBCM102	4	4,65	18,6
Interruptor K32C63	3	4,7	14,1
Interruptor J102C80	1	27,71	27,71
Placa policarbonato alveolar 4mm	20	86,27	1725,4
			<b>4091,99</b>

Tabla 5.1: Costos de componentes del sistema de calefacción eléctrico.

Además de los costos de los componentes, se determinan los costos de mano de obra de un instalador eléctrico, e imprevistos o contingencias durante el proceso de instalación, siendo estimados como el 15% del costo total (criterio pesimista). Los costos de transporte corresponden solamente al de los calefactores eléctricos siendo este indicado por los distribuidores como un 10% del costo total de los mismos.

Por lo tanto, la inversión total necesaria se muestra en la tabla 5.2:

Tipo de inversión	Costo de inversión (USD)
Costo de componentes	4091,99
Costo de mano de obra e imprevistos (15%)	613,8
Costo de transporte (10% de los calefactores)	154
	<b>4860</b>

Tabla 5.2: Inversión total para el sistema de calefacción eléctrico.

### 5.3 COSTOS DE CONSUMO ENERGÉTICO

Antes de realizar el cálculo de la inversión del sistema fotovoltaico y posteriormente analizar la rentabilidad del mismo, se calculan los gastos mensuales en energía eléctrica que tendría la empresa con el sistema de calefacción sin considerar la energía producida por los paneles solares.

Como se mencionó en la sección 4.2, el Vivero Guardia pasa a ser un usuario categoría T3 para la distribuidora de energía EDEA. En la figura 5.1 se observa el valor de la tarifa correspondiente a esta categoría.

<b>T3 - GRANDES DEMANDAS</b>	
<b>Suministros <math>\geq</math> 50 KW de demanda- (usuarios finales)</b>	<b>T3BT</b>
<b>CARGO FIJO</b>	<b>9,71 USD/mes</b>
<b>CARGO POR POTENCIA EN PICO</b>	<b>3,58 USD/kW mes</b>
<b>CARGO POR POTENCIA FUERA PICO</b>	<b>2,34 USD/kW mes</b>
<b>USUARIOS FINALES Suministros entre 50 y 300KW de Demanda</b>	
<b>CARGO VARIABLE POR ENERGÍA DEMANDADA EN PICO</b>	<b>0,0335 USD/kWh</b>
<b>CARGO VARIABLE POR ENERGÍA DEMANDADA EN RESTO</b>	<b>0,0322 USD/kWh</b>
<b>CARGO VARIABLE POR ENERGÍA DEMANDADA EN VALLE</b>	<b>0,0309 USD/kWh</b>

Figura 5.1: Tarifa para usuarios categoría T3 de EDEA [35].

Para el cargo por potencia en pico y fuera de pico hay que considerar dos escenarios distintos:

- El primero es de mayo a septiembre, donde la potencia en pico es la correspondiente a cuando solo funcionan los equipos del invernadero (16,8 kW) y la potencia fuera pico cuando funcionan también los equipos de la zona comercial (52,8 kW en total). Por lo que el vivero contrata 54 kW kW en pico y 18 kW fuera de pico.
- El segundo escenario son los meses donde no se utilizan los equipos de calefacción. Allí la potencia en pico es nula debido a que el vivero se

encuentra cerrado luego de las 18hs. La potencia fuera pico corresponde al sistema de riego, que está formado por 5 bombas para riego de 2 HP (aproximadamente 7,5 kW). Por lo que el vivero contrata 9 kW fuera de pico.

Habiendo considerado estos escenarios, y junto a los consumos energéticos calculados en la tabla 4.2 y el encuadre tarifario de la figura 5.1, se calculan los costos mensuales a pagar por el Vivero Guardia sin considerar los paneles solares mediante la ecuación:

$$C_{\text{mensual}} = C_{\text{fijo}} + C_{\text{pp}} \cdot P_{\text{p}} + C_{\text{fp}} \cdot P_{\text{fp}} + C_{\text{v,pico}} \cdot E_{\text{pico}} + C_{\text{v,resto}} \cdot E_{\text{resto}} + C_{\text{v,valle}} \cdot E_{\text{valle}} \quad (5.1)$$

Donde:

- $C_{\text{mensual}}$ : costo mensual en USD.
- $C_{\text{fijo}}$ : cargo fijo en USD.
- $C_{\text{pp}}$ : cargo por potencia en pico en USD/kW.
- $C_{\text{fp}}$ : cargo por potencia fuera de pico en USD/kW.
- $P_{\text{p}}$ : potencia pico en kW.
- $P_{\text{fp}}$ : potencia fuera de pico en kW.
- $C_{\text{v,pico}}$ : cargo variable por energía demandada en pico en USD/kWh.
- $E_{\text{pico}}$ : energía demandada en pico en kWh.
- $C_{\text{v,resto}}$ : cargo variable por energía demandada en resto en USD/kWh.
- $E_{\text{resto}}$ : energía demandada en resto en kWh.
- $C_{\text{v,valle}}$ : cargo variable por energía demandada en valle en USD/kWh.
- $E_{\text{valle}}$ : energía demandada en valle en kWh.

En el anexo IV se adjunta una tabla con los cálculos completos del costo mensual de la factura de energía eléctrica para los distintos meses del año. Allí se visualizan los valores de las variables de la ecuación 5.1 y finalmente el costo en dólares (USD) que son resumidos en la siguiente tabla 5.3. Se agregan al cálculo realizado en el anexo, las cargas impositivas de aproximadamente el 30% del costo final.

Mes	Facturación mensual s/ impuestos (USD)	Impuestos 30% (USD)	Costo final en dólares (USD)
Ene	58,17	17,45	75,62
Feb	58,43	17,53	75,96
Mar	50,51	15,15	65,66
Abr	50,90	15,27	66,16
May	602,76	180,83	783,59
Jun	587,36	176,21	763,57
Jul	601,22	180,37	781,58
Ago	601,93	180,58	782,51
Sep	588,26	176,48	764,74
Oct	43,46	13,04	56,49
Nov	52,73	15,82	68,55
Dic	52,79	15,84	68,63
			4353,08

Tabla 5.3: Costos de facturación de energía eléctrica mensual.

Por lo que, además del costo de inversión inicial de 4860 USD, se deberían pagar anualmente 4353,08 USD en facturas de energía eléctrica.

## 5.4 INVERSIÓN PARA EL SISTEMA FOTOVOLTAICO

Para analizar la rentabilidad de la implementación del sistema fotovoltaico, primero es necesario conocer la inversión inicial para poner en marcha el mismo. Se deben tener en cuenta, tal y como para el sistema de calefacción, los costos del equipamiento y los costos de mano de obra y transporte. En la tabla 5.4 se detallan los componentes seleccionados en el capítulo 4 para la instalación junto a su respectivo precio en dólares (USD). Todos los costos fueron calculados con la cotización del dólar de \$121 el día 10 de junio de 2022 [46].

Componente	Cantidad	Costo unitario (USD)	Costo total (USD)
Talesun TP672M	40	206,61	8264,4
Growatt MIN 6000TL-X	2	1338,88	2677,76
Kit Solar S021	20	73,13	1462,6
Cable fotovoltaico (metros)	1200	2,48	2976
Cable alterna (metros)	60	6,28	376,8
Interruptor YCB9-80DM	4	24,5	98
Interruptor K32C63	1	4,68	4,68
			15860,24

Tabla 5.4: Costos de componentes del sistema fotovoltaico

Además de los costos de los componentes, se determinan los costos de mano de obra e imprevistos, siendo estimados como el 15% del costo total (criterio pesimista) y los costos de transporte siendo el 10% (la distribuidora hace los envíos mediante la empresa Vía Cargo). Por lo tanto, la inversión total necesaria se muestra en la tabla 5.5:

Tipo de inversión	Costo de inversión (USD)
Costo de componentes	15680,24
Costo de mano de obra e imprevistos (15%)	2352,04
Costo de transporte (10%)	1568,02
	<b>19600,3</b>

Tabla 5.5: Inversión total para el sistema fotovoltaico.

## 5.5 CÁLCULO DE ENERGÍA CONSUMIDA E INYECTADA A LA RED

Para determinar el beneficio o ahorro a través de la generación de energía eléctrica mediante el sistema fotovoltaico, hay que tener en cuenta que se obtiene un ahorro auto consumiendo la energía generada e inyectando a la red el excedente de energía que no utilicemos.

El ahorro por auto consumir la energía generada es el correspondiente a no comprarle esos kWh a la empresa distribuidora. Mientras que la compensación económica por inyectar energía a la red, es la venta de esa energía al precio que el distribuidor compra la energía eléctrica en el mercado mayorista (precio mayorista). Este valor será siempre menor al precio al cual el usuario la adquiere (precio minorista) [47].

Con los resultados obtenidos de la simulación, expresados en la tabla 4.4, se simplifica el cálculo asumiendo que toda la energía se genera en el horario resto. En base a esto, mediante el balance de la energía demandada en resto (tabla 2.4) y la energía generada mensualmente, se puede obtener en qué meses solo la energía será auto consumida y en qué meses, se inyectará también un excedente a la red. A continuación, en la tabla 5.6 se presenta de la energía generada ( $E_{\text{generada}}$ ), qué cantidad de energía será consumida ( $E_{\text{consumida}}$ ) directamente del sistema FV y qué cantidad de energía será inyectada ( $E_{\text{inyectada}}$ ) a la red por mes.

Mes	E <sub>resto</sub> [kWh]	E <sub>generada</sub> [kWh]	E <sub>consumida</sub> [kWh]	E <sub>inyectada</sub> [kWh]
Ene	851	2467	851	1616
Feb	859	1967	859	1108
Mar	613	1910	613	1297
Abr	625	1765	625	1140
May	7983	1617	1617	0
Jun	7795	1137	1137	0
Jul	7935	1294	1294	0
Ago	7957	1702	1702	0
Sep	7823	1802	1802	0
Oct	394	2214	394	1820
Nov	682	2220	682	1538
Dic	684	2105	684	1421
			12260	9940

Tabla 5.6: Energía consumida e inyectada a la red.

De los 22200 kWh generados por el sistema fotovoltaico, 12260 serán consumidos directamente por el Vivero Guardia mientras que 9940 serán inyectados a la red.

## 5.6 CÁLCULO DEL AHORRO

El ahorro anual está compuesto por la suma entre el ahorro por consumo directo y el ahorro por inyectar a la red.

$$\text{Ahorro anual} = \text{Ahorro por consumo} + \text{Ahorro por inyectar a la red} \quad (5.2)$$

Para el cálculo del ahorro por consumo, simplemente se multiplican los kWh consumidos del sistema FV por el precio del kWh en resto (0,0322 USD/kWh) determinado por la distribuidora EDEA (figura 5.1). Hay que tener en cuenta también la carga impositiva del 30%, por lo que el ahorro por kWh es mayor. En la tabla 5.7 se muestran los ahorros anuales por consumir energía del sistema FV con los impuestos incluidos:

Mes	Ahorro final s/impuestos (USD)	Ahorro final c/impuestos (USD)
Ene	27,40	35,62
Feb	27,66	35,96
Mar	19,74	25,66
Abr	20,13	26,16
May	52,07	67,69
Jun	36,61	47,59
Jul	41,67	54,17
Ago	54,80	71,25
Sep	58,02	75,43
Oct	12,69	16,49
Nov	21,96	28,55
Dic	22,02	28,63
		<b>513,2</b>

Tabla 5.7: Ahorro por consumo.

Luego, para determinar el ahorro por inyectar a la red, se calcula de igual forma que el ahorro por consumo, pero teniendo en cuenta el precio del kWh del mercado mayorista. Se toma el valor promedio brindado por CAMMESA de 0,0302 USD/kWh en su informe mensual de abril 2022. En la tabla 5.7 se muestran los ahorros anuales por inyectar energía a la red:

Mes	Ahorro final en dólares (USD)
Ene	48,80
Feb	33,46
Mar	39,17
Abr	34,43
May	0
Jun	0
Jul	0
Ago	0
Sep	0
Oct	54,96
Nov	46,45
Dic	42,91
	<b>300,19</b>

Tabla 5.8: Ahorro por inyectar energía a la red

A partir del análisis, se determina que el valor del ahorro anual en dólares es de 813,39 USD.

## 5.7 ANÁLISIS DE RENTABILIDAD DEL SISTEMA FV

Según lo que establece el fabricante del módulo fotovoltaico Talesun TP672M, se determina una vida útil de los paneles solares de 25 años, con una degradación del 0,7% de los mismos en su producción anual.

Este estudio de rentabilidad se elabora mediante un análisis de costos/beneficios y consiste en una comparación entre la inversión inicial y el VAN (Valor actual neto) de entrada esperado durante la vida útil de la planta. El VAN es un criterio de inversión que consiste en actualizar los cobros y pagos de un proyecto de inversión para conocer cuánto se va a ganar o perder con esa inversión. La expresión del VAN es la siguiente [48]:

$$VAN = -I_0 + \sum_{j=1}^n \frac{FC_j}{(1+r)^j} \quad (5.3)$$

Donde:

- $FC_j$ : Representan los flujos de caja.
- $n$ : Es la duración del proyecto.
- $I_0$ : Es el desembolso inicial de la inversión.
- $r$ : Tasa de descuento. Una aproximación financiera que define el valor presente de una suma futura.

En este caso, el flujo de caja del proyecto está dado por el ahorro económico anual producido por el sistema FV. A partir del resultado del VAN, podemos determinar que un proyecto de inversión es rentable si su VAN es positivo, no es rentable si es negativo, o financieramente indistinto si el VAN es igual a cero. Otro indicador importante y el que utilizaremos es la tasa interna de retorno (TIR). La vinculación entre la tasa interna de retorno y el VAN es directa ya que la TIR puede definirse como la tasa de descuento que hace que el VAN sea igual a cero [48].

$$VAN=0 = -I_0 + \sum_{j=1}^n \frac{FC_j}{(1+TIR)^j} \quad (5.4)$$

En la tabla 5.9 se adjuntan los datos de flujo de caja por año considerando la degradación anual del 0,7%:

Año (j)	Flujo de caja (FC <sub>j</sub> ) [USD]
1	813,39
2	807,70
3	802,04
4	796,43
5	790,85
6	785,32
7	779,82
8	774,36
9	768,94
10	763,56
11	758,21
12	752,91
13	747,64
14	742,40
15	737,21
16	732,04
17	726,92
18	721,83
19	716,78
20	711,76
21	706,78
22	701,83
23	696,92
24	692,04
25	687,20

Tabla 5.9: Flujos de caja anuales.

Utilizando una hoja de cálculo de Excel mediante la ecuación 5.4, obtenemos el resultado de un TIR de valor 0%, es decir, que el VAN del proyecto será financieramente indistinto para cualquier tasa de descuento nula y negativo para cualquier tasa de descuento ( $r$ ) mayor a cero y por lo tanto el proyecto no es rentable, ya que al finalizar el proyecto obtendríamos una pérdida económica.

En cuanto al tiempo de repago, se debe determinar aplicando el método gráfico. Dicho método consiste en graficar en ordenadas el flujo de caja acumulado del proyecto y en abscisas los años del proyecto.

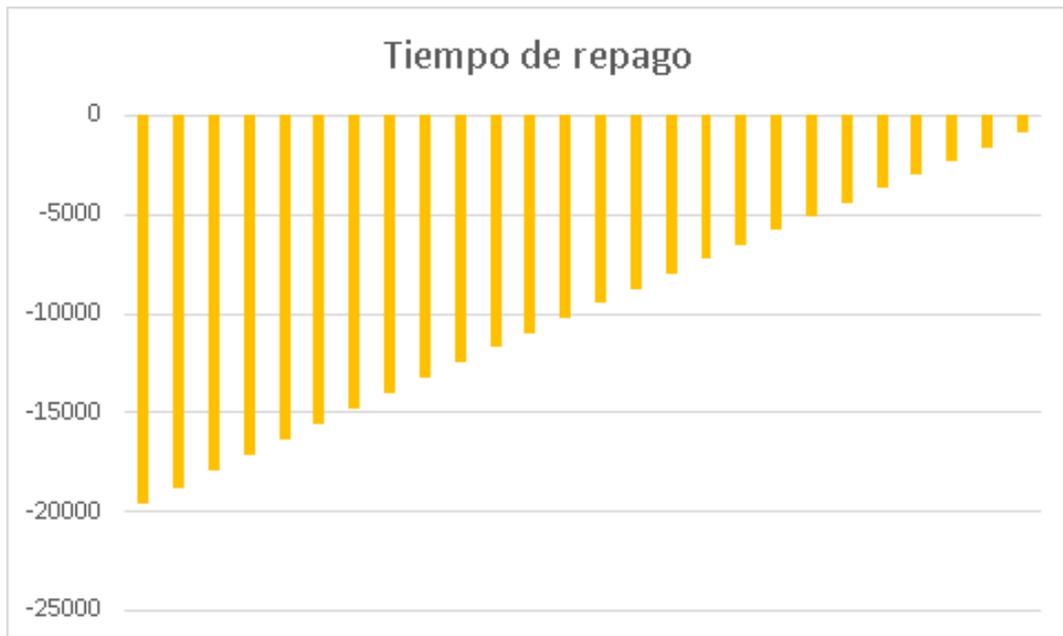


Figura 5.2: Tiempo de repago del sistema fotovoltaico.

Se puede desprender de la figura 5.2 que la inversión no se recupera, y el proyecto no es, desde el punto de vista económico, redituable. Al finalizar el período de 25 años se obtiene una pérdida económica de 885,43 USD.

Como actualmente entre el 50 y el 60% del costo de la energía es subsidiada por el Estado, este valor no permite un valor de ahorro considerable. Por lo tanto, analizaremos un segundo escenario donde el costo del kWh no este subsidiado por el Estado [49]. Si consideramos que el Estado subsidia el 50% del costo de la energía, el ahorro económico por consumir energía directa de los paneles e inyectar a la red sería exactamente el doble.

En la tabla 5.10 se observan los flujos de caja anuales para este caso.

Año (j)	Flujo de caja (FC <sub>j</sub> ) [USD]
1	1626,78
2	1615,39
3	1604,08
4	1592,86
5	1581,71
6	1570,63
7	1559,64
8	1548,72
9	1537,88
10	1527,12
11	1516,43
12	1505,81
13	1495,27
14	1484,80
15	1474,41
16	1464,09
17	1453,84
18	1443,66
19	1433,56
20	1423,52
21	1413,56
22	1403,66
23	1393,84
24	1384,08
25	1374,39

Tabla 5.10: Flujos de caja anuales sin subsidios.

Nuevamente, utilizando una hoja de cálculo de Excel mediante la ecuación 5.4, obtenemos el resultado de un TIR de valor 6%. En este caso la TIR es positiva, se recupera la inversión total en el año 13 y se acumula una ganancia económica de 17829,44 USD para el año 25 del proyecto. Sin embargo, esto quiere decir que si consideramos una tasa de descuento ( $r$ ) mayor al 6%, el valor actual neto (VAN) sería negativo al finalizar el proyecto y este pasa a ser no rentable. Se visualizan estos resultados en la figura 5.3.

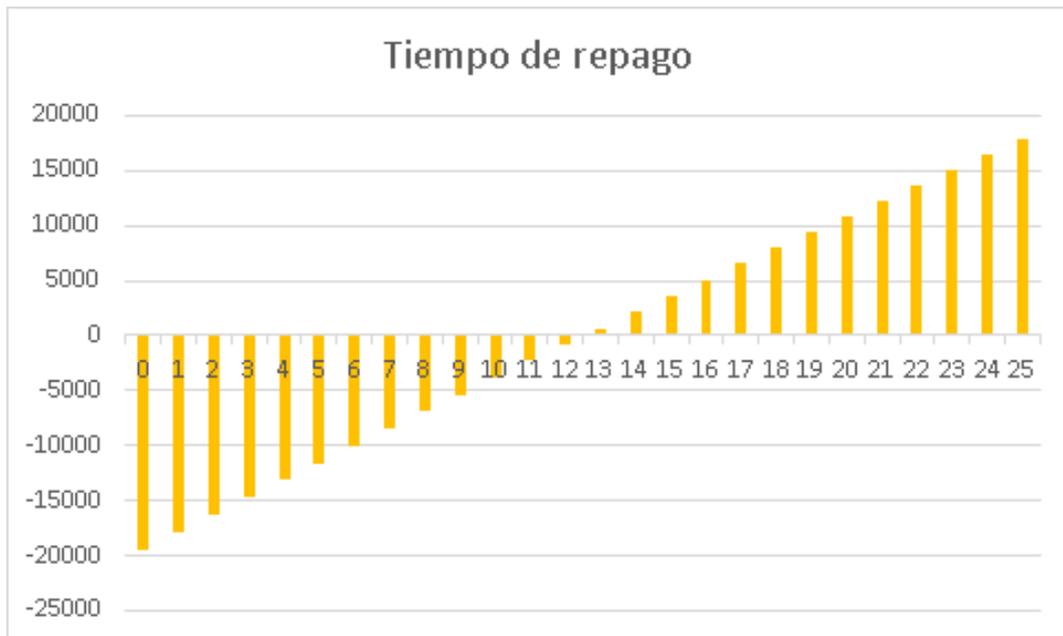


Figura 5.3: Tiempo de repago del sistema fotovoltaico, segundo escenario.

## 5.8 ANÁLISIS ECONÓMICO PARA PROYECTO ALTERNATIVO

Como se mencionó en la sección 4.4, se simulará un sistema fotovoltaico alternativo para comprobar si es más rentable y si la inversión se recupera antes. En este caso, se simulará un sistema fotovoltaico con la mitad de potencia que el trabajado a lo largo del capítulo 4, es decir, de 7,5 kW.

Para ello, se describen las principales características del sistema para luego informar de los resultados de la simulación en PVSyst. Finalmente, se calcula la inversión inicial y el ahorro económico por la generación de energía para realizar el análisis de rentabilidad del proyecto.

### ORIENTACIÓN E INCLINACIÓN DE LOS PANELES

Nuevamente, se elige una orientación de 0° hacia el norte y una inclinación de 30° ya que la ubicación geográfica de la instalación es la misma.

### ELECCIÓN DE PANELES Y DE INVERSOR

Se eligen los mismos modelos de paneles solares, Talesun TP672M. Esta vez serán 20 paneles conformando dos cadenas que irá conectada a un solo inversor. El inversor seleccionado es el Growatt MIN 6000-TL-X que dispone de dos conexiones MPPT, se conectará 1 string a cada una. Se adjunta la ficha técnica en el anexo I del trabajo y se detallan sus principales características a continuación:

- $P_{\text{máx}} = 8100 \text{ W}$
- Rango de voltaje =  $80 \sim 550 \text{ V}$
- $I_{\text{máx}} = 12,5 \text{ A}$

## SOMBREADO Y PÉRDIDAS

Se modela el sistema en 3D con la herramienta de PVSyst para simular las pérdidas por sombreado. También, se incluyen en la simulación las pérdidas indicadas en la sección 4.7.

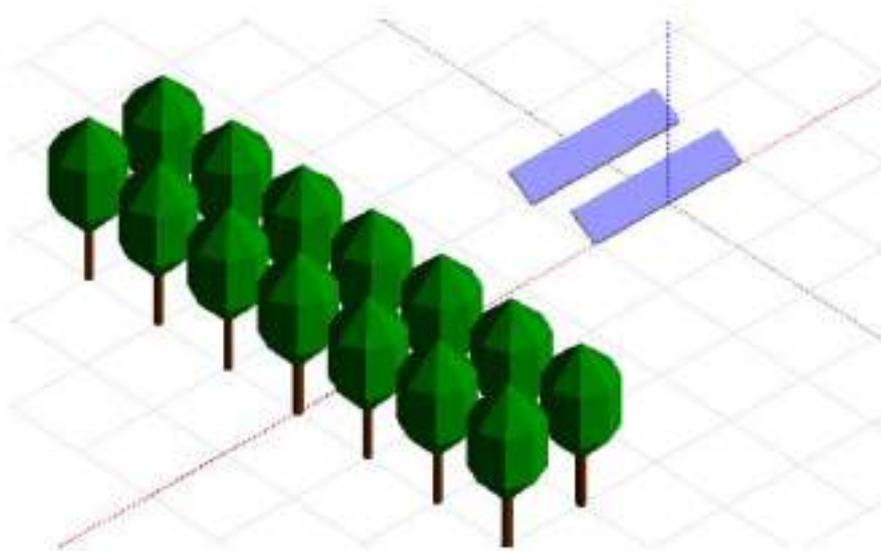


Figura 5.4: Modelado 3D en PVSyst de la segunda simulación.

## SIMULACIÓN Y RESULTADOS

Ya definidos los parámetros principales y opcionales para la simulación, se ejecuta la simulación para obtener los resultados de producción de energía anual.

La simulación de PVSyst arrojó como resultado una producción anual esperada de 11302 kWh con un rendimiento del 80,7%. Este resultado implica cubrir el 17% de la demanda calculada con la ecuación 4.8, a diferencia del 33% cubierto por el sistema fotovoltaico de 15 kW.

<b>Resultados principales</b>			
Producción del sistema	<b>11302 kWh/año</b>	Prod. normalizada	<b>4.18 kWh/kWp/día</b>
Prod. específica	<b>1527 kWh/kWp/año</b>	Pérdidas del conjunto	<b>0.89 kWh/kWp/día</b>
Proporción de rendimiento	<b>0.807</b>	Pérdidas del sistema.	<b>0.12 kWh/kWp/día</b>

Figura 5.5: Resultados principales de la segunda simulación.

En la tabla 5.11 se muestra la energía generada cada mes por el sistema:

Mes	$E_{\text{generada}}$ [kWh]
Ene	1242
Feb	998
Mar	972
Abr	900
May	834
Jun	595
Jul	671
Ago	868
Sep	917
Oct	1120
Nov	1121
Dic	1063
	<b>11302</b>

Tabla 5.11: Energía mensual generada por el sistema fotovoltaico.

## CABLEADO CONTINUA

Se elige el modelo de Prysmian TECSUN H1Z2Z2-K. La ficha técnica del cable se puede ver en el anexo I del trabajo, resumiendo los datos técnicos más importantes en la siguiente tabla:

Datos técnicos del conductor	
Sección [mm <sup>2</sup> ]	4
Tensión nominal [kV]	1,5/1,8
Corriente admisible (aire libre, 40°C) [A]	46
Temperatura máxima de servicio [°C]	120
Resistencia del conductor (20 °C) [Ω/km]	5,09
Caída de tensión [V/A-km]	10,18

Tabla 5.12: Datos técnicos del conductor TECSUN.

Se realiza la comprobación de caída de tensión con los datos que brinda el catálogo. Es necesario tomar el peor caso posible, que es el segmento más extenso de conductor y de mayor corriente. Este tramo sería el que va desde la cadena de paneles hacia el lugar donde se encuentra el inversor, en la zona comercial al lado del tablero principal.

- $I = 9,35 \text{ A}$
- $L = 300 \text{ m} = 0,3 \text{ km}$  (conductor de fase y neutro, estimación realizada con Google Earth)

Por lo que la caída de tensión con el dato de catálogo resulta:

$$\Delta U = 0,3 \cdot 9,35 \cdot 10,18 = 28,6 \text{ [V]} \quad (5.5)$$

El valor mínimo de tensión MPPT del inversor seleccionado es de 80 V (ver ficha técnica en anexo III) y los strings poseen una tensión de 396 V (figura 4.3). Se concluye que la caída de tensión es apta, ya que aun restándole ese valor a la tensión del string, se supera el mínimo MPPT.

## CABLEADO ALTERNA

La salida del inversor es monofásica con corriente máxima de 27,2 A, en función de ese dato se selecciona la sección de cable, siendo el tramo más comprometido en cuanto a caída de tensión, el que va desde el inversor al medidor bidireccional. Se elige el conductor de cobre electrolítico recocido SUPERASTIC FLEX de Prysmian. La ficha técnica del mismo se encuentra en el anexo III y se resumen en la siguiente tabla los datos técnicos principales:

Datos técnicos del conductor	
Sección [mm <sup>2</sup> ]	10
Tensión nominal [kV]	0,45/0,75
Corriente admisible (aire libre, 40°C) [A]	50
Temperatura máxima de servicio [°C]	120
Resistencia del conductor (20 °C) [Ω/km]	1,91
Caída de tensión [V/A-km]	3,8

Tabla 5.13: Datos técnicos del conductor SUPERASTIC FLEX.

El conductor fue seleccionado por su corriente admisible. A su vez, se debe verificar que la caída de tensión en los cables no supere el 3% según lo que recomienda la norma AEA 90364 [44] (caída de tensión menor a 6,6 V para tensiones monofásicas de 220 V). En este caso el fabricante otorga al igual que

en el caso anterior, la caída de tensión en V/A-km por lo tanto se procede a un análisis similar al realizado en los conductores de CC.

- $I = 27,2 \text{ A}$
- $L = 60 \text{ m} = 0,06 \text{ km}$  (conductor de fase y neutro, estimación realizada con Google Earth)

Por lo que la caída de tensión con el dato de catálogo resulta:

$$\Delta U = 0,06 \cdot 27,2 \cdot 3,8 = 6,2 \text{ [V]} \quad (5.6)$$

Donde quedan verificadas las condiciones que establece la norma [44].

## PROTECCIÓN LADO CONTINUA

Para el tramo que va desde la salida del string al inversor se utilizará la llave termomagnética YCB9-80DM de la marca CNC de 10 A, cuyo modelo está recomendado para aplicaciones fotovoltaicas. Las condiciones de protección contra sobrecargas 4.15 y 4.17 ya fueron verificadas para el sistema anterior, ya que la cadena de paneles era de la misma corriente eléctrica.

## PROTECCIÓN LADO ALTERNA

Para el tramo que va desde el inversor hasta el punto de conexión con la red, se utilizará un interruptor termomagnético modelo K32C32 de la marca BAW cuya corriente nominal es 32 A. Sabiendo que la corriente de proyecto es la salida del inversor, se verifica la ecuación 4.15:

$$I_B = 27,2 < I_N = 32 < I_Z = 50 \quad (5.7)$$

En segundo lugar, se debe verificar la ecuación 4.17, donde  $I_2$  se calcula nuevamente con la ecuación 4.18:

$$I_2 = 1,3 \cdot I_N = 1,3 \cdot 32 = 41,6 \text{ [A]} \quad (5.8)$$

$$I_2 = 41,6 < 1,45 \cdot I_Z = 72,5 \quad (5.9)$$

A diferencia del ramal de los paneles solares, donde la corriente de cortocircuito no es mucho mayor que la nominal, en el lado de alterna es necesario cumplir

la verificación de protección contra cortocircuitos, salvaguardando la integridad de la aislación [44]:

$$k^2 \cdot S^2 \geq I^2 \cdot t \quad (5.10)$$

Donde:

- $I^2 \cdot t$ : Máxima energía específica pasante aguas abajo del dispositivo de protección. Es un valor garantizado por el fabricante.
- S: Sección del conductor en mm<sup>2</sup>.
- k: Coeficiente que depende del tipo de aislante y el tipo de conductor, para el cobre con aislante de PVC toma el valor de 115.

Entonces, para el conductor de 10 mm<sup>2</sup> de sección, la energía que soporta el conductor es:

$$k^2 \cdot S^2 = (115)^2 \cdot (10)^2 = 1322500 \text{ [A}^2\text{s]} \quad (5.11)$$

El interruptor termomagnético es clase 3 con curva del tipo C donde, para un poder asignado de corte de 3 kA, la limitación de energía aguas abajo del dispositivo es de 22000 A<sup>2</sup>s [44], verificando la ecuación 5.10.

## INVERSIÓN INICIAL

En la tabla 5.14 se detallan los componentes para la instalación junto a su respectivo precio en dólares (USD). Todos los costos fueron calculados con la cotización del dólar de \$121 el día 10 de junio de 2022 [46].

Componente	Cantidad	Costo unitario (USD)	Costo total (USD)
Talesun TP672M	20	206,61	4132,2
Growatt MIN 6000TL-X	1	1338,88	1338,88
Kit Solar S021	10	73,13	731,3
Cable fotovoltaico (metros)	600	2,48	1470
Cable alterna (metros)	60	6,28	376,8
Interruptor YCB9-80DM	2	24,5	49
Interruptor K32C32	1	4,68	4,68
			<b>8102,86</b>

Tabla 5.14: Costos de componentes del sistema fotovoltaico

Además de los costos de los componentes, se determinan los costos de mano de obra e imprevistos, siendo estimados como el 15% del costo total (criterio pesimista) y los costos de transporte siendo el 10% (la distribuidora hace los envíos mediante la empresa Vía Cargo). Por lo tanto, la inversión total necesaria se muestra en la tabla 5.15:

Tipo de inversión	Costo de inversión (USD)
Costo de componentes	8102,86
Costo de mano de obra e imprevistos (15%)	1215,43
Costo de transporte (10%)	810,28
	<b>10128,57</b>

Tabla 5.15: Inversión total para el sistema fotovoltaico.

## CÁLCULO DE LA ENERGÍA CONSUMIDA E INYECTADA A LA RED

A continuación, en la tabla 5.16 se presenta de la energía generada ( $E_{generada}$ ), qué cantidad de energía será consumida ( $E_{consumida}$ ) directamente del sistema FV y qué cantidad de energía será inyectada ( $E_{inyectada}$ ) a la red por mes.

Mes	$E_{resto}$ [kWh]	$E_{generada}$ [kWh]	$E_{consumida}$ [kWh]	$E_{inyectada}$ [kWh]
Ene	851	1242	851	391
Feb	859	998	859	139
Mar	613	972	613	359
Abr	625	900	625	275
May	7983	834	834	0
Jun	7795	595	595	0
Jul	7935	671	671	0
Ago	7957	868	868	0
Sep	7823	917	917	0
Oct	394	1120	394	726
Nov	682	1121	682	439
Dic	684	1063	684	379
			<b>8593</b>	<b>2708</b>

Tabla 5.16: Energía consumida e inyectada a la red.

De los 11302 kWh generados por el sistema fotovoltaico, 8593 serán consumidos directamente por el Vivero Guardia mientras que 2708 serán inyectados a la red en el mes de octubre.

## CÁLCULO DEL AHORRO

En la tabla 5.17 se muestran los ahorros anuales por consumir energía del sistema FV con los impuestos incluidos:

Mes	Ahorro final s/impuestos (USD)	Ahorro final c/ impuestos (USD)
Ene	27,40	35,62
Feb	27,66	35,96
Mar	19,74	25,66
Abr	20,13	26,16
May	26,85	34,91
Jun	19,16	24,91
Jul	21,61	28,09
Ago	27,95	36,33
Sep	29,53	38,39
Oct	12,69	16,49
Nov	21,96	28,55
Dic	22,02	28,63
		<b>359,70</b>

Tabla 5.17: Ahorro por consumo.

En la tabla 5.18 se muestran los ahorros anuales por inyectar energía a la red:

Mes	Ahorro final en dólares (USD)
Ene	11,77
Feb	4,18
Mar	10,81
Abr	8,28
May	0
Jun	0
Jul	0
Ago	0
Sep	0
Oct	21,85
Nov	13,21
Dic	11,41
	<b>81,51</b>

Tabla 5.18: Ahorro por inyectar energía a la red

A partir del análisis, se determina que el valor del ahorro anual en dólares es de 441,21 USD.

## ANÁLISIS DE RENTABILIDAD

Según lo que establece el fabricante del módulo fotovoltaico Talesun TP672M, se determina una vida útil de los paneles solares de 25 años, con una degradación del 0,7% de los mismos en su producción anual.

En la tabla 5.19 se adjuntan los datos de flujo de caja por año considerando la degradación anual del 0,8%:

Año (j)	Flujo de caja (FC <sub>j</sub> ) [USD]
1	441,21
2	438,12
3	435,05
4	432,01
5	428,99
6	425,98
7	423,00
8	420,04
9	417,10
10	414,18
11	411,28
12	408,40
13	405,54
14	402,70
15	399,88
16	397,09
17	394,31
18	391,55
19	388,80
20	386,08
21	383,38
22	380,70
23	378,03
24	375,39
25	372,76

Tabla 5.19: Flujos de caja anuales.

Utilizando una hoja de cálculo de Excel mediante la ecuación 5.4, obtenemos el resultado de un TIR de valor 0%, es decir, que el VAN del proyecto será negativo para cualquier tasa de descuento (r) que no sea nula y por lo tanto el proyecto no es rentable, ya que al finalizar el proyecto obtendríamos una pérdida económica.

En cuanto al tiempo de repago, se debe determinar aplicando el método gráfico. Dicho método consiste en graficar en ordenadas el flujo de caja acumulado del proyecto y en abscisas los años del proyecto.

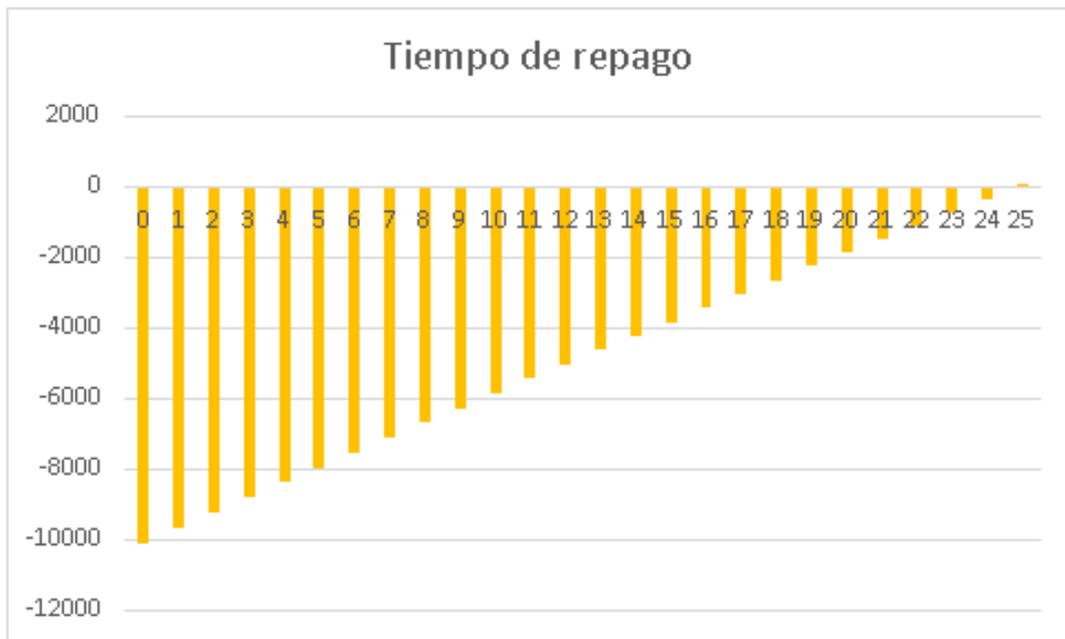


Figura 5.6: Tiempo de repago del sistema fotovoltaico.

Se puede desprender de la figura 5.6 que la inversión se recupera en el último año obteniendo una ganancia despreciable de 23 USD. El proyecto entonces no es, desde el punto de vista económico, redituable.

Como actualmente entre el 50 y el 60% del costo de la energía es subsidiada por el Estado, este valor no permite un valor de ahorro considerable. Por lo tanto, analizaremos un segundo escenario donde el costo del kWh no este subsidiado por el Estado [49]. Si consideramos que el Estado subsidia el 50% del costo de la energía, el ahorro económico por consumir energía directa de los paneles e inyectar a la red sería exactamente el doble.

En la tabla 5.20 se observan los flujos de caja anuales para este caso.

Año (j)	Flujo de caja (FC <sub>j</sub> ) [USD]
1	882,42
2	876,24
3	870,11
4	864,02
5	857,97
6	851,96
7	846,00
8	840,08
9	834,20
10	828,36
11	822,56
12	816,80
13	811,08
14	805,41
15	799,77
16	794,17
17	788,61
18	783,09
19	777,61
20	772,17
21	766,76
22	761,39
23	756,06
24	750,77
25	745,52

Tabla 5.20: Flujos de caja anuales sin subsidios.

Nuevamente, utilizando una hoja de cálculo de Excel mediante la ecuación 5.4, obtenemos el resultado de un TIR de valor 6%. Si consideramos una tasa de descuento ( $r$ ) mayor al 6%, el valor actual neto (VAN) sería negativo al finalizar el proyecto y este pasa a ser no rentable. En este caso se recupera la inversión total en el año 12 del proyecto, acumulando una ganancia económica de 10174,58 USD para el año 25. Se visualizan estos resultados en la figura 5.7.

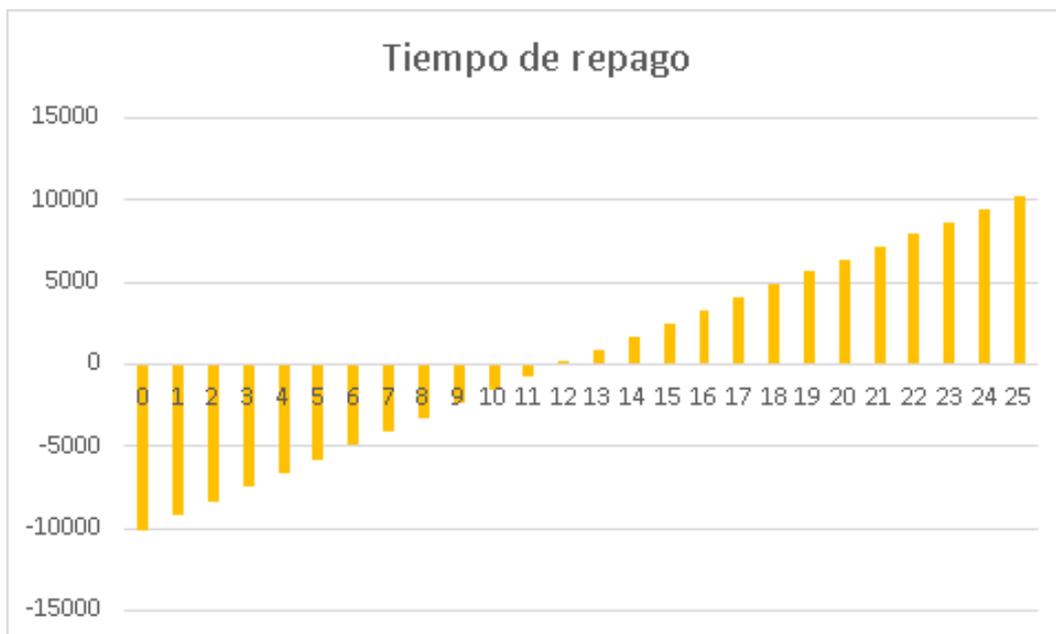


Figura 5.7: Tiempo de repago del sistema fotovoltaico, segundo escenario.

## 5.9 RESUMEN ECONÓMICO DE LOS PROYECTOS

El resumen de los dos proyectos analizados en distintos escenarios se puede visualizar en la tabla 5.21:

Proyecto	Inversión inicial [USD]	Subsidio	TIR	Tiempo de repago [años]
15 kW	19600,3	50%	0%	-
15 kW	19600,3	0%	6%	13
7,5 kW	10128,57	50%	0%	25
7,5 kW	10128,57	0%	6%	12

Tabla 5.21: Resumen económico de los distintos proyectos y escenarios.

Como se observa en la tabla, el único proyecto en donde no se recupera la inversión es el de 15 en el escenario donde hay subsidios por parte del Gobierno. Sin embargo, esto no lo diferencia mucho del proyecto de 7,5 kW donde apenas se recupera la inversión. El tiempo de repago de la inversión inicial en ambos proyectos sin subsidios sería aproximadamente a la mitad del fin de proyecto.

# 6. ANÁLISIS AMBIENTAL

## 6.1 INTRODUCCIÓN

Como mencionamos en el capítulo 2, en promedio, el 10% de la demanda de energía eléctrica de Argentina es cubierta por energías renovables provenientes del sol y del viento. Otro pequeño porcentaje 1% es cubierto por energía hidráulica renovable (hidroeléctricas menores a 50 MW) y otro 1% por energía proveniente de la biomasa [14]. El resto de la demanda de energía eléctrica Argentina es cubierta por grandes represas hidroeléctricas, las cuales no se consideran renovables por el impacto ambiental que provocan [50] (extinción de peces y otras peces acuáticas, grandes pérdidas de bosques, humedales y tierras agrícolas) y por centrales térmicas de generación (las cuales utilizan combustibles para la generación de vapor para mover turbinas).

Los hidrocarburos son esenciales para la industria y el transporte, y combinados con el oxígeno se convierten en dióxido de carbono  $\text{CO}_2$ , que es un gas de efecto invernadero. El efecto invernadero es un efecto natural por el cual los gases de la atmósfera atrapan la radiación que la tierra emite al espacio al calentarse su superficie por la radiación solar. Esto ocasiona un incremento de la temperatura planetaria, ya que el calor no logra escapar, como en un invernadero. De allí proviene el nombre del efecto [51].



Figura 6.1: Imagen conceptual del efecto invernadero [52].

El añadido de carbono a la atmósfera por parte de nuestra especie excede las capacidades actuales del planeta para reciclarlo, ya que proviene de casi tres siglos de combustión masiva de hidrocarburos fósiles (carbón, petróleo, gas natural) y otras actividades económicas semejantes. Debe considerarse, además, que muchos de los gases arrojados a la atmósfera por la industria son

de larga permanencia, es decir, no son fáciles ni rápidos de descomponer para recuperar el balance químico de la atmósfera [52].

Por lo tanto, es necesario conocer, como parte del estudio del diseño de un sistema FV, cuál es el impacto ambiental que tendrá en el planeta.

## 6.2 HUELLA DE CARBONO

Así surgió el concepto de la huella de carbono, que permite medir los impactos diarios del hombre sobre el ambiente. Esta medición permite analizar la forma de consumo y tener una trazabilidad ambiental de todas las acciones humanas [51].

A continuación, se detallan los resultados del inventario de gases de efecto invernadero (GEI) de la República Argentina en 2019. Se incluyeron todas las fuentes de emisiones y absorciones para las cuales la información disponible permitió realizar una estimación [53].

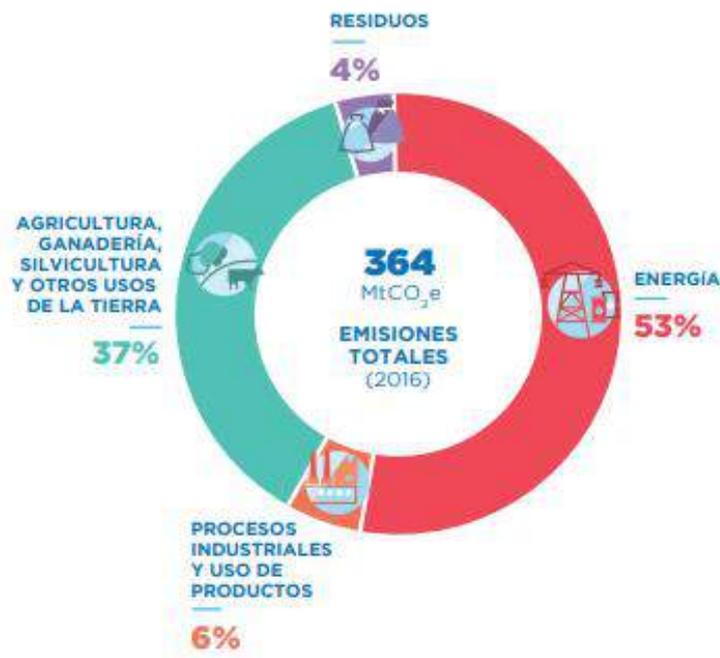


Figura 6.2: Distribución de GEI en la Argentina [53].

Como vemos en la figura 6.2, el sector energético es el de mayor relevancia y el que más aumento a lo largo de los años como se puede observar en la figura 6.3.



Figura 6.3: Evolución de la cantidad de CO<sub>2</sub> en el sector energético de Argentina [53].

Es por eso necesario que se genere un cambio que pueda mitigar la creciente generación de gases de efecto invernadero, perjudiciales para el ambiente, al mismo tiempo que se satisface la demanda energética con métodos amigables con el medio ambiente.

### 6.3 CÁLCULO DE LA HUELLA DE CARBONO

Para el cálculo de la huella de carbono, que en nuestro caso será una disminución de la misma por utilizar fuentes de energía renovables en lugar de que se genere energía mediante el uso de combustibles fósiles, son necesarios dos datos. En primer lugar, la cantidad de energía generada por el sistema FV en cierto período. Optaremos por considerar la energía eléctrica generada al cabo de 1 año. Y, en segundo lugar, el factor de emisión. Los factores de emisión (FE) dependen de cada país y son aquellos que convierten los datos de la actividad primaria en las emisiones de gases de efecto invernadero, en kg o toneladas de CO<sub>2</sub> equivalente [54].

Fuente de energía	Factor de emisión (FE)	Unidad
Energía eléctrica	0,486	kg CO <sub>2</sub> eq/kWh
Gas Natural	1,95	kg CO <sub>2</sub> eq/m <sup>3</sup>
Gasoil	2,77	kg CO <sub>2</sub> eq/litro
Nafta	2,37	kg CO <sub>2</sub> eq/litro
Carbón	0,324	kg CO <sub>2</sub> eq/km-pasajero

Tabla 6.1: Factores de emisión [54].

Luego, mediante la ecuación 6.1, se calculan las emisiones de CO<sub>2</sub> evitadas, utilizando el factor de emisión correspondiente a la energía eléctrica de 0,486:

$$\text{Emisiones CO}_2 \text{ evitadas} = \text{FE} \cdot E_{\text{generada}} \quad (6.1)$$

$$\text{Emisiones CO}_2 \text{ evitadas} = 0,486 \cdot 22200 = 10789,2 \text{ [kg CO}_2\text{eq/año]} \quad (6.2)$$

$$\text{Emisiones CO}_2 \text{ evitadas} = 10,79 \text{ [Tn CO}_2\text{eq/año]} \quad (6.3)$$

Para hacer más representativo el daño ambiental evitado, en la tabla 6.2 se adjunta la cantidad de cada combustible fósil que se debería combustionar para generar una tonelada de CO<sub>2</sub>, simplemente se divide 1000 kg de CO<sub>2</sub> por su correspondiente factor de emisión. También, en la última columna, se adjunta la cantidad de combustibles fósiles que se ahorrarían anualmente con la implementación del proyecto.

Fuente de energía	Cantidad / kg CO <sub>2</sub>	Cantidad ahorrada mediante sistema FV
Gasoil	361 litros	3895 litros
Gas Natural	512 m <sup>3</sup>	5525 m <sup>3</sup>
Nafta	422 litros	4553 litros

Tabla 6.2: Equivalencia de combustibles fósiles

# CONCLUSIÓN

Se alcanzó el objetivo de diseñar un sistema de calefacción eléctrico tanto para invernadero como para la zona comercial del Vivero Guardia. Se determinó la cantidad de equipos calefactores a instalar y la inversión necesaria para poner en marcha el proyecto. Además, se calculó el costo anual que debería pagar en energía eléctrica la empresa, por el incremento de la demanda eléctrica debido a estos equipos.

- Inversión inicial = 4860 USD
- Costo anual de energía = 4353 USD

Hay que mencionar, que esta es solo una posible solución a la falta de red de gas natural en la zona del Vivero Guardia. Surge la posibilidad, en futuros trabajos, de evaluar técnica y económicamente otras alternativas como la calefacción mediante colectores solares, con un sistema de radiadores o suelo radiante, o la alimentación de algún sistema con biomasa, como pueden ser los generadores de aire caliente.

Como solución al elevado consumo de energía eléctrica, se analizó la posibilidad de instalar un sistema fotovoltaico on-grid para cubrir parte de la demanda. Se determinó la inclinación y orientación óptimas, según la ubicación geográfica. Luego se tomó como punto de partida cubrir un 30% de la demanda eléctrica anual del vivero (límite impuesto por el dueño del lugar), siendo necesarios 15 kW de potencia en paneles para ese porcentaje. La instalación fotovoltaica resultante quedó compuesta por un total de 40 paneles de 370 W cada uno y, luego, mediante la simulación en el programa PVSyst, considerando pérdidas y sombreadamientos, se obtuvo que el sistema fotovoltaico cubría un 33% de la demanda eléctrica, generando 22200 kWh anuales.

Luego de llevar a cabo el análisis económico, se demostró que el proyecto no es viable con la política de subsidios que existe al día de hoy. En un escenario hipotético donde se eliminen los mismos, la inversión del proyecto se amortizaría a los 13 años del inicio del mismo. Sin embargo, considerando una tasa de descuento anual ( $r$ ) mayor al 6%, el proyecto pasa a ser no rentable por tener como resultado un valor actual neto (VAN) negativo.

Con el análisis ambiental, se llega a la conclusión que implementando este proyecto se estarían evitando enviar a la atmósfera 10,79 TnCO<sub>2</sub>/año. Esto evita quemar un equivalente a 3895 litros de gasoil o 5525 m<sup>3</sup> de gas natural por año.

Se concluye que la implementación de paneles solares es no rentable debido a que la energía de la red es relativamente barata y la magnitud de la inversión inicial es elevada. Esto podría cambiar a futuro con otras políticas de subsidios por parte del Estado, donde se reduzcan gradualmente para los usuarios-generadores y, además, se incentive con un aumento del valor de compra del kWh.



# BIBLIOGRAFÍA

- [1] José Manuel Pinazo Ojer. *Manual de climatización, Tomo II: Cargas térmicas*. Universidad Politécnica de Valencia, 1999.
- [2] Yunus A. Çengel and Afshin J. Ghajar. *Heat and Mass Transfer*. McGraw Hill, 1997.
- [3] Elaboración propia con imágenes de <http://www.freepik.es/>
- [4] Pablo Melgarejo Moreno. *Aislamiento, Cálculo y Construcción de Cámaras Frigoríficas*. Antonio Madrid Vicente Ediciones, 1995.
- [5] Nestor Pedro Quadri. *Manual de cálculo de aire acondicionado y calefacción*. Librería y Editorial Alsina, 1987.
- [6] Efecto Joule [https://es.wikipedia.org/wiki/Efecto\\_Joule](https://es.wikipedia.org/wiki/Efecto_Joule)
- [7] IR Radiant. Catálogo de productos. <https://calefaccion-infrarrojos.es/> , 2020.
- [8] Haverland. Placas radiantes, inmediatez en soluciones de calor. <https://haverland.com/2017/08/21/placas-radiantes-soluciones-de-calor/> , 2017.
- [9] DecorexPro. Calefactores infrarrojos para invernaderos: los pros y los contra. <https://es.decorexpro.com/teplika/infrakrasnye-obogrevateli--v-teplice/> , 2017.
- [10] Welltherm. Beneficios para la salud con la calefacción por infrarrojos. <https://xn--wellthermespaasur-rxb.com/beneficios-para-la-salud/> , 2020.
- [11] ABB. Cuaderno de aplicaciones técnicas n° 10: Plantas fotovoltaicas. [https://library.e.abb.com/public/e703d99268365a43c125791f002ce826/1TXA007109G0701\\_CT10.pdf](https://library.e.abb.com/public/e703d99268365a43c125791f002ce826/1TXA007109G0701_CT10.pdf) , 2011.
- [12] Subsecretaría de Energías renovables y Eficiencia Energética. Manual de Generación Distribuida Solar Fotovoltaica. [https://www.argentina.gob.ar/sites/default/files/manual\\_de\\_generacion\\_distribuida\\_solar\\_fotovoltaica\\_nb2.pdf](https://www.argentina.gob.ar/sites/default/files/manual_de_generacion_distribuida_solar_fotovoltaica_nb2.pdf) , 2019.
- [13] REN21. Global Status Report. [https://www.ren21.net/wp-content/uploads/2019/05/GSR2021\\_Full\\_Report.pdf](https://www.ren21.net/wp-content/uploads/2019/05/GSR2021_Full_Report.pdf) , 2021.
- [14] Cammesa. Informe Mensual de Generación Renovable Julio. <https://cammesaweb.cammesa.com/2020/09/15/informe-mensual-generacion-renovable-variable/> , 2021.
- [15] Subsecretaría de Energías renovables y Eficiencia Energética. Guía del Recurso Solar. [https://www.argentina.gob.ar/sites/default/files/guia\\_del\\_recurso\\_solar\\_anexos\\_final.pdf](https://www.argentina.gob.ar/sites/default/files/guia_del_recurso_solar_anexos_final.pdf) , 2019.
- [16] Revista Nuevas Energías. El Parque Solar Cauchari se prepara para entrar en funcionamiento. <http://revistanuevasenergias.com/2020/02/27/el-parque-solar-cauchari-se-prepara-para-entrar-en-funcionamiento/> , 2020.

- [17] Radiación Solar: La Fracción Difusa. <https://www.youtube.com/watch?v=p4tA2cq3PHU> , 2018.
- [18] Tomás Díaz Corcobado y Guadalupe Carmona Rubio. *Instalaciones Solares Fotovoltaicas*. McGraw Hill, 2010.
- [19] ¿Cómo funcionan las celdas solares? <https://www.youtube.com/watch?v=MgLGKMrsBX8> , 2019.
- [20] Thermokold. Inversores y micro-inversores. <https://www.thermokold.com.mx/diferencia-entre-un-inversor-y-un-microinversor/> , 2020.
- [21] Wikipedia. Coordenadas geográficas. [https://es.wikipedia.org/wiki/Coordenadas\\_geogr%C3%A1ficas](https://es.wikipedia.org/wiki/Coordenadas_geogr%C3%A1ficas)
- [22] Todo Fotovoltaica. Distancia entre filas de paneles. <https://www.todofotovoltaica.com/fotovoltaica-autoconsumo-distancia-entre-filas-de-paneles/> , 2019.
- [23] Instituto para la Diversificación y Ahorro de Energía (IDAE). Pliego de condiciones técnicas de instalaciones conectadas a la red. [https://www.idae.es/sites/default/files/documentos\\_5654\\_FV\\_pliego\\_condiciones\\_tecnicas\\_instalaciones\\_conectadas\\_a\\_red\\_C20\\_Julio\\_2011\\_3498eaaf.pdf](https://www.idae.es/sites/default/files/documentos_5654_FV_pliego_condiciones_tecnicas_instalaciones_conectadas_a_red_C20_Julio_2011_3498eaaf.pdf) , 2011.
- [24] Weather Spark. El clima y el tiempo promedio en todo el año en Mar del Plata. <https://es.weatherspark.com/y/29078/Clima-promedio-en-Mar-del-Plata-Argentina-durante-todo-el-a%C3%B1o>
- [25] Conductividades térmicas. Cálculo del balance energético de un invernadero. <http://todoproductividad.blogspot.com/2014/08/calculo-del-balance-energetico-de-un.html>
- [26] Materiales térmicamente conductores y aplicaciones comunes <https://thermtest.com/latinamerica/materiales-termicamente-conductores-y-aplicaciones-comunes>
- [27] Conductividad térmica de la lana de vidrio <https://material-properties.org/es/lana-de-vidrio-densidad-capacidad-calorifica-conductividad-termica/>
- [28] Propiedades térmicas de la madera <https://www.woodproducts.fi/es/content/propiedades-termicas-de-la-madera>
- [29] Conductividad térmica del policarbonato [https://dvp.cl/preguntas\\_frecuentes/conductividad-termica-del-policarbonato/](https://dvp.cl/preguntas_frecuentes/conductividad-termica-del-policarbonato/)
- [30] Biohogares, Bromic Heating. <https://www.biohogares.com/productos/bromic/>
- [31] Ciroc. <http://www.ciroc.com.ar/es/home>
- [32] Elemak. <http://www.elemak.com.ar/>
- [33] ALRE, controladores de temperatura. <https://alre.com.ar/controladores-de-temperatura.html>
- [34] BAW Electric. <http://bawelectric.com>

- [35] Cuadro tarifario EDEA. <https://www.edeaweb.com.ar/cuadro-tarifario/ct-hoja-1-tarifa-plena.pdf>
- [36] Promedio de la radiación solar. <https://www.pveducation.org/es/fotovoltaica/2-propiedades-de-la-luz-del-sol/promedio-de-la-radiaci%C3%B3n-solar>
- [37] Coordenadas geográficas de Mar del Plata <https://www.geodatos.net/coordenadas/argentina/mar-del-plata>
- [38] Talesun. <https://www.talesun-solar.com/es/>
- [39] Growatt. <https://www.growatt.es/show-40-578.html>
- [40] Kit Solar. <http://kitsolartienda.com.ar>
- [41] PVSyst. <https://www.pvsyst.com/>
- [42] Tutorial PVSyst, Base de dato meteorológicos. <https://ingelibreblog.wordpress.com/2014/04/22/tutorial-pvsyst-base-de-datos-meteorologicos/> , 2014.
- [43] Meteonorm. <https://meteonorm.com/en/>
- [44] Asociación Electrotécnica Argentina. AEA 90364-7-770, 2017.
- [45] Verificaciones para realizar en conductores y protecciones al momento de proyectar una instalación eléctrica. Asociación para la Promoción de la Seguridad Eléctrica (APSE), 2015.
- [46] Cotización dólar hoy, Cronista. <https://www.cronista.com/> , 2022.
- [47] Gobierno de la Nación. Generación distribuida, preguntas frecuentes. <https://www.argentina.gob.ar/economia/energia/generacion-distribuida/que-es-la-generacion-distribuida/preguntas-frecuentes>
- [48] ¿Qué es y cómo calcular la TIR? <https://www.unir.net/empresa/revista/como-calcular-tir-tasa-interna-retorno/> , 2019.
- [49] Tarifas congeladas, Infobae. <https://www.infobae.com/economia/2021/08/18/tarifas-congeladas-los-subsidios-energeticos-superaron-los-usd-8000-millones-en-12-meses-un-52-mas-que-un-ano-atras/> , 2021.
- [50] Grandes represas e impacto ambiental. <https://www.nuevospapeles.com/nota/5505-grandes-represas-e-impacto-ambiental> , 2017.
- [51] Gobierno Ciudad de Buenos Aires, ¿Qué es la huella del carbono? <https://www.youtube.com/watch?v=-oTSQzE5uGk> , 2014.
- [52] Imagen de <https://concepto.de/efecto-invernadero>
- [53] Inventario Nacional de Gases de Efecto Invernadero. Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sustentable, 2014.
- [54] ¿Cómo calcular la huella de carbono? <https://www.energiaonline.com.ar/como-calcular-la-huella-de-carbono-que-le-dejas-al-planeta/>



# **ANEXO I: CATÁLOGOS**

## MANUAL DE INSTRUCCIONES

## PANEL RADIANTE INFRARROJO

### LIMPIEZA

- Antes de realizar cualquier tarea de limpieza, apague y desconecte el equipo de la red eléctrica. Permita que se enfríe de haber estado en funcionamiento.
- Las partes plásticas deben ser limpiadas con un paño apenas humedecido con un detergente neutro, nunca utilice alcohol o solventes.
- La rejilla metálica puede limpiarse con un trapo húmedo, pudiendo ser útil la ayuda de una aspiradora para su limpieza desde el exterior.
- Nunca sumerja el equipo en agua ni permita que ingrese líquido en el interior del mismo.
- Después de la limpieza, asegúrese que las partes se hayan secado completamente.
- Cuando no use la unidad por un tiempo prolongado, recomendamos envolverla en una bolsa plástica, y almacenar en lugar seco.



Alimentación: 220-240 V ~ 50-60 Hz  
Potencia: 1200/2400 W

### Cuidado del medio ambiente

En Liliana Electrodomésticos contemplamos, en todos los procesos, buenas prácticas medioambientales. Procuramos hacer extensivo a todos los hogares el compromiso con la preservación del medio ambiente, realizando la separación doméstica de residuos. La caja, bolsas y materiales de embalaje de su electrodoméstico son completamente reciclables. A su vez, cuando el electrodoméstico llegue al final de su vida útil, no lo arroje junto al resto de los residuos domiciliarios. Consulte a las autoridades locales acerca de la mejor forma de desecharlo.

### Servicio de Atención al Cliente

Ante cualquier duda o inconveniente, contáctenos.  
Línea Gratuita: **0800 777 0407**  
Web: **www.liliana.com.ar**

**Service y Garantía:**  
La garantía cubre cualquier falla eléctrica o mecánica que resulten del uso apropiado para el cual fue diseñado este producto.

Ante cualquier inconveniente, comuníquese a la brevedad con el Servicio Técnico Autorizado más cercano a su domicilio. Consulte el listado actualizado de Servicios Técnicos Autorizados disponibles en nuestro sitio web **www.liliana.com.ar**.



## MANUAL DE INSTRUCCIONES

## PANEL RADIANTE INFRARROJO

**Modelo: Art. CI640** Panel Radiante Infrarrojo VULCANO

— Tensión: 220-240 V ~ / 50-60 Hz Potencia: 1200 / 2400 W.

Fabricado por Liliana S.R.L. Wames 1155 – S2005PDG Rosario - Argentina - C.U.I.T.: 30-51687722-3

- Antes de utilizar el equipo, solicitamos que Ud. lea cuidadosamente y comprenda estas instrucciones, como así también las mantenga siempre a mano para cualquier consulta.



### IMPORTANTES MEDIDAS DE SEGURIDAD

• Seguir las advertencias contenidas en estas instrucciones, ya que las mismas contienen importantes indicaciones relativas a la seguridad de instalación, de uso y de mantenimiento.  
**Leer cuidadosamente todas las instrucciones.**

técnicas del producto (tensión, frecuencia) correspondan a aquellos de la red eléctrica. Asegúrese de que su instalación esté adecuada con la correspondiente descarga a tierra y disyuntor diferencial para proteger convenientemente a las personas. Este disyuntor debe tener una corriente nominal de operación que no exceda los 30 mA. Ante cualquier duda haga revisar su instalación por personal idóneo calificado.

- Todos los elementos de embalajes deben mantenerse fuera del alcance de niños, en especial las bolsas plásticas dado que existe riesgo de asfixia.
- Antes de conectar el aparato verificar que los datos de la placa de especificaciones

**ISO 9001:2008**  
**ISO 14001:2004**

En el marco de nuestro compromiso con la mejora continua y el cuidado del medio ambiente, Liliana SRL, a certificado sus Sistemas de Gestión de la Calidad y Medioambiental.

### SEGURIDAD ELÉCTRICA

1. Este artefacto posee ficha polarizada con descarga a tierra (no eliminar esta condición colocando adaptadores). Asegurarse que la ficha del tomacorriente de su instalación concuerde con la polaridad requerida y esté provista de la correspondiente descarga a tierra.

2. Es conveniente que su instalación eléctrica esté protegida por un disyuntor diferencial. Ante cualquier duda haga revisar su instalación por personal idóneo.



Imágenes de carácter ilustrativo.

MI CI640 v0 - 28/10/2016



... continúa "PRECAUCIONES"

menos que se le haya instruido en su correcta utilización por una persona responsable de su seguridad.

- Los niños deben ser supervisados para asegurarse de que no jueguen con el equipo.
- Cualquier tipo de empleo que no fuera el apropiado para el cual este producto ha sido concebido, eliminará toda responsabilidad del fabricante sobre eventuales daños derivados del uso inapropiado.
- En caso de averías o problemas de funcionamiento del aparato, o bien después de ser golpeado o dañado de alguna manera, apagarlo y desconectar de la red eléctrica. No intentar arreglos sobre el mismo y ponerse en contacto exclusivamente con un Servicio Técnico Autorizado y ante una eventual reparación, utilizar siempre repuestos originales.
- Desconecte el equipo de la red eléctrica cuando no esté en uso y antes de realizar cualquier tipo de operación de limpieza.
- Nunca desconecte tirando del cable o del aparato mismo, o tocando la ficha con las manos húmedas. Apague el equipo antes de desconectar la ficha del toma corriente.
- Evite desgastes en el cable y prolongaciones causados por calor, aceite, cantos vivos o cortantes, o superficies abrasivas.
- ¡Muy importante! El cable debe estar siempre en buen estado. Si está dañado debe ser atendido en un Service Autorizado o por personal idóneo, reemplazado siempre por un repuesto original.
- No utilizar el calefactor: A) en lugares donde exista presencia de gases o elementos explosivos, B) debajo de mesas, escritorios o estantes bajos; o en cercanía de muebles, cortinas, sofás, almohadones, ropa, papel, elementos inflamables o deformables. Aleje el equipo de otros objetos a suficiente distancia segura que el

sentido común aconseje, y cuide que los elementos antes mencionados, como las cortinas, no puedan alcanzar el calefactor por algún movimiento eventual. C) Lugares donde no exista suficiente ventilación o pueda recibir algún tipo de impacto, D) Baños o cercanía de duchas o piletas de natación.

- Ubicar el equipo siempre en posición vertical, en una superficie nivelada y libre de obstáculos.
- Asegurarse de que la ficha del tomacorriente y el cable no quede dentro del área de radiación de calor. No coloque el calefactor debajo del tomacorriente. El cable no debe pasar sobre o por delante del equipo.
- Apague el calefactor y desconéctelo de la red eléctrica cuando vaya a estar ausente o mientras duerme.
- No cubra total o parcialmente con ningún objeto el exterior del equipo. No ubique ropa para secar sobre o cerca del mismo dado que puede provocar deterioro de las mismas o incendio.
- La malla metálica protectora puede tener una temperatura muy alta cuando la unidad está en funcionamiento. Evite tocarla.
- Para cuando la unidad esté conectada o cuando utilice el equipo, debe prestarse especial atención a los niños, dado que estos no advierten el peligro y necesitan siempre su instrucción y cuidado personal.
- Tal vez perciba un sonido de "clic" al comienzo y/o al final del uso. Esto es producto de la dilatación de algunos componentes en presencia del calor y no debe tomarse como señal de que el calefactor tenga un mal funcionamiento.
- No respetar las indicaciones precedentes puede comprometer su seguridad y la del aparato.

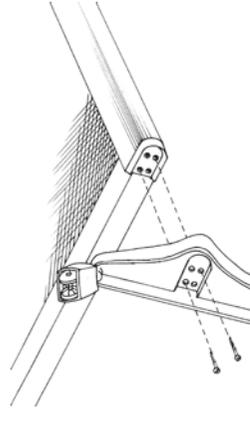
## ANTES DE USAR POR PRIMERA VEZ



- Desembale el producto con sus accesorios y quite todos los materiales de embalaje.
- Haga una limpieza general del equipo (vea "Limpieza").
- Lea detenidamente todo el manual de instrucciones, y consérvelo para referencia futura.

## MONTAJE DE LAS RUEDAS

- El equipo siempre debe ser utilizado con los soportes con ruedas que se proveen. Estos le dan seguridad y estabilidad adecuada.
- Monte las ruedas a ambos lados del equipo con los dos tornillos provistos, tal como muestra la figura.
- Las ruedas con el dispositivo de accionamiento del sistema de seguridad de corte por caída deben ubicarse del lado donde se encuentra la llave de encendido.



Imágenes de carácter ilustrativo.

## MODO DE USO

- Conecte la ficha de tres espigas planas a la red de 220 V, sin hacer uso de adaptadores que anulen la espiga central de puesta a tierra.
- El lugar elegido debe ser plano, para que actúe el elemento de seguridad de corte por caída, y alejado de muebles, cortinas, u otros elementos que puedan ser afectados por el calor que emite el equipo.
- Se dispone de una llave de tres posiciones para el control del equipo. En la posición I enciende en el mínimo y en la posición II a máxima potencia. En la posición central se apaga.
- Después del uso, apague primero el equipo y luego desconecte de la red eléctrica.

## ⊙ CORTE POR CAÍDA

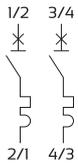
El calefactor dispone de un sistema de seguridad de corte por caída que apaga el equipo ante una eventual inclinación o caída del mismo. El equipo queda operable inmediatamente luego de volverlo a colocar en posición vertical o de normal funcionamiento. No obstante, si hubo una caída, verifique primero que no se hayan producido daños al equipo y, ante cualquier duda o necesidad de reparación, consulte con un servicio técnico autorizado.

# Modelos

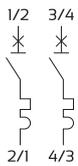
## 1P 1 módulo



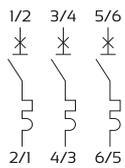
## 1P+N 1 módulo



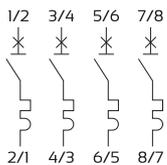
## 2P 2 módulos



## 3P 3 módulos



## 4P 4 módulos



Icn	3000A				4500A				10000A			
	C	5-10In	B	3-5In	C	5-10In	D	10-20In	C	5-10In	D	10-20In
In (A)	Código				Código				Código		Código	
6	K31C06		K41B05	K41C05	K41D05							
10	K31C10		K41B10	K41C10	K41D10							
16	K31C16		K41B15	K41C15	K41D15							
20	K31C20		K41B20	K41C20	K41D20							
25	K31C25		K41B25	K41C25	K41D25							
32	K31C32		K41B32	K41C32	K41D32							
40	K31C40		K41B40	K41C40	K41D40							
50	K31C50		K41B50	K41C50	K41D50							
63	K31C63		K41B63	K41C63	K41D63							
80									J101C80	J101D80		
100									J101C100	J101D100		
125									J101C125	J101D125		



4	P41NC04
6	P41NC06
10	P41NC10
16	P41NC16
20	P41NC20
25	P41NC25
32	P41NC32
40	P41NC40

6	K32C05	K42B10	K42C10	K42D10			
10	K32C10	K42B10	K42C10	K42D10			
16	K32C15	K42B15	K42C15	K42D15			
20	K32C20	K42B20	K42C20	K42D20			
25	K32C25	K42B25	K42C25	K42D25			
32	K32C32	K42B32	K42C32	K42D32			
40	K32C40	K42B40	K42C40	K42D40			
50	K32C50	K42B50	K42C50	K42D50			
63	K32C63	K42B63	K42C63	K42D63			
80					J102C80	J102D80	
100					J102C100	J102D100	
125					J102C125	J102D125	



6	K33C05	K43B05	K43C05	K43D05			
10	K33C10	K43B10	K43C10	K43D10			
16	K33C15	K43B15	K43C15	K43D15			
20	K33C20	K43B20	K43C20	K43D20			
25	K33C25	K43B25	K43C25	K43D25			
32	K33C32	K43B32	K43C32	K43D32			
40	K33C40	K43B40	K43C40	K43D40			
50	K33C50	K43B50	K43C50	K43D50			
63	K33C63	K43B63	K43C63	K43D63			
80					J103C80	J103D80	
100					J103C100	J103D100	
125					J103C125	J103D125	



6	K34C05	K44B05	K44C05	K44D05			
10	K34C10	K44B10	K44C10	K44D10			
16	K34C15	K44B15	K44C15	K44D15			
20	K34C20	K44B20	K44C20	K44D20			
25	K34C25	K44B25	K44C25	K44D25			
32	K34C34	K44B34	K44C34	K44D34			
40	K34C40	K44B40	K44C40	K44D40			
50	K34C50	K44B50	K44C50	K44D50			
63	K34C63	K44B63	K44C63	K44D63			
80					J104C80	J104D80	
100					J104C100	J104D100	
125					J104C125	J104D125	



# SECCIONADOR BAJO CARGA

Conmutadoras 1-0-2, 1,2 y 4 polos

Seccionadores manual bajo carga

Maniobra y control manual de todo tipo de equipo eléctrico.

Interruptor de corte general o principal en tableros.

El seccionamiento del circuito otorga máxima seguridad en tareas de mantenimiento.

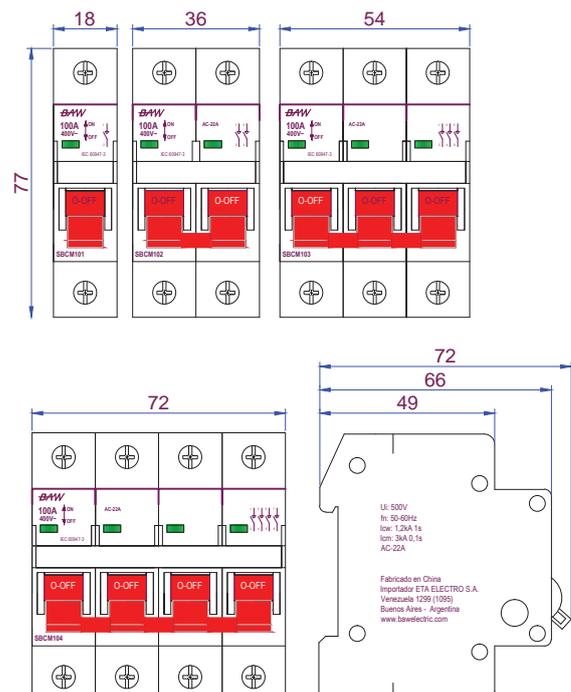


Modelo		SBCM
Norma de aplicación		IEC 60947-3
Intensidad nominal (In)	A	100
Intensidad admisible (Imáx)	A	
Curvas tiempo/corriente		
Numero de polos		1/2/3/4
Tensión nominal CA (Ue)	V	400
Frecuencia	Hz	50/60
Tensión de aislación (Ui)	V	500
Tensión de impulso 1,2/50 s (Uimp)	kV	4
Tamaño de fusible IEC 60269	mm	
Capacidad de corte nominal a 415V, cosφ=0,65	kA	0,3
Resistencia a los cortocircuitos con fusibles	kA	50
Resistencia a los cortocircuitos sin fusibles	kA	7
Pérdidas a intensidad nominal	W	
Grado de polución		2
Resistencia de aislación	MΩ	>100
Rigidez dieléctrica 1 mín.	kV	2,5
Endurancia mecánica		10000
Endurancia eléctrica		1500
Grado de protección (sin panel/con panel)		IP20/IP40
Acometida superior/inferior		Indistinto
Posición de montaje		Indistinto
Grado de autoextinguibilidad		V2
Tropicalización (IEC 60068-2)	°C/Hr	55°/95Hr
Temperatura de operación	°C	-25/+ 60
Capacidad de conexionado (Cu - flexible)	mm <sup>2</sup>	6-50
Torque	Nm	5
Embalaje cantidad de polos/cartuchos		12

## Seccionador manual

In (A)	N° polos	N° módulos	Código
100	1P	1	SBCM101
100	2P	2	SBCM102
100	3P	3	SBCM103
100	4P	4	SBCM104

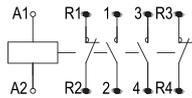
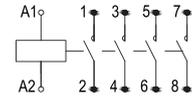
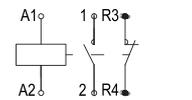
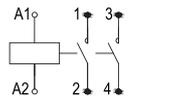
## Dimensiones



La información está sujeta a cambios

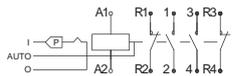
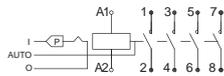
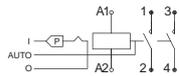
**BAW**

## Contadores



In (A)	Contactos	Uaux.	Nº mod.	Código
25	1NO+1NC	220Vca	1	CM25-I1M
25	1NO+1NC	24Vca	1	CM25-I1B
25	2NO	220Vca	1	CM25-20M
25	2NO	24Vca	1	CM25-20B
25	4NO	220Vca	2	CM25-40M
25	4NO	24Vca	2	CM25-40B
25	2NO+2NC	220Vca	2	CM25-22M
25	2NO+2NC	24Vca	2	CM25-22B
40	2NO	220Vca	3	CM40-20M
40	2NO	24Vca	3	CM40-20B
63	4NO	220Vca	3	CM63-40M
63	4NO	24Vca	3	CM63-40B

## Contadores Auto-O-Manual



25	2NO	220Vca	1	CM25-AM20M
25	2NO	24Vca	1	CM25-AM20B
25	4NO	220Vca	2	CM25-AM40M
25	4NO	24Vca	2	CM25-AM40B
25	2NO+2NC	220Vca	2	CM25-AM22M
25	2NO+2NC	24Vca	2	CM25-AM22B
40	2NO	220Vca	3	CM40-AM20M
40	2NO	24Vca	3	CM40-AM20B
63	4NO	220Vca	3	CM63-AM40M
63	4NO	24Vca	3	CM63-AM40B
63	2NO+2NC	220Vca	3	CM63-AM63M
63	2NO+2NC	24Vca	3	CM63-AM63B

## Contacto auxiliar

3

1NO+1NC

0,5

## Dimensiones



El mando I-auto-O solo en modelos AM.



# HIPRO III TP672M - 360 / 365 / 370W

High Efficiency MBB PERC Monocrystalline Solar Module  
72-Cell Series



## KEY FEATURES

- 
**12 bus-bar cell technology**  
 Excellent anti-microcracking performance with more balanced interior stress; grid pattern current path, lower R<sub>s</sub>
- 
**Maximize limited space**  
 PERC cell technology, maximum power output 370W
- 
**Significantly lower the risk of hot spot**  
 Special circuit design with much lower hot spot temperature
- 
**Excellent low light performance**  
 Advanced surface texturing - Back surface field
- 
**Excellent Anti-PID performance**  
 2 times of industry standard Anti-PID test by TÜV Rheinland
- 
**Highly reliable due to stringent quality control**  
 In-house testing goes well beyond certification requirements
- 
**Certified to withstand the most challenging environmental conditions**  
 2400 Pa wind load - 5400 Pa snow load - 25 mm hail stones at 82 km/h
- 
**IP68 junction box**  
 The highest waterproof level

## ABOUT TALESUN SOLAR

TALESUN Solar is one of the world's largest integrated clean energy providers with 4 GW cell and 5 GW module production capacity globally. Its standard and high-efficiency product offerings are among the most powerful and cost-effective in the industry. Talesun Solar is committed to provide customers with customized, systemized and trustworthy turnkey solutions. Till now, Talesun Solar has accumulatively shipped more than 10 GW modules globally.

## SYSTEM & PRODUCT CERTIFICATES

- IEC 61215 / IEC 61730 / UL 1703
- ISO 9001 : 2008 Quality Management System
- ISO 14001 : 2004 Environment Management System
- OHSAS 18001 : 2007 Occupational Health and Safety Management System



## QUALITY WARRANTY

TALESUN guarantees that defects will not appear in materials and workmanship defined by IEC61215, IEC61730 or UL 1703 under normal installation, use and maintenance as specified in Talesun's installation manual for 10 years from the warranty starting date.

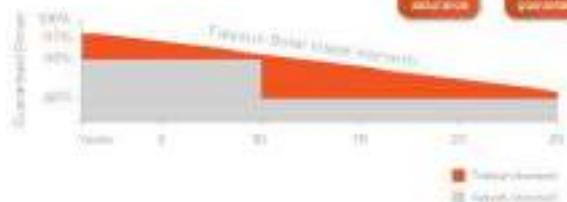


## PERFORMANCE WARRANTY

Monocrystalline Solar Module

**10** years  
Quality  
warranty

**25** years  
Power  
warranty



TALESUN



Talesun Solar (China) Ltd.  
Tel: +86 20 2282 9588  
Web: [www.tailesun.com](http://www.tailesun.com)  
Add: No.1 Talesun Road, Shantou City, Guangdong, P.R. China

**ELECTRICAL PARAMETERS**

**Performance at STC (Power Tolerance 0 – +3%)**

Maximum Power ( Pmax/W )	360	365	370
Operating Voltage ( Vmp/V )	39.1	39.3	39.6
Operating Current ( Imp/A )	9.21	9.29	9.35
Open-Circuit Voltage ( Voc/V )	47.8	48.0	48.3
Short-Circuit Current ( Isc/A )	9.70	9.77	9.83
Module Efficiency $\eta_m$ ( % )	18.5	18.8	19.0

**Performance at NOCT**

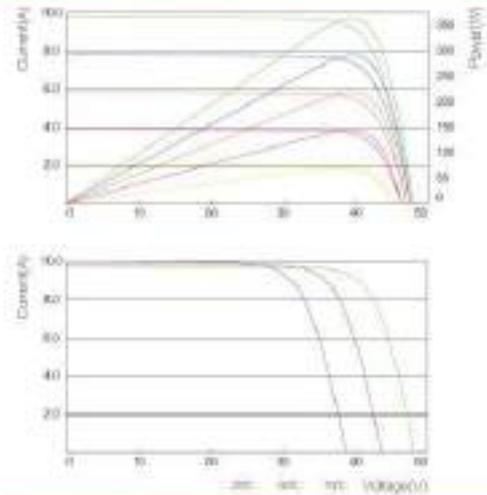
Maximum Power ( Pmax/W )	265	270	274
Operating Voltage ( Vmp/V )	35.2	36.4	36.7
Operating Current ( Imp/A )	7.36	7.42	7.47
Open-Circuit Voltage ( Voc/V )	44.2	44.4	44.7
Short-Circuit Current ( Isc/A )	7.84	7.89	7.94

STC : Irradiance 1000W/m<sup>2</sup>, Cell Temperature 25° C, Air Mass AM 1.5. NOCT : Irradiance at 800W/m<sup>2</sup>, Ambient Temperature 30° C, Wind Speed 1m/s

**MECHANICAL SPECIFICATION**

Cell Type	MBB Mono
Cell Dimensions	156.75*156.75mm(6.17inch)
Cell Arrangement	72(6*12)
Weight	22kg(48.5lbs)
Module Dimensions	1960*992*40mm(77.17*39.06*1.57inch)
Cable Length	1200mm(47.24inch)
Cable Cross Section Size	4mm <sup>2</sup> (0.006sq.in)
Front Glass	3.2mm High Transmission, Tempered Glass
No. of Bypass Diodes	3/6
Packing Configuration (1)	27pcs/Pallet, 648pcs/40hq
Packing Configuration (2)	27pcs+5pcs/Pallet, 696pcs/40hq
Frame	Anodized Aluminium Alloy
Junction Box	IP68

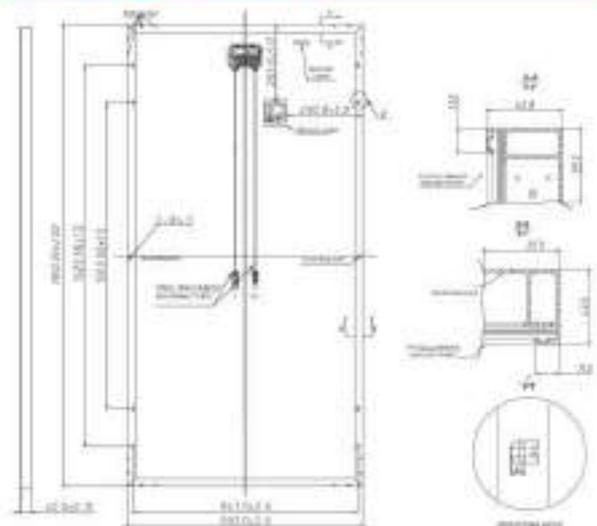
**I-V CURVE**



**OPERATING CONDITIONS**

Maximum System Voltage	1000VDC(IEC)/1500VDC(IEC)
Operating Temp	-40C--+85C
Maximum Series Fuse	15A
Static Loading	5400Pa
Conductivity at Ground	< 0.1Ω
Safety Class	II
Resistance	> 100MΩ
Connector	MC4 Compatible

**TECHNICAL DRAWINGS**



Talesun and its related services are provided on an "as is" basis without any warranty. Talesun makes no representation or warranty of any kind, either expressed or implied, for the use of the information contained herein. Please consult the relevant data sheet for the complete and up-to-date information. The information is subject to change without notice. © 2022 Talesun Energy Technology Co., Ltd. All rights reserved.

# MIN 2500~6000 TL-X

- Maximum efficiency 98.4%
- Dual MPP trackers
- Type II SPD on DC side
- Supports export control
- Touch key and OLED display
- Data storage up to 25 years



P O W E R  
- I N G O  
T O M O -  
R R O W O

**Growatt**  
powering tomorrow

[www.ginverter.com](http://www.ginverter.com)

Datasheet	MIN 2500TL-X	MIN 3000TL-X	MIN 3600TL-X	MIN 4200TL-X	MIN 4600TL-X	MIN 5000TL-X	MIN 6000TL-X
<b>Input Data (DC)</b>							
Max. recommended PV power (for module STC)	3500W	4200W	5040W	5880W	6440W	7000W	8100W
Max. DC voltage	500V	500V	550V	550V	550V	550V	550V
Start voltage	100V						
Nominal voltage	360V						
MPP voltage range	80V-500V	80V-500V	80V-550V	80V-550V	80V-550V	80V-550V	80V-550V
No. of MPP trackers	2						
No. of PV strings per MPP tracker	1						
Max. input current per MPP tracker	12.5A						
Max. short-circuit current per MPP tracker	16A						
<b>Output data (AC)</b>							
AC nominal power	2500W	3000W	600W	4200W	4600W	5000W	6000W
Max. AC apparent power	2500VA	3000VA	3600VA	4200VA	4600VA	5000VA	6000VA
Nominal AC voltage (range*)	230V (180-280V)						
AC grid frequency (range*)	50/60 Hz (45-55Hz/55-65 Hz)						
Max. output current	11.3A	13.6A	16A	19A	20.9A	22.7A	27.2A
Adjustable power factor	0.8leading...0.8lagging						
THDi	<3%						
AC grid connection type	Single phase						
<b>Efficiency</b>							
Max. efficiency	98.2%	98.2%	98.2%	98.4%	98.4%	98.4%	98.4%
European efficiency	97.1%	97.1%	97.2%	97.5%	97.5%	97.5%	97.5%
MPPT efficiency	99.9%						
<b>Protection Devices</b>							
DC reverse polarity protection	yes						
DC switch	yes						
AC/DC surge protection	Type II / Type III						
Insulation resistance monitoring	yes						
AC short-circuit protection	yes						
Ground fault monitoring	yes						
Grid monitoring	yes						
Anti-islanding protection	yes						
Residual-current monitoring unit	yes						
AFCI protection	Optional						
<b>General Data</b>							
Dimensions (W / H / D)	375/350/160mm						
Weight	10.8kg						
Operating temperature range	-25°C ... +60°C						
Noise emission (typical)	≤35 dB(A)						
Nighttime power consumption	< 1W						
Topology	Transformerless						
Cooling	Natural convection						
Protection degree	IP65						
Relative humidity	0-100%						
Altitude	4000m						
DC connection	H4/MC4(Optional)						
AC connection	Connector						
Display	OLED+LED/WIFI+APP						
Interfaces: RS485 / USB/WI-FI / GPRS/ RF/LAN	Yes/Yes/Optional/Optional/Optional /Optional						
Warranty: 5 years / 10 years	Yes /Optional						

CE, IEC62109, VDE0126-1-1, AS4777, AS/NZS 3100, VDE-AR-N4105, CQC, IEC61683, IEC60068, IEC61727, IEC62116, INMETRO

\* The AC voltage and frequency range may vary depending on specific country grid standard. All specifications are subject to change without notice.

**GROWATT NEW ENERGY TECHNOLOGY Co.,LTD** A: No.28 Guangming Road, Longteng Community, Shiyan, Baoan District, Shenzhen, P.R.China.  
T: + 86 755 2747 1900 F: + 86 755 2749 1460 E: info@ginverter.com

# TECSUN H1Z2Z2-K



Tensión asignada: 1,0/1,0 kV (1,2/1,2 kVac máx.) - 1,5/1,5 kVdc (1,8/1,8 kVdc máx.)  
 Norma diseño: EN 50618; IEC 62930  
 Designación genérica: H1Z2Z2-K



## CARACTERÍSTICAS Y ENSAYOS

**NO PROPAGACIÓN DE LA LLAMA**  
EN 60332-1-2  
IEC 60332-1-2  
NFC 32070-C2

**NO PROPAGACIÓN DEL INCENDIO**  
EN 50305-9

**LIBRE DE HALÓGENOS**  
EN 50525-1

**BAJA OPACIDAD DE HUMOS**  
EN 61034-2  
IEC 61034-2

**REDUCIDA EMISIÓN DE GASES TÓXICOS**  
EN 50305 (ITC < 3)

**RESISTENCIA A LA ABSORCIÓN DEL AGUA (AD8)**

**RESISTENCIA AL FRÍO**

**CABLE FLEXIBLE**

**RESISTENCIA A LOS RAYOS ULTRAVIOLETA**

**RESISTENCIA A LOS AGENTES QUÍMICOS**

**RESISTENCIA AL OZONO**

**RESISTENCIA AL CALOR HÚMEDO**

**RESISTENCIA A LAS GRASAS Y ACEITES**

**RESISTENCIA A LOS GOLPES**

**RESISTENCIA A LA ABRASIÓN**

**APTO PARA ENTERRAR DIRECTAMENTE**



**DESCÁRGATE** la DoP (Declaración de Prestaciones) en este código QR.  
<https://es.prysmiangroup.com/DoP>



**Nº DoP 1007351**

### ENSAYOS ADICIONALES CABLE TECSUN - H1Z2Z2-K

Vida estimada	30 años
Certificación	TÜV
Servicios móviles	SI
Apto para instalación directamente enterrado	SI
Doble aislamiento (clase II)	SI
Tª máxima de conductor (20 000 h)	120 °C 20 000 h
Resistencia al ozono	IEC 62930 Tab. 3 según IEC 60811-403, EN 506 18 Tab. 2 según EN 50396 tipo de prueba B
Resistencia a los rayos UVA	IEC 62930 Anexo E; EN 50618 Anexo E; Resistencia a la tracción y elongación a la rotura después de 720 h (360 ciclos) de exposición a los rayos UVA según EN 50289-4-17 (Método A)
Resistencia a la absorción agua	DNI EN 60811-402
Protección contra el agua	AD8 (sumersión permanente)
Resistencia a aceites minerales	EN 60811-2-1; 24 h; 100 °C
Resistencia a ácidos y bases	IEC 62930 y EN 50618 Anexo B 7 días, 23 °C N-ácido oxálico, N-hidróxido sódico (según IEC 60811-404; EN 60811-404)
Resistencia al amoníaco	Ensayo especial de Prysmian: 30 días en atmósfera saturada de amoníaco
Prueba de contracción	IEC 62930 Tab 2 según IEC 60811-503; EN 50618 Tab 2 según EN 60811-503 (máxima contra 2%)
Resistencia al calor húmedo	IEC 62930 Tab.2 y EN 50618 Tab.2 1000h a 90 °C y 85% de humedad para IEC 60068-2-78, EN- 60068-2-78
Respetuoso con el medioambiente	Directiva RoHS 2011/65/EU de la Unión Europea
Penetración dinámica	IEC 62930 Anexo D; EN 50618 Anexo D
Doblado a baja temperatura	Doblado y alargamiento a -40 °C según IEC 62930 Tab.2 según IEC 60811-504 y -505 y EN 50618 Tab.2 según EN 60811-1-4 y EN 60811-504 y -505
Resistencia al impacto en frío	Resistencia al impacto a -40 °C según IEC 62930 Anexo C según IEC 60811-506 y EN 50618 Anexo C según EN 60811-506
Presión a temperatura elevada	< 50% según EN 60811-508
Dureza Prysmian	Test interno Prysmian: Tipo A: 85 según DIN EN ISO 868
Resistencia a la abrasión	Ensayo especial Prysmian DIN ISO 4649 contrapapel abrasivo. • Cubierta contra cubierta. • Cubierta contra met. • Cubierta contra plásticos
Durabilidad del marcado	IEC 62930; EN 50396

- Temperatura de servicio: -40 °C, +90 °C (120 °C, por 20 000 h).
- Tensión continua de diseño: 1,5/1,5 kV.
- Tensión continua máxima: 1,8/1,8 kV.
- Tensión alterna de diseño: 1/1 kV.
- Tensión alterna máxima: 1,2/1,2 kV.
- Ensayo de tensión alterna durante 5 min: 6,5 kV.
- Ensayo de tensión continua durante 5 min: 15 kV.
- Radio mínimo de curvatura estático (posición final instalado): 3D (D ≤ 12 mm) y 4D > 12 mm). (D = diámetro exterior del cable máximo).

#### Ensayos de fuego

- No propagación de la llama: EN 60332-1-2; IEC 60332-1-2; NFC 32070-C2.
- No propagación del incendio: EN 50305-9.
- Libre de halógenos: EN 50525-1.
- Baja opacidad de humos: EN 61034-2; IEC 61034-2.
- Reducida emisión de gases tóxicos: EN 50305 (ITC < 3).

**TECSUN**  
**H1Z2Z2-K**



Tensión asignada: 1,0/1,0 kV (1,2/1,2 kVac máx.) - 1,5/1,5 kVdc (1,8/1,8 kVdc máx.)  
 Norma diseño: EN 50618; IEC 62930  
 Designación genérica: H1Z2Z2-K



**CONSTRUCCIÓN**

**CONDUCTOR**

**Metal:** cobre estañado.  
**Flexibilidad:** flexible, clase 5, según UNE EN 60228.  
**Temperatura máxima en el conductor:** 120 °C, 20 000 h; 90 °C (30 años)  
 250 °C en cortocircuito.

**AISLAMIENTO**

**Material:** compuesto reticulado libre de halógenos, tabla B.1, anexo B de EN 50618.

**CUBIERTA**

**Material:** compuesto reticulado libre de halógenos, tabla B.1, anexo B de EN 50618.  
**Color:** negro, rojo o azul.

**APLICACIONES**

• Especialmente diseñado para instalaciones solares fotovoltaicas interiores, exteriores, industriales, agrícolas, fijas o móviles (con seguidores)... Pueden ser instalados en bandejas, conductos y equipos. Adecuado para soterramiento directo (sin tubo o conducto).

Indicado también el lado de corriente continua en instalaciones de autoconsumo solar fotovoltaico.

**DATOS TÉCNICOS**

NÚMERO DE CONDUCTORES x SECCIÓN mm <sup>2</sup>	DIÁMETRO MÁXIMO DEL CONDUCTOR mm (1)	DIÁMETRO EXTERIOR DEL CABLE (VALOR MÁXIMO) mm	RADIO MÍNIMO DE CURBATURA DINÁMICO	RADIO MÍNIMO DE CURBATURA ESTÁTICO	PESO kg/km (1)	RESISTENCIA DEL CONDUCTOR A 20 °C Ω/km	INTENSIDAD ADMISIBLE AL AIRE (2) A	INTENSIDAD ADMISIBLE AL AIRE. T AMBIENTE 60 °C y T CONDUCTOR 120 °C (3)	CAIDA DE TENSIÓN V/(A·km) (2)
1 x 1,5	1,6	4,4	20	15	35	13,7	24	30	27,4
1 x 2,5	1,9	4,8	22	17	46	8,21	34	41	16,42
1 x 4	2,4	5,3	24	18	61	5,09	46	55	10,18
1 x 6	2,9	5,9	26	20	80	3,39	59	70	6,78
1 x 10	4,0	7,0	30	23	122	1,95	82	98	3,90
1 x 16	5,6	9,0	39	30	200	1,24	110	132	2,48
1 x 25	6,4	10,3	45	34	290	0,759	140	176	1,59
1 x 35	7,5	11,7	63	50	400	0,565	182	218	1,13
1 x 50	9,0	13,5	73	58	560	0,393	220	276	0,786
1 x 70	10,8	15,5	83	66	750	0,277	282	347	0,554
1 x 95	12,6	17,7	94	75	970	0,210	343	416	0,42
1 x 120	14,2	19,2	122	82	1220	0,164	397	488	0,328
1 x 150	15,8	21,4	136	91	1500	0,132	458	566	0,264
1 x 185	17,4	23,7	151	101	1840	0,108	523	644	0,216
1 x 240	20,4	27,1	171	114	2400	0,0817	617	775	0,1634

(1) Valores aproximados.

(2) Instalación monofásica o corriente continua en bandeja perforada al aire (40 °C). Con exposición directa al sol, multiplicar por 0,85.  
 → XLPE2 con instalación tipo F → columna 13. (UNE-HD 60364-5-52 e IEC 60364-5-52).

(3) Instalación de conductores separados con renovación eficaz del aire en toda su cubierta (cables suspendidos).  
 Temperatura ambiente 60 °C (a la sombra) y temperatura máxima en el conductor 120 °C.  
 Valor que puede soportar el cable, 20 000 h a lo largo de su vida útil (25 años).

# Baja Tensión

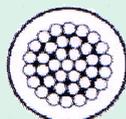
450 / 750 V

## H07V-K



NORMAS DE REFERENCIA

DESCRIPCION



CARACTERISTICAS

# Instalaciones Fijas

## SUPERASTIC FLEX

### IRAM NM 247-3

#### > CONDUCTOR

**Metal:** Cobre electrolítico recocido.

**Flexibilidad:** clase 5; según IRAM NM-280 e IEC 60228.

**Temperatura máxima en el conductor:** 70° C en servicio continuo, 160° C en cortocircuito.

#### > AISLANTE

PVC ecológico, en colores marrón, blanco, negro, rojo, celeste, y verde/amarillo.

Marcaación:

**PRYSMIAN SUPERASTIC FLEX** - Industria Argentina — 450/750V — Sección (mm<sup>2</sup>) - IRAM NM 247 02-05 BWF-B - Sello IRAM - RIN 288391/8.

#### > Normativas

IRAM NM 24 7-3 (ex 2183), NBR NM 247- 3 (ex6148); IEC 60227-3 u otras bajo pedido.

#### Ensayos de fuego:

No propagación de la llama: IRAM NM IEC 60332-1.

No propagación del incendio: IRAM NM IEC 603 32-3-23; NBR 6812 Cat. BWF; IEEE 383.

#### Certificaciones

Todos los cables de Prysmian están elaborados con Sistema de Garantía de Calidad bajo normas ISO 9001 - 2 000 certificadas por la UCIEE

Cables para instalaciones de iluminación y distribución de energía en el interior de edificios civiles e industriales, en circuitos primarios, secundarios y derivaciones, instalados en tableros, en conductos situados sobre superficies o empotrados, o en sistemas cerrados análogos.



Norma de



Tensión nominal



Temperatura de servicio



Cuerdas flexibles



No propagación de la llama



No propagación del incendio



Extradeslizante



PVC ecológico



Sello IRAM



Sello de Seguridad Eléctrica

### CONDICIONES DE EMPLEO



Cañería embutida



Cañería a la vista



Cableado de tableros

**Características técnicas**

Sección nominal  <b>mm<sup>2</sup></b>	Diámetro máx. de alambres del conductor  <b>mm</b>	Espesor de aislación nominal  <b>mm</b>	Diámetro exterior aprox.  <b>mm</b>	Masa aprox.  <b>kg/km</b>	Intensidad de corriente admisible en cañerías (3)		Caída de tensión (4)  <b>V/A km</b>	Resistencia Eléctrica máxima a 20°C y c.c.  <b>ohm/km</b>
					(1) <b>A</b>	(2) <b>A</b>		
0,75	0,21	0,6	2,3	11	9	8	50	26
1,0	0,21	0,6	2,5	15	11,5	10,5	37	19,5
1,5	0,26	0,7	3,0	20	15	13	26	13,3
2,5	0,26	0,8	3,6	31	21	18	15	7,98
4	0,31	0,8	4,1	45	28	25	10	4,95
6	0,31	0,8	4,7	63	36	32	6,5	3,30
10	0,41	1,0	6,0	107	50	44	3,8	1,91
16	0,41	1,0	7,0	167	66	59	2,4	1,21
25	0,41	1,2	9,6	268	88	77	1,54	0,78
35	0,41	1,2	10,8	361	109	96	1,20	0,554
50	0,41	1,4	12,8	511	131	117	0,83	0,386
70	0,51	1,4	14,6	698	167	149	0,61	0,272
95	0,51	1,6	16,8	899	202	180	0,48	0,206
120	0,51	1,6	19,7	1175	234	208	0,39	0,161

(1) 2 conductores cargados + PE en cañerías embutidas en mampostería, temperatura ambiente 40° C.

(2) 3 conductores cargados + PE en cañerías embutidas en mampostería, temperatura ambiente 40° C.

(3) Para Instalaciones en aire (no contempladas en el Regl. de Instalaciones en Inmuebles de la AEA) considerar los valores (1) y (2)

(4) Cables en contacto en corriente alterna monofásica 50 Hz., cos φ = 0,8.

Coefficientes de corrección de la corriente admisible:

- Para dos circuitos en una misma cañería multiplicar por 0,80
- Para tres circuitos en una misma cañería multiplicar por 0,70
- Para temperatura ambiente de 30 ° C multiplicar por 1.15
- Para temperatura ambiente de 20 ° C multiplicar por 1.29

**Acondicionamientos**

Sección nominal mm <sup>2</sup>	Cajas 100 metros	Cajas 30 metros	Rollos 100 metros	Bobinas (longitud fija)	Bobinas (por metro)
0,75	x				
1,0	x			900 m	
1,5	x	x		800 m	
2,5	x	x		500 m	
4	x	x		400 m	
6	x			300 m	
10			x		
16			x		
25			x		

35 - 120

x



Cajas de 100 metros



Rollos de 100 metros

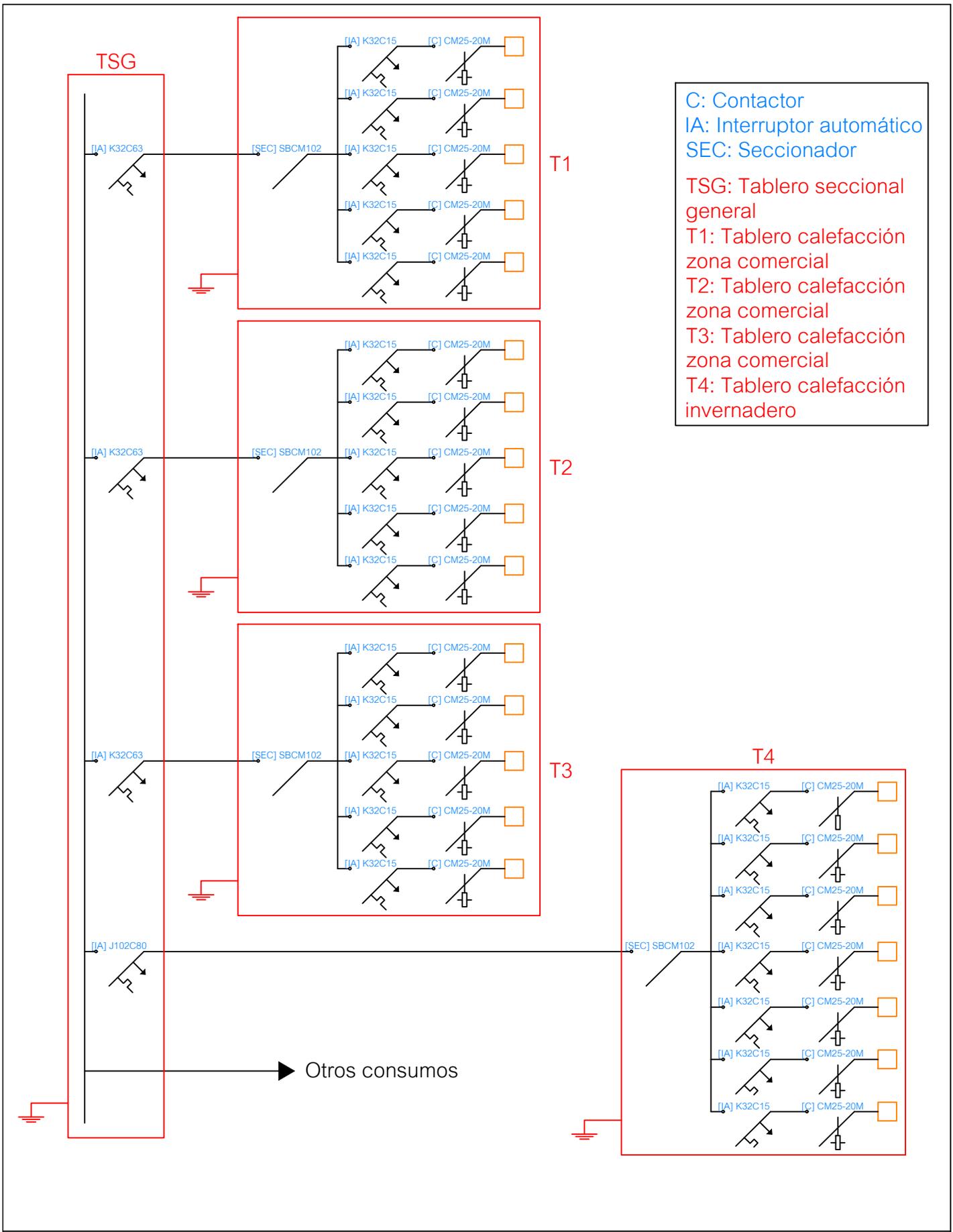


Bobinas con longitud fija



Bobinas con longitud variable

# **ANEXO II: ESQUEMAS**



**C:** Contactor  
**IA:** Interruptor automático  
**SEC:** Seccionador

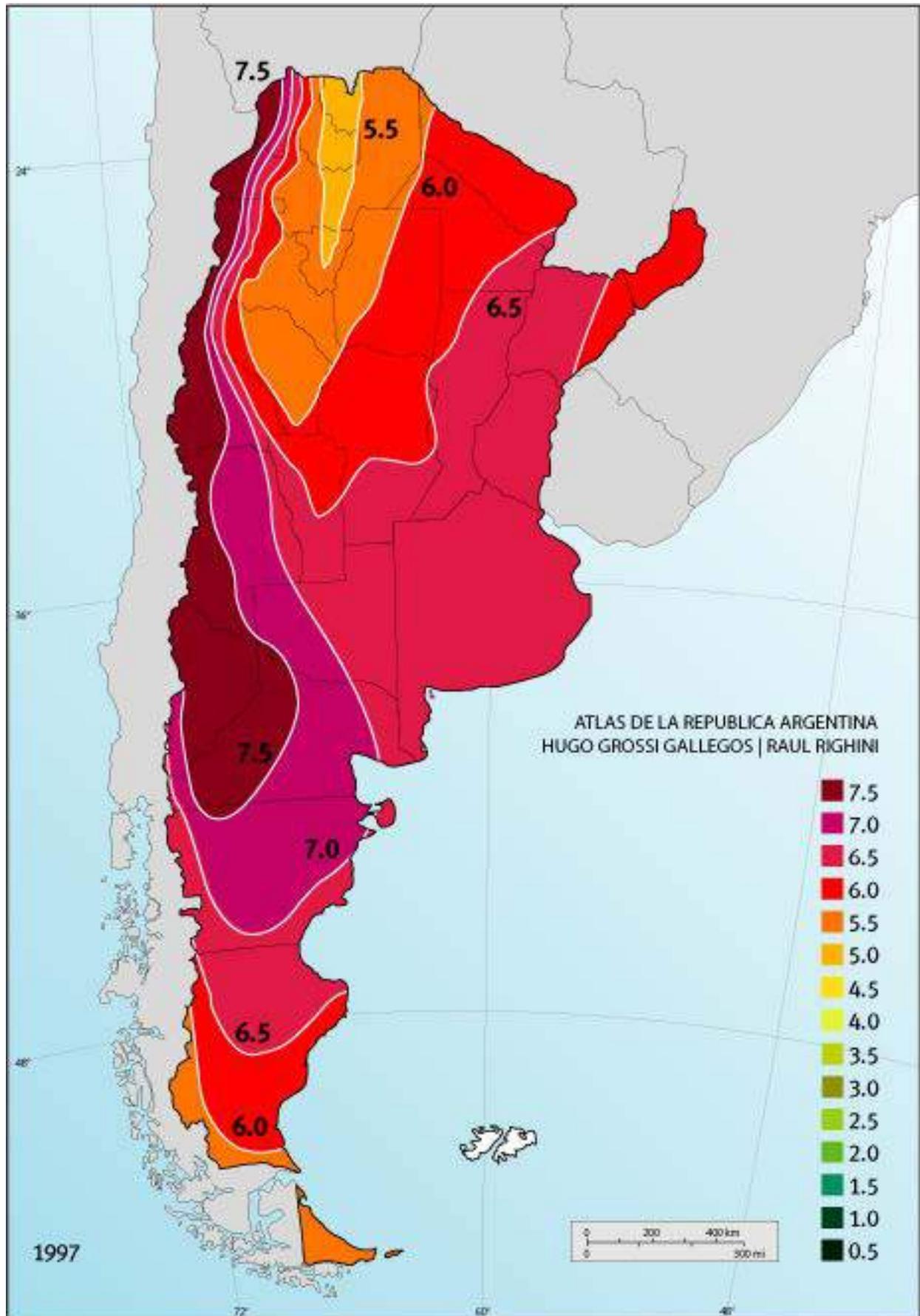
**TSG:** Tablero seccional general  
**T1:** Tablero calefacción zona comercial  
**T2:** Tablero calefacción zona comercial  
**T3:** Tablero calefacción zona comercial  
**T4:** Tablero calefacción invernadero

Esquema unifilar desde TSG a los calefactores eléctricos

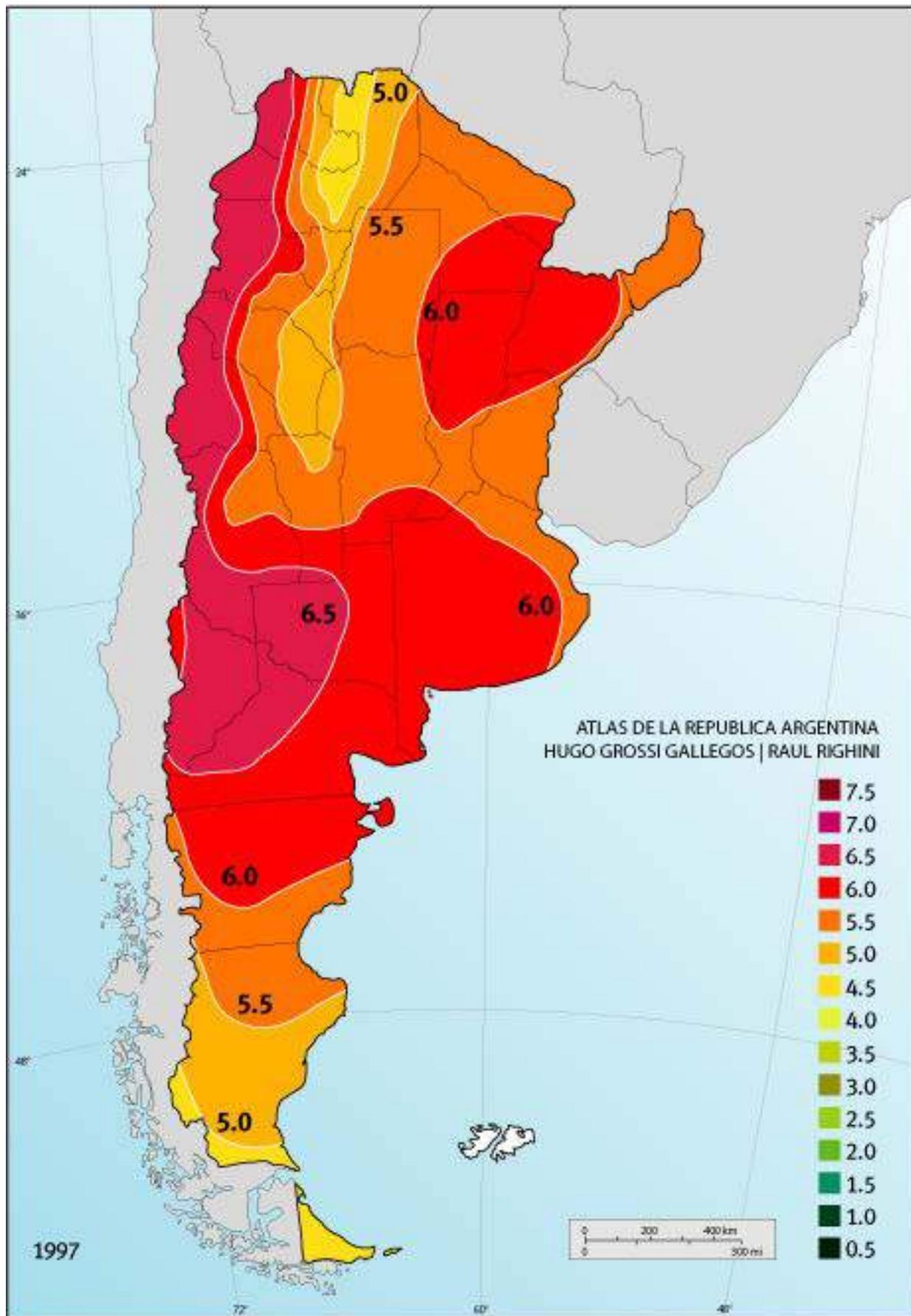
**ANEXO III:  
MAPAS DE  
IRRADIACIÓN  
SOLAR EN  
ARGENTINA**



# ENERO

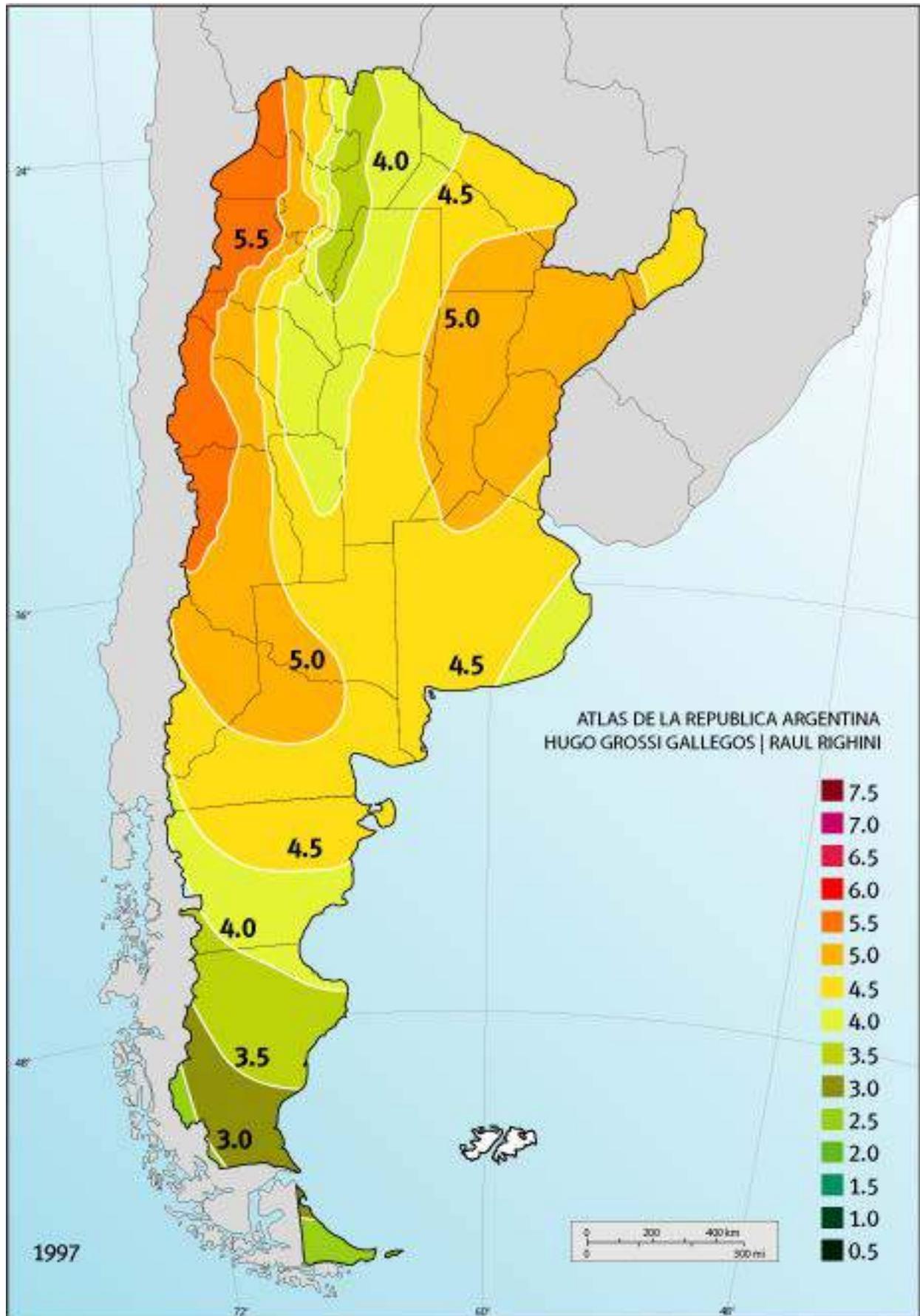


# FEBRERO

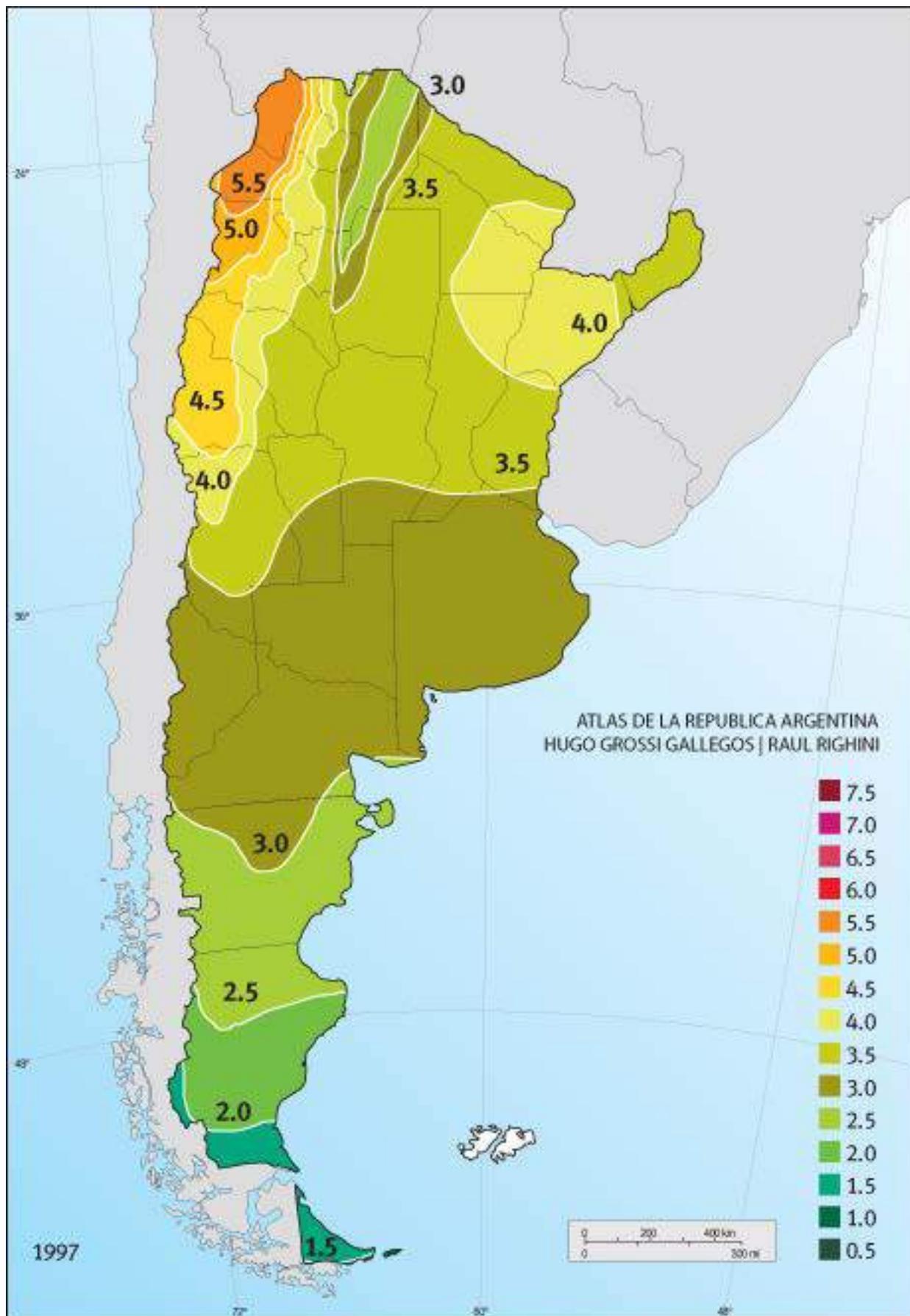




# MARZO

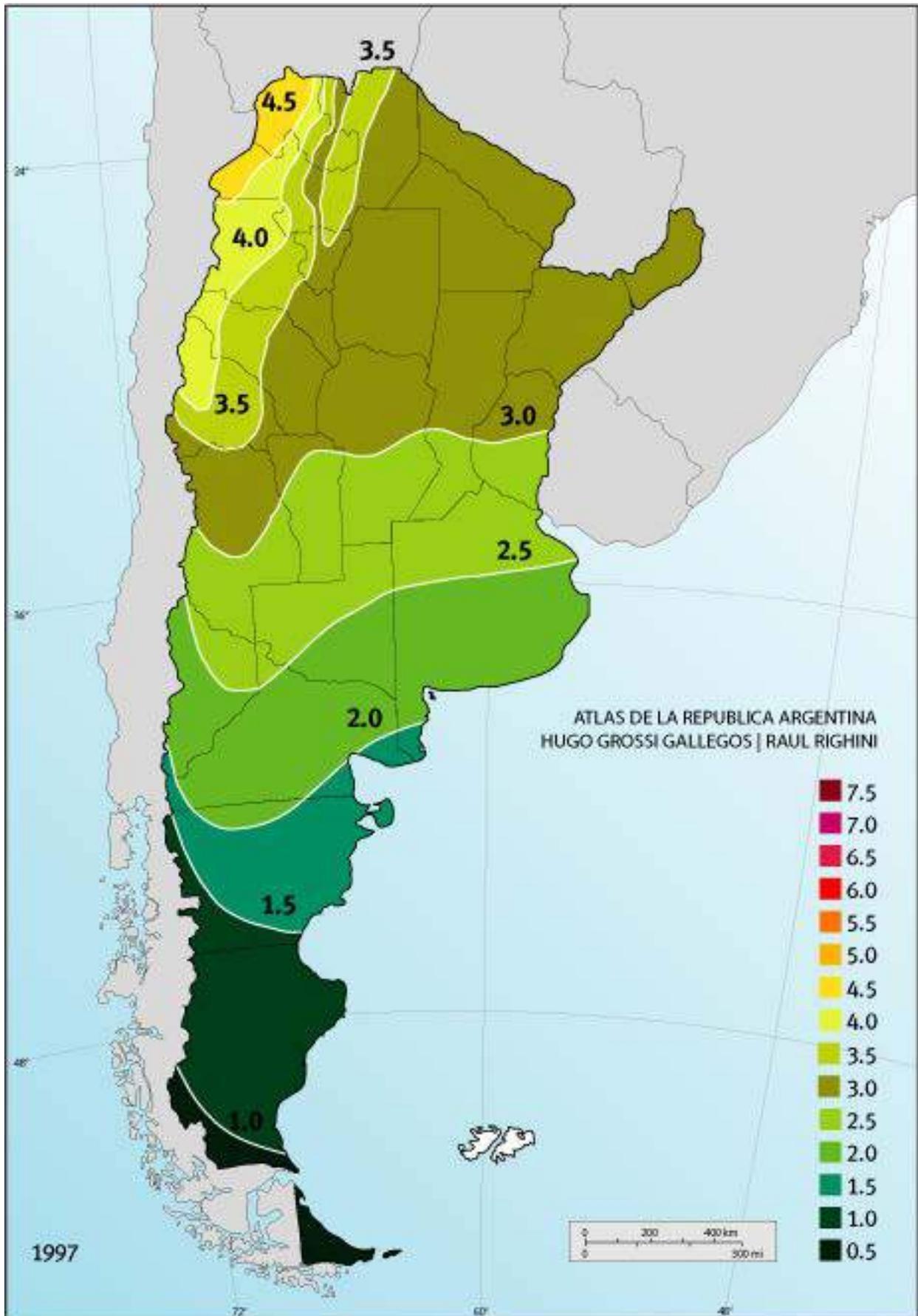


# ABRIL

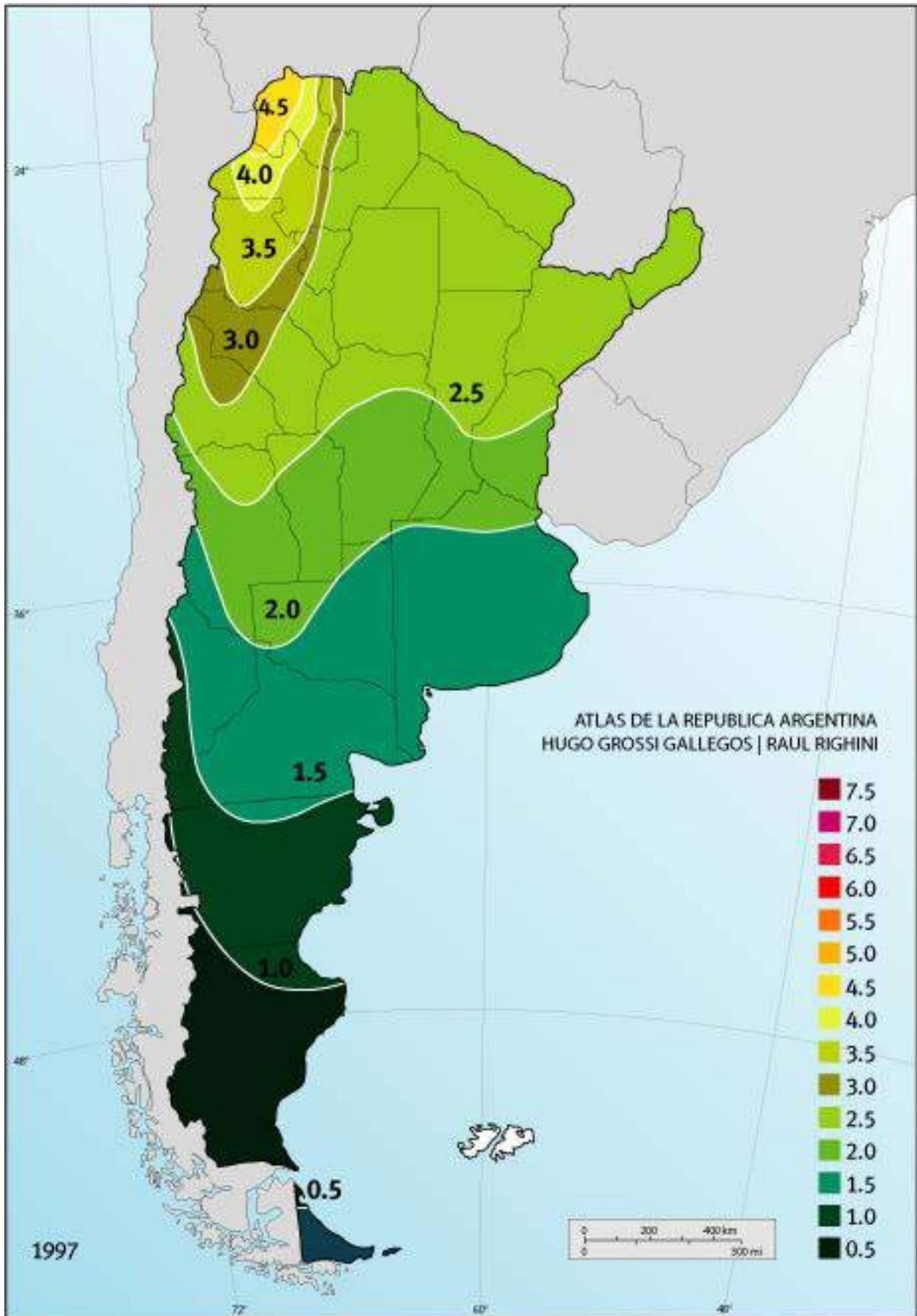




# MAYO

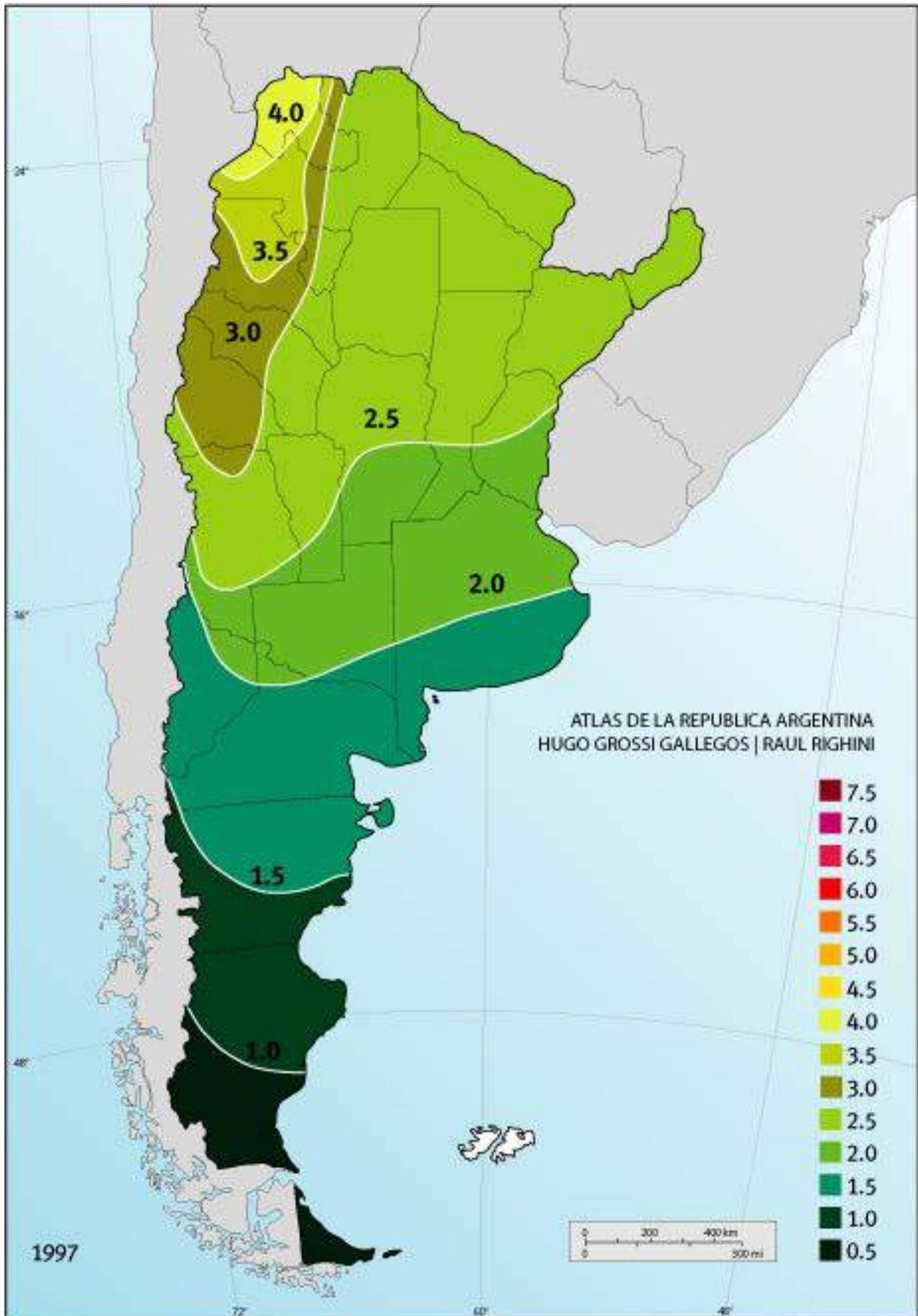


# JUNIO

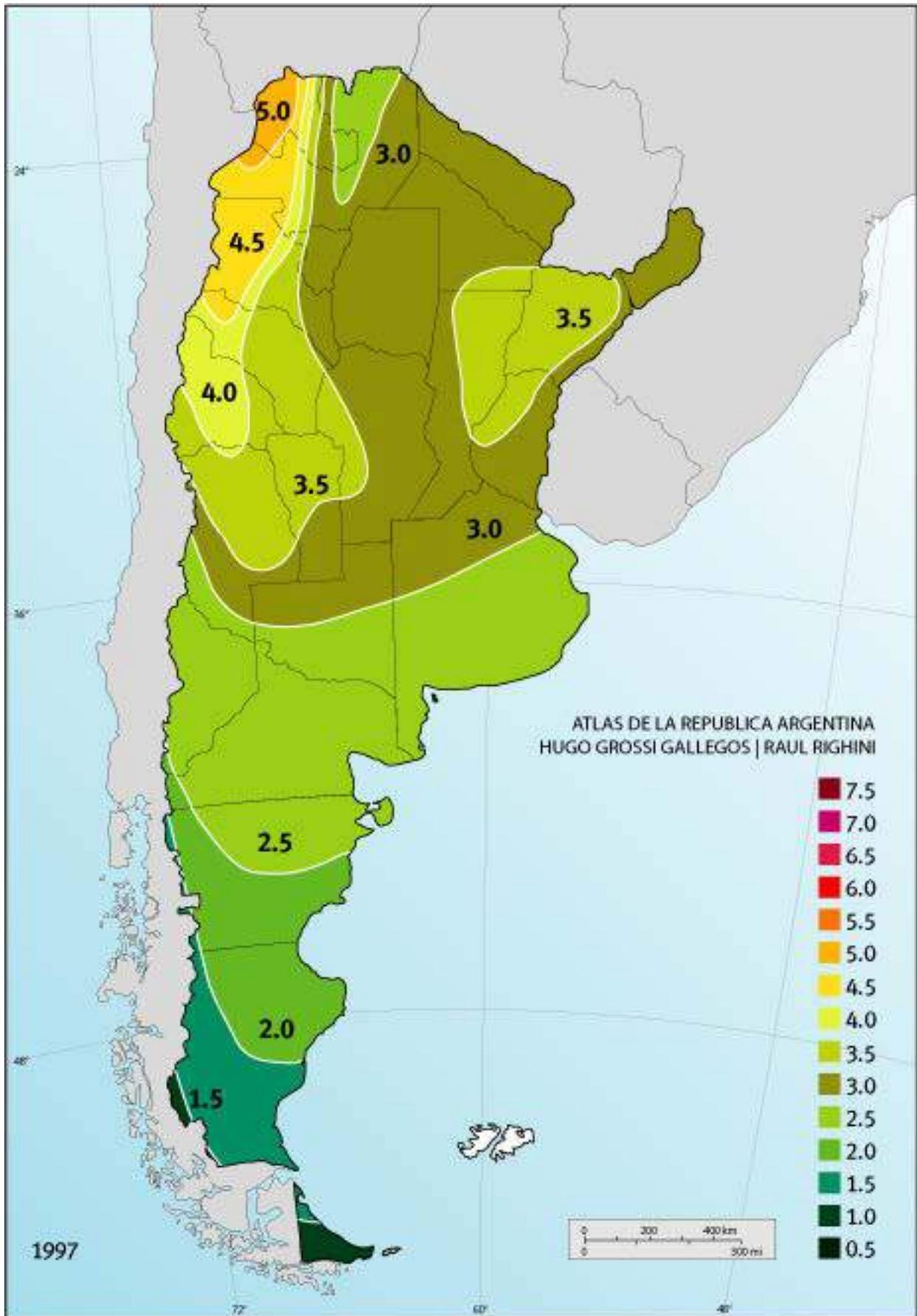




# JULIO

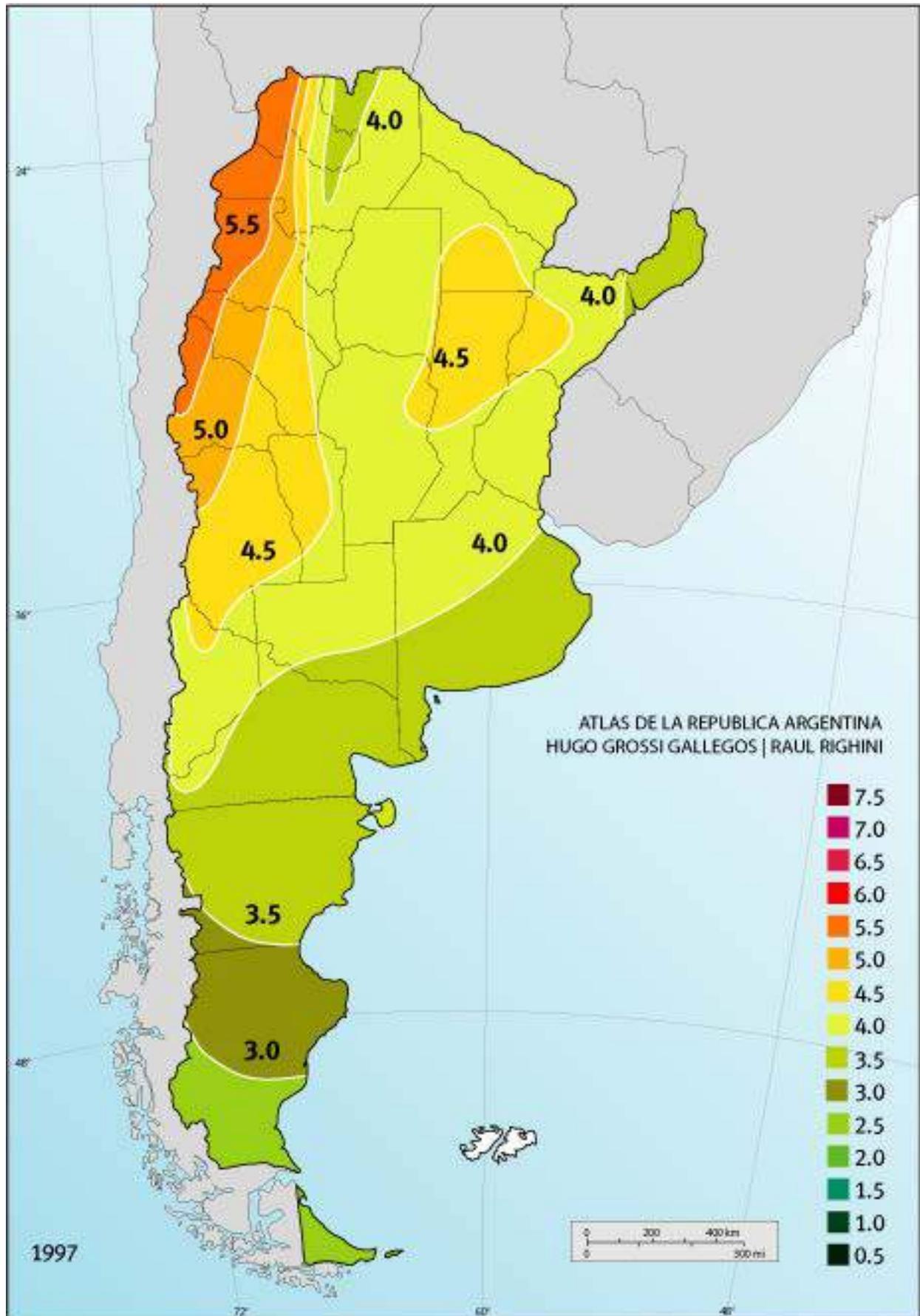


# AGOSTO

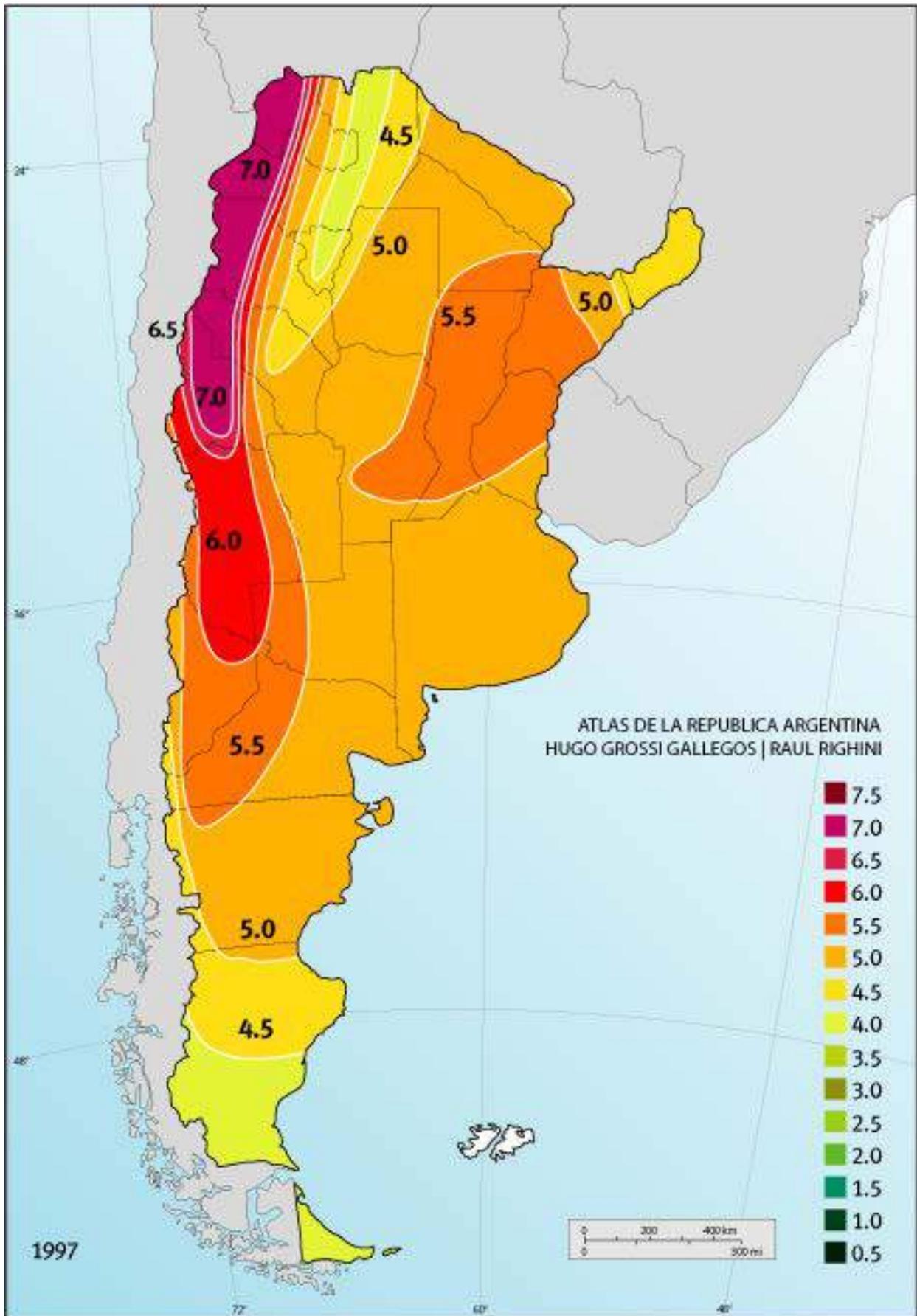




## SEPTIEMBRE

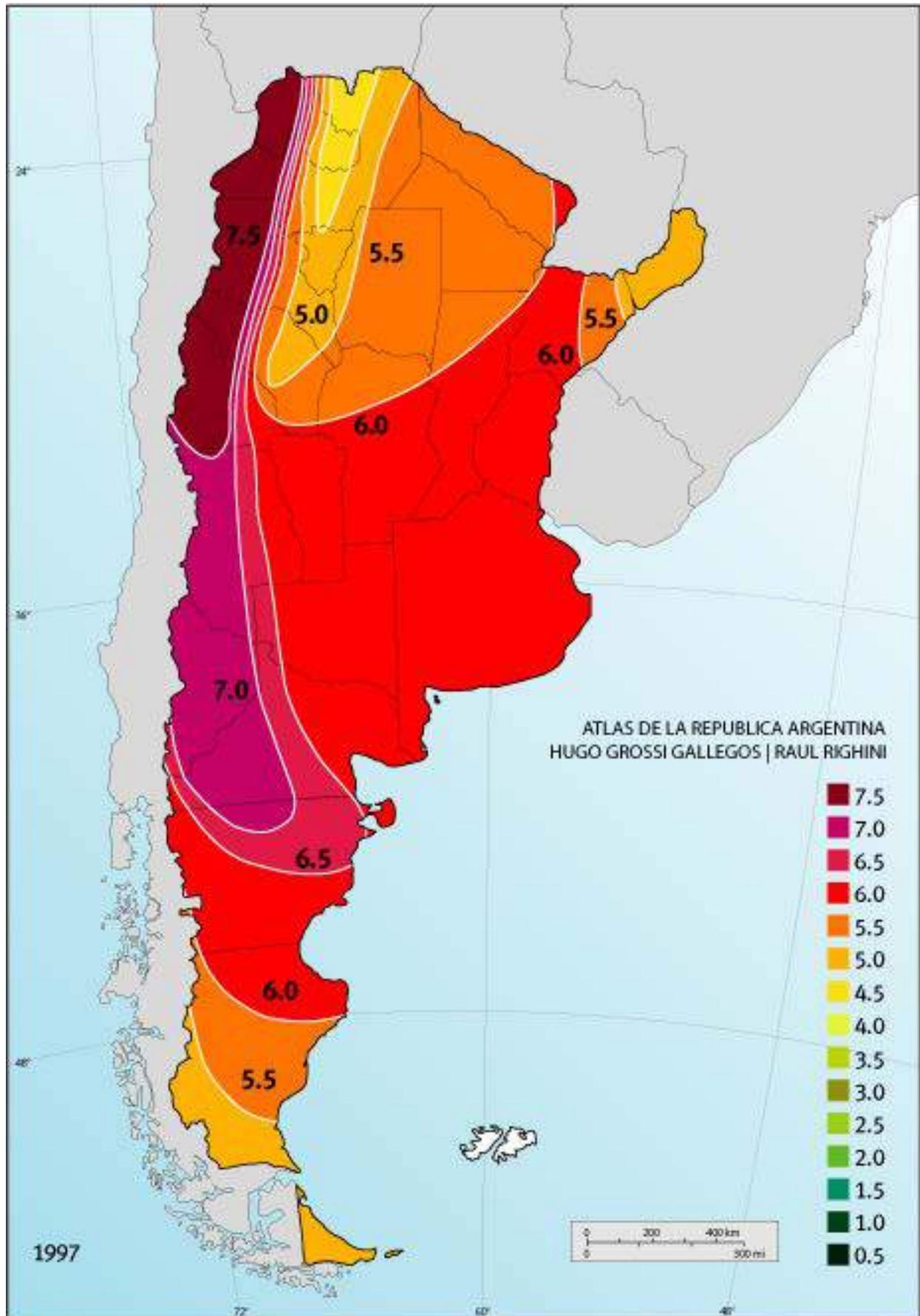


# OCTUBRE

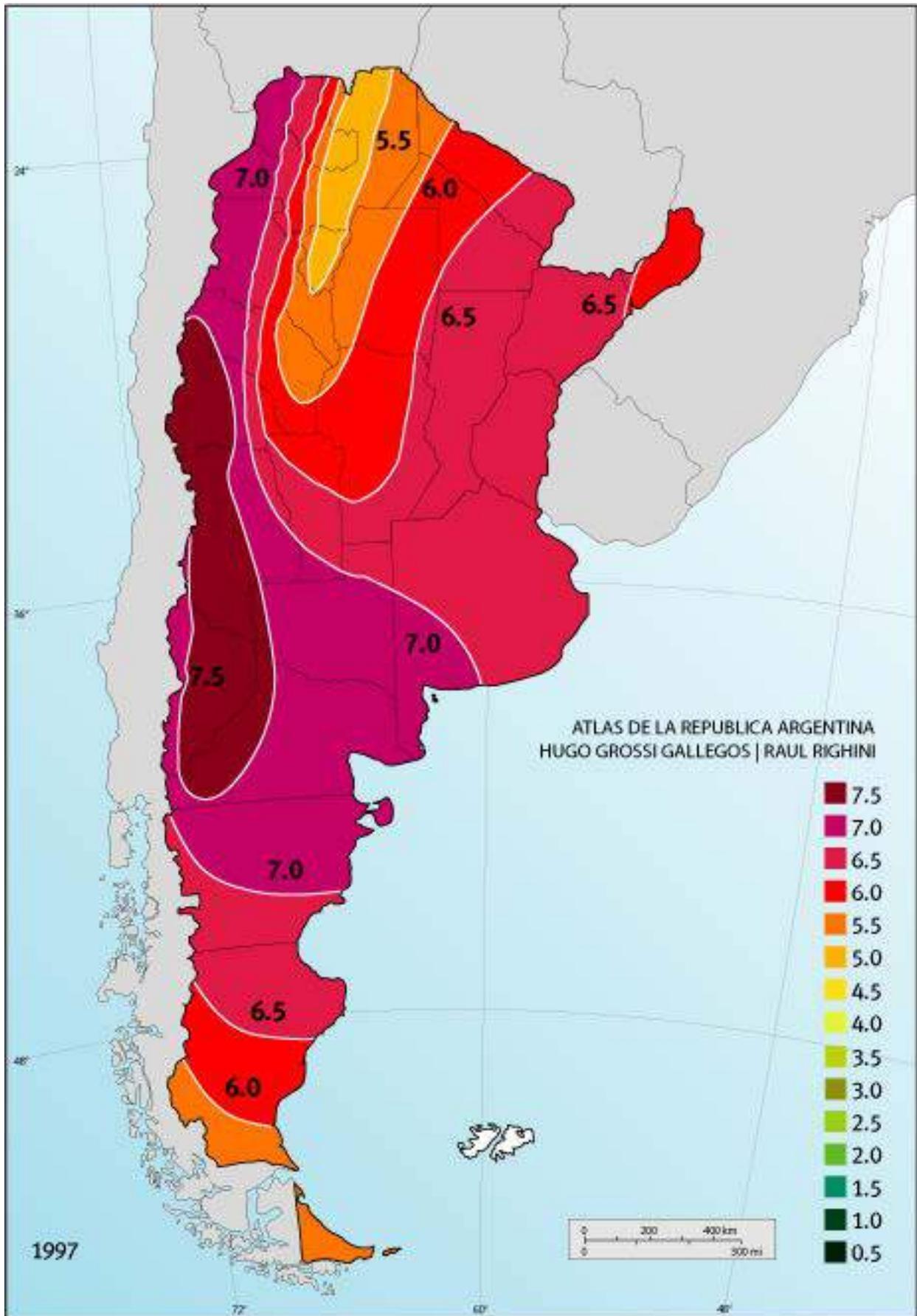




## NOVIEMBRE



# DICIEMBRE



# **ANEXO IV: HOJAS DE CÁLCULO**

Mes	C <sub>FUO</sub>	C <sub>PP</sub>	P <sub>P</sub>	C <sub>FP</sub>	P <sub>FP</sub>	C <sub>V,PICO</sub>	E <sub>PICO</sub>	C <sub>V,RESTO</sub>	E <sub>RESTO</sub>	C <sub>V,VALLE</sub>	E <sub>VALLE</sub>	Costo mensual (USD)
Ene	9,71	3,58	0	2,34	9	0,0335	0	0,0322	851	0,0309	0	58,17
Feb	9,71	3,58	0	2,34	9	0,0335	0	0,0322	859	0,0309	0	58,43
Mar	9,71	3,58	0	2,34	9	0,0335	0	0,0322	613	0,0309	0	50,51
Abr	9,71	3,58	0	2,34	9	0,0335	0	0,0322	625	0,0309	0	50,90
May	9,71	3,58	18	2,34	54	0,0335	2057	0,0322	7983	0,0309	2469	602,76
Jun	9,71	3,58	18	2,34	54	0,0335	1991	0,0322	7795	0,0309	2238	587,36
Jul	9,71	3,58	18	2,34	54	0,0335	2057	0,0322	7935	0,0309	2469	601,22
Ago	9,71	3,58	18	2,34	54	0,0335	2057	0,0322	7957	0,0309	2469	601,93
Sep	9,71	3,58	18	2,34	54	0,0335	1991	0,0322	7823	0,0309	2238	588,26
Oct	9,71	3,58	0	2,34	9	0,0335	0	0,0322	394	0,0309	0	43,46
Nov	9,71	3,58	0	2,34	9	0,0335	0	0,0322	682	0,0309	0	52,73
Dic	9,71	3,58	0	2,34	9	0,0335	0	0,0322	684	0,0309	0	52,79
												3348,52

Cálculo de costos de facturación de energía eléctrica mensual.