



UNIVERSIDAD DEL BÍO-BÍO

FACULTAD DE INGENIERÍA

DEPTO. INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA

**ESTUDIO DE FACTIBILIDAD TÉCNICA Y ECONÓMICA DE SUMINISTRO
ELÉCTRICO A TRAVÉS DE ERNC, (ENERGÍAS RENOVABLES NO
CONVENCIONALES), ESPECÍFICAMENTE FOTOVOLTAICA, PARA SECTOR
AGRÍCOLA EN LA VII REGIÓN (PARRAL).**

AUTOR (ES): JULIO FUENTES ORELLANA
 LUIS VALLEJOS VERGARA

SEMINARIO PARA OPTAR AL TÍTULO DE
INGENIERO DE EJECUCIÓN EN ELECTRICIDAD

CONCEPCIÓN – CHILE

2016

Dedicatoria:

Este proyecto de tesis está dedicado a todas las personas que me han influenciado en mi vida, guiándome, dándome los mejores consejos, para ser una persona de bien.

Con todo mi cariño y afecto le dedico mi tesis a mi hijo Julián, que con su gran amor me ha dado la fuerza necesaria para poder salir adelante, a mi polola Daniela por estar siempre presente en los momentos buenos y malos que nos traza la vida, a mis suegros Richard y Beatriz que en todo momento confiaron en mí, apoyándome incondicionalmente. Y por último y especialmente a mi madre Ana María que con su esfuerzo y cariño me ha demostrado que la vida no es fácil y que pase lo que pase siempre hay que seguir adelante.

*Gracias a Dios, gracias a mis padres, gracias a mi Hermano, gracias a quienes me aman y a los que amo, gracias a mis familiares, por el apoyo y la confianza constantes en mí.
Dedicado a Roberto Vallejos C. y a Marcela Vergara R.*

RESUMEN.

El presente seminario de título tiene como objetivo principal disminuir los costos en compra de energía eléctrica que consumen el sistema de regadío en una plantación de arándanos en la región del Maule comuna de parral.

Para ello se realizará un estudio de factibilidad técnica y económica de suministro eléctrico por medio de ERNC específicamente energía solar fotovoltaica.

El estudio se llevará a cabo por medio del dimensionamiento fotovoltaico que sea capaz de suministrar la energía necesaria para alimentar la demanda de energía que consumen las motobombas para el riego. Para ello se estudiarán y dimensionarán dos sistemas fotovoltaicos (sistema ON-GRID y sistema OFF-GRID), los cuales se compararán con dos sistemas brevemente especificados (un Grupo Electrónico o Generador Diesel y la red eléctrica ya existente).

Estos dimensionamientos nos permitirán conocer la factibilidad técnica de cada uno, dadas las condiciones geográficas del lugar, e instalar un sistema de estos.

También con esto se analizarán las ventajas y desventajas de estos cuatro sistemas en general, y se compararán del punto de vista económico, escogiendo así el que sea más rentable.

INDICE

RESUMEN.	iv
OBJETIVO.	1
INTRODUCCIÓN.	2
CAPÍTULO I: ENERGÍA SOLAR.	4
1.1 Objetivos	4
1.2 Introducción a las energías renovables	4
1.3 El sol	5
1.4 Energía solar.	6
1.5 Intensidad de radiación solar (I_s).	7
1.6 Radiación solar (G_s).....	7
1.7 Radiación en la geografía terrestre.	7
1.8 Movimiento terrestre.....	7
1.9 Posición del Sol relativa a nuestra ubicación.....	9
1.10 Interpretación grafica.	11
1.11 Radiación en la superficie terrestre.	12
1.12 Incidencia de la radiación en la superficie terrestre.	12
1.13 Recurso solar.	13
1.14 Aplicación real.	15
1.15 Radiación en superficies inclinadas.	15
1.16 Radiación en superficies no orientadas directamente al norte.	17
1.17 Condiciones climáticas.....	18
1.18 Aplicaciones y ventajas de la energía solar.....	19
CAPÍTULO II: SISTEMAS FOTOVOLTAICOS.	20
2.1 Objetivos:.....	20
2.2 Descripción de sistemas fotovoltaicos.	20
2.3 Configuraciones eléctricas.	25
2.4 Celda fotovoltaica.	26
2.5 Panel fotovoltaico:	27
2.6 Elección del panel fotovoltaico.....	28
2.7 Calculo de energía generada.	29
CAPÍTULO III: LEY 20.571 O LEY DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA.	31
3.1 Objetivos.	31
3.2 Función de la ley 20.571.	31
3.3 Ley 20.571: Preguntas frecuentes.	32

3.4	Ley n° 20.571: rol del SEC.....	35
3.5	Riesgos asociados.	36
3.6	Marco legal referencial y marco técnico normativo.	37
3.7	Proceso de inscripción de un sistema fotovoltaico.	38
3.8	Formulario 3. Solicitud de conexión.....	40
<p style="text-align: center;">CAPÍTULO IV: DISEÑO Y EJECUCIÓN DE LAS INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS CONECTADAS A RED.</p>		
		43
4.1	Generalidades.....	43
4.2	Condiciones de la instalación.....	43
4.3	Estructura.....	43
4.4	Módulos Fotovoltaicos.....	44
4.5	Arreglos y Conexión Eléctricas.	44
4.6	Conductores y Canalización.	45
4.7	Inversor.	46
4.8	Protecciones.	47
4.9	Puesta a tierra de las instalaciones fotovoltaicas.	47
4.10	Baterías de acumuladores.....	48
4.11	Interconexión con la red.	48
4.12	Medidor.	48
4.13	Documentos exigidos por la Superintendencia para la declaración de instalaciones fotovoltaicas.....	48
4.14	Memoria explicativa:.....	49
4.15	Memoria de cálculo de estructura:	49
4.16	Planos.....	50
4.17	Revisión final.	53
<p style="text-align: center;">CAPÍTULO V: ANTECEDENTES GENERALES DEL PROYECYO Y ANÁLISIS DE DEMANDA.....</p>		
		58
5.1	Introducción.	58
5.2	Antecedentes Generales del Proyecto.....	58
5.3	Consumos de energía de la instalación.	59
<p style="text-align: center;">CAPÍTULO VI: DIMENSIONAMIENTO DE UN SISTEMA OFF-GRID.....</p>		
		62
6.1	Objetivo:	62
6.2	Selección de inversor.	62
6.3	Regulador de Carga.....	66
6.4	Ajuste de número de Paneles.	68
6.5	Baterías.	70

6.6	Vida útil y profundidad de descarga.....	70
6.7	Cantidad de Baterías.....	70
6.8	Cableado.....	71
6.9	Caída de tensión.....	75
6.10	Conexión entre baterías.....	76
	CAPÍTULO VII: DIMENSIONAMIENTO DE UN SISTEMA ON-GRID.....	77
7.1	Objetivo:.....	77
7.2	Inversor On-Grid.....	77
7.3	Números de Paneles a utilizar.....	78
7.4	Configuración de Paneles.....	78
7.5	Selección calibre de cables.....	79
	CAPÍTULO XIII: ANÁLISIS ALTERNATIVAS SUMINISTRO ELÉCTRICO.....	80
8.1	Dimensionamiento de un sistema con generación diesel.....	80
8.2	Análisis de alternativas.....	81
8.3	Estructura de evaluación.....	81
8.4	Estructura de Costos.....	81
8.5	Valor Actual Neto (VAN) de los diferentes sistemas. (Ver anexo 4).....	82
8.6	Tablas comparativas.....	83
8.7	Elección de suministro.....	86
	CAPITULO IX COMENTARIOS Y CONCLUSIONES.....	87
	BIBLIOGRAFÍA.....	88

OBJETIVO.

ESTUDIO DE FACTIBILIDAD TÉCNICA Y ECONÓMICA DE SUMINISTRO ELÉCTRICO A TRAVÉS DE ERNC (ENERGÍAS RENOVABLES NO CONVENCIONALES), ESPECÍFICAMENTE FOTOVOLTAICA, PARA SECTOR AGRÍCOLA EN LA VIII REGIÓN (PARRAL).

La comuna de parral se caracteriza por su sector agrícola, donde sus principales productos de exportación, son los arándanos y las frambuesas. El regadío que estos árboles frutales necesitan, es intenso, por lo que la demanda de energía eléctrica que se necesita para alimentar las “moto-bombas” es elevada, y en especial en verano.

El objetivo es disminuir los costos en compra de energía eléctrica que consumen el sistema de regadío, mediante la instalación de un sistema fotovoltaico.

Se estudiarán cuatro distintos sistemas: sistema fotovoltaico On-Grid y Off-Grid, un generador diesel y el suministro de la red. Se analizarán las ventajas y desventajas de estos cuatro sistemas (en general), y se compararán del punto de vista económico, escogiendo el que sea más rentable.

INTRODUCCIÓN.

La historia de la Energía Solar Fotovoltaica está marcada por el desarrollo tecnológico de una forma lenta pero segura. El efecto fotovoltaico fue descubierto por el francés Alexandre Edmond Becquerel en 1838 realizando un experimento con una pila electrolítica cuando comprobó, que la exposición al sol aumentaba la corriente de la pila.

A partir de aquí, numerosos descubrimientos propios del sector han ido impulsando el desarrollo de esta tecnología hasta nuestros días. Actualmente, el horizonte de los combustibles convencionales, su escasez y problemas de uso, apoyado en una conciencia medioambiental creciente, ha provocado el despegue del aprovechamiento de esta tecnología, así como del resto de fuentes de energía renovables.

Actualmente una de las principales fuentes de exportación de nuestro país, es el sector agrícola, por lo que la demanda de energía eléctrica para suministrar a los sistemas de regadíos es alta, y muy intensa en épocas de primavera y verano, y siendo casi nula en épocas de otoño y completamente nula en invierno. Esto es lo que hace tan atractivo el suministrar tales cargas con sistemas fotovoltaicos, puesto que en estas mismas épocas es donde tienen mejor eficiencia los sistemas fotovoltaicos, por lo que es el sistema idóneo para complementar al suministro de la red.

Este seminario está determinado en tres partes básicamente la primera teórica mencionada en los primeros capítulos (Capítulos 1 y 2) en donde se dan conceptos generales. La segunda parte en técnica se basa en normativas, mantención y diseños de varios sistemas de suministro eléctrico (Capítulos 3, 4, 5, 6 y 7). Y por último, una tercera parte, un capítulo de análisis económico (capítulo 8) el cual nos entrega la información necesaria para tomar conclusiones (capítulo 9).

El contenido de cada capítulo se desglosa de la siguiente manera:

- Capítulo 1: "ENERGÍA SOLAR". En este capítulo se introducen a conceptos generales sobre la energía solar, se explica brevemente el concepto de ERNC, como entender el comportamiento de la posición del sol, entender el efecto de la orientación y ángulo en la captación de energía.
- Capítulo 2: "SISTEMAS FOTOVOLTAICO". Se centra básicamente en explicar conceptos generales y componentes de un sistema fotovoltaico también hace hincapié a conceptos básicos de electricidad, como también nos entrega la información necesaria para llegar a la elección de un panel fotovoltaico.
- Capítulo 3: "LEY 20.571 O LEY DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA". Abarca el área legal en cuanto a la generación distribuida, se da a conocer la ley 20.571 como funciona , sus procedimientos adecuados, habla del rol que juega la superintendencia de electricidad y combustibles respecto a esta ley, para finalizar con el proceso de inscripción de los sistemas fotovoltaicos .
- Capítulo 4: "DISEÑO Y EJECUCIÓN DE LAS INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS CONECTADAS A LA RED". Se enfoca en realizar en forma detallada como tienen que ser las condiciones de cada componente en base a la ley 4/2003.

- Capítulo 5: "ANTECEDENTES GENERALES DEL PROYECTO". Muestra un breve resumen de la comuna de Parral, su ubicación, y también explica en qué consiste el presente proyecto. También en este capítulo se hacen los cálculos necesarios para determinar la demanda de nuestro proyecto analizando el comportamiento de cada consumo.
- Capítulo 6: "DIMENSIONAMIENTO DE UN SISTEMA OFF- GRID". Se explica el cálculo y diseño de la instalación fotovoltaica aislada para alimentar los consumos ya analizados anteriormente.
- Capítulo 7: " DIMENSIONAMIENTO DE UN SISTEMA ON- GRID". Se explica el cálculo y diseño de la instalación fotovoltaica con aporte a la red, para alimentar los consumos ya analizados anteriormente.
- Capítulo 8: "ANÁLISIS DE ALTERNATIVAS SUMINISTRO ELÉCTRICO". Se dimensiona un grupo electrógeno, determinado por el análisis de demanda calculado, en el capítulo anterior.
Abarca el área económica del proyecto, enfatiza un análisis de cálculos usando factores económicos para determinar la rentabilidad de cada proyecto logrando así poder determinar el mejor suministro.
- Capítulo 9: "COMENTARIOS Y CONCLUSIONES". ES el análisis de lo que se ha trabajado, se hacen comentarios y conclusiones.

CAPÍTULO I: ENERGÍA SOLAR.

1.1 Objetivos

- Introducir conceptos generales sobre la energía solar.
- Entender el comportamiento de la posición del sol.
- Entender el efecto de la orientación y ángulo en la captación de energía.

1.2 Introducción a las energías renovables

Las fuentes de energía renovable han sido aprovechadas por el hombre desde hace mucho tiempo, básicamente acompañadas de la energía animal, y su empleo continuó durante toda la historia hasta la llegada de la “Revolución Industrial”, en la que la aparición del carbón, con una densidad energética muy superior al de la biomasa y su menor precio, desplazó a estas.

Posteriormente, el petróleo fue desplazando en muchas aplicaciones al carbón debido a su mayor limpieza, mayor poder calorífico y su carácter fluido.

En el siglo XX aparece un nuevo recurso, más limpio y con mayores reservas, el gas natural, del que se dice será la energía del siglo XXI, con lo que es de suponer que también sufrirá una crisis a lo largo de este siglo.

Durante los últimos años, precisamente pensando en el futuro agotamiento de las fuentes de energía fósiles, en la gran dependencia exterior de muchos países de estas, en el progresivo incremento de su coste y en los problemas medioambientales derivados de su explotación, transporte y consumo, se está produciendo un renacer de las energías renovables.

Las energías renovables son aquellas que se producen de manera continua y son inagotables a escala humana. Además tienen la ventaja adicional de poder complementarse entre sí, favoreciendo la integración entre ellas.

Son respetuosas con el medio ambiente, y aunque ocasionen efectos negativos sobre el entorno, son mucho menores que los impactos ambientales de las energías convencionales como combustibles fósiles (petróleo, gas y carbón), energía nuclear, etc.

Las energías fósiles se crearon a partir de la energía solar que llegaba a la tierra y que por el efecto de la fotosíntesis se convertía en materia vegetal fijándose parte del carbono existente en la atmósfera. Este proceso necesitó miles de años y la energía obtenida se consumirá sólo en 300 años.

Las energías renovables por el contrario son parte de la energía que el sol aporta a la Tierra en cada momento. El Sol es la fuente de energía de la Tierra. Se recibe en forma de radiación que retiene la atmósfera y permite que la tierra se mantenga una temperatura más o menos constante posibilitando que haya vida. La radiación solar además de proporcionar luz, también se transforma en biomasa por medio del efecto de la fotosíntesis, en viento por los gradientes térmicos que se producen en la atmósfera o en energía hidráulica por la evaporación de los mares.

Dentro del marco de las energías renovables se pueden destacar las que tienen un mayor desarrollo tecnológico y por tanto mayores posibilidades de competir en el mercado. El Sol está presente en todas ellas (ver figura 1.1).

Energías renovables:

- Eólica.
- Hidráulica.
- Biomasa.
- Geotérmica.
- Solar.



Figura 1.1 Energías Renovables.

Con las energías renovables se pueden obtener las dos formas de energía más utilizadas: calor y electricidad.

Ventajas:

- Son respetuosas con el medio ambiente.
- No emiten gases contaminantes.
- No generan residuos peligrosos.
- Se pueden instalar en zonas rurales y aisladas.
- Disminuyen la dependencia de suministros externos.

El impacto medioambiental en la generación de electricidad de las energías convencionales es 31 veces superior al de las energías renovables.

1.3 El sol

Es nuestra principal fuente de energía y vida en nuestro planeta. La energía proveniente desde él, que es recibida en la Tierra, es la que permite que exista vida en nuestro planeta y es motor de distintos procesos (ver figura 1.2):

- Los fenómenos climáticos
- Las corrientes marinas
- Diferentes ciclos de compuestos (H₂O, C, N, entre otros).



Figura 1.2 Fenómenos Climáticos

1.4 Energía solar.

La energía solar que llega a nuestro planeta depende de una gran variedad de factores que determinan la irradiancia que finalmente incide sobre la superficie terrestre. Uno de los principales factores que repercute en la cantidad de energía recibida es la atmósfera (ver figura 1.3), ya que ella actúa como un filtro al flujo energético incidente.

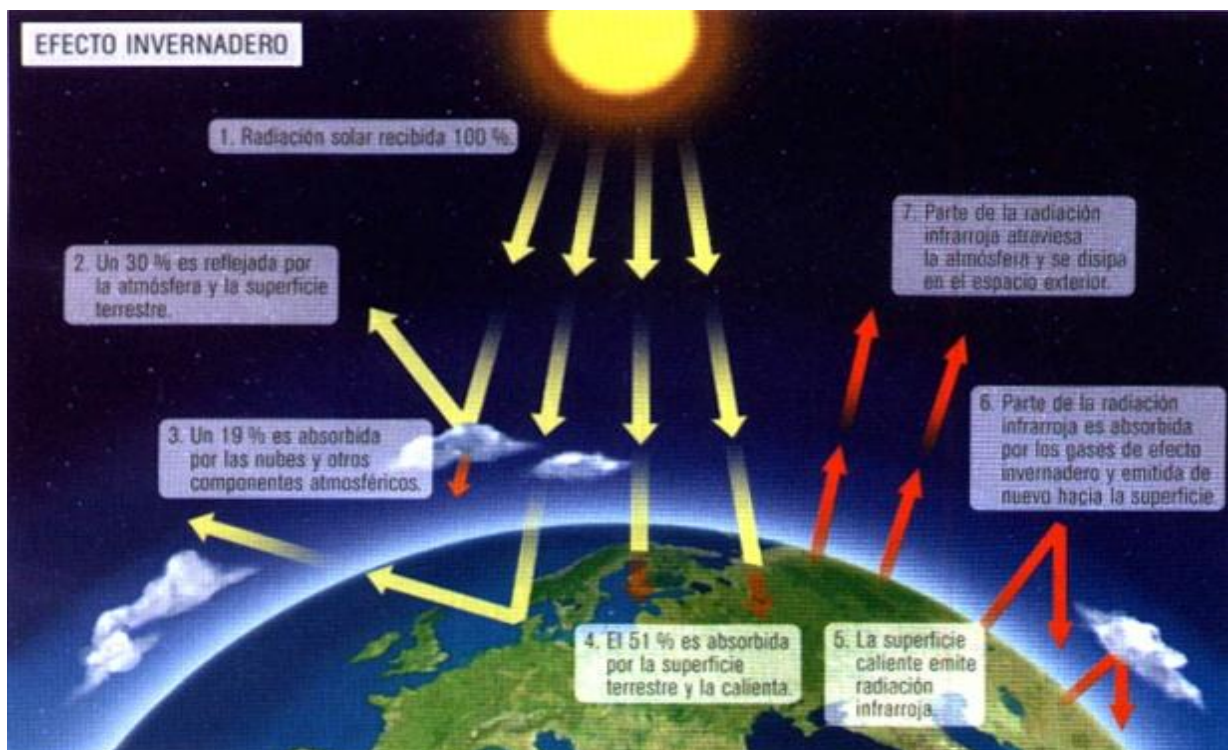


Figura 1.3 Irrradiación Solar.

La irradiación (I) que llega al borde exterior de la atmosfera terrestre se llama constante solar y se describe como la intensidad de radiación solar en Watt/m². Su valor es de:

$$I_0 = 1353 \left[\frac{\text{Watt}}{\text{m}^2} \right]$$

De esta energía entre un 11 y 30% es absorbida por las distintas capas de la atmosfera.

1.5 Intensidad de radiación solar (I_s).

Es la potencia de radiación que llega a una superficie determinada. Esta se expresa en $\left[\frac{\text{watt}}{\text{m}^2} \right]$ y la designaremos con el símbolo (I_s).

$$I_s = \left[\frac{\text{watt}}{\text{m}^2} \right] \quad (1.1)$$

1.6 Radiación solar (G_s).

Es la cantidad de irradiancia recibida en un lapso de tiempo. La radiación global es la suma de todos los valores de intensidad multiplicado por el tiempo. Por lo general se considera la radiación durante todo el día.

$$G_s = \frac{\text{watt} \times \text{hora}}{\text{m}^2} \quad (1.2)$$

1.7 Radiación en la geografía terrestre.

La energía solar que llega a la superficie terrestre depende de factores geográficos y a su vez varía durante el día y a través del año. El principal de estos factores es el movimiento terrestre.

1.8 Movimiento terrestre.

- Gira sobre sí misma, alrededor de su eje. Este movimiento de la tierra, que se conoce como rotación, origina el día y la noche, y tiene una duración de 24 horas.
- Describe una órbita alrededor del sol, lo que determina la duración del año, que se conoce como traslación. El plano que contiene la órbita de la tierra alrededor del sol, se denomina plano orbital. (Ver figura 1.4).

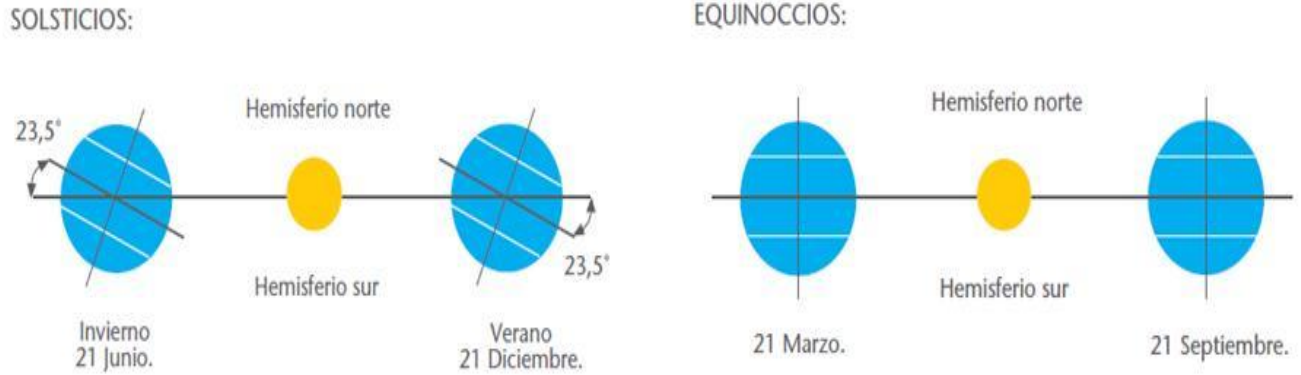


Figura 1.4 Movimiento terrestre.

Estos movimientos se traducen en diferentes recorridos del Sol en el día. Los puntos del horizonte por donde sale y se pone el Sol varían en el transcurso del año. En consecuencia, la altura del Sol a medio día y la energía solar que recibe el panel, varía durante los meses del año. El 21 de diciembre es el día más largo en el hemisferio sur. El Sol alcanza su máxima altura. El 21 de junio es el día más corto en el hemisferio sur, con la altura mínima del Sol (ver figura 1.5).

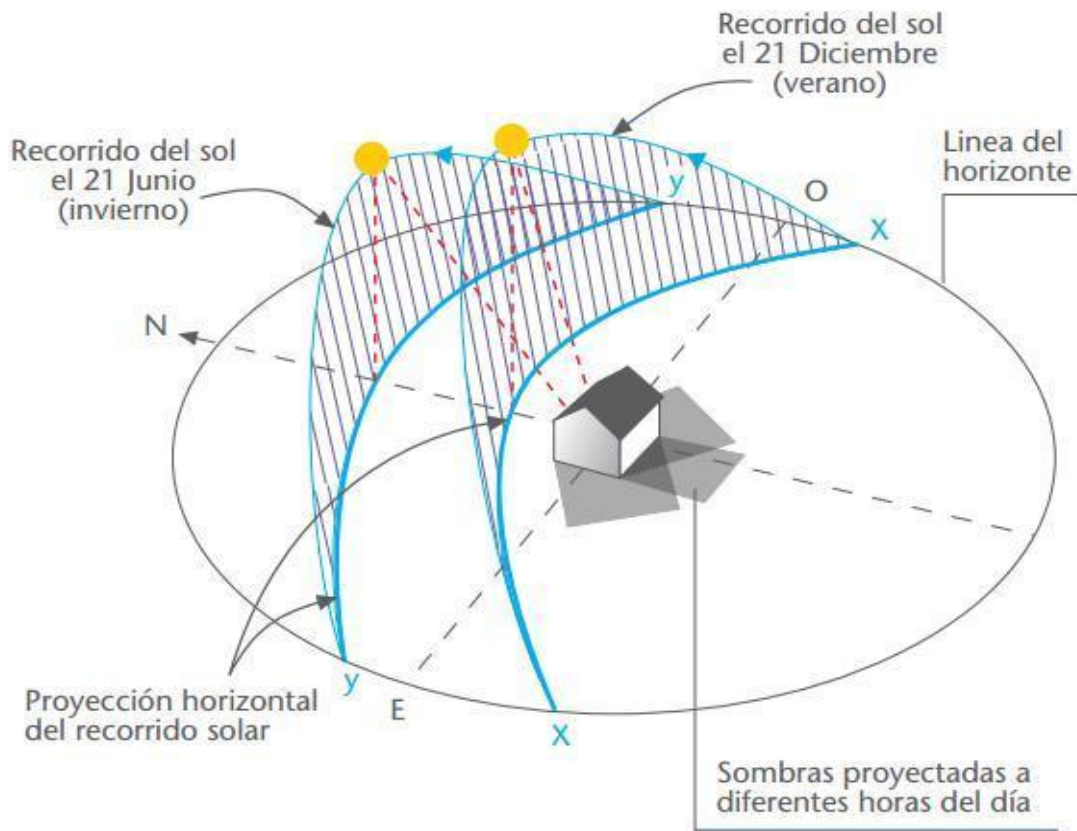


Figura 1.5 Recorridos del sol.

Esta es el principal factor que afecta a la energía que recibe el panel fotovoltaico, pero también es el que de mejor manera se puede predecir. Puesto que el movimiento terrestre ha sido estudiado desde tiempos ancestrales y existen ecuaciones que lo describen es predecible su posición respecto de nuestra ubicación, que a su vez dependen de la Latitud geográfica en donde nos encontremos.

Latitud (Lat.): Ángulo entre cualquier punto de la superficie terrestre y el ecuador.

1.9 Posición del Sol relativa a nuestra ubicación

La posición del sol en relación a nuestro punto de referencia se puede describir de manera trigonométrica.

Dos datos que podemos conocer con esto es el Angulo Cenital (θ_z), Altura Solar (α) y el Azimut Solar (ψ). (Ver figura 1.7).

- Angulo Cenital (θ_z):** Es el ángulo subtendido entre la línea cenit y la línea de vista del sol.
- Altura Solar (α):** La altura solar es el ángulo formado por el sol respecto del plano horizontal. Cambia a lo largo del día y tiene su altura máxima al medio día. Esta altura máxima varía a lo largo del año entre el solsticio de invierno y el solsticio de verano. (Ver figura 1.6).

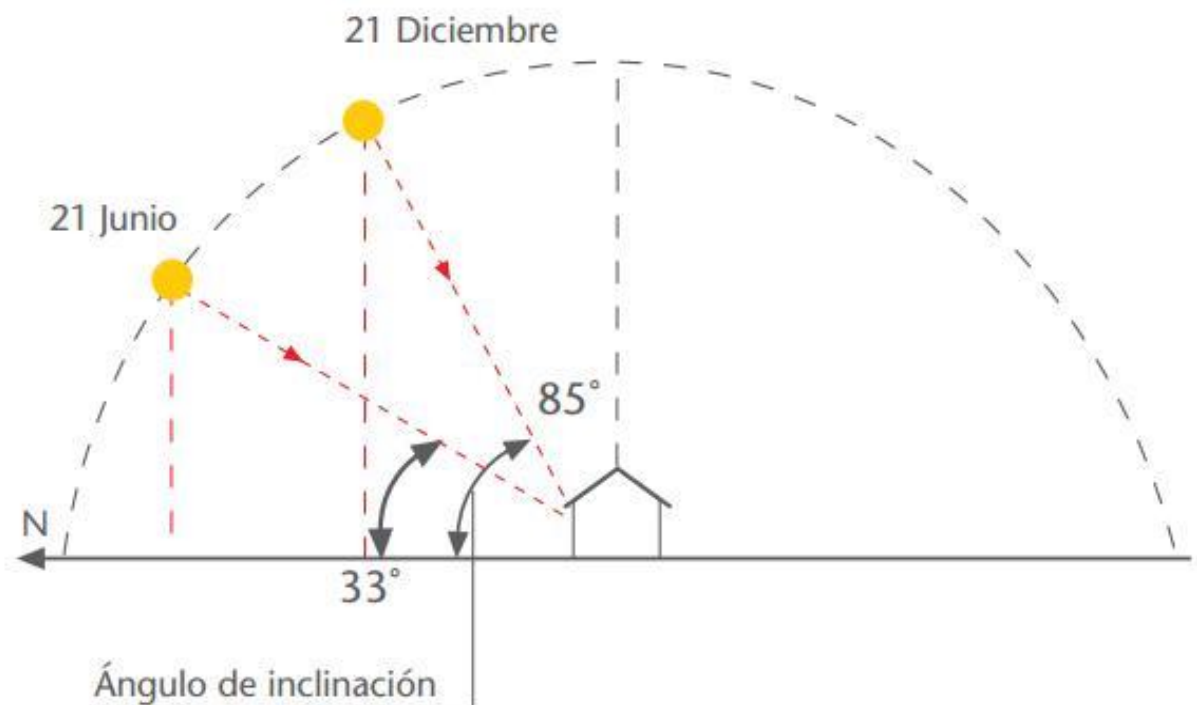


Figura 1.6 Altura solar.

c) **Azimut Solar (ψ) :**

- Corresponde al ángulo medido sobre el horizonte que forman el punto cardinal Norte y la proyección vertical del Sol sobre el horizonte.
- Toma el valor 0° cuando el sol esta exactamente en el norte geográfico, y va cambiando a lo largo del día.

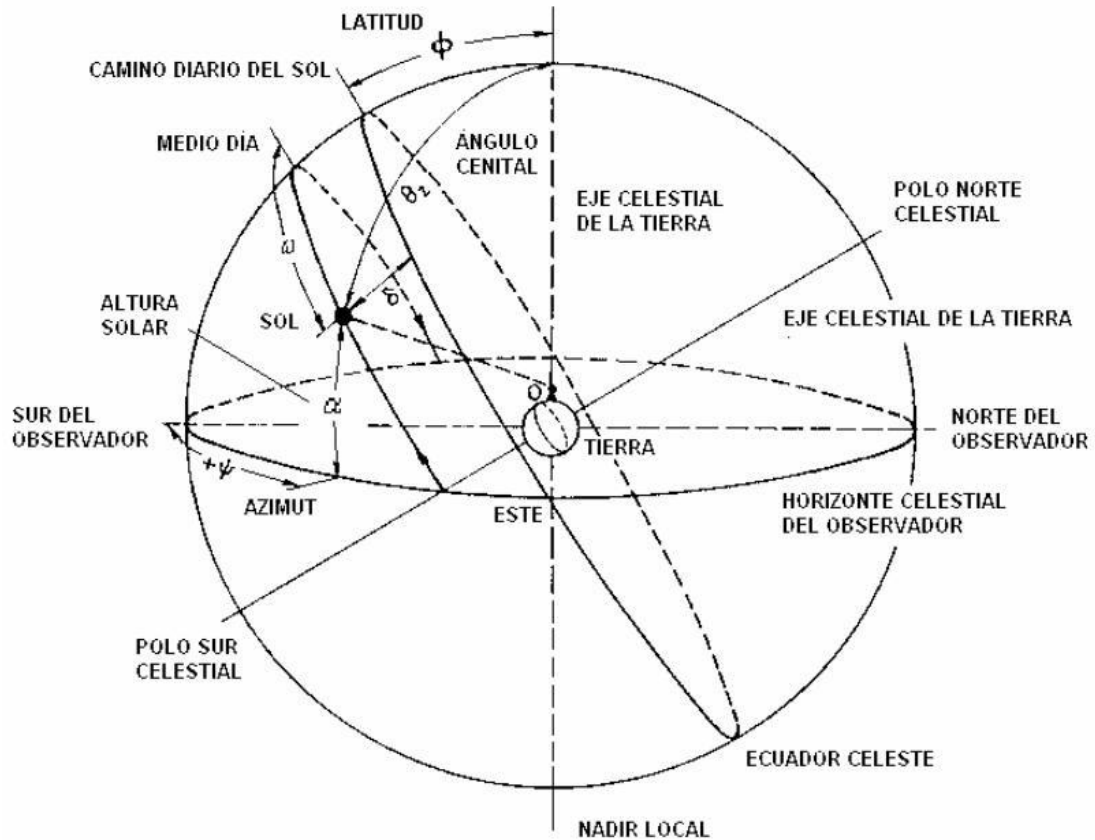


Figura 1.7 Ángulo medido sobre el horizonte.

La ecuación que define la posición es la siguiente:

- **Ángulo Cenital (θ_z)**

$$\cos(\theta_z) = \sin(\delta) \times \sin(\phi) + \cos(\delta) \times \cos(\phi) \times \cos(\omega) = \sin(\alpha) \quad (1.3)$$

- **Azimut Solar (ψ)**

$$\cos(\psi) = \frac{\sin(\alpha) \times \sin(\phi) + \sin(\delta)}{\cos(\alpha) \times \cos(\phi)} \quad (1.4)$$

Otro factor necesario a conocer es la declinación solar.

- **Declinación solar (δ):** Es la posición angular del sol a mediodía con respecto al plano del Ecuador.

Y se determina con la siguiente ecuación (Ecuación de Cooper 1969):

$$\delta = 23,45 \times \sin\left(360 \times \frac{284 + n}{365}\right) \quad (1.5)$$

Donde “n” es el número del día del año al momento de la medición (se cuenta desde el primero de enero).

1.10 Interpretación grafica.

Toda esta información se puede resumir en cartas de radiación solar. (Ver figura 1.8).

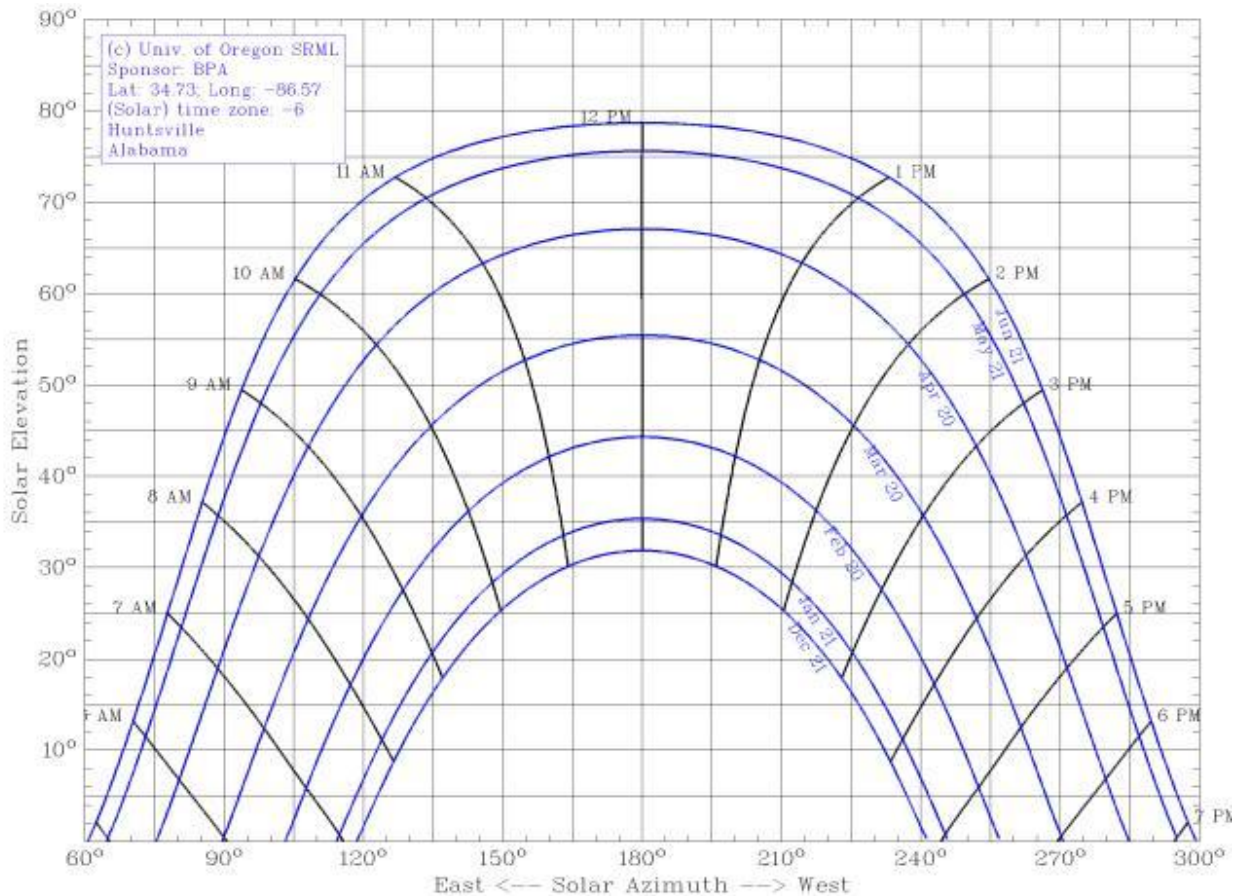


Figura 1.8 Carta de radiación solar.

Para el diseño de sistemas fotovoltaicos esto nos puede ser de utilidad, en casos que alrededor del emplazamiento de nuestra instalación existan objetos que entorpezcan la llegada de radiación solar.

1.11 Radiación en la superficie terrestre.

Conociendo lo anterior es que podemos estimar de buena manera la radiación en determinada zona geográfica del país. Esto se puede hacer a través de modelos matemáticos, entre los modelos que existen para esto están:

- Perrin de Brichambaut.
- Burridge & Gadd.
- Ashrae.
- Spokas & Forcella.

O a través de mediciones directas con instrumentos especializados, como por ejemplo:

➤ Piranómetro.

El piranómetro es un instrumento que permite medir la radiación solar global recibida desde todo el hemisferio celeste sobre una superficie horizontal terrestre.

Su principio de funcionamiento es a través de termocuplas, las cuales al calentarse producto de la radiación del sol, emiten una pequeña f.e.m. que es medida por otro instrumento. El valor indicado por el instrumento es proporcional a la radiación solar medida, por lo que para obtener la irradiancia en [W/m²].

➤ Pirheliómetro.

El pirheliómetro se utiliza para medir la radiación solar directa expresada en unidades de [W/m²], siendo necesario que esté constantemente orientado hacia el Sol, por lo que este debe tener un mecanismo de seguimiento de la trayectoria del Sol.

1.12 Incidencia de la radiación en la superficie terrestre.

Lo mencionado hasta ahora se conjuga para obtener información relevante para el dimensionamiento de sistemas fotovoltaicos. La radiación que llega a la superficie terrestre, o aquella que recibe un panel solar y posee 3 componentes. (Ver figura 1.9).

- La radiación directa (G_D) corresponde a los rayos solares que provienen directamente del Sol. Este tipo de radiación se caracteriza por proyectar una sombra definida de los objetos opacos que la interceptan.
- La radiación difusa (G_F) es la parte de la radiación solar que pierde su dirección original, a consecuencia de los procesos de absorción, reflexión y refracción en la atmosfera, como por ejemplo en nubes y viene desde todas las direcciones.
- La radiación reflejada (G_R) es aquella reflejada por la superficie terrestre, también es conocida como albedo.

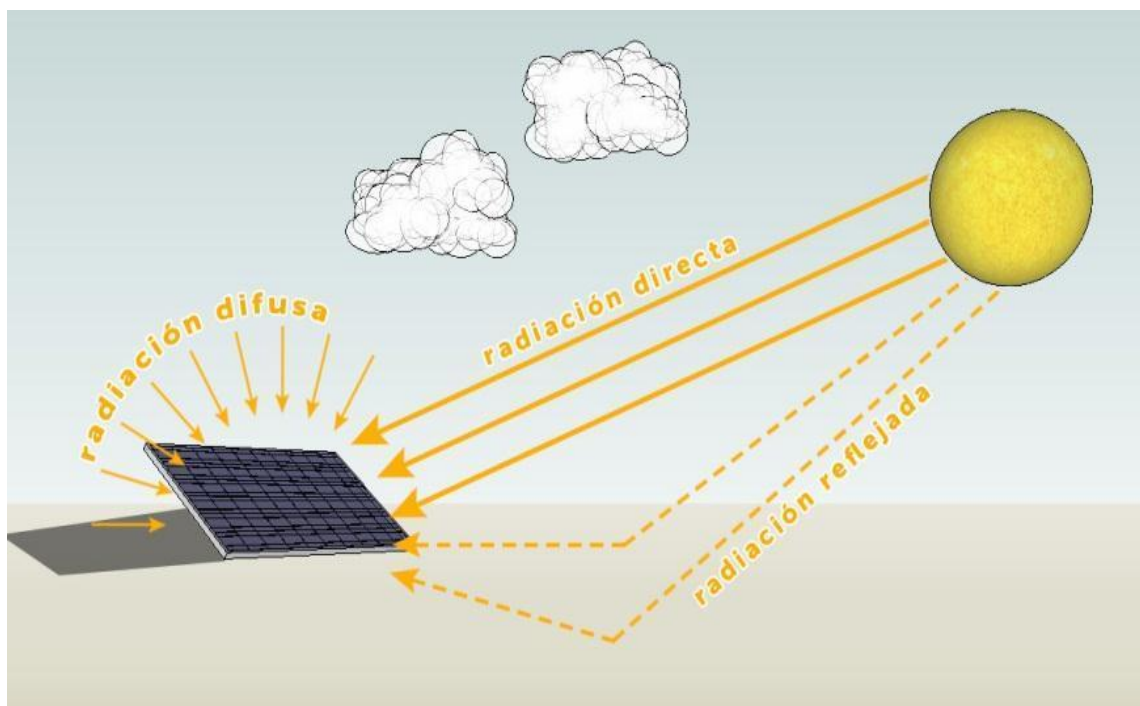


Figura 1.9 Radiación en la superficie terrestre.

La Radiación Global (G_G) corresponde simplemente a la suma de las tres radiaciones anteriores dada por:

$$G_G = G_D + G_F + G_R \quad (1.6)$$

La gran mayoría de los paneles fotovoltaicos aprovechan la radiación directa, difusa y reflejada; al contrario de aplicaciones que concentran los rayos solares como por ejemplo cocinas del tipo parabólicas o plantas de concentración que solo trabajan con la radiación directa.

1.13 Recurso solar.

Mencionado todo lo anterior entendemos que la radiación solar es una de las principales variables para el correcto diseño de un sistema fotovoltaico. De entre las múltiples herramientas que existen para la adquisición de datos de radiación en las diferentes zonas del planeta, existen algunas especialmente diseñadas para nuestro país y entregan información detallada para todas nuestras latitudes.

La primera es el Explorador Solar de la Universidad de Chile (ver figura 1.10). Es una aplicación web, en el cual se indica un punto en el mapa y este nos entrega datos de radiación para cada mes del año.

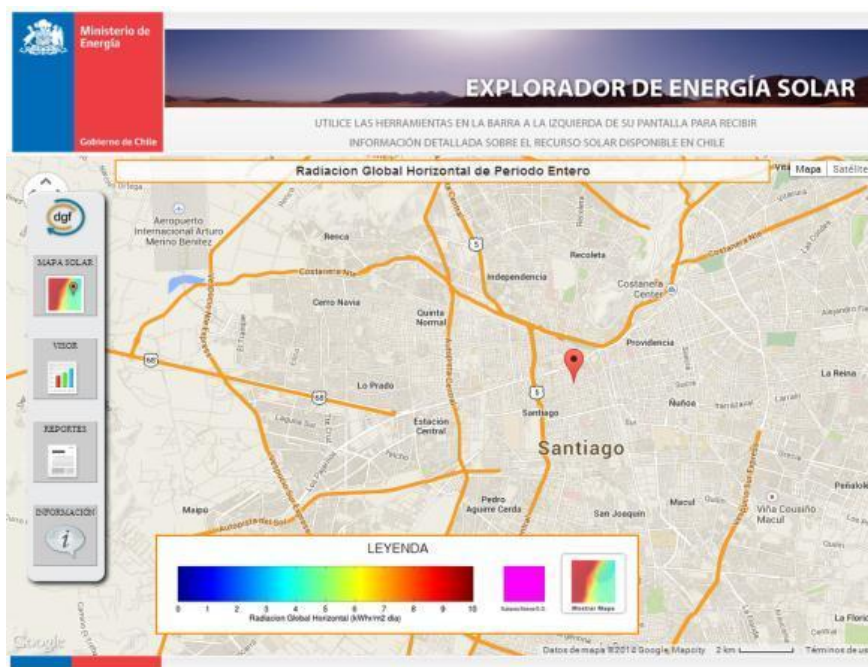


Figura 1.10 Explorador de energía solar.

Otra herramienta es el Registro Solarimetrico de la Universidad Técnica Federico Santa María. Este es un compendio de datos de radiación para diferentes ciudades de nuestro país. La principal característica de este compendio es que entrega datos para diferentes ángulos de inclinación y azimut.

La Red Inía cuenta con más de 90 estaciones meteorológicas a lo largo de todo Chile, el instituto de investigación agropecuaria tiene una aplicación web en la cual podemos consultar datos de todas estas estaciones. Además de conocer datos de radiación, nos entrega valores de temperatura y precipitaciones acumuladas.

1.13.1 Formato de datos.

Por lo general, estos sistemas entregan datos de radiación global horizontal (GHI). Esta es la radiación que llega en una superficie paralela a la superficie terrestre. (Ver figura 1.11)

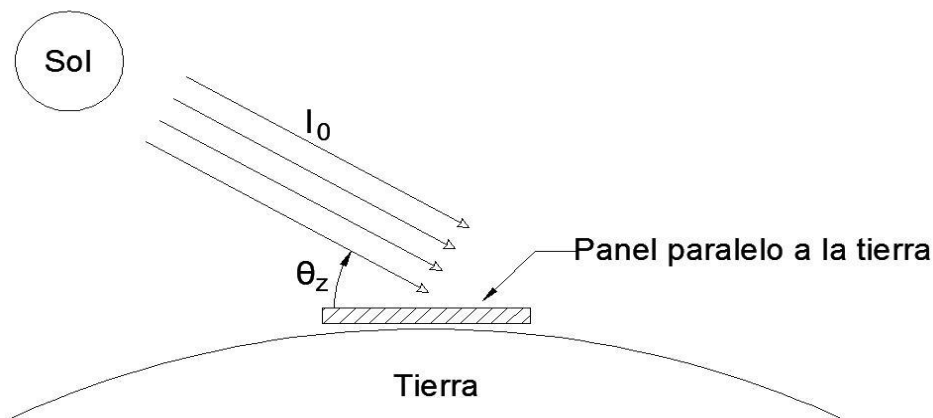


Figura 1.11 Radiación en superficie paralela a la tierra.

Al llega la radiación de esta forma, el panel no es capaz de captar de la mejor forma posible la radiación directa.

$$I_D = I_0 \times \cos(\theta_z) \quad (1.7)$$

Para una misma locación tenemos los siguientes datos de Radiación global horizontal (GHI). (Ver Tabla 1.1)

Parral 36° Latitud sur $\left[\frac{KWH}{m^2}\right]$.

Tabla 1.1 Radiación global horizontal Parral 36° latitud sur.

	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Exp. Sol.	8,5	7,7	6,41	4,79	3,03	2,5	2,7	3,57	5,25	6,15	7,59	8,11

1.14 Aplicación real.

Tenemos los datos de radiación global horizontal (GHI), pero en aplicaciones reales no es la condición más eficiente.

El sol cambia su posición relativa en el horizonte en latitudes distintas al ecuador (meses), y El sol cambia su posición relativa en el horizonte durante el día (horas).

En consecuencia, como ya hemos mencionado, la intensidad de radiación solar también varía en el día y en las diferentes estaciones del año.

Es por esto, que para obtener un buen funcionamiento de los sistemas fotovoltaicos es necesario la elección de un ángulo de inclinación que maximice la eficiencia de captación de energía, en función de las características de uso que se busque.

Un ejemplo de esto es una casa de veraneo, que busca abastecer su demanda energética solo los meses de verano y el sistema fotovoltaico debe ser diseñado para aprovechar al máximo la energía en los meses de verano.

También hay casos en los cuales se deben considerar las condiciones climáticas del lugar de emplazamiento. Por ejemplo, en lugares cercanos a la costa amanece generalmente nublado, despejándose en horas cercanas al medio día, en ocasiones como estas es conveniente una orientación de los paneles en la dirección que aprovechen de mejor manera la radiación disponible.

1.15 Radiación en superficies inclinadas.

Una superficie inclinada correctamente recibe los rayos solares de mejor forma, esto significa una mayor captación de energía solar. (Ver figura 1.12)

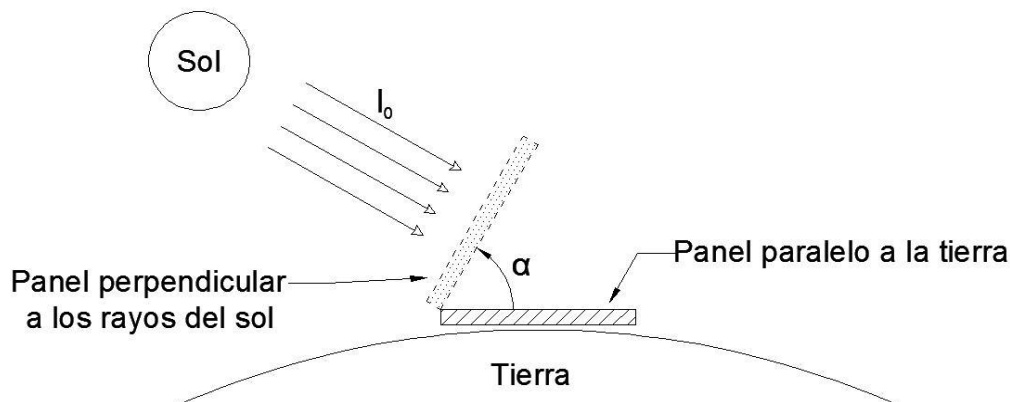


Figura 1.12 Radiación en superficies inclinadas.

Como los datos obtenidos desde los distintos sitios corresponden a la Radiación Global Horizontal (GHI), ósea la que llega al panel paralelo a la tierra, lo que debemos hacer es aplicar el factor de corrección “K” (ver tabla 1.2) para conocer la radiación que llega al panel perpendicular a los rayos del sol. Este factor tiene dos componentes; un factor de corrección para la radiación directa y un factor para la radiación difusa. El factor de corrección difusa depende principalmente del ángulo de inclinación del panel.

El factor de corrección directa depende de los siguientes parámetros:

- Latitud geográfica del lugar.
- El mes del año.
- El ángulo de inclinación.

Una vez determinado este factor de corrección, se calcula la radiación global en la superficie inclinada, utilizando los datos de medición de la superficie horizontal:

Tabla 1.2 Factores de corrección directa.

		Factor de corrección K											
		Mes											
Lat 32°S		Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Inclinación	0	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
	10	1,00	1,04	1,08	1,14	1,21	1,24	1,22	1,17	1,10	1,05	1,01	1,00
	15	1,00	1,04	1,12	1,21	1,30	1,35	1,32	1,24	1,14	1,06	1,01	0,98
	25	0,97	1,04	1,16	1,32	1,47	1,55	1,51	1,37	1,20	1,07	0,98	0,95
	35	0,92	1,02	1,18	1,39	1,61	1,72	1,66	1,46	1,24	1,06	0,94	0,89
	45	0,85	0,97	1,17	1,44	1,71	1,86	1,78	1,53	1,24	1,02	0,87	0,81
	55	0,76	0,90	1,14	1,45	1,77	1,95	1,86	1,56	1,22	0,95	0,78	0,72
	65	0,65	0,81	1,07	1,43	1,80	2,00	1,89	1,55	1,17	0,87	0,68	0,61
	75	0,54	0,70	0,98	1,37	1,78	2,00	1,88	1,50	1,08	0,76	0,56	0,49
	90	0,34	0,50	0,79	1,21	1,65	1,90	1,77	1,35	0,90	0,56	0,37	0,31

Como ejemplo, aplicaremos el factor de corrección K, para los datos obtenidos inicialmente (ver tabla 1.3). Elegiremos un ángulo de inclinación de 15° (ver tabla 1.4).

Original:

Tabla 1.3 Datos obtenidos para ejemplo.

	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Exp. Sol.	8,5	7,7	6,41	4,79	3,03	2,5	2,7	3,57	5,25	6,15	7,59	8,11

Corregida:

Tabla 1.4 Datos corregidos por el factor (k) para una inclinación de 30°.

	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Exp. Sol.	8,5	8,008	7,179	5,796	3,939	3,375	3,564	4,427	5,985	6,519	7,666	7,948

1.16 Radiación en superficies no orientadas directamente al norte.

Otro factor importante a la hora de estimar nuestros niveles de generación es el ángulo en el cual nos desviamos del norte geográfico. (Ver figuras 1.13 y 1.14).

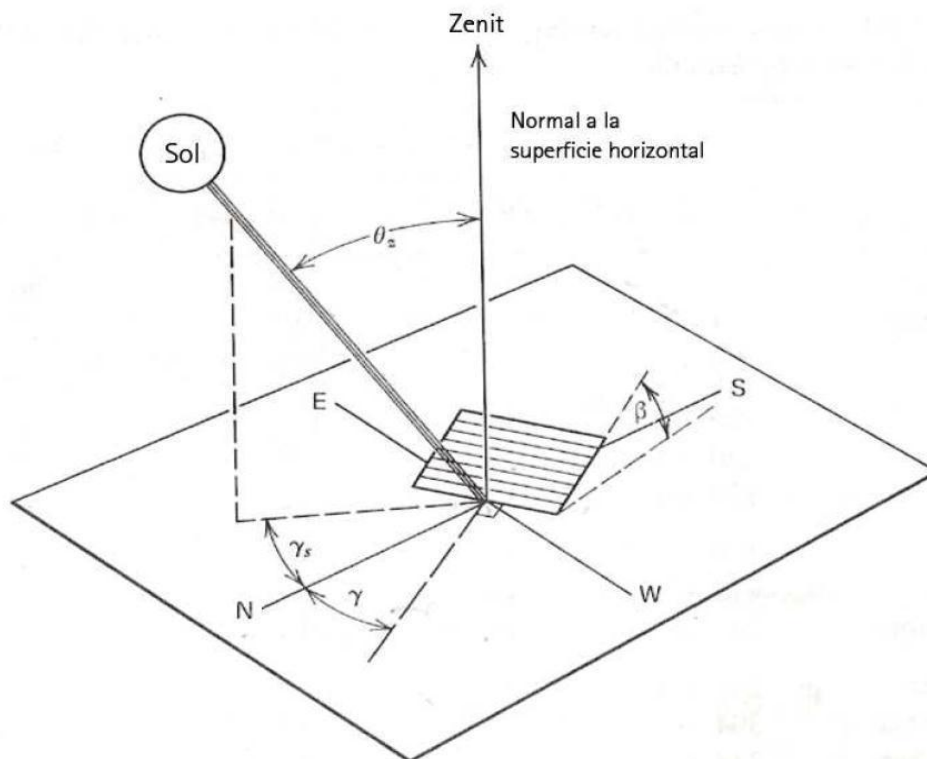


Figura 1.13 Radiación en superficies no orientadas directamente al norte.

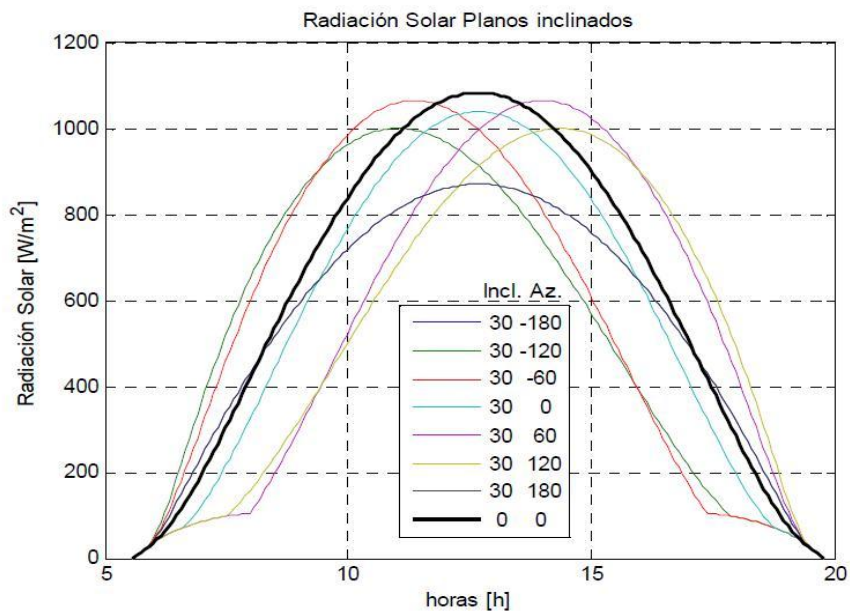


Figura 1.14 Radiación solar planos inclinados.

1.17 Condiciones climáticas.

En un día despejado, con cielo limpio, la radiación directa es preponderante sobre la radiación difusa. Por el contrario, en un día nublado casi no existe radiación directa y casi la totalidad de la radiación que incide es difusa. (Ver figura 1.15).

La radiación solar varía mucho más por factores atmosféricos que por factores geográficos. Cuando nos adentremos en el tema de dimensionamiento, principalmente de sistemas aislados, veremos que es necesario tener en consideración la interacción del clima con nuestro sistema fotovoltaico, puesto que podría darse el caso en que una sucesión de días nublados se traduce en poca energía acumulada.

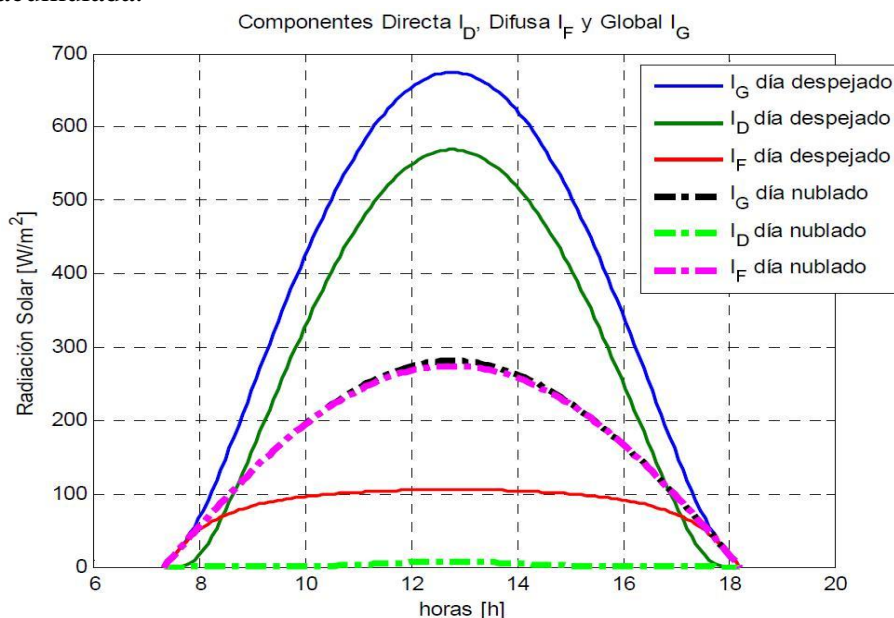


Figura 1.15 Componentes de Radiación Solar, cielo despejado y cubierto (Agosto).

1.18 Aplicaciones y ventajas de la energía solar.

Aunque la red convencional de suministro eléctrico se encuentra muy extendida, quedan muchos casos en los que un generador fotovoltaico puede competir con ella.

Aplicaciones

Generalmente es utilizada en zonas excluidas de la red de distribución eléctrica o de difícil acceso a ella, pudiendo trabajar de forma independiente o combinada con sistemas de generación eléctrica convencional. Sus principales aplicaciones son:

- Electrificación de: sistemas de bombas de agua, repetidores de TV y telefonía.
- Electrificación de edificaciones aisladas: alumbrado, pequeños electrodomésticos, pequeños consumos no destinados a calentamientos.
- Alumbrado público aislado: aparcamientos y áreas de descanso.
- Balizado y señalización: marítimos, viales y antenas.
- Protección catódica.
- Conexión a la red eléctrica de pequeñas centrales eléctricas que permiten disminuir las pérdidas en la red, ya que se acerca el consumo a la generación. Esta solución es la que está generando actualmente el mayor desarrollo de esta energía, ya que se vende a la red con un precio muy atractivo.

Ventajas

- No produce polución ni contaminación ambiental.
- Silenciosa.
- Tiene una vida útil superior a 20 años.
- Resistente a condiciones climáticas extremas como granizos y viento.
- No requiere mantenimiento complejo, sólo limpieza del módulo solar y estado de baterías.
- Se puede aumentar la potencia instalada y la autonomía de la instalación, incorporando nuevos módulos y baterías respectivamente.
- No consume combustible.

CAPÍTULO II: SISTEMAS FOTOVOLTAICOS.

2.1 Objetivos:

- Conceptos básicos de los sistemas foto voltaicos.
- Dimensionamiento de la cantidad de paneles fotovoltaicos necesarios para abastecer la demanda energética

2.2 Descripción de sistemas fotovoltaicos.

Un sistema fotovoltaico es el conjunto de componentes mecánicos, eléctricos y electrónicos que concurren para captar la energía solar disponible y transformarla en utilizable como energía eléctrica. Estos sistemas independientemente de su utilización y del tamaño de potencia, se pueden clasificar según el esquema siguiente:

Sistemas fotovoltaicos:

Tabla 2.1.Sistemas fotovoltaico.

Sistemas fotovoltaicos	• Aislados	• Con baterías
		• Sin baterías
	• Conectados a la red	
	• Híbridos: combinados con otro tipo de generación de energía eléctrica	

Hay diferentes opciones para construir un sistema fotovoltaico, pero esencialmente hay los siguientes componentes (ver figura 2.1):

- Generador fotovoltaico: encargado de captar y convertir la radiación solar en corriente eléctrica mediante módulos fotovoltaicos.
- Baterías o acumuladores: almacenan la energía eléctrica producida por el generador fotovoltaico para poder utilizarla en períodos en los que la demanda exceda la capacidad de producción del generador fotovoltaico.
- Regulador de carga: encargado de proteger y garantizar el correcto mantenimiento de la carga de la batería y evitar sobretensiones que puedan destruirla.
- Inversor o acondicionador de la energía eléctrica: encargado de transformar la corriente continua producida por el generador fotovoltaico en corriente alterna, necesaria para alimentar algunas cargas o para introducir la energía producida en la red de distribución eléctrica.
- Elementos de protección del circuito: como interruptores de desconexión, diodos de bloqueo, etc., dispuestos entre diferentes elementos del sistema, para proteger la descarga y derivación de elementos en caso de fallo o situaciones de sobrecarga.

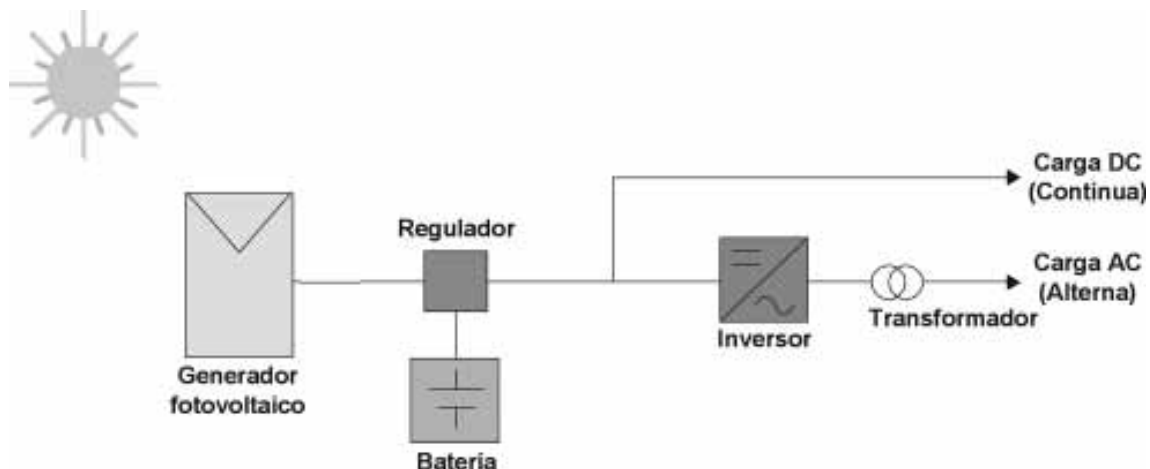


Figura 2.1 Esquema sistema fotovoltaico.

Puede haber la necesidad de un generador auxiliar para complementar la energía del generador fotovoltaico cuando éste no pueda mantener la demanda y no pueda ser interrumpida.

2.2.1 Sistemas Aislados

Tienen como objeto satisfacer total o parcialmente la demanda de energía eléctrica de aquellos lugares donde no existe red eléctrica de distribución o ésta es de difícil acceso. (Ver figura 2.2).

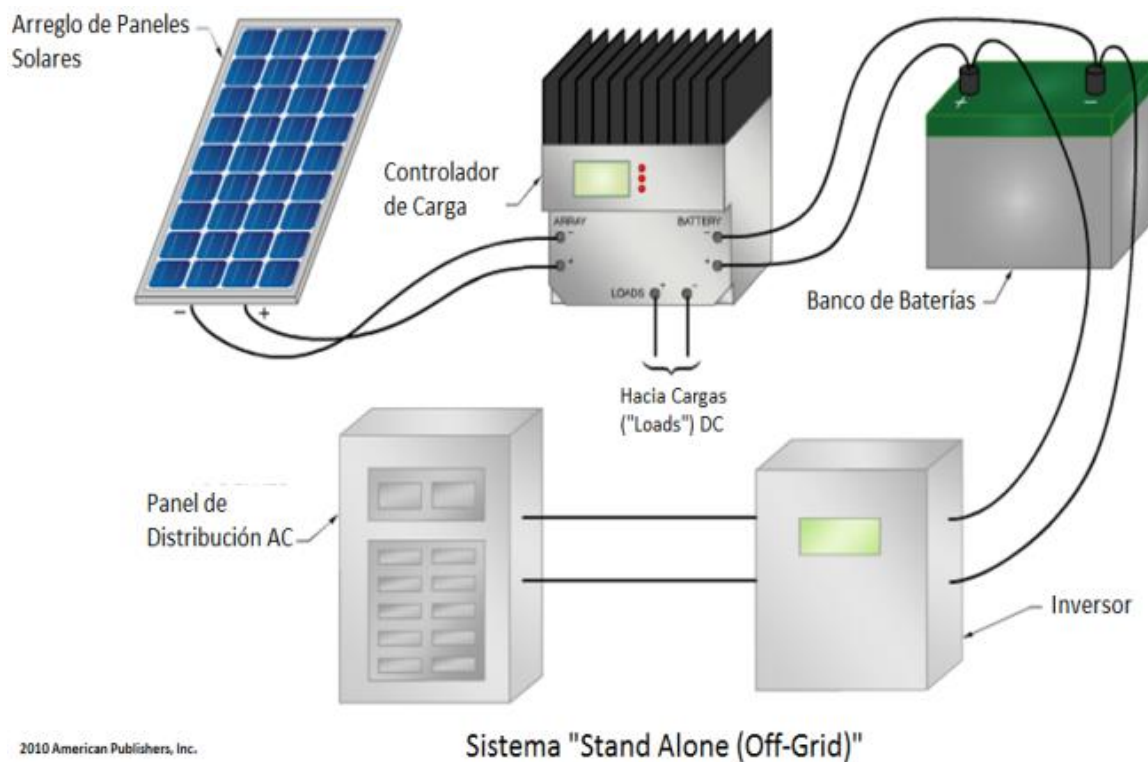


Figura 2.2 Diagrama esquemático, sistema aislado de la red.

Los sistemas aislados normalmente están equipados con sistemas de acumulación de energía, ya que sólo pueden proporcionar energía durante el día y la demanda se produce a lo largo del día y de la noche.

Esto implica que el campo fotovoltaico ha de estar dimensionado de forma que permita, durante las horas de insolación, la alimentación de la carga y la recarga de las baterías de acumulación.

Principales Componentes

- Módulos fotovoltaicos: captan la energía solar y la transforman en energía eléctrica.
- Regulador de carga: protege a los acumuladores de un exceso de carga, y de la descarga por exceso de uso.
- Sistema de acumulación: almacena la energía sobrante para que pueda ser reutilizada cuando se demande energía.
- Inversor: transforma la corriente continua producida por los módulos, en corriente alterna para la alimentación de las cargas que así lo necesiten.
- Elementos de protección del circuito: protegen la descarga y derivación de elementos en caso de fallo o situaciones de sobrecarga.

También hay aplicaciones aisladas que no requieren la utilización de acumuladores, y por tanto funcionan siempre que haya sol, como por ejemplo un sistema de bombeo de agua (ver figura 2.3).



Figura 2.3 Sistema de bombeo de agua alimentado con un sistema Off-Grid.

2.2.2 Sistemas de Conexión a Red.

Los sistemas conectados a red no tienen sistemas de acumulación, ya que la energía producida durante las horas de insolación es canalizada a la red eléctrica (ver figura 2.4).

Estas instalaciones cuentan con sistemas de seguimiento del estado de la tensión de la red de distribución, de manera que se garantice el correcto funcionamiento de las mismas en lo referente a la forma de entregar la energía, tanto en modo como en tiempo, evitando situaciones peligrosas. Por otra parte, se eliminan las baterías que son la parte más cara y compleja de una instalación.

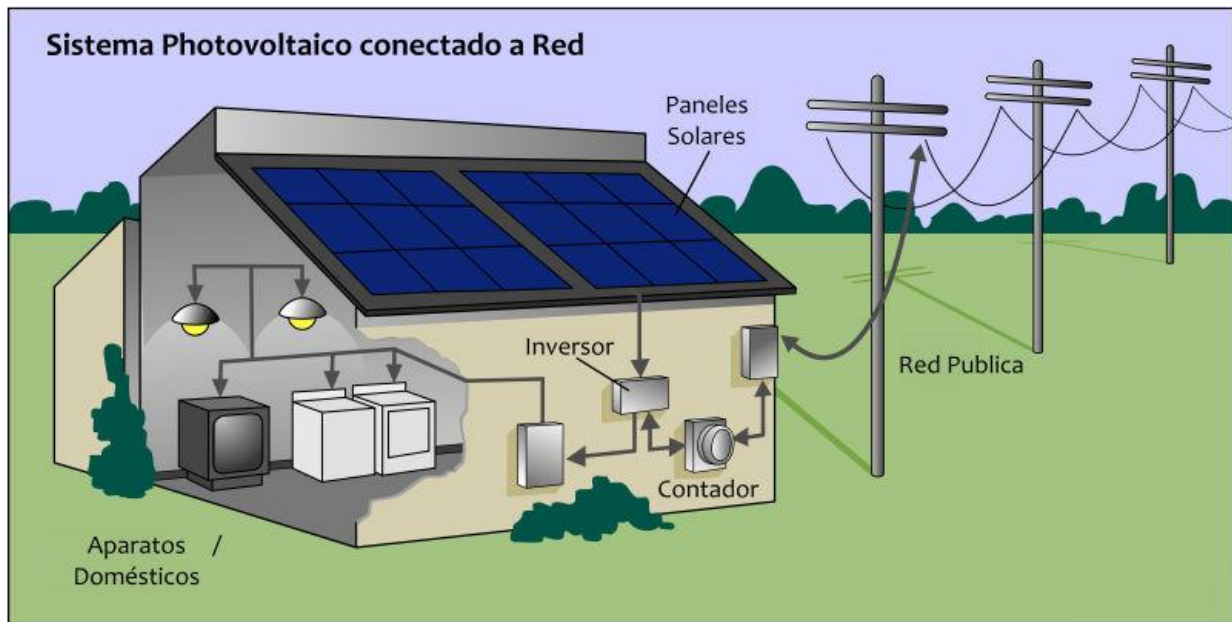


Figura 2.4 Sistema On-Grid.

Principales Componentes

- Módulos fotovoltaicos: captan la energía solar.
- Inversor para la conexión a red: es uno de los componentes más importantes, maximiza la producción, transforma la corriente continua en corriente alterna y decide el momento de introducirla en la red de distribución.
- Elementos de protección del circuito: protegen la descarga y derivación de elementos en caso de fallo o situaciones de sobrecarga.
- Contador de energía: mide la energía producida por el sistema fotovoltaico durante su periodo de funcionamiento.

2.2.3 Funcionamiento conceptual:

Son instalaciones, que al menos en Chile, están pensadas para el autoconsumo.

- La energía eléctrica producida la consume el propio productor.
 - Puede existir un excedente que se vierta a la red.
 - El generador fotovoltaico inyecta directamente la energía generada a la red de la casa.
- Se ejemplariza en la siguiente figura (figura 2.5).

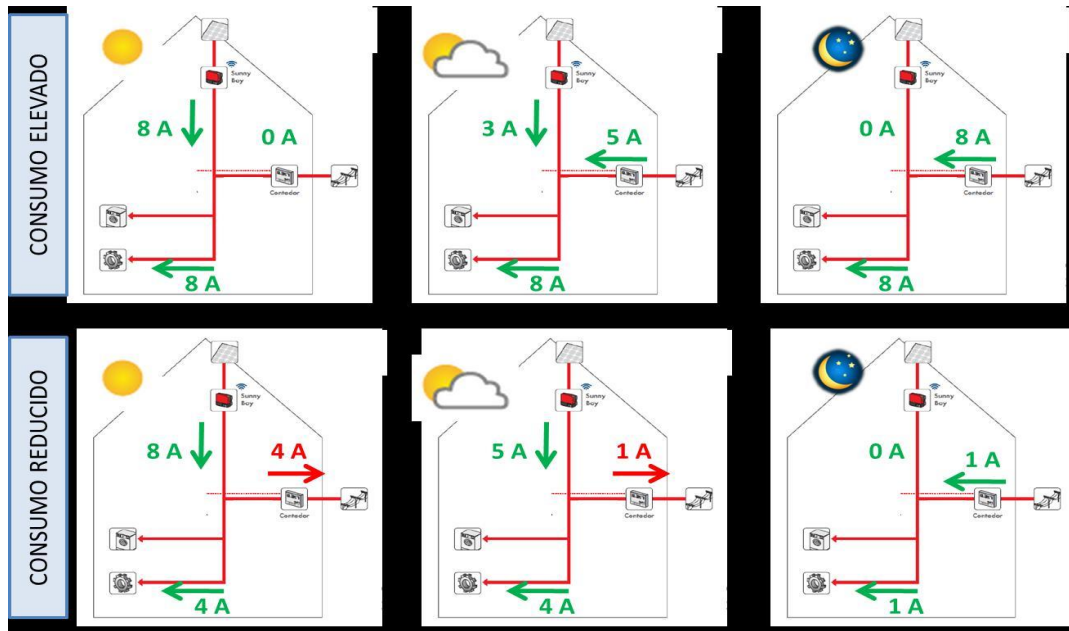


Figura 2.5 diagrama esquemático Consumo elevado / Consumo reducido.

2.2.4 Sistemas Híbridos.

En algunos casos el sistema fotovoltaico aislado se puede complementar con otro a fin de tener mayores garantías de disponer de electricidad (ver figura 2.6).

Cuando un sistema fotovoltaico además del generador incorpora otro generador de energía se denomina sistema híbrido, y en general se utiliza la energía eólica o los grupos electrógenos.

En la figura se muestra la electrificación de un repetidor de TV, donde se combina la energía solar fotovoltaica con la eólica.

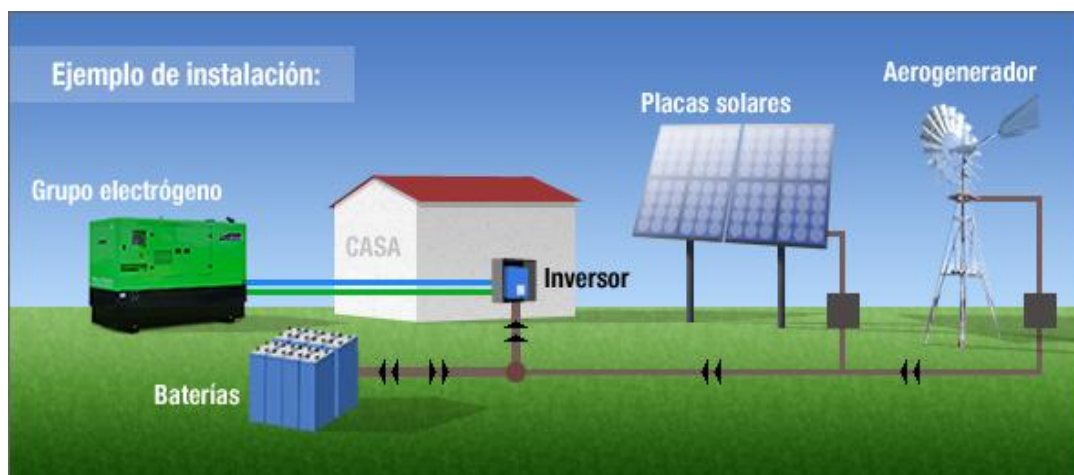


Figura 2.6 Sistema híbrido.

Estas combinaciones se dan para aprovechar algún recurso energético localizado cerca de la instalación o para tener mayor fiabilidad en el suministro de energía.

Normalmente la generación fotovoltaica es compatible con cualquier otra generación eléctrica.

La configuración de los sistemas híbridos puede ser variable, y depende del tipo de equipos que se empleen para adaptar la potencia necesaria.

2.3 Configuraciones eléctricas.

2.3.1 Configuraciones serie y paralelo.

Dentro de las instalaciones fotovoltaicas hay elementos que demandan configuraciones específicas de voltaje y corriente. Es por esto que es necesario entender el concepto de serie y paralelo.

2.3.1.1 Conexión serie.

Agrupando los paneles fotovoltaicos en forma de serie tiene como objetivo el sumar sus voltajes y la potencia de estos (ver figura 2.7). Básicamente consiste en unir el positivo de un panel con el negativo de otro. Otra característica de este tipo de configuración es que, independiente de la cantidad de paneles conectados en serie, la corriente siempre se mantendrá constante.

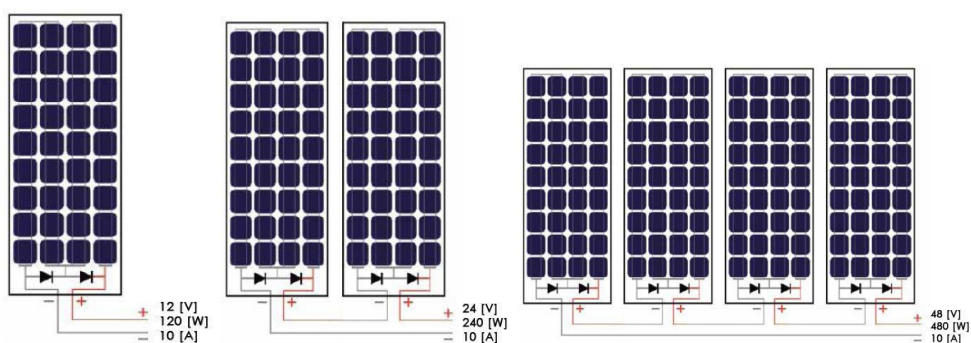


Figura 2.7 Paneles fotovoltaicos en conexión serie.

2.3.1.2 Conexión paralelo.

Agrupando paneles fotovoltaicos en paralelo, lo que se busca es aumentar los niveles de corriente y potencia, manteniendo un voltaje constante (ver figura 2.8). Básicamente consiste en unir el positivo de un panel con el positivo de otro y así mismo con los negativos.

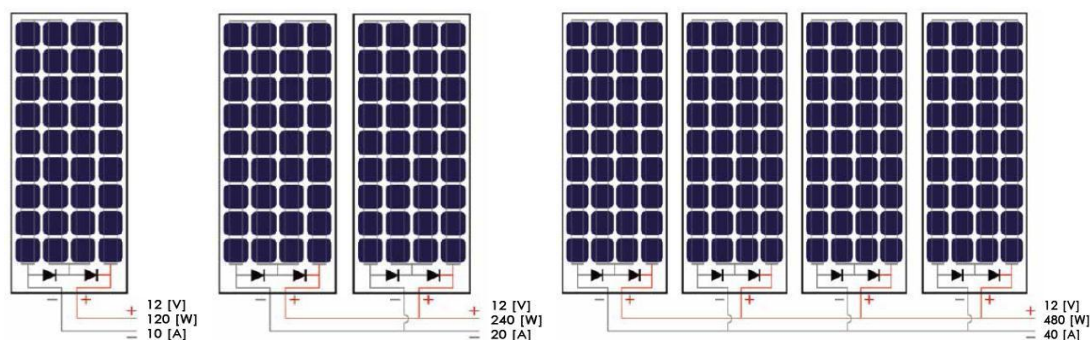


Figura 2.8 Paneles fotovoltaicos en conexión paralelo.

2.3.1.3 Conexión mixta

En una configuración mixta o serie y paralelo, se utilizan los mismos principios mencionados anteriormente, esto con el fin de obtener una mayor potencia de salida (ver figura 2.9).



Figura 2.9 Paneles fotovoltaicos en conexión mixta.

2.4 Celda fotovoltaica.

Las partes más importantes de una célula fotovoltaica son las capas del semiconductor, ya que es en ellas donde se liberan los electrones y se produce la corriente eléctrica (ver tablas 2.2 y 2.3). Para hacer las capas de las distintas células fotovoltaicas se utilizan diferentes materiales semiconductores, y cada uno de ellos tiene sus ventajas y sus desventajas.

Tabla 2.2 Tipos de células fotovoltaicas.

	Células de silicio
Monocrystalino	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Presenta una estructura completamente ordenada. ➤ Su comportamiento uniforme lo hace buen conductor. ➤ Es de difícil fabricación. ➤ Se obtiene de silicio puro fundido y dopado con boro. ➤ Se reconoce por su monocromía azulada oscura y metálica. ➤ Su rendimiento oscila entre 14 – 18 %.
Policristalino	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Presenta una estructura ordenada por regiones separadas. ➤ Los enlaces irregulares de las fronteras cristalinas disminuyen el rendimiento de la célula. ➤ Se obtiene de igual forma que la de silicio mono- cristalino pero con menos fases de cristalización. ➤ Su superficie está estructurada en cristales con distintos tonos de azules y grises metálicos. ➤ Su rendimiento oscila entre 13 – 17 %.

Amorfo	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Presenta un alto grado de desorden. ➤ Contiene un gran número de defectos estructura- les y de enlaces. ➤ Su proceso de fabricación es más simple que en los anteriores y menos costoso. ➤ Se deposita en forma de lámina delgada sobre vidrio o plástico. ➤ Son eficientes bajo iluminación artificial. ➤ Tiene un color marrón homogéneo. ➤ Su rendimiento es menor del 10 %.
---------------	---

Tabla 2.3 Tipos de células fotovoltaicas.

Otros Tipos de Células	
Célula de película delgada	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Una de las células más desarrolladas de este tipo es la de sulfuro de cadmio (Cd S) y sulfuro cuproso (Cu₂ S). ➤ Están formadas por la unión de dos mate- riales. ➤ Se necesita poco material activo. ➤ Su proceso de fabricación es sencillo. ➤ Los materiales utilizados están poco estu- diados. ➤ La tecnología para su obtención está poco desarrollada. ➤ Tiene un rendimiento del 5 % aproxima- mente.
Célula de Arseniuro de Galio (Ga As)	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Tiene buenos rendimientos con pequeños espesores. ➤ Mantiene sus características a elevadas temperaturas. ➤ Presenta tolerancia a radiaciones ionizan- tes. ➤ Elevado coste de producción. ➤ Material raro y poco abundante. ➤ Tiene un rendimiento del 27 %.

2.5 Panel fotovoltaico:

En términos sencillos, un módulo fotovoltaico o **panel fotovoltaico** es un arreglo de celdas solares dispuestas en serie y paralelo, todo ello dentro de una estructura que mantiene las celdas aisladas del medio exterior, permitiendo solo el paso de la luz.

Dependiendo de la forma en que estén agrupadas las celdas se establecen las características de los módulos. De la misma forma, un arreglo de módulos en serie o paralelo forman un generador fotovoltaico.

Los dos tipos de paneles más comunes en el mercado son los monocristalinos y los policristalinos como muestran las figuras 2.10 y 2.11.



Figura 2.10 Panel monocristalino.



Figura 2.11 Panel policristalino.

2.5.1 Las principales características.

- Generan corriente continua cuando están expuestos a la luz.
- No se pueden encender o apagar.
- No tienen piezas móviles.
- No generan emisiones o ruidos.
- Solo funcionan de día.
- Proporcionan resistencia mecánica.
- Protección contra los agentes externos sobre las celdas fotovoltaicas.
- Aíslan eléctricamente las celdas fotovoltaicas.

2.6 Elección del panel fotovoltaico.

Actualmente, los paneles son los equipos más robustos dentro de una instalación fotovoltaica. La elección de estos ya no depende ni de las marcas o países de procedencia. Nuestra recomendación es elegir el modulo panel fotovoltaico por:

- Precio
- Características constructivas
- Años de garantía

2.6.1 Bancabilidad.

Actualmente, el mercado mundial de paneles se rige por las denominadas “Marcas Bancables”. Es un elemento clave para los fabricantes de paneles y guarda relación con la garantía que estos puedan entregar. Este concepto hace alusión a que los Bancos entregan financiamiento a proyectos realizados con determinadas marcas de paneles.

Principalmente lo que analizan los bancos es:

- Que la marca desarrolle productos de alta calidad
- La estabilidad financiera de la marca
- Factores de responsabilidad empresarial (Imagen)
- Capacidad de las fábricas de producción (economía de escala)
- Cantidad de proyectos realizados

Por lo general, el fabricante nos entrega una garantía de 20 años, y a nosotros como desarrolladores, lo único que nos puede dar certeza de que el fabricante siga existiendo dentro de los próximos 20 años es que sea una marca “Bancable”.

2.6.2 Ranking de marcas

1. Yingli (China) – 13 million solar panels
2. Trina Solar (China) – 10 million solar panels
3. Canadian Solar (China) – 8 million solar panels
4. Sharp (Japan) - 8 million solar panels
5. Jinko Solar (China) - 7 million solar panels
6. First Solar (USA) - 7 million solar panels
7. ReneSolar (China) - 7 million solar panels
8. Kyocera (Japan) - 5 million solar panels
9. JA Solar (China) - 5 million solar panels
10. Hanwha SolarOne (China) - 5 million solar panels

2.7 Calculo de energía generada.

Para efectos prácticos, realizaremos los ejemplos de estimación de energía, con un panel de la marca Hareon Solar de 310 Watts como muestra la figura 2.12. Nuevamente es importantísimo, que exista una hoja de datos que sea suministrada por el fabricante.

ELECTRICAL PARAMETERS			MECHANICAL PARAMETERS	
TYPE		HR-310W		
STC AM 1.5, 1000W/m ² , Module Temperature 25°C	Rated Max. Power at STC (W)	310	Cell (mm)	156x156 Poly
	Max. Power Voltage / Vmp (V)	36.82	Weight (kg)	21.5/21.8
	Max. Power Current / Imp (A)	8.42	Dimensions (LxWxH) (mm)	1952x992x35/40
	Open Circuit Voltage / Voc (V)	45.05	Cable Cross Section Size (mm ²)	4
	Short Circuit Current / Isc (A)	9.10	No. of Cells and Connections	72(6x12)
	Module Efficiency (%)	16.01	No. of Diodes	3

Figura 2.12 Hoja de datos de panel solar marca Hareon solar de 310 [W]

Una forma rápida de estimar la energía producida por un panel es de la siguiente forma:

$$Energía_{panel} = Eficiencia_{panel} \times Superficie_{panel} \times Radiación \quad (2.1)$$

La superficie del panel la obtenemos desde los parámetros mecánicos.

$$Superficie_{panel} = Largo_{panel} \times Ancho_{panel} \quad (2.2)$$

$$Superficie_{panel} = 1,952 \times 0,992$$

$$Superficie_{panel} = 1,936 (m^2)$$

La eficiencia del panel está dada en los parámetros eléctricos (16,01%) y utilizaremos los datos de radiación que vimos en la primera unidad (tabla 2.4).

Tabla 2.4 Radiación corregida para Parral (Latitud 36°, 15° de inclinación) ($\frac{kwh}{m^2}$)

Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
8,5	8,008	7,179	5,796	3,939	3,375	3,564	4,427	5,985	6,519	7,666	7,948

El resultado es la siguiente tabla de producción, representa la energía promedio diaria generada por 1 panel fotovoltaico [kWh] (tabla 2.5).

Tabla 2.5 Energía promedio diaria generada por 1 panel fotovoltaico.

Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
2,635	2,483	2,226	1,797	1,221	1,046	1,105	1,372	1,855	2,021	2,377	2,464

Se puede utilizar el mismo procedimiento para el tratamiento horario de los datos. Los datos que obtendríamos se muestran en la siguiente tabla de radiación (tabla 2.6), representa la energía generada por 1 panel fotovoltaico durante cada hora del día [kWh]

Tabla 2.6 Energía generada por 1 panel fotovoltaico durante cada hora del día.

Hora	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Ene	0,001	0,026	0,083	0,146	0,208	0,261	0,296	0,316	0,314	0,293	0,254	0,202	0,141	0,076	0,020
Feb	0,000	0,008	0,056	0,121	0,185	0,238	0,276	0,299	0,302	0,282	0,242	0,188	0,123	0,058	0,008
Mar	0,000	0,001	0,032	0,092	0,152	0,203	0,244	0,268	0,271	0,250	0,209	0,152	0,087	0,025	0,000
Abr	0,000	0,000	0,012	0,062	0,117	0,161	0,196	0,219	0,219	0,196	0,157	0,102	0,041	0,002	0,000
May	0,000	0,000	0,002	0,032	0,072	0,100	0,128	0,148	0,152	0,131	0,102	0,059	0,012	0,000	0,000
Jun	0,000	0,000	0,000	0,018	0,055	0,087	0,110	0,124	0,126	0,108	0,091	0,050	0,007	0,000	0,000
Jul	0,000	0,000	0,000	0,021	0,059	0,090	0,117	0,132	0,132	0,120	0,096	0,057	0,013	0,000	0,000
Ago	0,000	0,000	0,005	0,041	0,084	0,121	0,151	0,166	0,165	0,147	0,120	0,077	0,029	0,001	0,000
Sep	0,000	0,001	0,029	0,082	0,136	0,179	0,212	0,230	0,228	0,201	0,160	0,109	0,053	0,007	0,000
Oct	0,000	0,016	0,061	0,113	0,167	0,210	0,239	0,251	0,243	0,217	0,176	0,124	0,069	0,020	0,000
Nov	0,003	0,036	0,087	0,144	0,201	0,244	0,275	0,292	0,283	0,259	0,217	0,162	0,101	0,044	0,005
Dic	0,004	0,039	0,092	0,149	0,206	0,250	0,282	0,297	0,294	0,273	0,234	0,185	0,126	0,066	0,016

CAPÍTULO III: LEY 20.571 O LEY DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA.

3.1 Objetivos.

- Conocer cómo funciona la Ley 20.571.
- Responder a preguntas respecto a la Ley 20.571.
- Conocer el procedimiento adecuado para conectar los Sistemas Fotovoltaicos.
- Conocer el Rol de la Superintendencia de Electricidad y Combustibles respecto a la Ley 20.571.
- Dar a conocer los riesgos asociados a las instalaciones fotovoltaicas.
- Conocer los Marco Legal, Referencial y Marco Técnico Normativo.
- Especificar Proceso de Inscripción de los sistemas fotovoltaicos mediante los formularios.
- Diseñar y ejecución, cumpliendo la normativa y las leyes asociadas.

3.2 Función de la ley 20.571.

Las siguientes figuras (figuras 3.1 y 3.2) demuestran y explican esta ley.



Figura 3.1 Ley de generación distribuida.

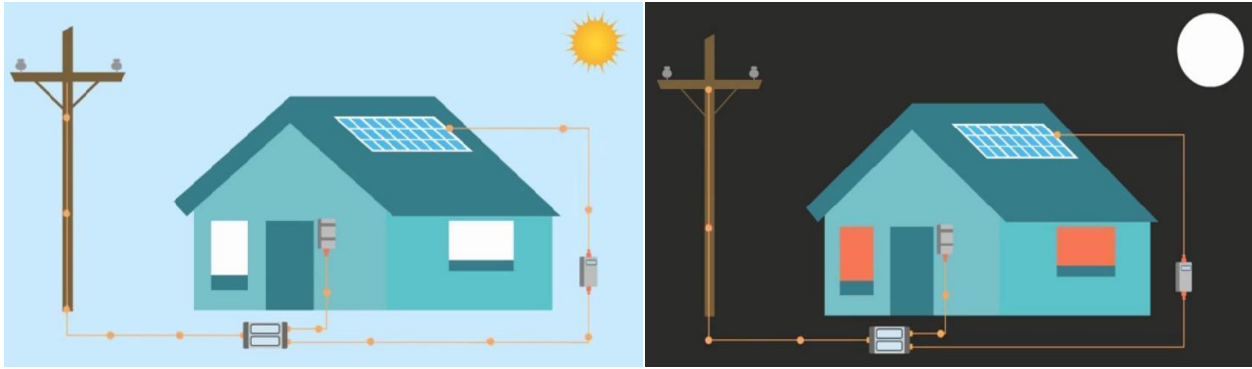


Figura 3.2 Diagrama esquemático sistema ON-Grid.

3.3 Ley 20.571: Preguntas frecuentes.

3.3.1 ¿Cuál es el objetivo de la Ley?

- Otorgar a los clientes de las empresas distribuidoras el derecho a generar su propia energía eléctrica, autoconsumirla y vender sus excedentes energéticos a las empresas distribuidoras.

3.3.2 ¿Cuándo entró en vigencia la Ley?

- El 22 de octubre de 2014.

3.3.3 ¿Con qué nombres se conoce esta Ley?

- Ley de Generación Distribuida, Ley de Facturación Neta, Ley de Net-Billing y Ley Net-Metering.

3.3.4 ¿Qué tipos de sistemas de generación eléctrica se pueden utilizar?

- Se pueden utilizar sistemas basados en ERNC o de cogeneración eficiente, de hasta 100 [kW].
Por ejemplo, sistemas FV.

3.3.5 ¿Puedo usar cualquier panel solar fotovoltaico?

- No, sólo se pueden utilizar paneles solares autorizados por la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC). Lo mismo aplica para los inversores que se utilizan en los sistemas fotovoltaicos.
- Los equipos autorizados, que se encuentran en la página del SEC (Electricidad SEC > Energías Renovables No Convencionales > Ley de Generación Distribuida > Equipamiento Autorizado), además, deben cumplir con otros requerimientos adicionales que exige la Norma Técnica (que se encuentra en la página del SEC, Electricidad SEC > Energías Renovables No Convencionales > Ley de Generación Distribuida > Norma Técnica e Instructivos SEC).

3.3.6 ¿Puede la empresa distribuidora rechazar una solicitud de conexión?

- No, pero puede pedir correcciones en caso que exista algún error o el sistema no cumpla con los requisitos que exige la ley.

3.3.7 ¿Se necesita contratar un especialista para llevar adelante el proceso de conexión?

- Sí, la tramitación de la conexión debe ser a través de un instalador eléctrico autorizado.

3.3.8 ¿Cuáles son los costos asociados a la conexión?

- Costo de Tramitación y conexión. (Ver figura 3.3)
- Eventuales costos de obras adicionales en la red de distribución. (Ver tabla 3.1)
- Procedimiento de conexión:

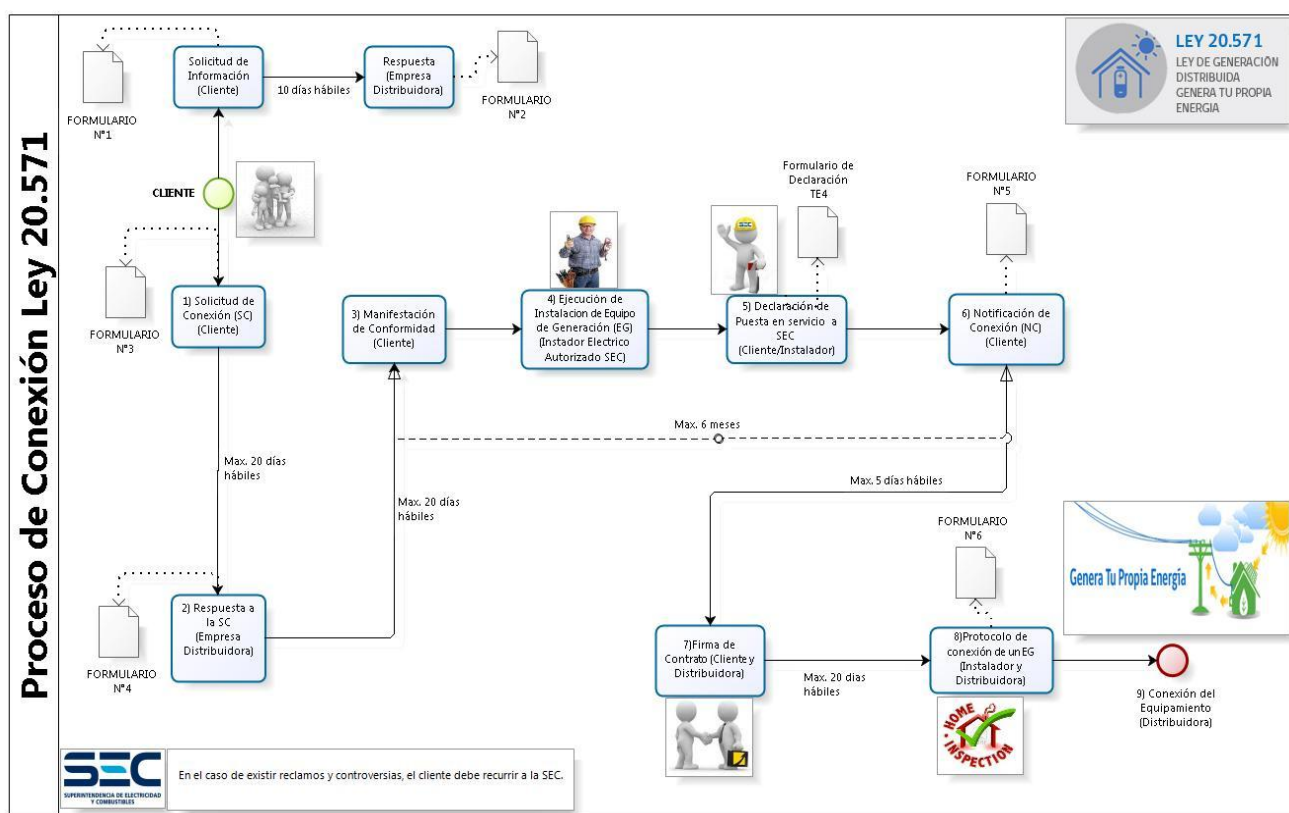


Figura 3.3 Proceso de conexión ley 20.671.

Tabla 7 Costos de conexión LUZPARRAL, Abril 2016.

Tarifas de servicios no regulados asociados a la distribución eléctrica.	
Atención domiciliaria BT Aérea.	\$15.000 pesos.
Respuesta a Solicitud Formulario 1.	0.65 UF
Cambio de Medidor (a medidor bidireccional).	0.9 UF
Supervisión puesta en servicio Equipo Generador.	0.952/hora UF

Para ver información detallada, ver Anexo 5.

➤ **Conclusión**

Conectarse cuesta en torno a 80 mil pesos en Parral. A este valor se debe agregar el costo del medidor bidireccional.

Los valores pueden ser distintos para otras zonas del país

3.3.9 ¿Hay que cambiar el medidor?

- Se requiere un medidor que registre los consumos y las inyecciones de energía (un medidor “Bidireccional”).

3.3.10 ¿Cómo se valoriza la energía que inyecto?

- Al mismo precio que la energía consumida. En el caso de tarifas residenciales (BT1), no se debe confundir el caro por energía con el precio de la energía.

3.3.11 ¿Cómo se paga la energía inyectada?

- Se descuenta de la cuenta de suministro eléctrico. Los remanentes se descuentan de las próximas boletas. Los remanentes que no hayan podido ser descontados, son pagados al cliente por la empresa distribuidora.

3.3.12 ¿Qué es el “Net-Metering”?

- Significa medición neta. Se calcula restando la energía consumida con la energía inyectada, en [kWh].

3.3.13 ¿Qué es el “Net-Billing”?

- Significa facturación neta. Se calcula restando la valorización de la energía consumida y la inyectada, en \$.

➤

Para todas tarifas distintas a BT1, la valorización de la energía consumida e inyectada es la misma. En tales casos: “Net-Metering” y “Net-Billing” son equivalentes.

3.3.14 ¿Qué pasa con la tarifa BT1?

- Todas las tarifas distintas a la BT1 pagan en función de los consumos de energía y potencia, principalmente.
- En la tarifa BT1, parte del cargo por energía es lo que en otras tarifas se asocia el pago por potencia.
- El pago por potencia está destinado principalmente a financiar la infraestructura para la distribución de energía.

3.3.15 ¿Cuáles son los principales documentos regulatorios aplicables a la ley 20.571?

- Ley 20.571.
- Reglamento Decreto N°71.

- Norma Técnica de Conexión y Operación de Equipamiento de Generación en Baja Tensión.
- Resolución SEC N° 5308: Autorización de Equipamiento.
- Instrucción Técnica SEC N° 02/2014: Diseño y Ejecución de las Instalaciones Fotovoltaicas Conectadas a Red.
- Procedimiento de Comunicación de Puesta en Servicio de Generadoras Residenciales.
- Otros.

3.3.16 ¿Dónde se acude en caso de conflicto?

- Se debe recurrir a la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC).
- Más Información:
 - <http://www.minenergia.cl/ley20571/>
 - <http://www.sec.cl> => Ley 20.571
 - <http://walker.dgf.uchile.cl/Explorador/Solar/>
 - Contactando a Proveedores de sistemas de generación y/o a empresas distribuidoras.

3.4 Ley n° 20.571: rol del SEC.

- Rol de la SEC en la ley 20.571 es Fiscalizar el cumplimiento por parte de los actores que participan en el mercado en cuanto a sus obligaciones (Distribuidoras, Instaladores y Clientes finales).

Con el objetivo que las operaciones y el uso de los recursos energéticos no constituyan peligro para las personas y cosas.
Resguardar los derechos de todos los actores, con acento en la protección de los derechos de los usuarios (reducción de asimetrías).
Contribuir al desarrollo del sector desde la seguridad y calidad de los energéticos.
- Resolver fundadamente reclamos y controversias entre usuarios finales y distribuidoras. Controversias en la tramitación de SC, en observaciones al momento de conectar, modificaciones no aceptadas.

3.5 Riesgos asociados.

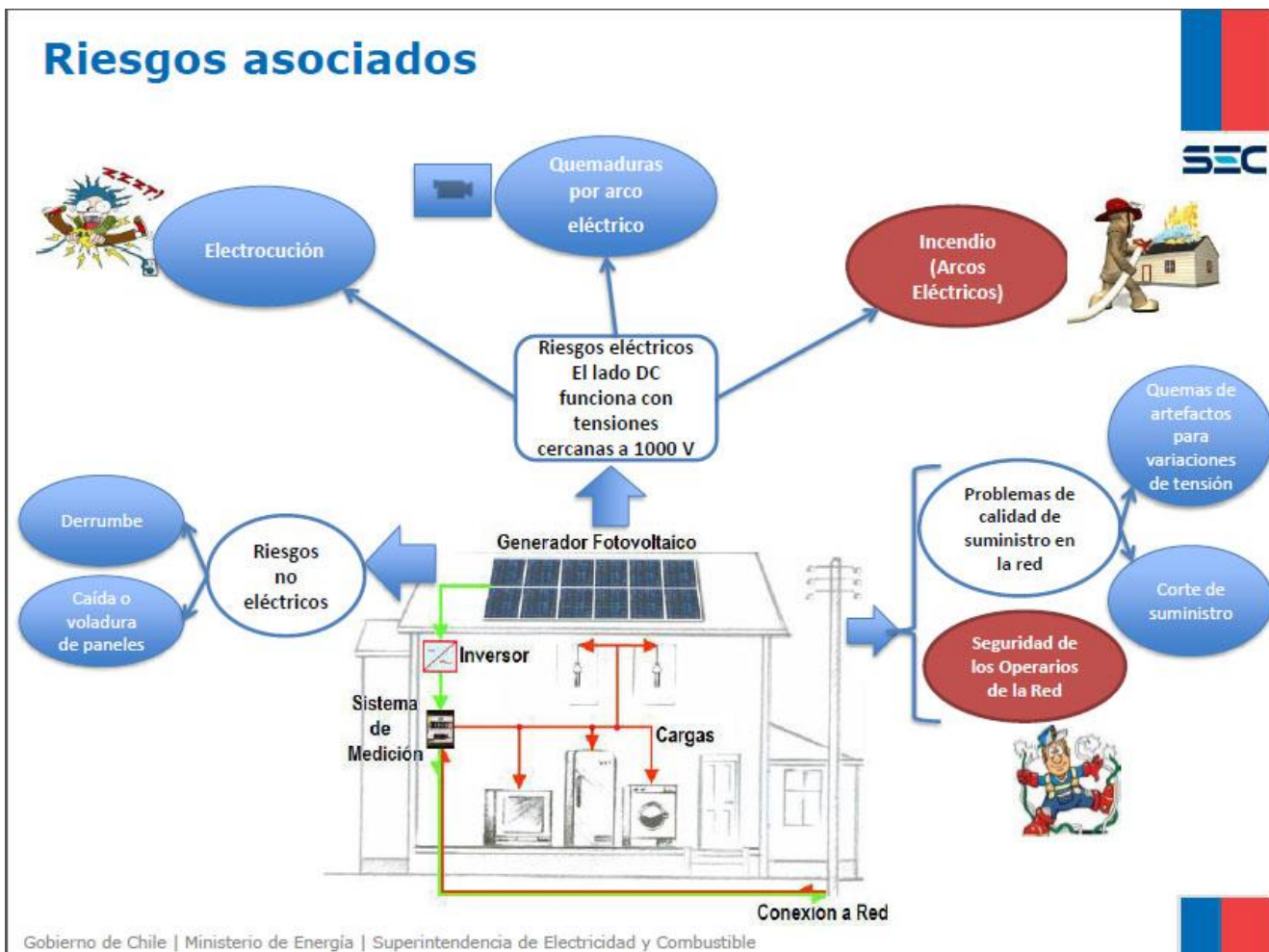


Figura 3.4 Riesgos asociados a una instalación fotovoltaica.



Figura 3.5 Daños asociados a una instalación fotovoltaica.

3.6 Marco legal referencial y marco técnico normativo.

Marco Legal referencial



Figura 3.6 Marco legal referencial ley 20.571

Marco Técnico Normativo

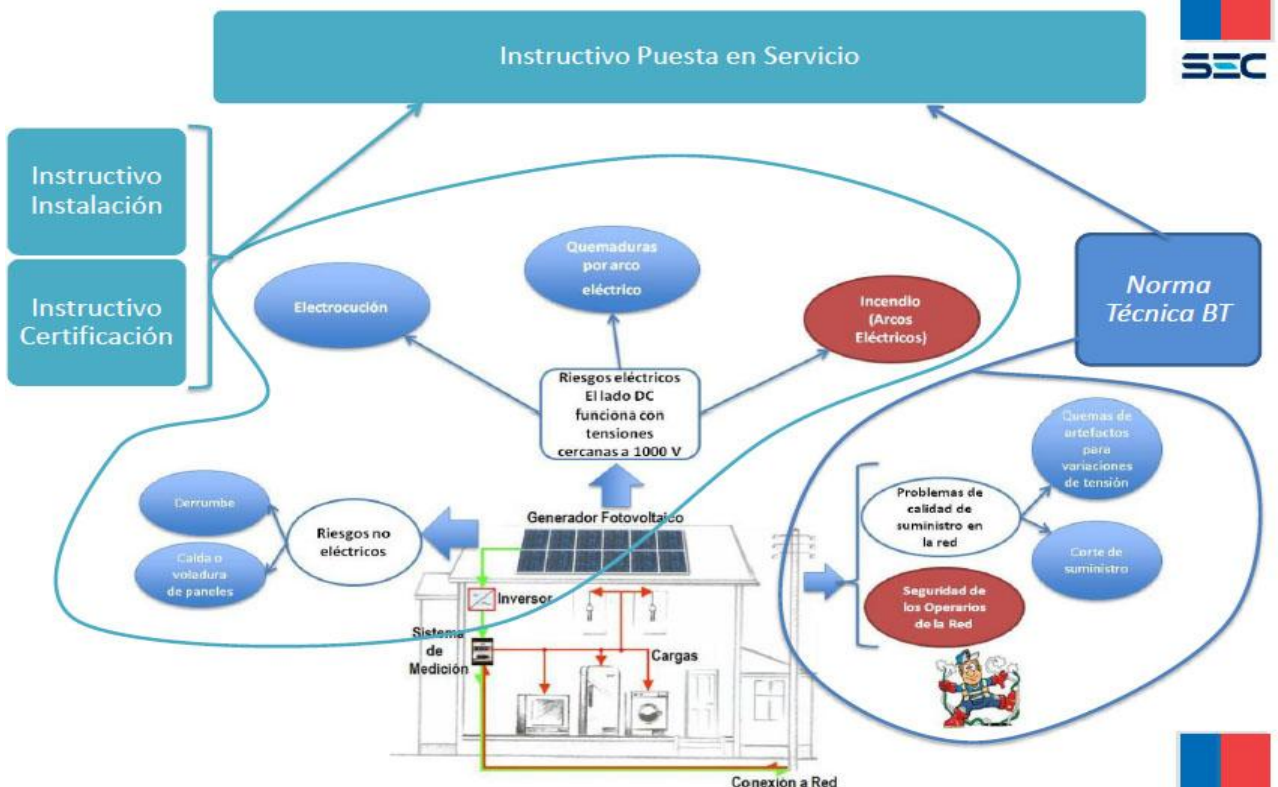


Figura 3.7 Marco técnico normativo ley 20.571.

3.7 Proceso de inscripción de un sistema fotovoltaico.

El proceso se inicia con la presentación del Formulario 1 (figura 3.8). Solicitud de información. Un Cliente o Usuario Final interesado en conectarse al sistema de distribución eléctrico, puede realizar una Solicitud de Información a la Empresa Distribuidora en referencia al transformador de distribución o alimentador que corresponda, para el diseño adecuado e instalación del Equipo Generador.

Datos del Dueño del Inmueble		
Persona natural o representante legal	Nombre completo	
	R.U.N.	
Persona jurídica (si corresponde)	Razón Social	
	R.U.T.	
Datos del Solicitante		
Persona natural o representante legal	Nombre completo	
	R.U.N.	
Persona jurídica (si corresponde)	Razón Social	
	R.U.T.	
Datos del Cliente	Número de Cliente ¹	
Datos de Contacto	Nombre completo	
	Teléfono y/o e-mail	
Datos del Lugar de Instalación		
Dirección de la instalación	Calle, número	
	Comuna, Ciudad	
	Lugar de instalación	
Características del Equipamiento de Generación		
Tecnología del EG:	<input type="checkbox"/> A. Sistemas fotovoltaicos sin capacidad de inyectar energía a la red a partir de algún sistema de almacenamiento de energía <input type="checkbox"/> B. Sistemas basado en inversores, excluyendo el anterior <input type="checkbox"/> C. Sistemas basados en máquinas sincrónicas <input type="checkbox"/> D. Sistemas basados en máquinas asincrónicas	
Lugar y fecha		Firma del Solicitante

Figura 3.8 Formulario 1 solicitud de información.

1: El número de cliente corresponde al número de identificación del servicio asociado al inmueble donde se instalará el EG, normalmente especificado en las boletas o facturas emitidas por la empresa distribuidora.

2: Lugar de instalación se refiere, al lugar físico donde se instalará el (los) EG(s), como el techo de la casa.

Continúa con el formulario 2, respuesta a la solicitud de información.

La empresa distribuidora tiene un plazo de 10 días hábiles para responder con el Formulario 2 (figura 3.9).

Identificación de la solicitud de información	Número de Solicitud:												
	Número de Cliente:												
	Fecha de la solicitud:												
	Fecha de la respuesta:												
Datos del Solicitante													
Persona natural o representante legal de persona jurídica	Nombre completo												
	R.U.N.												
Persona jurídica	Razón Social												
	R.U.T.												
Información Técnica													
Conexión	Propiedad empalme	Cliente <input type="checkbox"/> Empresa Distribuidora <input type="checkbox"/>											
	Capacidad del empalme	_____ [kVA]											
	Tipo de empalme	<input type="checkbox"/> monofásico <input type="checkbox"/> trifásico											
	Opción tarifaria del cliente												
	Identificación Transformador de Distribución Asociado:	ID: Tensiones: ___/___ [kV]; Potencia: _____ [kVA]											
	Listado de Usuarios o Clientes Finales ya conectados o con SC aprobada para el transformador de distribución asociado	<table border="1"> <tr> <td>Tecnología¹</td> <td>Conexión:</td> <td>Capacidad Instalada:</td> </tr> <tr> <td></td> <td>3φ 1φ</td> <td></td> </tr> <tr> <td>1. A, B, C o D.</td> <td><input type="checkbox"/> <input type="checkbox"/></td> <td>_____ [kW]</td> </tr> <tr> <td>2. A, B, C o D.</td> <td><input type="checkbox"/> <input type="checkbox"/></td> <td>_____ [kW]</td> </tr> </table>	Tecnología ¹	Conexión:	Capacidad Instalada:		3φ 1φ		1. A, B, C o D.	<input type="checkbox"/> <input type="checkbox"/>	_____ [kW]	2. A, B, C o D.	<input type="checkbox"/> <input type="checkbox"/>
Tecnología ¹	Conexión:	Capacidad Instalada:											
	3φ 1φ												
1. A, B, C o D.	<input type="checkbox"/> <input type="checkbox"/>	_____ [kW]											
2. A, B, C o D.	<input type="checkbox"/> <input type="checkbox"/>	_____ [kW]											
Datos de la red:	Tipo de red BT:	3φ <input type="checkbox"/> 2φ <input type="checkbox"/> 1φ <input type="checkbox"/>											
	Potencias de Cortocircuito para diseño:	$S_{CC\text{trafo}}^2$: _____ [kVA]											
		$S_{CC\text{trafo}}^3$: _____ [kVA]											
		$S_{CC\text{redFA}}^4$: _____ [kVA]											
Demanda Mínima:	En horas con sol: _____ [kW] En horas sin sol: _____ [kW] Zona geográfica: 1 <input type="checkbox"/> 2 <input type="checkbox"/> 3 <input type="checkbox"/> 4 <input type="checkbox"/>												
Capacidad Instalada Permitida:	_____ [kW], para sistemas tipo ¹ : A <input type="checkbox"/> B <input type="checkbox"/> C <input type="checkbox"/> D <input type="checkbox"/>												
En caso de dudas contactar a:													
Nombre:	Teléfono:	_____											
E-mail:	Nombre, cargo y firma del responsable de la información												

Figura 3.9 Formulario 2, respuesta a la solicitud de información.

1: A, B, C o D: A. Sistemas fotovoltaicos sin capacidad de inyectar energía a la red a partir de algún sistema de almacenamiento de energía; B. Sistemas basado en inversores, excluyendo el anterior; C. Sistemas basados en máquinas sincrónicas; D. Sistemas basados en máquinas asincrónicas

2 $S_{CC\text{trafo}}^2$: Nivel de cortocircuito en el lado de baja tensión del transformador de distribución evaluado.

3 $S_{CC\text{trafo}}^3$: Nivel de cortocircuito en el punto de conexión.

4 $S_{CC\text{redFA}}^4$: Potencia de cortocircuito en un punto ubicado al final del alimentador de BT al cual se desde conectar un Cliente, expresada en kVA.

El desarrollador o consultor interesado, recién en este punto tendrá certeza de la potencia máxima que podrá solicitar a conectar. Esta información hace referencia a la potencia máxima sin adecuaciones, significando esto que en ese nivel de potencia no se requerirían obras adicionales o adecuaciones en la red.

3.8 Formulario 3. Solicitud de conexión.

Para solicitar la conexión de un EG, el Usuario o Cliente Final debe presentar una solicitud de Conexión (figura 3.10). La Empresa Distribuidora contestará a dicha solicitud en conformidad con lo establecido en la normativa vigente y según lo requerido en el Formulario 4 (figura 3.11): Respuesta a Solicitud de conexión.

Datos del Dueño del Inmueble			
Persona natural o representante legal	Nombre completo		
	R.U.N.		
Persona jurídica (si corresponde)	Razón Social		
	R.U.T.		
Datos del Solicitante			
Persona natural o representante legal	Nombre completo		
	R.U.N.		
Persona jurídica (si corresponde)	Razón Social		
	R.U.T.		
Datos del Cliente	Número de Cliente ¹		
Datos de Contacto	Nombre completo		
	Teléfono y/o e-mail		
Datos del Lugar de Instalación			
Dirección de la instalación	Calle, número		
	Comuna, Ciudad		
	Lugar de instalación		
Características del Equipamiento de Generación			
Capacidad Instalada del EG:	_____ [kW]		
¿El EG es capaz de modificar su cosφ?	<input type="checkbox"/> SÍ <input type="checkbox"/> NO	¿Cuál es el rango?	cosφ = ±0, __
Tecnología del EG:	<input type="checkbox"/> A. Sistemas fotovoltaicos sin capacidad de inyectar energía a la red a partir de algún sistema de almacenamiento de energía <input type="checkbox"/> B. Sistemas basado en inversores, excluyendo el anterior <input type="checkbox"/> C. Sistemas basados en máquinas sincrónicas <input type="checkbox"/> D. Sistemas basados en máquinas asincrónicas		
Fuente(s) Energética(s) Primaria(s):	<input type="checkbox"/> solar <input type="checkbox"/> hidráulica <input type="checkbox"/> eólica <input type="checkbox"/> cogeneración <input type="checkbox"/> con sistema de almacenamiento de energía <input type="checkbox"/> otro: _____		
Combustible:	(Sólo para cogeneración) <input type="checkbox"/> biogas <input type="checkbox"/> biomasa <input type="checkbox"/> gas natural <input type="checkbox"/> petróleo		
Documentos Adjuntos:			
Certificado de Dominio Vigente del inmueble del EG, con vigencia no anterior a 3 meses			<input type="checkbox"/>
Se adjunta fotocopia de cédula de identidad de persona natural o jurídica			<input type="checkbox"/>
Se adjunta documento que acredita personería con vigencia no anterior a 30 días de esta solicitud (cuando solicitante es persona jurídica)			<input type="checkbox"/>
Se adjunta mandato autorizado ante notario para la instalación del EG en el inmueble para el solicitante (cuando el solicitante no es dueño del inmueble del EG)			<input type="checkbox"/>
Lugar y fecha		Firma del Solicitante	

Figura 3.10 Formulario 3, solicitud de información.

1: El número de cliente corresponde al número de identificación del servicio asociado al inmueble donde se instalará el EG, normalmente especificado en las boletas o facturas emitidas por la empresa distribuidora.

2: Lugar de instalación se refiere, al lugar físico donde se instalará el (los) EG(s), como el techo de la casa.

3.8.1 Documentos que deben adjuntarse a la solicitud:

- Si el solicitante persona natural: Copia de cédula de identidad.
- Si el dueño del inmueble es persona jurídica: Documento que acredita personería con vigencia no anterior a 30 días.
- Si el solicitante no es el propietario del inmueble: Autorización mandato notarial del propietario, con vigencia no anterior a 30 días.
- Certificado de dominio vigente del inmueble donde se emplazará el Equipamiento de Generación, del Conservador de Bienes Raíces correspondiente, con una vigencia no anterior a 3 meses.

Formulario 4. Respuesta a solicitud de conexión

Identificación de la Solicitud de Conexión:	Número de Solicitud:	
	Número de Cliente:	
	Fecha de la solicitud:	
	Fecha de la respuesta:	
Datos del Solicitante		
Persona natural o representante legal de persona jurídica	Nombre completo	
	R.U.N.	
Persona jurídica	Razón Social	
	R.U.T.	
Respuesta a la Solicitud de Conexión		
Conexión	Ubicación geográfica del punto de conexión:	
	Propiedad empalme:	Cliente <input type="checkbox"/> Empresa Distribuidora <input type="checkbox"/>
	Capacidad del empalme:	_____ [kW]
	Tipo de empalme:	<input type="checkbox"/> monofásico <input type="checkbox"/> trifásico
	Opción tarifaria:	
Respuesta a la Solicitud de Conexión:		
Capacidad Instalada Permitida		_____ [kW]
Factor de potencia con el que deberá operar		
Costo de las actividades de conexión:		\$ _____
Obras Adicionales	¿Se requieren Obras Adicionales?	<input type="checkbox"/> Sí <input type="checkbox"/> No
	¿Se requiere modificación del empalme?	<input type="checkbox"/> Sí <input type="checkbox"/> No
En caso de requerirse de Obras Adicionales y/o Adecuaciones	Descripción resumida de las Obras Adicionales y/o Adecuaciones:	
	Valorización:	
	Plazo de ejecución:	
	Modalidad de pago:	
Lugar y fecha		Nombre, cargo y firma del responsable de la información

Figura 3.11 Formulario 4, respuesta a la solicitud de conexión.

3.8.2 Documentos Adjuntos:

1. Modelo de Contrato en caso de requerirse en obras adicionales y/o adecuaciones.
2. Descripción de las partidas principales de las Obras Adicionales y/o Adecuaciones, junto a su valorización, plazo de ejecución, modalidad de pago, entre otros.

Emitido el Formulario 4, el beneficiario tiene un periodo de 20 días hábiles para realizar una manifestación de conformidad. Con lo cual se obtiene un plazo máximo de 6 meses para realizar la construcción del proyecto.

Quizá en este punto pueda generarse un conflicto en relación a la latencia que ocurre entre la presentación del proyecto y la aprobación de este por parte de la comisión.

CAPÍTULO IV: DISEÑO Y EJECUCIÓN DE LAS INSTALACIONES FOTVOLTAICAS CONECTADAS A RED.

4.1 Generalidades

Toda instalación eléctrica de un sistema fotovoltaico conectado a la red de distribución debe ser proyectada y ejecutada bajo la supervisión directa de un Instalador Electricista autorizado, clase A o B.

4.2 Condiciones de la instalación

La instalación de los equipos o unidades de generación debe facilitar el mantenimiento seguro, siguiendo las especificaciones del fabricante para no afectar de forma adversa al equipo fotovoltaico.

Para facilitar el mantenimiento y reparación de la unidad de generación fotovoltaica, se instalarán los elementos de seccionamiento necesarios (como fusibles e interruptores) para la desconexión de los equipos como inversores, baterías, controladores de carga y similares de todos los conductores no puestos a tierra de todas las fuentes de energía y de forma simultánea. Se excluyen de esta disposición los microinversores.

Asimismo, se acepta para inversores string (ver en 4.5) como medio de desconexión el medio que incluye el equipo Inversor para estos fines.

La unidad de generación fotovoltaica, deberá contar con las respectivas señaléticas de seguridad claramente visible que indiquen:

“PRECAUCIÓN: PELIGRO DE DESCARGA ELÉCTRICA - NO TOCAR - TERMINALES ENERGIZADOS EN POSICIÓN DE ABIERTO – SISTEMA FOTVOLTAICOS”

Todas las cajas de conexión o junction box de CC, deberán contar con un etiquetado de peligro indicando que las partes activas dentro de la caja están alimentadas por el generador y que pueden todavía estar energizadas tras su aislamiento o apagado del inversor y la red pública.

4.3 Estructura

La estructura de soporte de la unidad de generación fotovoltaica deberá satisfacer la normativa vigente en Chile, en cuanto a edificación y diseño estructural para los efectos del viento, nieve, y sísmicos.

Las estructuras industriales y comerciales cuya potencia instalada de la unidad de generación fotovoltaica sea superior a 20kW, deberán satisfacer, adicionalmente, los requerimientos establecidos en la norma NCh 2369 que se refiere a “Diseño sísmico de estructuras e instalaciones industriales”.

La estructura de soporte de la unidad de generación fotovoltaica debe ajustarse a la superficie de la instalación, ya sea horizontal o inclinada, y el método de anclaje deberá soportar las cargas de

tracción, mantener la estructura firme y evitar posibles volcamientos por la acción del viento o nieve.

El diseño, la construcción de la estructura unidad de generación fotovoltaica y el sistema de fijación de módulos fotovoltaicos, deberá permitir las dilataciones térmicas necesarias, evitando transmitir cargas que puedan afectar a la integridad de los módulos fotovoltaicos, siguiendo las indicaciones del fabricante.

La estructura se protegerá contra la acción de los agentes agresivos en el ambiente y/o corrosivos, garantizando la conservación de todas sus características mecánicas y de composición química.

La totalidad de la estructura de la unidad de generación fotovoltaica se conectará a tierra de protección.

4.4 Módulos Fotovoltaicos

No se podrán utilizar módulos fotovoltaicos de distintos modelos, ni orientaciones diferentes en una misma serie. Se excluyen de esta disposición a los módulos conectados a través de microinversores.

Solo se podrá utilizar orientaciones distintas de módulos fotovoltaicos que formen parte de una unidad de generación, en casos justificados en donde el diseño debe garantizar totalmente la compatibilidad entre ellos y la ausencia de efectos negativos en la instalación por dichas causas, lo que deberá ser fundamentado en la memoria técnica de diseño del proyecto presentado a la Superintendencia en el proceso de declaración.

Los módulos fotovoltaicos deberán instalarse de modo de asegurar una buena ventilación, y con una separación suficiente que permita las dilataciones térmicas y que garantice la disipación adecuada de calor de radiación solar local máxima.

No se podrán instalar módulos fotovoltaicos que presenten defectos productos de la fabricación o del traslado de estos, como roturas o fisuras.

4.5 Arreglos y Conexión Eléctricas.

Cada arreglo o string de la Unidad generación fotovoltaica deberá conectarse al inversor fotovoltaico de la siguiente manera:

Directamente al inversor en forma independiente. Esta configuración será admitida en instalaciones que utilicen los denominados inversores string, en que cada string se conecta directamente al inversor en positivo y negativo, sin ninguna conexión intermedia.

Mediante una caja de conexiones de string o junction box. Se utilizará esta configuración para instalaciones que utilicen los denominados inversores centrales o para aquellas instalaciones en las que sea necesario agrupar en paralelo dos o más strings.

Las cajas de conexión, junction box o tablero de CC de las unidades de generación fotovoltaica, deberán cumplir con la norma IEC 61439-1, y contar con los siguientes elementos:

- Seccionador bajo carga.
- Descargadores de sobretensión tipo 2.
- Fusibles o interruptores automáticos en CC, polos negativos, por cada string.
- Fusibles o interruptores automáticos en CC, polos positivos, por cada string.
- Bornes de conexión CC para línea colectora hacia el inversor.
- Borne de conexión para conductor de puesta a tierra.
- Borne de conexión para contacto de aviso de fallo sin potencial.
- El tablero CC deberá tener un IP65, o mínimo IP54 cuando se ubique bajo techo.

Las cajas de conexión, junction box o tablero de CC, deberá ser instalados lo más cercanos posible de los arreglos fotovoltaicos.

Todos los tablero, conexión y junction box ubicados a la intemperie, deberán ser instaladas de forma que todas sus canalizaciones y conductores ingresen por la parte inferior, conservando su índice de protección IP.

4.6 Conductores y Canalización.

Los circuitos de los sistemas fotovoltaicos y los circuitos de salida fotovoltaicos no se instalarán en las mismas canalizaciones con otros circuitos de otros sistemas, al menos que los conductores de los otros sistemas estén separados por una barrera o estén conectados entre sí.

Los conductores positivos y negativos en el lado de CC deberán ser canalizados en forma ordenada y separada.

Los conductores y conexiones eléctricas no deben quedar sometidos a esfuerzos mecánicos permanentes, ni accidentales.

Los conductores utilizados en el lado de CC de la unidad de generación fotovoltaica serán de cobre estañado para 1kV en CA y de 1,8kV en CC, y deberán resistir las exigentes condiciones ambientales que se producen en cualquier tipo de instalación fotovoltaica, ya sea fija, móvil, sobre tejado o de integración arquitectónica. (Ver figura 4.1).

Los conductores a utilizar en la unidad de generación fotovoltaica deberán ser conductores tipo fotovoltaicos, PV, PV1-F, Energyflex, Exzhellent Solar ZZ-F (AS), XZ1FA3Z-K (AS) o equivalente, que cumplan con los requisitos para su uso en sistemas fotovoltaicos en conformidad a la norma TÜV 2 pfg 1169/08.2007.



Figura 4.1 Conductores eléctricos.

Los conductores tendrán la sección adecuada para evitar caídas de tensión y calentamientos, para cualquier condición de trabajo, los conductores deberán tener la sección suficiente para que la caída de tensión sea inferior del 1,5%.

Corriente de los circuitos fotovoltaicos o corriente de la unidad de generación fotovoltaica: La corriente máxima será la suma de las corrientes de cortocircuito de los módulos fotovoltaicos en paralelo, multiplicada por 1,25 veces.

Los conductores del lado de CA deberán ser dimensionados para una corriente no inferior a 1,25 veces la máxima intensidad de corriente del inversor.

La sección mínima de los conductores activos será de 2.5 mm² y la sección mínima del conductor de tierra será de 4 mm².

Los conductores para corriente continua se identificarán o marcarán de formas independientes y de manera diferente de los conductores: positivo, negativo y de tierra de protección. Para esta identificación se podrán utilizar los siguientes colores: rojo para el conductor positivo, negro para el conductor negativo y verde o verde/amarillo para el conductor de tierra de protección, para el cableado de corriente alterna deberá estarse a lo indicado en la norma NCh Elec. 4/2003.

4.7 Inversor.

Los Inversores utilizados en los sistemas fotovoltaico conectados a la red, deberá estar certificado en conformidad a los protocolo de ensayos establecido por la Superintendencia para tales efectos.

La instalación del inversor se deberá realizar según las especificaciones del fabricante, considerando la ventilación, el anclaje, la orientación, y el índice IP, entre otros aspectos. El inversor se deberá situar en un lugar con fácil acceso a personal técnico.

No se podrá instalar un inversor en baños, cocinas o dormitorios, en recintos con riesgos de inundación.

Podrán instalarse a la intemperie aquellos inversores que cuenten con un grado de protección de al menos IP55 y con protección contra la radiación solar directa.

La instalación del inversor deberá efectuarse, dejando un espacio mínimo de 15 cm a cada lado del inversor, en los casos que el fabricante especifique distancias mayores a las señaladas, deberán respetarse estas últimas. Los terminales del inversor deben permitir una fácil conexión de conductores o cables aislados.

4.8 Protecciones.

Las instalaciones de un sistema fotovoltaico conectado a la red de distribución estarán equipadas con un sistema de protección que garantice su desconexión en caso de una falla en la red o fallas internas en la instalación del propio generador.

Las instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red, en el lado de corriente alterna, deberán contar con una protección diferencial e interruptor general magnetotérmico bipolar, para el caso de las instalaciones monofásicas o tetra polar para el caso de las instalaciones trifásicas.

La protección diferencial, deberá ser de una intensidad diferencial-residual no superior a 300 mA.

El interruptor general magnetotérmico y el diferencial deberán estar instalados y claramente identificados en el tablero de distribución o general de la instalación de consumo. Deberá cubrir las siguientes especificaciones:

- Ser manualmente operable.
- Contar con un indicador visible de la posición "On-Off".
- Contar con la facilidad de ser enclavado mecánicamente en posición abierto por medio de un candado o de un sello de alambre.
- Tener la capacidad interruptora requerida de acuerdo con la capacidad de cortocircuito de la línea de distribución.
- Debe ser operable sin exponer al operador con partes vivas.

En aquellos lugares en que exista peligro de caída de rayos, deberán instalarse las protecciones de pararrayos respectivas, en conformidad las normas IEC 62305-2, IEC 60364-7-712.

4.9 Puesta a tierra de las instalaciones fotovoltaicas.

Deberán conectarse todas las partes metálicas de la instalación a la tierra de protección. Esto incluye las estructuras de soporte y las carcasas de los equipos.

El sistema de puesta a tierra utilizado deberá cumplir con requerimientos seguridad establecidas en la norma NCh Elec. 4/2003.

La medición de la resistencia de puesta a tierra, deberá realizarse en conformidad a los procedimientos descritos en la norma IEEE Std. 81 o la IEC 61936-1.

4.10 Baterías de acumuladores.

De existir baterías en el equipamiento de generación, se deberá respetar para el diseño, montaje, operación, inspección y mantenimiento los requisitos descritos en la norma UNE EN 50272-2.

Las partes energizadas de los sistemas de baterías de las viviendas deben estar resguardadas para evitar el contacto accidental con personas u objetos, independientemente de la tensión o tipo de batería.

Cuando la carga de acumulación en las baterías supere los 1000 Ah, se deben instalar en un cuarto aireado, independiente al lugar donde se alojen los demás equipos del sistema solar.

4.11 Interconexión con la red.

La instalación fotovoltaica deberá conectarse en paralelo con la red y contribuir a abastecer el suministro de energía a la red. Si existe una carga local en el inmueble, ésta debe ser alimentada por cualquiera de las dos fuentes, por ambas simultáneamente u otro medio interno.

La instalación fotovoltaica debe contar con un medio de desconexión que permita su separación de la red en caso de falla o para realizar labores de mantenimiento.

4.12 Medidor.

Los generadores fotovoltaicos conectados a la red deberán contar con un único equipo de medida con registro bidireccional que permita diferenciar claramente las inyecciones y consumos de energía en forma independiente.

El medidor bidireccional deberá contar con su respectivo certificado de comercialización y el certificado de verificación primaria (exactitud de medida) en ambos sentidos, emitido por un organismo OLCA, con el propósito de garantizar el correcto registro del consumo e inyección para la correspondiente facturación por parte de la empresa distribuidora.

4.13 Documentos exigidos por la Superintendencia para la declaración de instalaciones fotovoltaicas.

Proyectos hasta 10 kW.

- Planos
- Informe de ensayos y mediciones del generador – Verificación inicial.
- Check List realizado por el instalador (Ver Anexo 6).

Proyectos mayores 10 kW y menores o iguales 30 kW.

- Memoria Explicativa
- Planos

- Informe de ensayos y mediciones del generador – Verificación inicial.
- Check List realizado por el instalador (Ver Anexo 6).

Proyectos mayores a 30 kW.

- Memoria Explicativa
- Memoria de cálculos de estructura.
- Planos
- Informe de ensayos y mediciones del generador – Verificación inicial.
- Check List realizado por el instalador (Ver Anexo 6).

4.14 Memoria explicativa:

a) Descripción del sistema conectado a la red, donde se deberá indicar los datos técnicos y funcionamiento de la generadora destacando las partes más importantes del sistema e indicando además, el criterio con el cuál fue elaborado el proyecto, dando a conocer el lugar geográfico donde se va a realizar el proyecto, los tipos de generadoras a utilizar, incorporando los certificados o, eventualmente, las autorizaciones requeridos en la normativa vigente.

b) Cálculos Justificativos:

Se presentará la justificación matemática de las soluciones, indicándose todos los factores considerados en ella, la cual deberá contener a lo menos las siguientes partes:

- Cálculos de dimensionamiento de conductores
- Cálculos de caídas de tensión.
- Cálculos, coordinación y selectividad de protecciones.

d) Especificaciones Técnicas, de cada una de los componentes de la generadora residencial.

e) Cubicación de materiales donde se deberá indicar de manera clara, tanto en nombre como en cantidad, cada uno de los equipos, materiales y accesorios de la generadora residencial.

f) Cuando corresponda a unidades de generación fotovoltaicas, la memoria explicativa deberá contener los requisitos mínimos de documentación, puesta en marcha e inspección descritas en la norma IEC 62446 (Ver Anexo 7).

4.15 Memoria de cálculo de estructura:

Para las unidades de generación superior a 30 kW, deberán presentar una memoria de cálculos de las estructura en conformidad a la norma NCh 2369.

4.16 Planos

a) Los formatos a utilizar para el diseño de los planos, serán los establecidos en la norma NCH 2.84.

b) Los planos deberán ser confeccionados en un software de dibujo Cad. o equivalente.

c) En los planos se deberá indicar la ubicación geográfica en el rotulado correspondiente, indicando como mínimo tres calles de referencia, y las coordenadas geográficas (en coordenadas UTM).

d) Los planos deberán contar con un cuadro de generación donde se indique los valores articulares y totales de potencia, voltaje, corriente, sección, tipo de conductores, protecciones y todos los elementos eléctricos que forman parte de la unidad de generación, dando a conocer el valor total nominal y máximo del sistema de generación utilizado.

e) Los planos deberán contar con cuadro de resumen de láminas y cuadro de resumen de potencias donde se indique claramente la potencia de cada unidad de generación y su respectivo alimentador que forma parte de la generadora residencial, indicando su potencia máxima, nominal, declarada e instalada.

f) Los planos deberán contar un diagrama unilineal que especifique lo siguiente

- Diseño y disposición de canalización, emplazamiento de la acometida, alimentadores generales y sub-alimentadores.
- Cantidad, longitud, disposición y sección transversal correspondiente a la acometida, alimentadores generales, sub-alimentadores, tanto de los conductores como de las canalizaciones.
- Tipo de protecciones, valor de la corriente nominal, nivel de corriente de ruptura y curvas de operación.
- Detalle de cada uno de los componentes pertenecientes al generador residencial con sus respectivas características técnicas, tanto en tipo, valores, cantidad, sección y distancia.
- Sistema de puesta a tierra, donde se indique la resistencia y todas las características técnicas de cada uno de los elementos pertenecientes a esta. Además, de los niveles de tensión de paso y de contacto permisibles, para proyectos eléctricos no simplificados. En los proyectos simplificados solo deberá indicarse el valor de la puesta a tierra en el diagrama unilineal, identificando el método de medición y el instrumento utilizado.

g) Se deberá realizar en una de las láminas, el emplazamiento total de la instalación, donde se indique la ubicación de cada uno de los componentes, como el medidor, el generador, tableros de conexión.

h) Los componentes de la generadora residencial se deberán representar de manera gráfica en los planos de planta y emplazamiento, mediante símbolos, los que deberán estar definidos en la misma lámina donde se represente la instalación.

i) Los planos deberán contar con un cuadro de caídas de tensión, el que deberá registrar todas las caídas de tensión desde el empalme o punto de conexión a la red hasta la unidad de generación, considerando la máxima potencia de la unidad de generación.

j) Los planos presentados a la Superintendencia deberán ser planos As-built.

k) Cuando corresponda a unidades de generación fotovoltaicas, los planos deberán contar con la siguiente información mínima:

Generador FV:

- Tipo de módulo
- Número total de módulos
- Número de string
- Módulos por string

String:

- Especificaciones del cable del string – tamaño y tipo
- Especificaciones de la protección de sobre intensidad, tipo y clasificación (de tensión/corriente)
- Tipo de diodo de bloqueo (si aplica)

Detalles eléctricos del generador:

- Especificaciones del cable principal del generador, tamaño y tipo
- Situación de las cajas fotovoltaicas del generador (cuando sea aplicable)
- Tipo de seccionador de continua, localización y clasificación (tensión/intensidad)
- Equipos de protección de sobre-intensidad (si aplica) – Tipo, localización y clasificación tensión/intensidad.

Puesta a tierra y protección de sobretensión:

- Detalles de los cables de tierra / fijación de los conductores y puntos de conexionado. Incluyendo detalles del cable de la red equipotencial del marco del generador donde sea aplicable
- Detalles de cualquier conexión a un sistema de protección frente a rayos ya existente
- Detalles de cualquier protección contra sobretensiones instalado (tanto en línea de CC como en CA). Incluir localización, tipo y clasificación

Sistema CA:

- Situación, tipo y clasificación del aislador de corriente alterna.
- Situación, tipo y clasificación de la protección de sobre intensidad de corriente alterna.
- Situación, tipo y clasificación (si aplica) del Interruptor diferencial.

4.16.1 Informe de inspección, ensayos y mediciones de terreno del generador.

Informe de ensayos del generador (verificación Inicial)

- Medición empleada para verificar la continuidad de la estructura y partes metálicas de la unidad de generación, deberá indicar los puntos medidos y el instrumento utilizado.
- Mediciones de aislamiento.
- Ensayo de polaridad.
- Procedimiento de medición de puesta a tierra, se debe indicar el método y el instrumento utilizado

Para instalaciones fotovoltaicas deberá utilizarse el siguiente informe (figuras 4.2 y 4.3).

INFORME DE ENSAYOS DEL GENERADOR FOTOVOLTAICO		VERIFICACIÓN INICIAL					
Dirección de Instalación		Fecha					
Descripción de los trabajos bajo prueba		Instalador					
		N°					
		Instrumentación empleada					
N° de String		1	2	3	4		n
Generador	Modulo Tipo						
	Cantidad						
Parámetros del generador (Según este especificado)	Potencia (kW)						
	Voc (Str)						
	Isc (str)						
	I _{max} Inversa Modulo						
Dispositivo de protección de sobrecorriente de String (Aplicable a	Tipo						
	Valor (A)						
	Voltaje máx. CC						
	Capacidad (kA)						
conductor lado CC	Tipo						
	Positivo (mm ²)						
	Negativo (mm ²)						
	Tierra (mm ²)						
	Capacidad (A)						
Ensayo de polaridad							
Resistencia de aislamiento	Tensión Prueba						
	Positivo - Tierra						
Negativo - Tierra							
Continuidad de conductor							
Seccionador funcionan correctamente							
Protecciones	Diferencial AC			Protección AC			
	Tipo			Marca			
	Corriente			Corriente nominal (A)			
	Corriente			Capacidad (KA)			

Figura 4.2 Informes de ensayos del generador fotovoltaico parte 1.

AC	Prueba de Test	Tipo (bicolor o				
	Ubicación					
Inversor	Funciones		Ajustes		Tiempos	
	AJUSTES PARA DESCONEXIÓN	Protección contra caídas de tensión	V	0,80 Un	ms	< 100
		Protección contra sobretensiones (media 10-minutos) U ₀	V	1,10 Un	ms	< 100
		Protección contra sobretensiones	V	1,15 Un	ms	< 100
		Protección contra caída de la	Hz	47,50 Hz	ms	< 100
		Protección contra subidas de la	HZ	51,50 Hz	ms	< 100
AJUSTES PARA CONEXIÓN Y RECONEXIÓN	Rango		Ajustes		Tiempos	
	Limite inferior de tensión		V	0,85 Un	s	≥ 60 s
	Limite Superior de tensión		V	1,10 Un		
	Limite inferior frecuencia		Hz	47,50 Hz		
	Limite Superior frecuencia		HZ	50,20 Hz		
Tiempo de reconexión para				≥ 5 s		
PARÁMETROS DE FUNCIONAMIENTO DE UNIDAD DE GENERACIÓN	Potencia (KW-			SISTEMA DE PUESTA A TIERRA		
	Voltaje CC					
	Corriente CC			Valor Tierra	Ω	
	Frecuencia (Hz)			Valor Tierra Servicio		
	Voltajes FASE 1			Método de medición		
	Voltajes FASE 2			Instrumento Utilizado		
	Voltajes FASE 3			Clase de precisión		
	Corrientes FASE					
	Corrientes FASE					
	Corrientes FASE					

Figura 4.3 Informes de ensayos del generador fotovoltaico parte 2.

4.17 Revisión final.

a) Revisión en terreno

Siempre se debe solicitar la presencia del técnico o ingeniero a cargo de la ejecución del proyecto, y que este tenga las herramientas necesarias para revisar y verificar cada uno de los siguientes puntos.

b) Procedimiento a realizar en visita a terreno

La instalación eléctrica ejecutada concuerda con el proyecto declarado. (Diferencias importantes).

- Cantidad de paneles
- Potencia de los inversores
- Tipo de estructura y orientación
- Realizar inspección visual para daños visibles en los equipos

El equipo de medida con registro bidireccional permite diferenciar claramente las inyecciones y los consumos de energía en forma independiente.

- Revisar que el medidor bidireccional este dentro de las marcas homologadas.
 - El técnico deberá demostrar y/o operar el medidor bidireccional con el objetivo de verificar que se tienen las 2 medidas de registro independientes.
- c) Existe camarilla de registro de las puestas a tierra.
- Verificar la existencias de camarillas de registro (ver figura 4.4).



Figura 4.4 Camarillas de registro.

- d) Verificar que el valor medido de resistencia de puesta a tierra de protección y servicio esté de acuerdo a la NCH Elec. 4/2003. (Máximo 20 ohm)
- Se aconseja solicitar la medición en terreno, el técnico deberá contar con la herramienta adecuada para verificar la condición de conductividad máxima (comprobador de resistencia de tierra), idealmente un equipo de medida directa.
- e) Los alimentadores y conductores de los circuitos de AC quedan protegidos por la capacidad de su correspondiente protección.
- Comprobar en el tablero que el valor nominal de las protecciones se condicen con las indicadas en el proyecto.
- f) El tablero está rotulado y tiene cuadros indicativos de circuitos.
- Debe existir un cuadro explicativo indicando la acción de cada interruptor.
- g) La Unidad de Generación (UG) cuenta en el tablero general o de distribución, con un interruptor magneto térmica. (Bipolar para instalaciones monofásicas y tetra polar para instalaciones trifásicas).
- h) La UG cuenta en el tablero general o de distribución, con un protector diferencial destinado a la UG. (El protector diferencial para UG menores a 10 kW de 30 mA y para iguales o mayores a 10 kW no debe ser mayor a 300 mA) (un ejemplo es la figura 4.5)
- Verificar visualmente que se cumple esta condición.



Figura 4.5 Interruptores termomagnéticos.

- i) Los tableros de AC cumplen con la NCH Elec. 4/2003. (Volumen libre, uso de terminales y cubierta cubre equipos)
 - 25% de espacio libre en los tableros
 - La conexión a los interruptores se hace a través de terminales adecuados
 - Se utiliza regleta distribuidora para ordenar el cableado
 - Existe una cubierta protectora que evite el contacto directo.

- j) La UG y sus componentes cumplen con el etiquetado, señaléticas y placa requerida en la instrucción técnica RGR N° 02/2014. (En medidor y en UG).

Verificar la instalación de la placa de identificación por parte del instalador al momento de montaje de la unidad de generación, ubicada en los medios de desconexión, en un sitio accesible, en el cual se especifique la capacidad de la fuente fotovoltaica y que indique:

- La corriente de operación
- La tensión de operación.
- La tensión máxima del sistema.
- Potencia máxima.
- Corriente de cortocircuito.

- k) La ubicación y distancias del inversor cumplen con la instrucción técnica RGR-02. (No se puede instalar en baños, cocinas, dormitorios, debe contar con espacio mínimo de 15 cm. A cada lado del inversor, etc.)

- l) El procedimiento de apagado de emergencia de la UG está visible en el costado del inversor. (Exigido en instrucción técnica RGR N° 02/2014.)

- m) Verificación en terreno de parámetros de frecuencia, voltaje y ajuste de protecciones en conformidad a la norma técnica de conexión y operación de equipamiento de generación en baja tensión

- n) Los conductores de UG en CC y CA, se identifican o cumplen con el código de colores.

En corriente continua

- Conductor positivo rojo
- Conductor negativo negro

En sistemas trifásicos

- Conductor de la fase 1 azul
- Conductor de la fase 2 negro
- Conductor de la fase 3 rojo
- Conductor de neutro y tierra de servicio blanco
- Conductor de protección verde o verde/amarillo

En sistemas monofásicos

- Conductor de la fase rojo
- Conductor de neutro y tierra de servicio blanco
- Conductor de protección verde o verde/amarillo

- o) El conductor utilizado es del tipo PV, PV1-F, o equivalente. (Norma TÜV 2 pfg 1169/08.2007.)
- p) Los conductores positivos y negativos que van al inversor son canalizados en forma ordenada y separada, sólo en los casos que se utilice canalización metálica podrá canalizarse en forma conjunta el positivo y negativo.
- q) Los conductores y conexiones eléctricas no quedan sometidos a esfuerzos mecánicos permanentes, ni accidentales.
- Verificar por medio de inspección visual.
- r) Los conductores cumplen con la resistencia de aislamiento en conformidad con el instructivo técnico RGR 02/2014.
- Se deberá contar con un informe de medición de aislamiento o en su defecto,
 - El técnico a cargo deberá realizar la prueba de medición de aislamiento en terreno.
- s) Las conexiones de los módulos fotovoltaicos cuentan con conectadores tipo MC4 o equivalentes (ver figura 4.6).
- Verificar esta condición a través de inspección visual.



Figura 4.6 Conexión modulo fotovoltaico.

- t) Partes metálicas de la instalación están protegidos contra tensiones peligrosas. Esto incluye las estructuras de soporte, módulos y los equipos. (Se debe verificar que las uniones estén bien afianzadas, de modo que si se quita un módulo del circuito de la UG no se interrumpa la continuidad de ningún conductor de la puesta a tierra de protección)
 - Verificar continuidad en toda la estructura metálica de la instalación.
- u) Los módulos fotovoltaicos están sin daños y los módulos que conforman un string corresponden a un mismo tipo de panel. (Marca, modelos y características técnicas)
- v) Los tableros, caja de diodos de los módulos fotovoltaicos, los inversores y demás componentes de la instalación cumplen con el grado IP para el lugar donde están instalados.
- w) Los tableros externos de CC o cajas de combinación de string cuentan con un seccionador bajo carga, descargadores de sobretensión, fusibles o interruptores automáticos en CC. (Aplicable conexiones de inversor central)
- x) Comprobar prueba básica Anti-Isla, desconectar protección termomagnética del empalme y verificar que el inversor se desconecte en forma automática. (En los casos que no se pueda desconectar desde el empalme, se desconectará desde el circuito dedicado a la UG)
 - Solicitar al técnico a cargo realizar la prueba de desconexión
 - Verificar que la UG se desconecta y deja de inyectar energía
- y) Prueba básica de conexión y reconexión, deberá apagar el inversor desconectándolo de la red CA (desde la protección termo magnética) y volver a conectar la red CA y verificar que el inversor se conecte en un tiempo no inferior a 60 segundos.
 - Solicitar al técnico a cargo realizar la prueba de re-conexión
 - Verificar que la UG no se conecta inmediatamente luego de la energización del sistema.

CAPÍTULO V: ANTECEDENTES GENERALES DEL PROYECTO Y ANÁLISIS DE DEMANDA.

5.1 Introducción.

Uno de los aspectos fundamentales para la elaboración de un sistema de generación es la evaluación de la demanda existente. Con esto, es posible realizar un dimensionamiento adecuado para los distintos equipos a alimentar y así diseñar un sistema eficiente, confiable y óptimo.

Para la adecuada estimación de la demanda se cuenta con un cuadro de carga analizando el comportamiento de cada consumo, horas de uso, potencia consumida. Todo esto considerando el mes de máxima demanda de energía correspondiente al mes de enero.

5.2 Antecedentes Generales del Proyecto.

5.2.1 Descripción comuna de parral

Parral es una comuna y ciudad ubicada en la VII Región del Maule, Chile. Su ubicación geográfica es a 42 kilómetros al sur de Linares y a 96 al sur de Talca (ver figura 5.1 y tabla 5.1), en el límite meridional de la Región del Maule y de la provincia de Linares, de la cual es la segunda ciudad por población.

La ciudad es conocida, entre otros hechos, por ser cuna del Premio Nobel de Literatura, Pablo Neruda. El río más importante de la comuna es el Perquilauquén.

La comuna de Parral abarca una superficie de 1.638,44 km² y una población de 37.822 habitantes (Censo INE Año 2002), correspondientes a un 3,78% de la población total de la región y una densidad de 23,08 hab/km². Del total de la población, 18.859 son mujeres (49,86%) y 18.963 son hombres (50,14%). Un 30,21% (11.425 háb.) corresponde a población rural, y un 69,79% (26.397 háb.) corresponde a población urbana.

5.2.2 Descripción del proyecto.

Este proyecto se basa en un análisis comparativo de 4 sistemas diferentes de suministro eléctrico para el sistema de regadío en la plantación de arándanos en el fundo Soc. Agrícola El Guindo LTDA. Ubicado en la localidad de La Orilla, Comuna de Parral.

La instalación consta de 2 moto-bombas, estas funcionan alternadamente para suministrar el agua necesaria para el riego.

También cuenta con una sala de máquinas la cual está equipada con iluminación exterior e interior, además de un enchufe para diferentes propósitos.

El análisis consta, en dimensionar:

- Dos tipos de instalaciones fotovoltaicas (Off-Grid y On-Grid),
- generación con 1 grupo electrógeno
- y un empalme monofásico que nos suministra la red (Ya existente).

Dimensionando estos cuatro sistemas, se obtienen los costos asociados a cada uno (costos de: equipos eléctricos, estructura, mano de obra) y mediante técnicas de comparación de proyectos se tendrá el sistema de suministro más económico (en un rango de 20 años) para nuestro cliente. Tendremos en cuenta las ventajas y desventajas de cada una de las cuatro opciones para la elección del sistema que más se acomode. Finalmente teniendo en cuenta estas dos tipos de comparaciones (económica y técnica) se puede elegir el sistema a implementar.

5.2.3 Ubicación geográfica del proyecto.



Figura 5.1 Ubicación geográfica Sociedad agrícola "El Guindo" LTDA.

Tabla 5.1 Ubicación Geográfica instalación de suministro eléctrico.

Ubicación	
Latitud	-36,2070007
Longitud	-71,5820007
Altura	336,76001

5.3 Consumos de energía de la instalación.

5.3.1 Cargas:

1) DATOS DE PLACA, MOTOR A :

TIPO	MB200/00
VOLTAJE	230
CONEXION	Monofásico
POTENCIA	2.2 HP/1.65 kW

2) DATOS DE PLACA, MOTOR B:

TIPO	CPm 25/150A
VOLTAJE	220/230
CONEXION	Monofásico
POTENCIA	2 HP/1.5 kW

- 3) Alumbrado exterior.
 - Equipo Fluorescente de 1x40 w
- 4) Alumbrado interior.
 - Equipo Fluorescente de 2x40 w
- 5) Otros (enchufe).
 - Principalmente un soplador o una aspiradora.

5.3.2 Demanda de energía diaria en la siguiente tabla (Mes de máximo consumo, Enero).

Tabla 5.2 Cuadro de cargas.

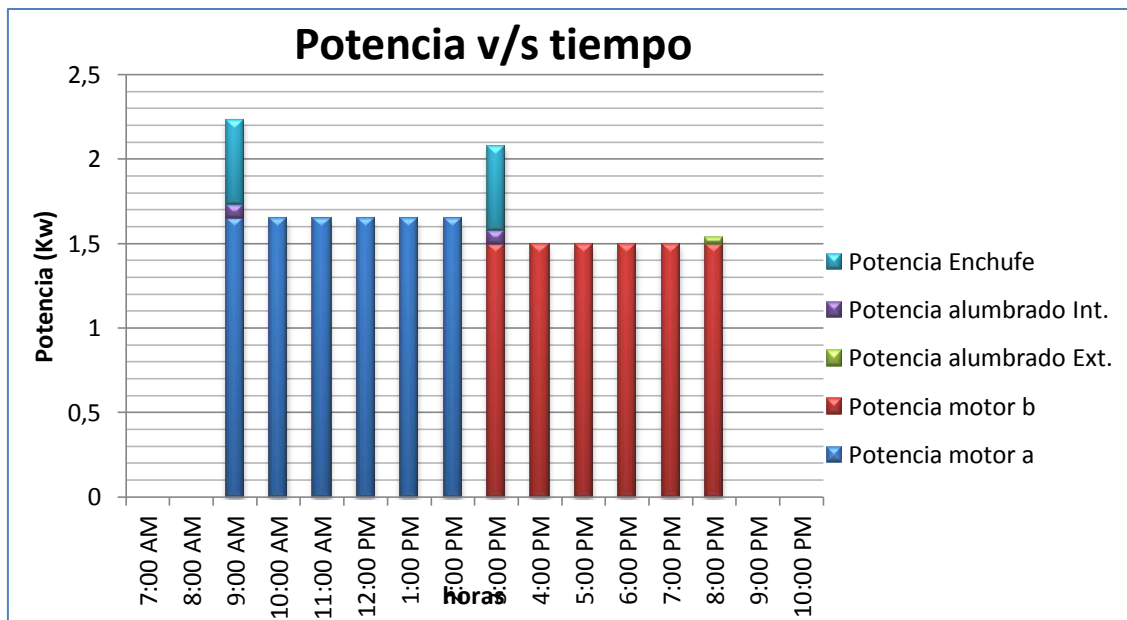
Cargas.	Potencia.		Horas de Funcionamiento.	Energía diaria Requerida.
	[KW]	[W]	[Horas/Diarias]	[KWh/Diarios]
Motor A	1,65	1650	6	9,9
Motor B	1,5	1500	6	9
Alumbrado exterior	0,04	40	1	0,04
Alumbrado interior	0,08	80	2	0,16
Otros (enchufe)	0,5	500	2	1
Total	3,77	3770	-----	20,1

5.3.3 Ciclo de funcionamiento.

- El horario y los días que se riega se basan en la experiencia y criterio del capataz a cargo del fundo. En este fundo el capataz, en el mes de enero riega todos los días, en las mañanas solo riega con el Motor A y en las tarde con el Motor B (6 horas cada uno como muestra la gráfica 5.3.4), en los diferentes meses, riega menos días pero la misma cantidad de horas (ejemplo: el mes de Abril solo riega veinte días).
- La iluminación interior solo se ocupa exclusivamente para poner en marcha los motores o hacer mantención de equipos.
- La iluminación exterior, solo se ocupa en ocasiones muy puntuales, las cuales pueden variar dependiendo de la situación.
- Los enchufes, solo se utilizan una vez al día, para limpieza del interior de la sala de bombas.
- La máxima potencia instantánea (potencia peak) se puede dar cuando por equivocación del capataz, deja los dos motores en funcionamiento por unos instantes de tiempo, más ambas iluminaciones y la carga de la limpieza, esto es 3,77 kW.
- Todo lo anterior es en el momento de máximo consumo diario, que se da en época de verano, mientras que en el resto de las estaciones, las horas de funcionamiento de las bombas es menos o incluso nulo.

- Solo se riega de Lunes a Viernes de las 09:00 AM a 09:00 PM los sábados de 08:00 a 14:00 hrs. Por ser el horario de trabajo del capataz a cargo de la plantación.

5.3.4 Grafica demanda de energía diaria.



5.3.5 Demanda de energía anual registrada (LUZPARRAL) (Ver Anexo 1).

Tabla 5.3 Consumo de energía mensualmente.

Mes	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Consumo de energía (kwh) Mensualmente (apróx).	600	500	500	400	100	0	0	0	0	0	200	500

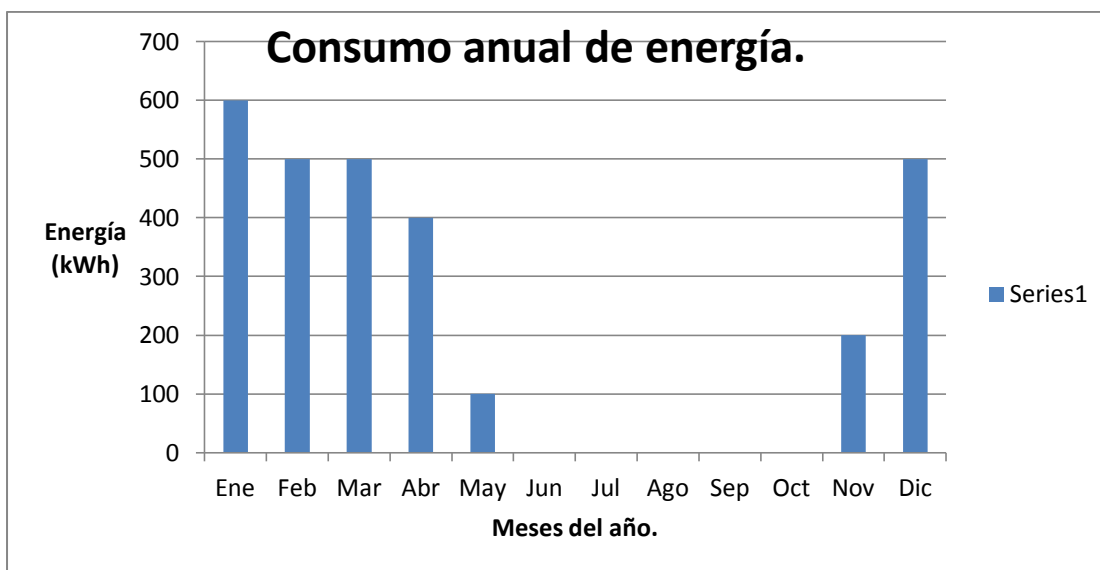


Figura 5.2 Consumo anual de energía.

CAPÍTULO VI: DIMENSIONAMIENTO DE UN SISTEMA OFF-GRID.

6.1 Objetivo:

Cálculo y diseño de la instalación fotovoltaica aislada (Off-Grid) para alimentar consumos ya antes mencionados.

6.2 Selección de inversor.

En el mercado actual chileno existen dos marcas de inversores que cumplen con estas características y que tienen excelentes características de calidad y seguridad, como se muestra en las siguientes figuras.



Figura 6.1 SMA SI 6.0H Sunny Island.

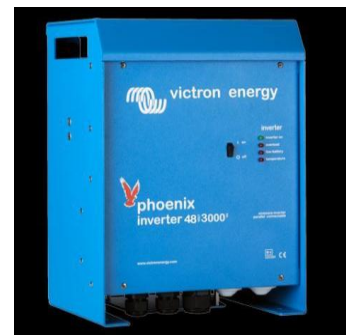


Figura 6.2 Victron – Phoenix Inverter 48/3000.

En nuestro caso utilizaremos el inversor SMA. Porque son los más utilizados en el mundo, entregan mayor información técnica y tienen servicio técnico en el país.

Ambos Inversores se encuentran autorizados por la SEC.

6.2.1 Gestión de baterías

La gestión de baterías se basa en una determinación exacta del estado de la carga. Se evita así una sobrecarga y descarga completa de la batería de manera segura.

Otra ventaja de la gestión avanzada de baterías es la regulación de carga especialmente cuidadosa. Esta permite utilizar de forma automática la estrategia de carga más adecuada al tipo de batería y a cada situación. No solo evita las sobrecargas, sino que también permite realizar cargas completas de manera periódica.

6.2.2 Gestión del generador

La gestión del generador permite conectar el generador sin interrupciones así como desconectar el generador sin interrupción alguna. La gestión del generador controla el generador por medio de una señal de inicio y finalización. Una regulación de la corriente del generador permite asegurar que el generador se mantenga en su punto de servicio óptimo.

6.2.3 Gestión de la carga

Si no hay ningún generador auxiliar en el sistema aislado o si, aun habiendo un generador, la energía resulta insuficiente, la gestión de la carga desconecta los equipos consumidores por medio de un deslastre de carga.

En el caso de un deslastre de carga de un nivel, todos los equipos consumidores se desconectan a la vez. En el caso de un deslastre de carga de dos niveles, en la primera etapa un contactor de deslastre de carga desconecta los equipos consumidores que no son críticos. Solo una vez que el estado de la carga vuelve a bajar, un deslastre de carga desconecta los equipos restantes en una segunda etapa. De esta manera es posible aumentar más la disponibilidad del sistema aislado para equipos consumidores críticos.

6.2.4 Relé multifunción.

6.2.4.1 Control de generadores.

En caso de solicitud del generador por parte de la gestión del generador del Sunny Island, se activa un relé multifunción. Con el relé multifunción se pueden controlar generadores con encendido eléctrico a distancia o conectar un emisor de señales para generadores sin función de arranque automático.

6.2.4.2 Control de contactores de deslastre de carga.

Un relé multifunción se activa en función del estado de la carga de la batería. Dependiendo de la configuración, se puede instalar un deslastre de carga de un nivel con un relé multifunción o un deslastre de carga de dos niveles con dos relés multifunción. Además, puede ajustar los valores límite del estado de la carga de la batería en función de la hora del día.

6.2.4.3 Salida de estados de funcionamiento y mensajes de advertencia.

A los relés multifunción se pueden conectar indicadores que le avisan de los estados de funcionamiento y mensajes de advertencia.

6.2.4.4 Control de un ventilador para la sala de baterías.

Si debido a la corriente de carga la batería genera gas, el relé multifunción se activa. El ventilador de la sala de baterías se conecta durante al menos una hora.

6.2.4.5 Control de una bomba de electrolito.

En función del flujo de capacidad nominal, el relé multifunción se activa al menos una vez al día.

6.2.4.6 Aprovechamiento de la energía sobrante

Durante la fase de tensión constante, un relé multifunción se activa y controla así los equipos consumidores adicionales, que pueden aprovechar de forma eficiente la energía sobrante de las fuentes de CA de la red aislada (como una instalación fotovoltaica).

En este caso la ficha técnica (figura 6.3) nos indica una serie de distintas potencias, como por ejemplo la potencia constante (asignada) de 4600[W]. Potencias máximas durante a distintas cantidades de tiempo y potencia a altas temperaturas de trabajo.

Sunny Island 6.0H	
Potencia asignada	4 600 W
Potencia máxima	12 000 W
Potencia durante 30 min a 25 °C	6 000 W
Potencia durante 5 min a 25 °C	6 800 W
Potencia durante 1 min a 25 °C	7 500 W
Potencia máxima de CA durante 3 s a 25 °C	11 000 W
Potencia máxima conectable de los inversores fotovoltaicos en sistemas aislados	9 200 W
Tensión asignada de red	230 V
Rango de tensión	202 V ... 253 V
Frecuencia asignada	50 Hz
Rango de frecuencia	45 Hz ... 65 Hz
Rango de frecuencia del rango ajustado	± 5 Hz
Corriente asignada	20 A
Corriente de salida máxima durante 60 ms como valor pico	120 A
Sunny Island 6.0H	
Tensión asignada de entrada	48 V
Rango de tensión	41 V ... 63 V
Corriente de carga asignada	90 A
Corriente de descarga asignada	103 A
Corriente de carga máxima de la batería	110 A
Tipo de batería	Batería de plomo: FLA, VRLA, batería de iones de litio
Rango de capacidad de la batería (baterías de plomo)	100 Ah ... 10 000 Ah
Rango de capacidad de la batería (baterías de iones de litio)	50 Ah ... 10 000 Ah

Figura 6.3 Ficha de datos inversor.

Además nos entrega características de trabajo del lado de corriente continua. En este indica el voltaje nominal, este dato nos indicara la configuración de baterías que deberemos tener.

También nos entrega información sobre corriente máxima, esto último nos servirá para dimensionar los conductores eléctricos.

Otras características interesantes de este inversor en particular, son sus curvas de eficiencia y temperatura como muestra la siguiente figura 6.4.

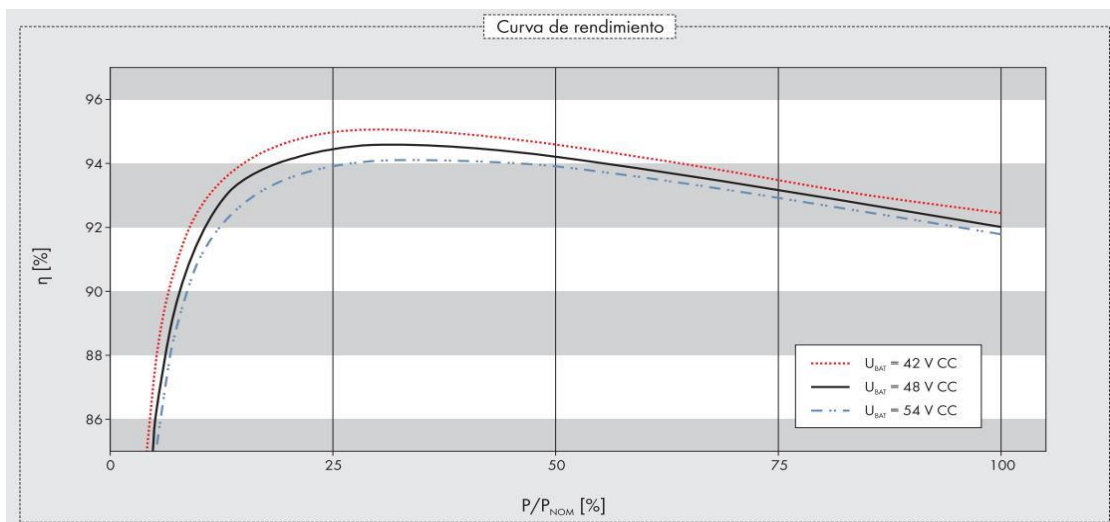


Figura 6.4 Curva de eficiencia de un inversor.

Esta curva en particular (figura 6.5) nos servirá para, al momento de realizar la visita técnica en el lugar de instalación, saber si el equipo estará sometido a condiciones que podrían eventualmente hacer que este trabaje a temperaturas mayores a las nominales.

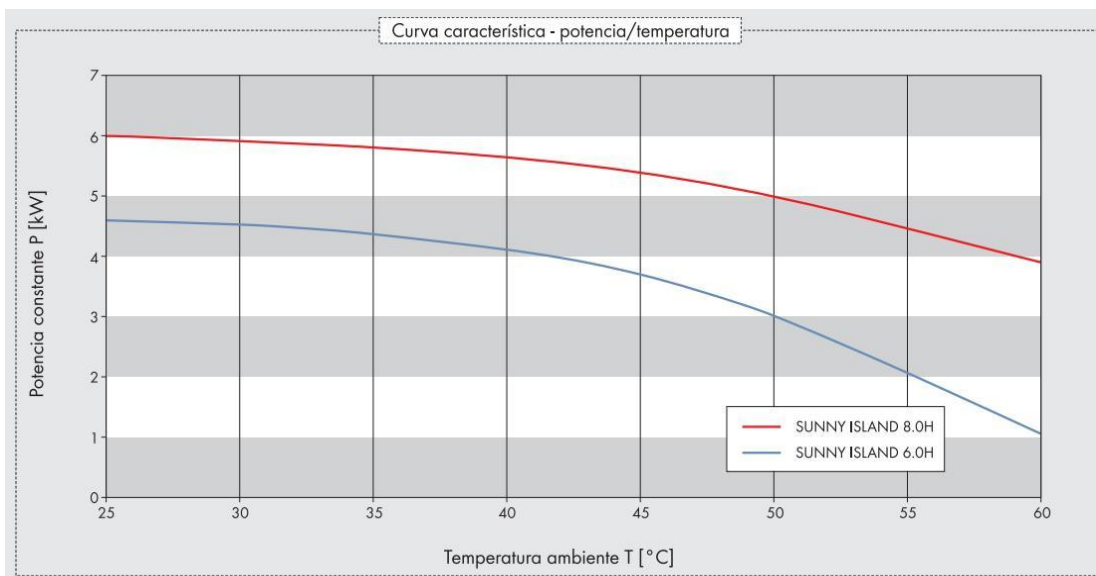


Figura 6.5 Curva de temperatura de un inversor.

Área de conexiones (figuras 6.6 y 6.7):

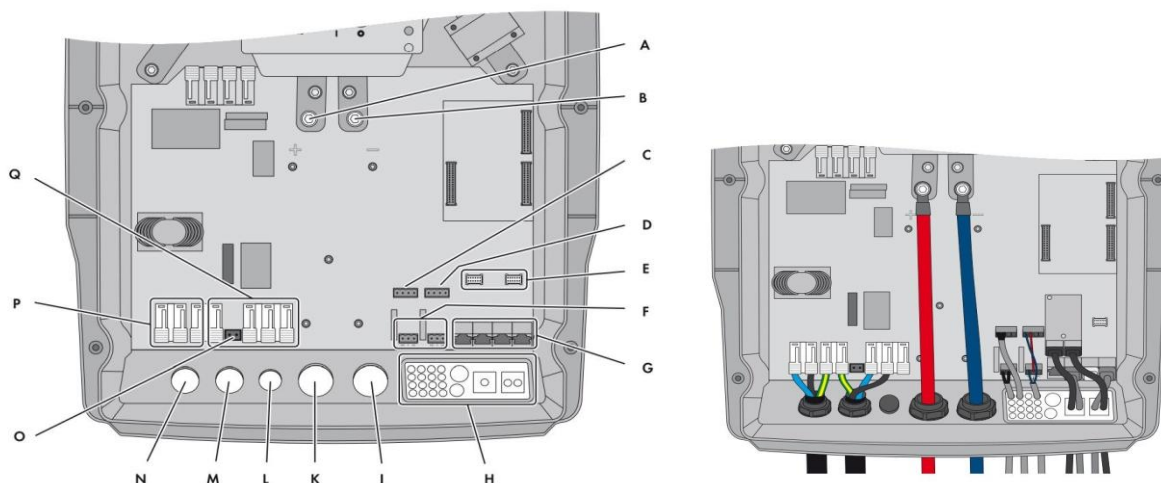


Figura 6.6 Área de conexiones inversor.

Posición	Denominación	Posición	Denominación
A	Conexión DC+	I	Abertura en la carcasa DC -
B	Conexión DC -	K	Abertura en la carcasa DC+
C	Conexiones BatTmp y BatCur	L	Abertura en la carcasa PE/ExtVtg
D	Conexiones BatVtg y DigIn	M	Abertura en la carcasa AC2
E	2 ranuras de interfaz	N	Abertura en la carcasa AC1
F	Conexiones Relay1 y Relay2	O	Conexión ExtVtg
G	Conexión de la comunicación	P	Conexión AC1
H	Placa de paso de cables	Q	Conexión AC2

Figura 6.7 Conexiones del inversor.

6.3 Regulador de Carga.

Conociendo la cantidad de paneles fotovoltaicos estos, en los sistemas Off-Grid, deben ir conectados a un regulador de carga. En función de este deberemos ajustar el valor final de la cantidad de paneles, puesto que esta podría variar dependiendo de la configuración de los equipos.

En esta ocasión, utilizaremos el regulador de carga SMA Sunny Charger 50 (ver figura 6.8) y realizaremos los ajustes necesarios a la cantidad de paneles para una configuración óptima.



Figura 6.8 Regulador de carga.

El regulador de carga es un convertidor que baja el voltaje del generador fotovoltaico al nivel del voltaje de la batería para cargarla. Durante el funcionamiento, voltaje del generador fotovoltaico deberá ser siempre como mínimo 5 V superior a la tensión de la batería.

- El regulador además integra
 - Protecciones
 - Control de consumo
 - MPPT (Maximum Power Point Tracker, es decir, Seguidor del Punto de máxima Potencia).

Hoja de datos (figura 6.9):

SIC50-MPT	
Entrada (generador fotovoltaico)	
Potencia fotovoltaica máxima (12 V / 24 V / 48 V)	630 W / 1 250 W / 2 400 W
Tensión máx. de CC	140 V _{CC}
Rango de tensión óptimo del seguidor del punto de máxima potencia (MPPT)	
(12 V / 24 V / 48 V)	25 V ... 60 V / 40 V ... 80 V / 70 V ... 100 V
Número de seguidores del punto de máxima potencia (MPPT)	1
Corriente fotovoltaica máxima para sistemas de 12 V / 24 V / 48 V	40 A / 40 A / 40 A
Control fotovoltaico	Seguidor del punto de máxima potencia (MPPT) (control aproximativo a intervalos de minutos, control minucioso cada dos segundos)
Punto de conexión	Bornes roscados
Sección de cable recomendada	10 mm ²
Sección de cable máxima utilizable	16 mm ²
Par de apriete (tornillos y bornes roscados)	0,5 Nm ... 0,6 Nm
Salida (batería)	
Potencia nominal de CC hasta 40 °C (12 V / 24 V / 48 V)	600 W / 1 200 W / 2 400 W
Limitación de potencia a 50 °C / 60 °C	12 V: 600 W / 600 W 24 V: 1 200 W / 1 000 W 48 V: 1 500 W / 1 000 W
Tensión nominal de la batería (configurable)	12 V / 24 V / 48 V
Rangos de tensión de la batería	8 V ... 65 V
Tipo de batería	Baterías de plomo selladas y cerradas
Corriente de carga máxima (12 V / 24 V / 48 V)	50 A / 50 A / 50 A
Corriente constante de carga (12 V / 24 V / 48 V)	50 A / 50 A / 50 A
Regulación de carga	IUoU
Punto de conexión	Bornes roscados
Sección de cable recomendada	10 mm ²
Sección de cable máxima utilizable	16 mm ²
Tipo de fusible (uso máximo)	Cortacircuitos fusible (2 x 30 A)
Par de apriete (tornillos y bornes roscados)	0,5 Nm ... 0,6 Nm

Figura 6.9 Hoja de datos, regulador de carga.

6.4 Ajuste de número de Paneles.

Ya seleccionado nuestro regulador de carga, en la hoja de datos, este nos indica que tiene un voltaje de entrada máximo, en este caso, de 140V y una corriente de entrada máxima de 40 A.

Mostramos la hoja de datos de nuestro panel (figura 6.10), nos indicaba que:

ELECTRICAL PARAMETERS	
TYPE	HR-310W
STC AM 1.5, 1000W/m ² , Module Temperature 25°C	Rated Max. Power at STC (W) 310
	Max. Power Voltage / Vmp (V) 36.82
	Max. Power Current / Imp (A) 8.42
	Open Circuit Voltage / Voc (V) 45.05
	Short Circuit Current / Isc (A) 9.10
	Module Efficiency (%) 16.01

Figura 6.10 Hoja de datos panel fotovoltaico.

Para cumplir las condiciones del regulador de carga, son dos los datos que necesitamos extraer de la hoja de datos de nuestro regular.

Voltaje de circuito abierto, comúnmente denominado como V_{OC} 45,05 V para este caso.

Y la corriente nominal, comúnmente denominado como I_{MPP} 9,1 A. en nuestro ejemplo.

En las siguientes tablas (tablas 6.1 y 6.2) se encuentran los arreglos serie y paralelo.

Tabla 6.1 Ajuste de número de paneles en serie.

Paneles en series	Voltaje (V)
1	45,05
2	90,1
3	135,15

Tabla 6.2 Ajuste de número de paneles en paralelo.

Paneles en paralelos	Corriente (A)
1	9,1
2	18,2
3	27,3
4	36,4

A continuación tenemos tabulada (ver tabla 6.3) la generación de “n” paneles.

Tabla 6.3 Promedio mensual de consumo diario para n paneles.

Mes	n	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Generación de n Módulos Foto Voltaicos (o MFV) en kWh de superficie 1,938 (m2) y 15,99% de rendimiento.	1	2,63	2,41	2,05	1,55	0,95	0,73	0,83	1,09	1,57	1,85	2,29	2,44
	2	5,26	4,83	4,09	3,10	1,89	1,46	1,67	2,18	3,14	3,69	4,58	4,88
	3	7,88	7,24	6,14	4,65	2,84	2,18	2,50	3,26	4,70	5,54	6,87	7,33
	4	10,51	9,66	8,18	6,20	3,78	2,91	3,33	4,35	6,27	7,39	9,16	9,77
	5	13,14	12,07	10,23	7,75	4,73	3,64	4,17	5,44	7,84	9,23	11,45	12,21
	6	15,77	14,48	12,27	9,30	5,67	4,37	5,00	6,53	9,41	11,08	13,74	14,65
	7	18,39	16,90	14,32	10,85	6,62	5,10	5,84	7,61	10,98	12,93	16,03	17,09
	8	21,02	19,31	16,36	12,40	7,56	5,83	6,67	8,70	12,54	14,78	18,32	19,54
	9	23,65	21,73	18,41	13,94	8,51	6,55	7,50	9,79	14,11	16,62	20,61	21,98
	10	26,28	24,14	20,45	15,49	9,45	7,28	8,34	10,88	15,68	18,47	22,90	24,42
Consumo diario de energía por mes en kWh.		19,4	17,9	16,1	13,3	3,23	0	0	0	0	0	6,67	16,1
Radiación prom. Mes.		8,48	7,79	6,6	5	3,05	2,35	2,69	3,51	5,06	5,96	7,39	7,88

(Consumo diario energía por mes en kWh, se toma el consumo mensual y se divide por los días de cada mes).

Por lo tanto necesitaremos un arreglo de 9 paneles, 3 paralelos de 3 series, $V_{OC} = 135,15$ e $I_{MPP} = 27,3$. (Tomando como referencia la figura 6.11)

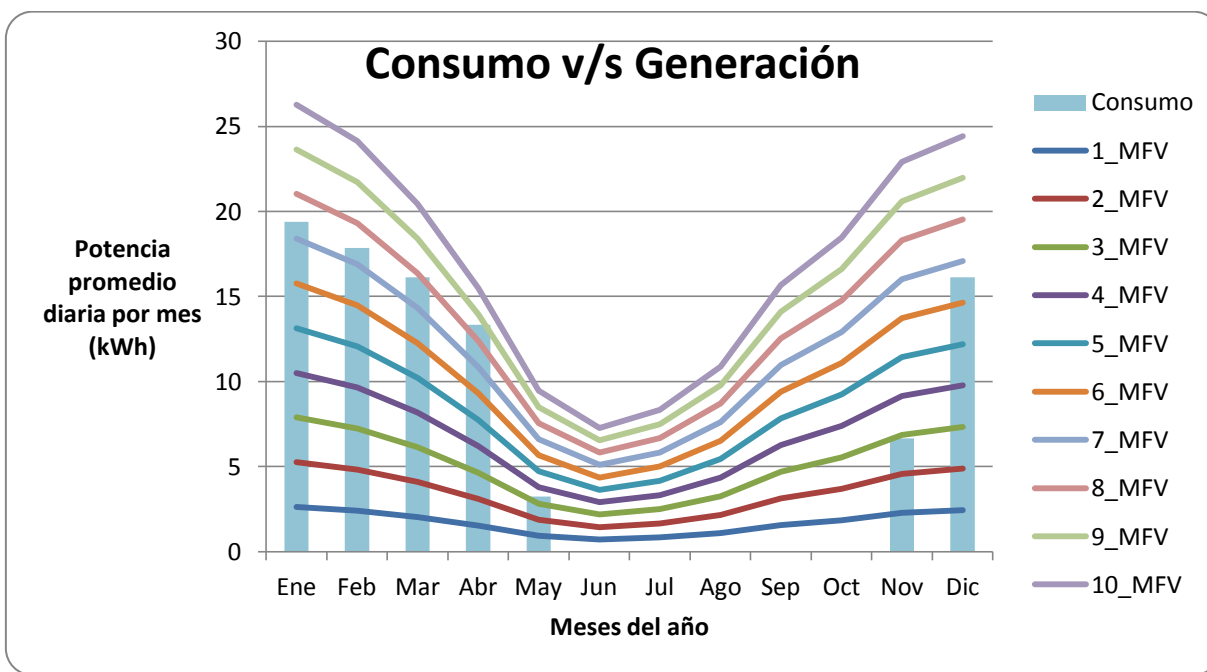


Figura 6.11 Grafico consumo vs generación.

6.5 Baterías.

Luego de conocer las características del generador fotovoltaico, necesitamos dimensionar el sistema que almacene esa cantidad de energía.

Las baterías son el elemento más frágil de un sistema fotovoltaico, es necesario cuidar la cantidad de energía que es sacada de estas de manera tal que prolonguemos su vida útil.

6.6 Vida útil y profundidad de descarga.

La vida útil de las baterías se mide en ciclos de carga y el número de ciclos de carga depende de cuan profunda sea la descarga de estas. Es decir hasta qué punto se permite descargar la batería. Un punto de equilibrio entre costo y vida útil de la batería, son descargas de hasta 70%. (Ver figura 6.12).

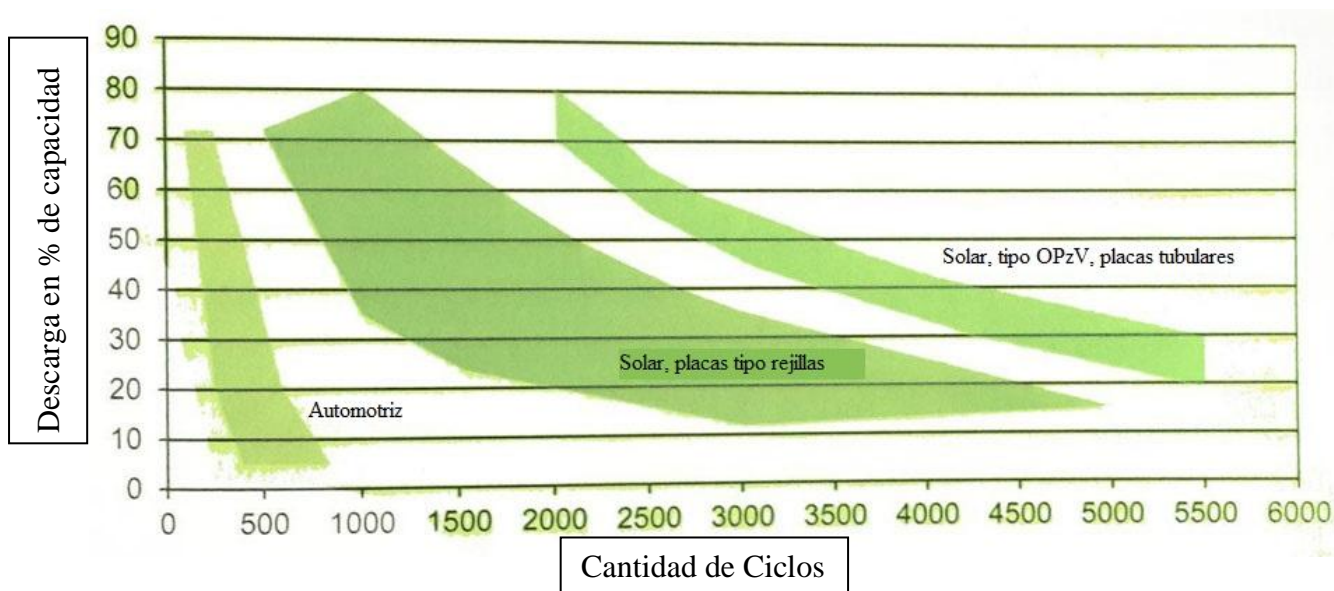


Figura 6.12 Vida útil de baterías.

6.7 Cantidad de Baterías.

Definimos que nuestra energía diaria requerida es máximo 20 kWh. Consumo diario estimado desde la cuenta de luz (ver Anexo 1).

Tabla 6.4 Promedio mensual de consumo diario en kWh.

Mes	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Promedio Mensual de consumo diario (kWh)	20	20	14	13	8	4	2,5	3	13	16,5	20	20

Y definimos también que nuestra profundidad máxima de descarga es 70%.

Entonces, una batería estándar de 100Ah y 12V, es capaz de acumular (en su 100%) un total de:

$$Energía_{Batería} = Capacidad \times Volts \quad (6.1)$$

$$Energía_{Batería} = 100 \times 12$$

$$Energía_{Batería} = 1,2 (kWh)$$

Como definimos una descarga máxima de 70%, la energía útil real de la batería sería:

$$Energía_{Util} = Energía_{Batería} \times Descarga \quad (6.2)$$

$$Energía_{Util} = 1,2 \times 70\%$$

$$Energía_{Util} = 0,84 (kWh)$$

Ahora, si necesitamos almacenar 20kWh, las baterías necesarias son:

$$Cantidad_{Baterías} = \frac{Demanda_{máxima}}{Energía_{Util}}$$

$$Cantidad_{Baterías} = \frac{20}{0,84} = 23,8$$

De esta forma son necesarias 23,8 baterías. Pero además debemos considerar que nuestro banco de batería debe estar hecho en 48V (4 baterías en serie), por lo que debemos seleccionar múltiplos de 4 que más se acerquen a las 23,8.

En este caso, el banco estará compuesto por 24 baterías.

6.8 Cableado.

Un elemento importante a tener en consideración es el cableado. Si bien los podemos diferenciar en cableado de corriente alterna y de corriente continua, la principal características que debemos tener en consideración, en cualquiera de estos 2 sistemas, es el amperaje.

Son 2 los fenómenos que debemos considerar para tener un cableado bien dimensionado, efecto joule y caída de tensión. El primero de estos puede generar un sobrecalentamiento del cable, pudiendo llegar a temperaturas que derritan el material aislante del conductor, provocando situaciones de riesgo como electrocución o incendios.

La caída de tensión que se produce en un cable se traduce en que el voltaje de llegada a la carga sea tan baja que esta funcione deficientemente, no funcione o se dañe. Ambos fenómenos se pueden evitar con el correcto dimensionamiento del conductor eléctrico o cable.

6.8.1 Selección calibre de cables.

Como ya especificamos las características de nuestro inversor, generador fotovoltaico, regulador de carga y baterías, conocemos las corrientes máximas que se podrían llegar a generar en cada una de estas etapas.

Tabla N°8.7- de la Norma NCH Elec.4/2003 ELECTRICIDAD, Instalaciones de consumo en Baja Tensión, tenemos la siguiente tabla de Intensidad de Corriente Admisible para Conductores Aislados Fabricados según Normas Europeas (tabla 6.5). Secciones Milimétricas. Temperatura de Servicio: 70°C; Temperatura Ambiente: 30°C.

Tabla 6.5 Calibre conductor según Norma Europea.

mm ²	Grupo 1	Grupo 2	Grupo 3
0,75	-	12	15
1	11	15	19
1,5	15	19	23
2,5	20	25	32
4	25	34	42
6	33	44	54
10	45	61	73
16	61	82	98
25	83	108	129
35	103	134	158
50	132	167	197

Grupo 1: Conductores monopolares en tubería.

Grupo 2: Conductores multipolares con cubierta común.

Grupo 3: Conductores monopolares tendido libremente en el aire.

Tabla N°8.7a- de la Norma NCH Elec.4/2003 ELECTRICIDAD, Instalaciones de consumo en Baja Tensión, tenemos la siguiente tabla de Intensidad de Corriente Admisible para Conductores Aislados Fabricados según Normas Norteamericanas (tabla 6.6). Secciones AWG. Temperatura Ambiente: 30°C.

Tabla 6.6 Calibre conductor según Norma Americana.

mm ²	AWG	Ts:90°C	Ts:90°C
		THHN, XTU, XTMU, EVA, USE-RHH, USERHHM, ET, EN Grupo: A	THHN, XTU, XTMU, EVA, USE-RHH, USERHHM, ET, EN Grupo: B
2,08	14	25	35
3,31	12	30	40
5,26	10	40	55
8,37	8	55	80
13,3	6	75	105
21,2	4	95	140
26,7	3	110	165
33,6	2	130	190
42,4	1	150	220
53,5	1/0	170	260
67,4	2/0	195	300

Grupo A: Hasta 3 conductores en ducto, en cable o directamente enterrados.

Grupo B: Conductores simples al aire libre.

Teniendo en cuenta las tablas anteriores sacadas de la Norma NCH.4/2003 ELECTRICIDAD, y recordando que toda instalación en baja tensión debe cumplir con esta norma, a continuación veremos las distintas opciones de sección de conductores que podemos utilizar en el dimensionamiento.

Si nos guiamos por la norma Europea, nuestra instalación calza en el Grupo 2, puesto que utilizaremos cables de dos polos con cubierta común, excepto en las conexiones del Banco de baterías. Y si nos guiamos por la norma Americana, nuestra instalación calza en el Grupo A.

- Primeramente el generador fotovoltaico puede entregar una corriente máxima de 36,48A. (Definido por nuestro arreglo de paralelos), entonces necesitamos conductores con una sección mínima de 10mm² o de 10AWG como muestras las siguientes tablas (tablas 6.7 y 6.8).

Tabla 6.7 Elección del conductor generador fotovoltaico Norma Europea.

mm ²	Grupo 2
10	61

Tabla 6.8 Elección del conductor generador fotovoltaico Norma Americana.

mm ²	AWG	Ts:90°C
		THHN, XTU, XTMU, EVA, USE-RHH, USERHHM, ET, EN Grupo: A
5,26	10	40

- Desde el regulador de carga hasta las baterías circula una corriente máxima de 50 A (definida por el mismo regulador), entonces necesitamos conductores con una sección mínima de 16mm² o de 8AWG como muestras las siguientes tablas (tablas 6.9 y 6.10).

Tabla 6.9 Elección del conductor regulador de carga Norma Europea.

mm2	Grupo 2
16	82

Tabla 6.10 Elección del conductor regulador de carga Norma Americana.

mm2	AWG	Ts:90°C THHN, XTU, XTMU, EVA, USE-RHH, USERHHM, ET, EN Grupo: A
8,37	8	55

- Desde las baterías hasta el inversor puede llegar a circular una corriente máxima de 103 A (definida por el inversor), entonces necesitamos conductores con una sección mínima de 35mm² o de 3AWG como muestras las siguientes tablas (tablas 6.11 y 6.12).

Tabla 6.11 Elección del conductor banco de baterías Norma Europea.

mm2	Grupo 2
35	134

Tabla 6.12 Elección del conductor banco de baterías Norma Americana.

mm2	AWG	Ts:90°C THHN, XTU, XTMU, EVA, USE-RHH, USERHHM, ET, EN Grupo: A
26,7	3	110

- Finalmente, desde el inversor podría llegar a salir una potencia máxima de 6000 W.

$$Potencia = Volts \times Amperes \quad (6.3)$$

$$Amperes = \frac{Potencia}{Volts}$$

$$Amperes = \frac{6000}{220} = 27,7 (A)$$

Basados en esto, se necesita conductores con una sección mínima de 4mm² o de 12AWG como muestras las siguientes tablas (tablas 6.13 y 6.14).

Tabla 6.13 Estimación del conductor Inversor-Tablero General Norma Europea.

mm2	Grupo 2
4	34

Tabla 6.14 Estimación del conductor Inversor-Tablero General Norma Americana.

mm2	AWG	Ts:90°C THHN, XTU, XTMU, EVA, USE-RHH, USERHHM, ET, EN Grupo: A
3,31	12	30

6.9 Caída de tensión.

Considerando la caída de tensión, la fórmula para estimar la sección del conductor es la siguiente:

$$S = \frac{2 \times 0,0179 \times L \times i}{V_p} \quad (6.4)$$

Donde:

- S = Sección del conductor (mm2).
- 2 = constante aplicada a conductores monofásicos.
- 0,0179 = resistividad específica del cobre.
- L = Largo del conductor.
- V_p = caída máxima de voltaje.
- i = Intensidad de corriente que pasa por el conductor.

La norma eléctrica indica que no puede existir una caída de tensión mayor al 3% en la entrada del tablero. Para nuestro caso, el voltaje de entrada nominal es de 220 V. Entonces el V_p sería 6,6 V.

En este caso, el inversor está alejado del lugar de consumo a 50 metros y la corriente máxima que este suministra es 27,27 A. Entonces:

$$S = \frac{2 \times 0,0179 \times 50 \times 27,27}{6,6} = 7,4 \text{ mm}^2$$

Entonces necesitamos conductores con una sección mínima de 10mm² o de 8AWG como muestras las siguientes tablas (tablas 6.15 y 6.16).

Tabla 6.15 Elección del conductor inversor-Tablero General Norma Europea.

mm2	Grupo 2
10	61

Tabla 6.16 Elección del conductor Inversor-Tablero General Norma Americana.

mm2	AWG	Ts:90°C THHN, XTU, XTMU, EVA, USE-RHH, USERHHM, ET, EN Grupo: A
8,37	8	55

Como ya fue mencionado, se puede elegir a conveniencia del instalador, adherirse a la norma que más le convenga a la hora de comprar estos conductores puesto que ambos cumplen con la Norma Chilena, o al menos le brindará la opción de comprar el que esté en stock.

6.10 Conexión entre baterías.

Independiente de la corriente que circule entre las baterías, es siempre recomendable utilizar un cable estándar para esto. AWG 2 (~30mm2) o denominado cable para soldadora. El propósito de esto es que exista la menor resistencia posible entre las conexiones de las baterías, de manera tal que no se produzcan diferencias de tensión entre ellas. (Ver tablas 8.17 y 8.18).

Tabla 6.17 Elección del conductor entre baterías Norma Europea.

mm2	Grupo 2
35	134

Tabla 6.18 Elección del conductor entre baterías Norma Americana.

mm2	AWG	Ts:90°C THHN, XTU, XTMU, EVA, USE-RHH, USERHHM, ET, EN Grupo: A	Ts:90°C THHN, XTU, XTMU, EVA, USE-RHH, USERHHM, ET, EN Grupo: B
33,6	2	130	190

CAPÍTULO VII: DIMENSIONAMIENTO DE UN SISTEMA ON-GRID.

7.1 Objetivo:

Cálculo y diseño de la instalación fotovoltaica con apoyo del suministro de la red (On-Grid) para alimentar consumos ya mencionados anteriormente.

7.2 Inversor On-Grid.

Como fue mencionado en el capítulo anterior, utilizaremos un Inversor On-Grid que le pertenece a SMA por la ventaja de tener servicio técnico en nuestro país, y porque son de los más utilizados en el mundo. El modelo que más se ajusta a nuestro requerimiento es el Inversor SMA SNNY BOY 2.5, como se muestra en las siguientes figuras.



Figura 7.1 Inversor Sunny Boy 2.5.

Datos técnicos	Sunny Boy 2.5
Entrada (CC)	
Potencia de CC máx. (con $\cos \varphi=1$)	2 650 W
Tensión de entrada máx.	600 V
Rango de tensión del MPP	260 V - 500 V
Tensión asignada de entrada	360 V
Tensión de entrada mín./de inicio	50 V / 80 V
Corriente máx. de entrada	10 A
Corriente máx. de entrada por string	10 A
Número de entradas de MPP independientes/strings por entrada de MPP	1/1
Salida (CA)	
Potencia asignada (a 230 V, 50 Hz)	2 500 W
Potencia máx. aparente de CA	2 500 VA
Tensión nominal de CA	220 V/230 V/240 V
Rango de tensión nominal de CA	180 V - 280 V
Frecuencia de red de CA/rango	50 Hz, 60 Hz/-5 Hz ... +5 Hz
Frecuencia/tensión asignadas de red	50 Hz/230 V
Corriente máx. de salida	11 A
Factor de potencia con potencia asignada	1
Factor de desfase ajustable	0,8 inductivo ... 0,8 capacitivo
Fases de inyección/conexión	1/1

Figura 7.2 Ficha de Datos de Inversor SMA SB2.5

7.3 Números de Paneles a utilizar.

Teniendo en cuenta el consumo que tenemos en el registro (ver Anexo1) y las gráficas de generación de “n” paneles, además, nuestro principal objetivo (en este sistema On-Grid) es el de ahorrar energía, que equivale a dejar de consumir la energía de la Red, y evitar el “vender” energía, se escoge siete paneles para nuestra instalación. (Ver figura 6.11)

7.4 Configuración de Paneles.

Al igual que en los sistemas aislados (Off grid), debemos tener en cuenta la configuración de los paneles, pero esta vez para ajustarnos a las condiciones de entrada del inversor. En este caso, potencia máxima, voltaje máximo y corriente máxima.

ELECTRICAL PARAMETERS	
TYPE	HR-310W
STC AM 1.5, 1000W/m ² , Module Temperature 25°C	Rated Max. Power at STC (W) 310
	Max. Power Voltage / Vmp (V) 36.82
	Max. Power Current / Imp (A) 8.42
	Open Circuit Voltage / Voc (V) 45.05
	Short Circuit Current / Isc (A) 9.10
	Module Efficiency (%) 16.01

$$Potencia_{M\acute{a}xima} = Potencia_{Panel} \times Cantidad_{Paneles} \tag{7.1}$$

$$Potencia_{M\acute{a}xima} = 310 \times 7$$

$$Potencia_{M\acute{a}xima} = 2170 \text{ (W)}$$

$$Voltaje_{M\acute{a}xima} = Voltaje_{Voc} \times Paneles_{En\ Serie} \tag{7.2}$$

$$Voltaje_{M\acute{a}xima} = 45,05 \times 7$$

$$Voltaje_{M\acute{a}xima} = 315,35 \text{ (V)}$$

$$Corriente_{M\acute{a}xima} = Corriente_{Imp} \times Paneles_{En\ Paralelo} \tag{7.3}$$

$$Corriente_{M\acute{a}xima} = 8,37 \times 1$$

$$Corriente_{M\acute{a}xima} = 8,37 \text{ (A)}$$

7.5 Selección calibre de cables.

Nuestro generador fotovoltaico puede entregar una corriente máxima de 8,37 Amperes al inversor (definido por nuestro arreglo de serie), y desde el inversor podría llegar a salir una Corriente máxima de 11 Amperes.

Entonces necesitamos conductores con una sección mínima de 2,5 mm² o de 14 AWG como muestras las siguientes tablas (tablas 7.1 y 7.2).

Tabla 7.1 Selección de conductor mm².

mm2	Grupo 2
2,5	25

Tabla 7.2 Selección del conductor AWG.

mm2	AWG	Ts:90°C THHN, XTU, XTMU, EVA, USE- RHH, USERHHM, ET, EN Grupo: A
2,08	14	25

CAPÍTULO XIII: ANÁLISIS ALTERNATIVAS SUMINISTRO ELÉCTRICO

8.1 Dimensionamiento de un sistema con generación diesel.

Cálculo y diseño de una instalación de generación de energía eléctrica por medio de un generador diesel para alimentar consumos ya mencionados anteriormente.

Generador diesel, funcionamiento 12 horas.

Sistema con el cual se genera electricidad solo mediante combustión de diesel durante las 12 horas del día.

8.1.1 Elección del generador.

De acuerdo a la potencia demandada por nuestro sistema, la elección de nuestro generador es un modelo DIESEL 4000 E XL con características generales en la siguiente tabla 8.1.

Tabla 8.1 Características generales.

Gama	Diesel
Frecuencia	50
Potencia max. (KW)	3,40
Potencia max. (KVA)	4,25
Tensión nominal (V)	230
Numero de fase	Monofasico-230V
Nivel de presión acústica Lw	108
Nivel sonoro dB (A)- 7m	85

8.1.2 Limitaciones:

Estos equipos tienen limitación en cuanto al funcionamiento continuo 5 a 6 horas máximo luego se deben detener para enfriar. No tienen radiador su vida útil Aprox 5 a 6 mil horas.(Ver anexo 3).

8.2 Análisis de alternativas.

Unos de los recursos renovables con mayor abundancia en la zona de parral es el sol. No obstante, se dispone de combustible diesel para generar electricidad mediante generadores. Con estos recursos energéticos disponibles se propone.

Analizar 4 alternativas para el suministro eléctrico continuo:

- Sistema 1: Generador Diesel, funcionamiento 12 horas (Dos ciclos de 6 horas).
- Sistema 2: Fotovoltaico-Baterías (Sistema Off-Grid).
- Sistema 3: Fotovoltaico (Sistema On -Grid).
- Sistema 4: Red de suministro eléctrico.

8.3 Estructura de evaluación.

Con el estudio hecho de la demanda, se tiene la proyección del consumo para cada año. Con esto se calculan las necesidades de generación para cada sistema, estimando inversión y costos de operación y mantenimiento para cada sistema a lo largo de un horizonte de 20 años, que es el recomendado para este tipo de proyectos. Con una tasa de descuento del 10%, se calcula el costo total actualizado de las diferentes alternativas. (Ver Anexo 4).

8.4 Estructura de Costos.

En el inicio del proyecto se estima un costo de inversión y a lo largo de los años se calculan costos de operación y mantenimiento, así como nuevas inversiones dependiendo de la vida útil de cada artefacto. Para los 4 sistemas se tiene lo siguiente:

- **Costo Inversión:** Costo de la inversión necesarias a los largo del horizonte de evaluación.
- **Costo Mantenimiento del Sistema:** Costo que principalmente se refiere al uso del generador diesel, tomando en cuenta un 20 % del costo total del generador sin IVA repartidos durante su vida útil.
- **Sueldo Operario:** Se considera el sueldo mínimo, el cual para fines de nuestros cálculos no se consideran ya que los 4 sistemas dependen de un operario. Este operario es el capataz del fundo el cual administra el sistema de riego por lo cual no genera diferencias en los costos de operario entre cada sistema.
- **Costo Diesel:** El costo del combustible diesel se toma inicialmente a \$383/litro con una tasa de incremento anual del 2%.

8.5 Valor Actual Neto (VAN) de los diferentes sistemas. (Ver anexo 4)

Tabla 8.2 Valor Actual Neto (VAN) de los diferentes sistemas

Sistema	Valor Actual Neto (VAN)
Generador diesel	\$ 12.267.094,20
Off-Grid	\$ 15.651.166,35
On-Grid	\$ 3.925.390
Red	\$ 5.748.580,45

8.6 Tablas comparativas.

Suministro de la Red eléctrica.	
Ventajas	Desventajas
<ul style="list-style-type: none"> ➤ Bajo costo de contratación de este servicio, puesto que en este caso, contamos con que la red de media tensión de la compañía cruza por en medio del arandanal, por lo que la inversión es mínima. ➤ Una vez contratado el servicio de la compañía eléctrica LUZPRRAL, derechos de conexión S/E Compañía y empalme monofásico, solo se necesita pagar el mínimo (cargo fijo más el despacho postal) para mantener el servicio mes a mes. ➤ No necesita mantenimiento por parte del cliente. ➤ El suministro de la compañía es fijo y constante, no suelen haber cortes de suministro. 	<ul style="list-style-type: none"> ➤ En casos donde el lugar de empalme se encuentra lejos de la red ya existente, los costos de conexión aumentan considerablemente, a mayor distancia, mayor costo (en este caso, el costo de conexión es mínimo). ➤ Aunque en nuestro calendario de regadío anual, hay meses donde no tenemos consumos, se debe pagar un monto mínimo (cargo fijo más el despacho postal). ➤ No existen mayores desventajas.

Sistema Fotovoltaico On-Grid.

- | | |
|---|--|
| <ul style="list-style-type: none">➤ Al estar conectado a la Red, tenemos las mismas ventajas de esta.➤ Su principal ventaja es el ahorro, mientras que este sistema genera, lo que genera lo dejamos de consumir, por lo que requerimos de la compañía solo es el complemento de lo que nosotros generamos.➤ En horas o épocas de no regadío, la energía que se genera se le vende a la compañía.➤ En horas que este sistema no genera o no genera lo suficiente, contamos con el suministro de la red en todo momento.➤ Aunque se tarda 15 años, se recuperan los altos costos de inversión.➤ Al ser una ERNC, ayuda a disminuir la huella de carbono, esto le otorga un plus al producto (arándanos) lo que expande el mercado en el extranjero de este. | <ul style="list-style-type: none">➤ Depende de un empalme, debe de estar conectado a la Red. Por lo tanto, se le suman los costos de conexión al servicio.➤ Altos costos de inversión en los equipos de este sistema.➤ Se tarda unos años en recuperar la inversión.➤ Necesita mantención de parte del cliente en mantener la superficie de los paneles limpia (aunque la limpieza es fácil de hacer y no tiene costos marginales). |
|---|--|

Sistema Fotovoltaico Off-Grid.	
Ventajas	Desventajas
<ul style="list-style-type: none"> ➤ Al ser una instalación aislada (o en isla) no necesita o no depende de un suministro (la red) por lo que no tiene costos asociados a esto. ➤ La mayor ventaja que presenta este sistema es la completa independencia de la compañía eléctrica, el suministro eléctrico viene a ser completamente propio e independiente. ➤ Al ser una ERNC, ayuda a disminuir la huella de carbono, esto le otorga un plus al producto (arándanos) lo que expande el mercado en el extranjero de este. 	<ul style="list-style-type: none"> ➤ La mayor desventaja es el alto costo de inversión, aún más que el sistema On-Grid, puesto que los equipos cuestan más y se debe considerar el banco de baterías, que es un costo considerable. ➤ Las baterías son el punto débil de estos sistemas, puesto que su vida útil está alrededor de los 10 años, por lo que se debe hacer un recambio de banco de baterías cada 10 años. ➤ La mantención de este sistema es la misma que del sistema anterior, mantener limpio los paneles fotovoltaicos, pero también la inspección visual de los terminales de las baterías, controlando la sulfatación, pero sigue siendo un costo de mantenimiento marginal. ➤ Se tarda bastantes años en recuperar los altos costos de inversión.

Generador Diesel.	
<ul style="list-style-type: none"> ➤ Al ser una instalación aislada (o en isla) no necesita o no depende de un suministro (la red) por lo que no tiene costos asociados a esto. ➤ Bajo costo de inversión. ➤ El combustible es fácil de obtener. ➤ La mayor ventaja que presenta este sistema es la completa independencia de la compañía eléctrica, el suministro eléctrico viene a ser completamente propio e independiente. 	<ul style="list-style-type: none"> ➤ La vida útil de este sistema es muy corta, y se debe reemplazar constantemente cada 3 años. ➤ El punto anterior hace que este sistema, para proyectos a largo plazo como el nuestro (proyectado a 20 años de servicio) hace que la inversión se encarezca, puesto que se debe hacer constantemente en plazos cortos de tiempo. ➤ Necesita de bastantes horas hombres para el mantenimiento de este sistema (cambios de aceite principalmente). ➤ No beneficia al medio ambiente, aumenta la huella de carbono. ➤ Al tratar con combustible se deben tomar precauciones de seguridad extras

8.7 Elección de suministro.

El Objetivo de analizar cada uno de estos cuatro sistemas, es el abaratar costos asociados al consumo eléctrico que demanda el sistema de regadío ya existente, basándose solo en este criterio, y como se observa en los resultados que arroja el análisis económico, es claro que el sistema elegido es el Sistema Fotovoltaico On-Grid, ya que es el más económico en los 20 años proyectados.

Utilizando el criterio de las ventajas y desventajas de estos cuatro sistemas propuestos, también se escoge el Sistema Fotovoltaico On-Grid, por todas sus ventajas asociadas, por el poco y casi nulo mantenimiento, por la fiabilidad del suministro ya que en caso de que el sistema falle, el respaldo es la red eléctrica. Por esto, es la mejor opción bajo el punto de vista de ambos criterios. La mayor ventaja que se obtiene es la de tener a la red existente que cruza en medio del fundo, esto hizo que la inversión en los servicios de conexión sean mínimos, en caso contrario, si el fundo hubiese quedado muy apartado de la red, el costo se habría elevado en proporción a la distancia que los separa. En ese caso, los análisis de costo de las propuestas de sistema On-Grid y Suministro de la Red, arrojaría ser mucho menos económicas, y habrían dado lugar a que los Sistemas Off-Grid y Generador Diesel sean más factibles (económicamente hablando).

CAPITULO IX COMENTARIOS Y CONCLUSIONES.

Gracias a la realización del presente Seminario, se pudo conocer y analizar en profundidad todo en relación a los sistemas fotovoltaicos, desde las bases de la generación fotovoltaica, hasta el cómo dimensionar un sistema adaptándose a las necesidades de la carga, en este caso, el suministro a cargas destinadas a regadío del sector agrícola.

Luego del estudio de cada uno de los sistemas propuestos, se conocieron las ventajas y desventajas de cada uno de ellos, y se pudieron comparar no solo de este punto (ventajas y desventajas), sino que también evaluarlos desde el punto de vista económico mediante el “método de comparación de proyectos”.

El principal objetivo era ver cuál es el sistema más económico para el regadío en el sector agrícola, pero un factor importante es el tiempo, ¿en qué sentido?, en que a medida que han pasado los años, por medio del conocimiento y experiencia del capataz a cargo del fundo “El Guindo”, primeramente el agua va escaseando año a año, y cada año que pasa, el pozo de donde se bombea el agua, tiene menor profundidad, dicho de otra manera, cada año tiene menos agua que el año anterior. No solo es el agua, también se debe dejar descansar la tierra cada cierto años, para que recupere los minerales que necesitan los árboles frutales para dar buen fruto. Y por último, la vida útil de los equipos (paneles, inversores, reguladores de carga, etc., exceptuando las baterías) dadas por los fabricantes, son superiores a los 20 años (entre 20 y 25 años). Debido a estos puntos anteriores es que se compararon entre si los sistemas en un margen de tiempo de 20 años.

Al estudiar, analizar y evaluar los distintos tópicos relacionados con este seminario, no se puede tomar una decisión tajante y definitiva respecto a cual sistema es más rentable, puesto que todo depende del caso particular, de cada variable a considerar, como la carga (a mayor carga, se necesita de mayor área de instalación de paneles), horario de carga (si el horario en que existe carga eléctrica es solo en la noche, o si es solo de día), ubicación geográfica de esta, no solo por la radicación, también por otros factores como: la distancia entre la carga y la red eléctrica, si el lugar geográfico tiene el área suficiente para instalar los paneles, si la radiación es suficientemente buena, puesto que no es lo mismo una instalación “A” en la ciudad de Arica, a que la misma instalación “A” se encuentre en Punta arenas, del mismo modo, no es lo mismo que esta instalación esté justo debajo o junto a la Red, a que se encuentre a 20 km de distancia. Así, cada caso, cada fundo, cada plantación, es distinta de otra, por lo que se deben realizar estudios particulares y no se puede generalizar cual sistema es más rentable que otro.

En conclusión, para determinar la factibilidad económica de uno de los cuatro sistemas de generación eléctrica, se deben considerar las variables ya mencionadas para cada caso particular. En este caso particular, el sistema más factible económicamente hablando para el fundo “Soc. Agrícola EL Guindo Ltda.”, es el Sistema Fotovoltaico On-grid.

BIBLIOGRAFÍA.

- [1] Muñoz Fabián Sanhueza Venegas, Apuntes de Clases. Ing. Económica Universidad del Bio-Bio. Año 2015.
- [2] Wikipedia, Parral Chile, Wikipedia.cl, Año 2016.
Disponible en:
[https://es.wikipedia.org/wiki/Parral_\(Chile\)](https://es.wikipedia.org/wiki/Parral_(Chile))
- [3] Fred Martin, Training IEC 62446, TÜV Rheinland, Año 2014.
Disponible en:
http://www.thai-german-cooperation.info/download/20141008_pdp_03_tuv_introduction_iec.pdf
- [4] SEC, Ley de generación distribuida, Año 2014.
Disponible en:
http://www.sec.cl/portal/page?_pageid=33,1&_dad=portal&_schema=PORTAL
- [5] Tritec-intervento, Distribuidora de equipos fotovoltaicos, Año 2011.
Disponible en:
<http://www.tritec-intervento.cl/>
- [6] Gorvantes, Cotizaciones de materiales y equipos generales. Gorvantes.cl, Año 1930.
Disponible en:
<http://www.gobantes.cl/>
- [7] Explorador solar de la universidad de chile. Año 2014
Disponible en:
<http://walker.dgf.uchile.cl/Explorador/Solar/>
- [8] LUZPARRAL, Tarifas, Luzparral.cl, Año 1999.
Disponible en:
<http://www.luzparral.cl/>
- [9] Estudio solar, Accesorias y consultorías, Estudiosolar.cl, Año 2010.
Disponible en:
<http://www.estudiosolar.cl/>
- [10] Normas Energías Renovables. (2006). Instalaciones Fotovoltaicas. Nch 2006.
- [11] Superintendencia de Electricidad y Combustibles. (2003). Electricidad – Instalaciones de Consumo en Baja Tensión. Nch Elec. 4/2003.
- [12] SEC, Manual del usuario trámite TE4, SEC ,Año 2014.
- [13] Ministerio de Energía, Norma técnica de conexión y operación de equipamientos de generación en baja tensión, Comisión nacional de energía, Año 2014.

ANEXO 1: REGISTRO DE CONSUMO ELÉCTRICO.



Luzparrral S.A.
 Distribución de energía eléctrica, Grandes Tiendas, Mayoristas, Máquinas, Motores, Repuestos,
 Venta de Productos Alimenticios, Otros servicios de telecomunicaciones R.L.C.P., Proveedores de Internet,
 Productos de Vestuario y Hogar, Obras de Ingeniería, Otros Servicios Agrícolas R.C.P., Captación,
 Depuración y Distribución de Agua, Preparación del Terreno, Escavaciones y Movimientos de Tierras.
 RUT: 96.866.680-0, Anibal Pinto 1101, Teléfono: 600-600.2200, Parral, Maipú 618, San Carlos,
 1 Norte 386, Longavi, Región del Maule, Chile

R.U.T.: 96.866.680-0
FACTURA ELECTRONICA
Nº 176423
S.I.I. - PARRAL

SEÑOR(A) SOCIEDAD AGRICOLA EL GUIINDO LTDA.
 CASILLA 119, PARRAL 133948
 Parral

Nº CLIENTE: 133948-6
 FECHA EMISION: 27 ene 2016
 FECHA VENCIMIENTO: 17 feb 2016

SREEL: SOCIEDAD AGRICOLA EL GUIINDO LTDA.

R.U.T.: 76.145.874-4

GRO: Agrícola

FECHA DE EMISION: 27 ene 2016

DIRECCION: LA ORILLA S/N LT 39 BL 2013 Parral

TELEFONO:

INFORMACION DE SUMINISTRO

Tarifa BT-1A
 Zona Tarifaria ZT3
 Subestación SSEE_PARRAL
 Potencia Conectada 6 KVA
 Limite de Invierno 524 kWh
 Dirección LA ORILLA S/N LT 39 BL 2013
 Parral
 Bloque de Corte 2
 Cons. Referencia Prx. Per 412 kWh
 Grupo Consumo LUZPARRAL
 Fecha Limite para cambio tarifa A opcion del cliente
 Fecha Término de tarifa Indefinida.

DETALLE DE SU CUENTA

LECTURAS Desde 15 dic 2015 al 16 ene 2016

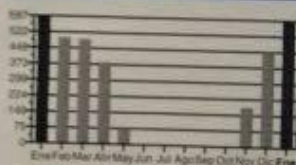
Nr. Medidor	Cte	Tipo	Prop. Cliente	Actual	Anterior	Consumo
1105351170	1	Activo	Cliente	8097	7500	597

Fecha estimada próx. lectura: 03-FEB-2016

COBROS

Cargo Fijo		\$	1.203
Energía	597kWh	\$	93.914
Uso Sistema Troncal		\$	436
Despacho Postal		\$	173
Interés por Mora		\$	338

CONSUMOS ULTIMOS MESES KWH

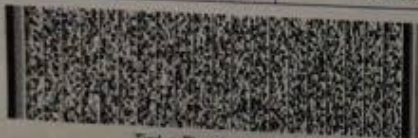


Último pago: \$140.477
 06/01/2016 00:00 PARRAL

INFORMACION DE COMPENSACIONES

Detalle de Compensaciones
 Compensación SEC por interrupciones de suministro del periodo dic/2014-nov/2015
 Total de interrupciones 0
 Tiempo total interrumpido (seg) 0
 Tiempo a compensar (seg) 0
 Consumo promedio (kwh/seg) 0,00015
 Energía a compensar (kwh) 0,00000
 Costo de falla (\$/kwh) 285,100
 Monto a compensar (\$) 0

MONTO EXENTO	MONTO AFECTO	I.V.A.	TOTAL MES	SALDO ANTERIOR	OTROS CARGOS / ABONOS	TOTAL A PAGAR
0	96.064	18.252	114.316	0	0	114.316

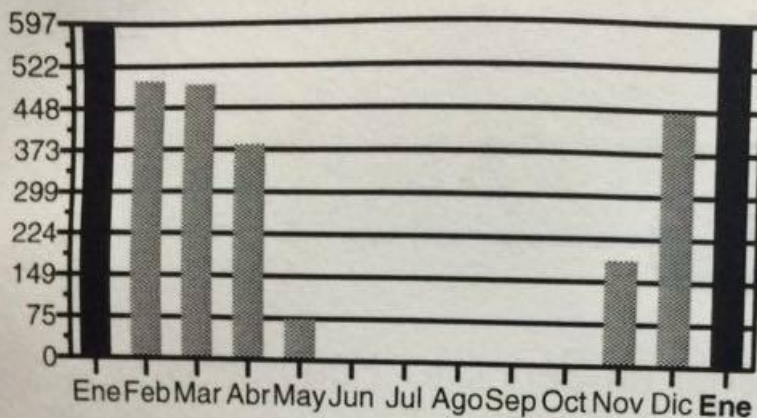


Timbre Electrónico SII
 Res. Nº 83 del 2007 - Verifique Documento www.sii.cl

MENSAJES

Nombre: _____
 RUT: _____ Fecha: _____
 Recibo: _____ Firma: _____
 "El acuse de recibo que se declara en este acto, de acuerdo a lo dispuesto en la letra b) del Art. 4º, y la letra c) del Art. 5 de la Ley 19.983, acredita que la entrega de mercaderías o servicios prestado(s) ha(n) sido recibido(s)!"

CONSUMOS ULTIMOS MESES KWH



Último pago: \$140.477

08/01/2016 00:00 PARRAL

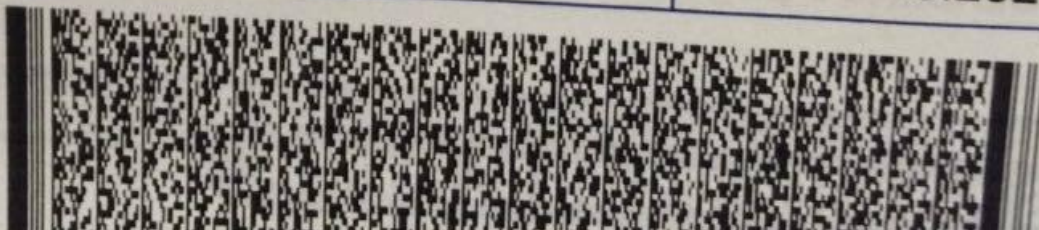
INFORMACION DE COMPENSACIONES

Detalle de Compensaciones

Compensación SEC por interrupciones de suministro del período dic/2014-nov/2015

Total de interrupciones :	0
Tiempo total interrumpido (seg) :	0
Tiempo a compensar (seg) :	0
Consumo promedio (kwh/seg) :	0,00015
Energía a compensar (kwh) :	0,00000
Costo de falla (\$/kwh) :	265,100
Monto a compensar (\$) :	0

MONTO EXENTO	MONTO AFECTO	I.V.A.
0	96.064	18.252



ANEXO 2: EQUIPOS EXISTENTES.

Fotografía 2.1 Sala de Máquinas.



En esta sala es donde se encuentran las Moto-Bombas, Iluminación, Enchufes y Tablero General de la instalación. Tiene una superficie de 3.2m x 5m (16m²)

Fotografía 2.2 Moto-Bomba A o Motor A.



Placa de datos de la Moto-Bomba A o Bomba A.

Fotografía 2.3 Moto-Bomba B o Motor B.



Placa de datos de la Moto-Bomba B o Bomba B.

Fotografía 2.4 Grupo de Moto-Bombas (Motor C faltante, y no lo habilitarán más).



Antiguamente tenían tres Motobombas (A, B y C), pero la faltante (C) estaba sub dimensionada por lo que se quemó el estator. Con las Moto-Bombas A y B les basta para regar, el dueño decidió no volver a invertir en una tercera Moto-Bomba.

Fotografía 2.5 Tablero General.



Se aprecia el Actual estado del Tablero General, las Canalizaciones (t.p.r.) y las botoneras On-Off de las Moto-Bombas A, B y C (aunque la C no se ocupa)

Fotografía 2.6 Tablero General.



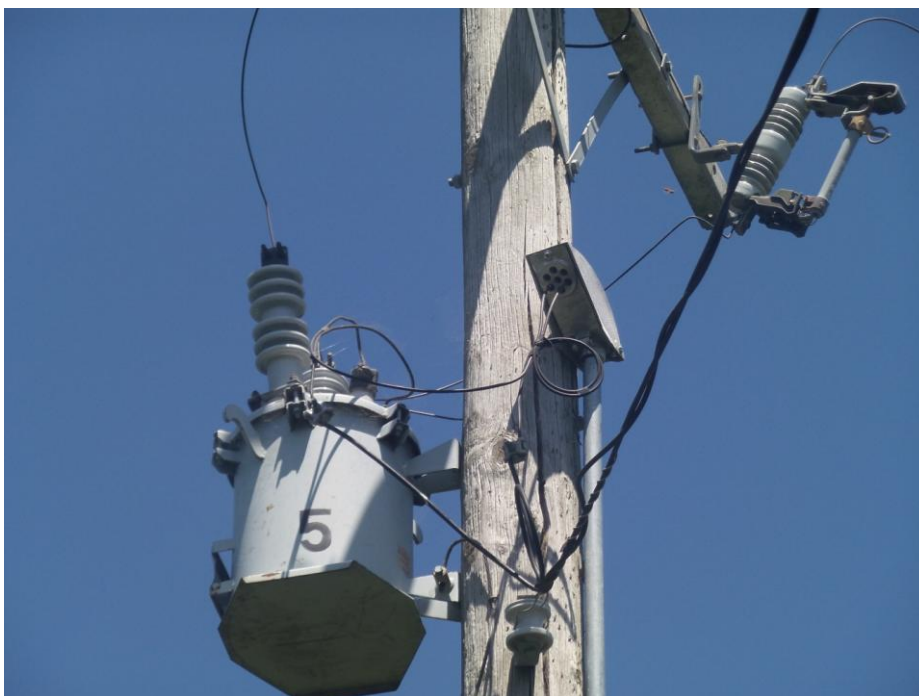
Vista del Tablero General por dentro. Se aprecia como hubo un Temporizador el cual está inhabilitado actualmente pues los tiempos de regadío los dispone el Capataz de forma manual a través de las botoneras.

Fotografía 2.7 Botoneras On-Off de cada Moto Bomba.



Botoneras On-Off, que pertenecen a las Moto-Bombas A, B y C, de derecha a Izquierda respectivamente.

Fotografía 2.8 Transformador Bifásico/monofásico tipo Sub. Estación 5kVA.



Transformados Bifásico/Monofásico o de 5kVA, le pertenece a la Compañía eléctrica LUZPARRAL.

Fotografía 2.8 Medido Unidireccional monofásico.



Tanto el Transformador tipo Sub. Estación como el Medidor Unidireccional se encuentra en medio de la plantación de arándanos, la sala de máquinas se encuentra junto al pozo, a 50 metros de distancia del medidor y transformador.

ANEXO 3: COTIZACIONES Y FICHAS TÉCNICAS.

Cliente: Cliente empresa
 Dirección: Sin dirección
 Comuna: Providencia
 Ciudad: Santiago
 RUT: 111.111.111-8



Cotización
N° 3150
30/03/2016

TRITEC - Intervento SpA
 Dr. Manuel Barros Borgoño N° 71 OF 1604
 Providencia, Santiago de Chile

Contacto: ALLAN IBARRA
 Teléfono: _____
 E-Mail: _____

Artículo	Descripción	Cantidad	Precio Unit.	Valor Total
600373	SMA SI 6,0H Sunny Island con Display, MC3	1.	2,605,275.000	2,605,275.000
600375	SMA SIC 50A/140V Sunny Island Charger- 2400W banco de 48V	1.	736,514	736,514.000
507002	Kaise - Batería AGM 100Ah/12V	24.	123,643.00	2,967,432.000
1302020	Multi Contact hembra MC4 4-6mm ² (Kyocera, Bosch)	3.	1,634.00	4,902.000
1302030	Multi Contact macho MC4 4-6mm ² (Kyocera, Bosch)	3.	1,229.00	3,687.000
101533	Hareon Solar HR-310W 1952X992X35/40	9.	164,738.00	1,482,642.000
0037	Flete PULLMAN-CARGO/Embalaje	1.	164,000.00	164,000.000

Neto	7,964,452
Descuento	0
IVA 19%	1,513,246
Total a pagar	9,477,698

Condiciones de pago

100% contado

Tiempo de entrega mínimo 24 horas - Cotización válida por 15 días - Afecto a disponibilidad de stock

Se aplican las condiciones generales para el comercio del grupo TRITEC (véase: www.tritec-energy.com)

TRITEC - Intervento SpA

RUT: 76.188.578-2
 Giro: Distribución y Proyectos de Energía Fotovoltaica

Banco Santander
 Cuenta N°: 65-91327-5

Cliente: Cliente empresa
 Dirección: Sin dirección
 Comuna: Providencia
 Ciudad: Santiago
 RUT: 111.111.111-8



Cotización
N° 3151
30/03/2016

TRITEC - Intervento SpA
 Dr. Manuel Barros Borgoño N° 71 OF 1604
 Providencia, Santiago de Chile

Contacto: ALLAN IBARRA
 Teléfono: _____
 E-Mail: _____

Artículo	Descripción	Cantidad	Precio Unit.	Valor Total
202182	SMA Sunny Boy 2.5 2500 VA, Webconnect, WLAN, 1 MPPT, Sundlix	1.	677,423.000	677,423.000
101533	Hareon Solar HR-310W 1952X992X35/40	7.	164,738	1,153,166.000
58101311	KAMSTRUP Medidor Bidireccional Monofásico 162Mx3	1.	64,350.00	64,350.000
1302020	Multi Contact hembra MC4 4-6mm ² (Kyocera, Bosch)	1.	1,634.00	1,634.000
1302030	Multi Contact macho MC4 4-6mm ² (Kyocera, Bosch)	1.	1,229.00	1,229.000

Neto	1,897,802
Descuento	0
IVA 19%	360,582
Total a pagar	2,258,384

Condiciones de pago

100% contado

Tiempo de entrega mínimo 24 horas - Cotización válida por 15 días - Afecto a disponibilidad de stock

Se aplican las condiciones generales para el comercio del grupo TRITEC (véase: www.tritec-energy.com)

TRITEC - Intervento SpA

RUT: 76.188.578-2
 Giro: Distribución y Proyectos de Energía Fotovoltaica

Banco Santander
 Cuenta N°: 65-91327-5

30/3/2016

Gmail - RV: Generador 5 kVA - 220 VAC



Luis Alberto Vallejos Vergara <iee.vallejosvergara@gmail.com>

RV: Generador 5 kVA - 220 VAC

Claudia Andrea Torres Fernandez <ctorres@lureye.cl> 29 de marzo de 2016, 17:39
 Para: "iee.vallejosvergara@gmail.com" <iee.vallejosvergara@gmail.com>
 Cc: "roberto.vallejos@pyaing.cl" <roberto.vallejos@pyaing.cl>, "juefuent@alumnos.ubiobio.cl" <juefuent@alumnos.ubiobio.cl>, Villarroel Carter David Ricardo <dvillarroel@lureye.cl>

Estimado Luis,
 Buenas tardes,

Junto con saludar y según lo solicitado,
 Adjunto envío valor y ficha técnica de nuestro generador portátil,

GRUPOS ELECTROGENOS PORTATILES		Precio Neto + IVA \$
GEA10E53	DIESEL 4000 E XL ES - PARTIDA ELECTRICA	\$ 1.800.000

- Entrega en nuestras bodegas de Lo Espejo, Santiago,
- Valor no incluye IVA.

Quedamos atentos a sus comentarios,

Atentos saludos,

Claudia Torres | ☎ 041 2566701 | ✉ ctorres@lureye.cl | 🌐 www.lureye.cl Lureye Generación S.A. |
 Asistente Comercial

De: Luis Alberto Vallejos Vergara [<mailto:iee.vallejosvergara@gmail.com>]



LUZPARRAL
Sembrando energía...

LUZ PARRAL S.A.
Distribución y Venta de Energía. Mayoristas, máquinas, motores, repuestos.
Venta de productos alimenticios. Otros servicios de Telecomunicaciones N.C.P.
Proveedores de Internet. Productos de Vestuario y Hogar.
Obras de Ingeniería. Captación, Depuración y Distribución de Agua.
Otros Servicios Agrícolas N.C.P. Preparación del Terreno, Excavaciones y Movimientos de Tierras.
RUT: 96.866.880-0 - Anibal Pinto 1101
Maipo 618 San Carlos - 1 Norte 401 Longaví
Teléfono: 600 600 2200 - Fax: (73) 463728
Parral - Región del Maule - Chile

R.U.T.: 96.866.680-0
FACTURA ELECTRONICA
N° 104.820

S.I.I. - PARRAL

SR(A):
SOCIEDAD AGRICOLA EL GUIINDO LTDA.
LAS CAMELIAS
RETIRO

N° DE CLIENTE: 133948-6
FECHA DE EMISIÓN: 23 Ene 2013
FECHA DE VENCIMIENTO: 23 Ene 2013

Señores : SOCIEDAD AGRICOLA EL GUIINDO LTDA.
Dirección : LAS CAMELIAS,RETIRO
Giro : AGRICOLA

RUT : 76.145.874-4
Fecha Emisión : 23 Ene 2013
Teléfono : --

DETALLE DE SU CUENTA

1	Derechos de conexión S/E compañía y empalme monofásico de propiedad del cliente. // 12 cuotas de \$ 31.522 c/u, interés incluido.	252.101
---	---	---------

N° Solicitud: 404526

MONTO EXENTO	MONTO NETO	I.V.A. 19%	TOTAL MES	SALDO ANTERIOR	TOTAL A PAGAR
\$ 0	\$ 252.101	\$ 47.899	\$ 300.000	\$ 0	\$ 300.000

TOTAL PAGADO	\$ 0
---------------------	-------------



Timbre Electrónico SII
Res. N° 83 del 2007 - Verifique Documento www.sii.cl

NOMBRE RUT FECHA RECINTO FIRMA
El encase de recibo que se declara en este acto, de acuerdo a lo dispuesto en la letra b) del Art. 4°, y la letra c) del Art. 5° de la ley 19.983, acredita que la entrega de mercaderías o servicio(s) prestado(s) ha(n) sido recibido(s).

MENSAJES

USO DE LA EMPRESA TALÓN DE CONTROL LUZPARRAL S.A.



000331074P0001100000000000

VENCIMIENTO	TOTAL PAGADO
23 Ene 2013	\$ 0

N° FACTURA ELECTRONICA : 104.820
N° CLIENTE: 133948-6
N°RUTA: 12 026 3867



KBL121000 12V 100Ah(10hr) - LONG LIFE

The rechargeable batteries are lead-lead dioxide systems. The dilute sulfuric acid electrolyte is absorbed by separators and plates and thus immobilized. Should the battery be accidentally overcharged producing hydrogen and oxygen, special one-way valves allow the gases to escape thus avoiding excessive pressure build-up. Otherwise, the battery is completely sealed and is, therefore, maintenance-free, leak proof and usable in any position.



Battery Construction

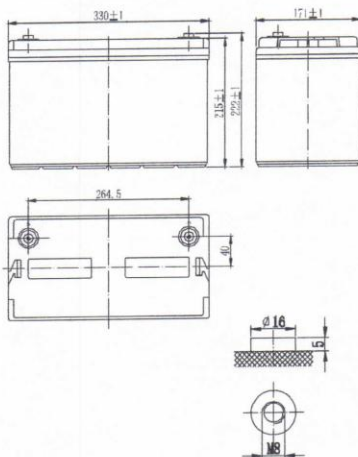
Component	Positive plate	Negative plate	Container	Cover	Safety valve	Terminal	Separator	Electrolyte
Raw material	Lead dioxide	Lead	ABS	ABS	Rubber	Copper	Fiberglass	Sulfuric acid

General Features

- Absorbent Glass Mat (AGM) technology for efficient gas recombination of up to 99% and freedom from electrolyte maintenance or water adding.
- Not restricted for air transport-complies with IATA/ICAO Special Provision A67.
- UL-recognized component.
- Can be mounted in any orientation.
- Computer designed lead, calcium tin alloy grid for high power density.
- Long service life, float or cyclic applications.
- Maintenance-free operation.
- Low self discharge.

Dimensions and Weight

Length(mm / inch)	330 / 12.99
Width(mm / inch)	171 / 6.73
Height(mm / inch)	215 / 8.46
Total Height(mm / inch)	222 / 8.74
Approx. Weight(Kg / lbs)	29 / 63.9



Performance Characteristics

Nominal Voltage	12V
Number of cell	6
Design Life	10 years
Nominal Capacity 77°F(25°C)	
10 hour rate (10.0A, 10.8V)	100Ah
5 hour rate (16.6A, 10.5V)	83Ah
1 hour rate (61A, 9.6V)	61Ah
Internal Resistance	
Fully Charged battery 77°F(25°C)	5.2mOhms
Self-Discharge	
3% of capacity declined per month at 20°C(average)	
Operating Temperature Range	
Discharge	-20~60°C
Charge	-10~60°C
Storage	-20~60°C
Max. Discharge Current 77°F(25°C)	900A(5s)
Short Circuit Current	2100A
Charge Methods: Constant Voltage Charge 77°F(25°C)	
Cycle use	2.30-2.35VPC
Maximum charging current	30A
Temperature compensation	-30mV/°C
Standby use	2.23-2.27VPC
Temperature compensation	-20mV/°C

Discharge Constant Current (Amperes at 77°F25°C)

End Point Voltage/Cell	10min	15min	30min	1h	3h	5h	10h	20h
1.60V	210	173	98.9	61.0	25.1	17.6	10.8	5.50
1.65V	197	164	95.0	60.6	24.6	17.3	10.6	5.45
1.70V	182	156	92.2	59.7	24.1	17.0	10.4	5.40
1.75V	170	145	89.3	58.9	23.5	16.6	10.2	5.35
1.80V	156	136	87.4	57.1	22.8	16.3	10.0	5.30

Discharge Constant Power (Watts at 77°F25°C)

End Point Voltage/Cell	10min	15min	30min	45min	1h	2h	3h	5h
1.60V	372	304	186	138	119	68.2	48.4	33.8
1.65V	353	294	180	134	117	67.0	47.8	33.6
1.70V	335	290	176	132	116	65.8	47.3	33.3
1.75V	317	279	170	129	112	64.6	46.7	33.2
1.80V	296	270	164	126	109	63.9	45.9	32.9

(Note)The above characteristics data are average values obtained within three charge/discharge cycles not the minimum values.



SUNNY ISLAND 6.0H / 8.0H



SUNNY ISLAND / SUNNY ISLAND-10

Sencillo

- OptiUse: rápida instalación y puesta en servicio, manejo simplificado
- OptiBat: siempre al día con la visualización del estado de carga de batería

Resistente

- IP54: protección óptima frente al polvo y humedad
- OptiCool: mayor rango de temperatura
- OptiPower: funcionamiento más seguro en cualquier situación

Flexibilidad

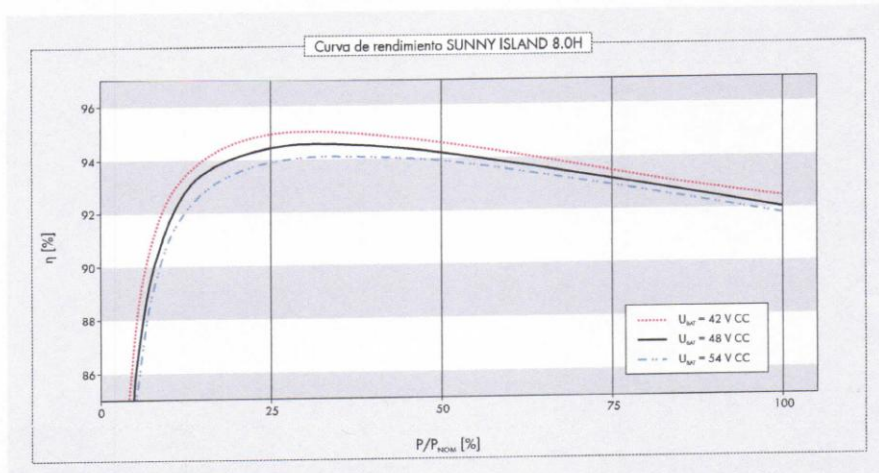
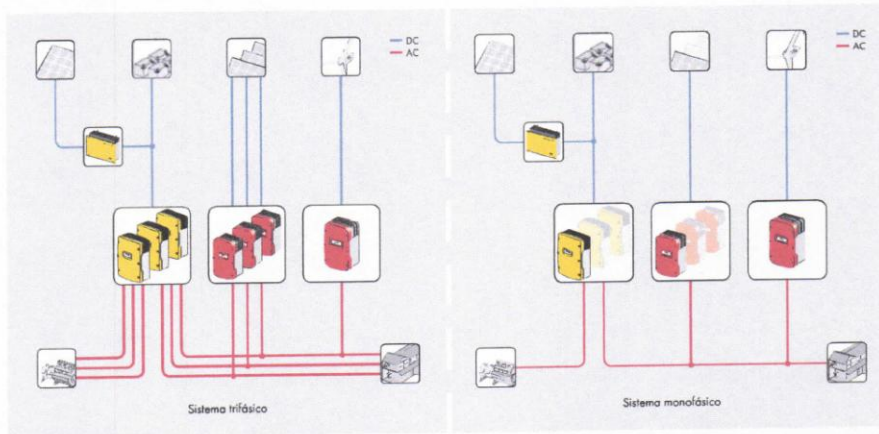
- Para sistemas de 3 a 300 kW
- Diseño preciso
- Compatible con la tecnología Multicluster

SUNNY ISLAND 6.0H / 8.0H

Sencillo. Resistente. Flexible.

Más resistente que su predecesor: el nuevo Sunny Island convence por su elevada clase de protección y su amplio rango de temperatura. Gracias a OptiCool, no tendrá que asumir ninguna merma en cuanto a la capacidad de sobrecarga y rentabilidad. Y aún hay más: la inteligente gestión de la energía y de la carga OptiPower garantiza el funcionamiento también en situaciones difíciles. OptiUse hace que la instalación, la puesta en servicio y el uso diario sean como nunca antes: con detección de campo giratorio, guía de configuración rápida y manejo intuitivo. Además, la gestión avanzada de baterías OptiBat regula automáticamente las operaciones de carga y descarga y alarga así la vida útil de los sensibles dispositivos de almacenamiento de energía. El Sunny Island es un auténtico "paquete todo incluido" para lograr un suministro energético fiable y autosuficiente.

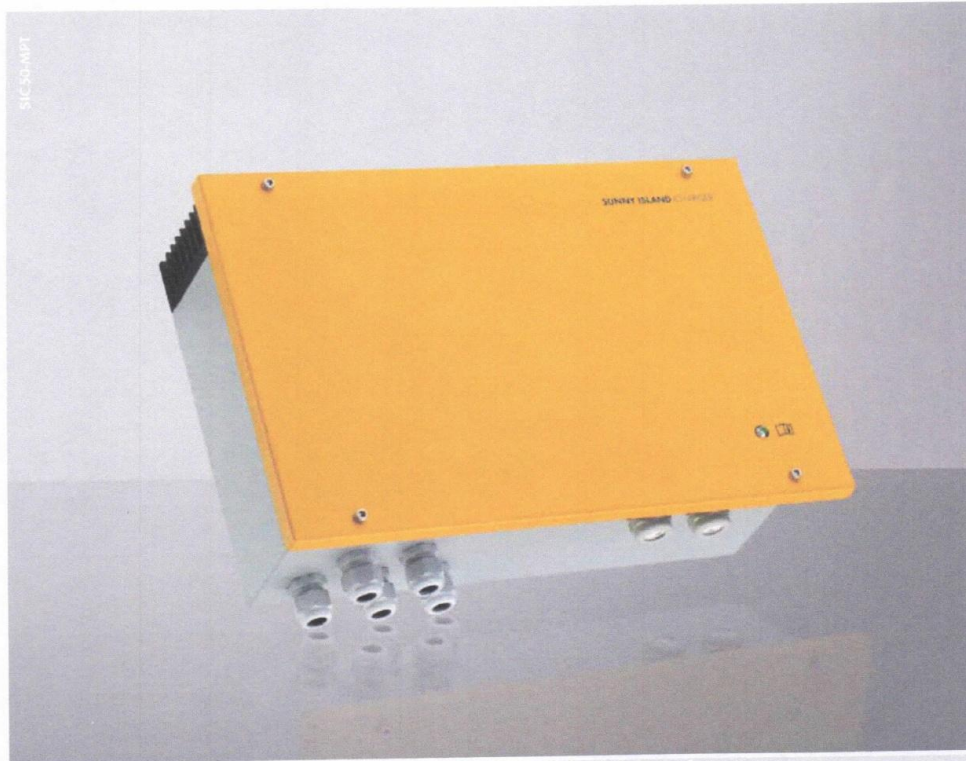
SUNNY ISLAND 6.0H / 8.0H



Datos técnicos	Sunny Island 6.0H	Sunny Island 8.0H
Salida de CA (equipo consumidor / red aislada)		
Tensión asignada de red / rango de tensión de CA	230 V / 202 V - 253 V	230 V / 202 V - 253 V
Frecuencia nominal / rango de frecuencia (ajustable)	50 Hz / 45 Hz ... 65 Hz	50 Hz / 45 Hz ... 65 Hz
Potencia asignada (a $U_{nom}, I_{nom} / 25\text{ °C} / \cos \phi = 1$)	4600 W	6000 W
Potencia de CA a 25 °C durante 30 min / 5 min / 3 s	6000 W / 6800 W / 11000 W	8000 W / 9100 W / 11000 W
Intensidad asignada / corriente de salida máxima (pico)	20 A / 120 A	26 A / 120 A
Coefficiente de distorsión no lineal de tensión de salida / factor de potencia para la potencia asignada	< 4 % / -1 ... +1	< 4 % / -1 ... +1
Entrada de CA (generador, red o MC-Box)		
Tensión asignada de entrada / rango de la tensión de entrada de CA	230 V / 172,5 V - 264,5 V	230 V / 172,5 V - 264,5 V
Frecuencia asignada de entrada / rango de frecuencia de entrada permitida	50 Hz / 40 Hz ... 70 Hz	50 Hz / 40 Hz ... 70 Hz
Corriente máxima de entrada de CA	50 A	50 A
Potencia máxima de entrada CA	11,5 kW	11,5 kW
Batería de entrada de CC		
Tensión asignada de entrada / rango de tensión de CC	48 V / 41 V - 63 V	48 V / 41 V - 63 V
Corriente de carga máxima de la batería / corriente de carga asignada	110 A / 100 A	140 A / 115 A
Tipo de batería / capacidad de la batería [rango]	FLA, VRLA / 100 Ah ... 10000 Ah	FLA, VRLA / 100 Ah ... 10000 Ah
Regulación de carga	Procedimiento de carga IUoU con carga completa y de compensación automática	Procedimiento de carga IUoU con carga completa y de compensación automática
Rendimiento / autoconsumo		
Rendimiento máxima	95 %	95 %
Autoconsumo sin carga / en espera	< 26 W / < 4 W	< 26 W / < 4 W
Dispositivo de protección (equipo)		
Cortocircuito de CA / sobrecarga de CA	● / ●	● / ●
Protección contra polarización inversa de CC / fusible de CC	- / -	- / -
Sobrecalentamiento / descarga total de la batería	● / ●	● / ●
Categoría de sobretensión según IEC 60664-1	III	III
Datos generales		
Dimensiones (ancho / alto / fondo)	467 / 612 / 242 mm (18,4 / 24,1 / 9,5 in)	467 / 612 / 242 mm (18,4 / 24,1 / 9,5 in)
Peso	63 kg	63 kg
Rango de temperatura de servicio	-25 °C ... +60 °C	-25 °C ... +60 °C
Clase de protección según IEC 62103	I	I
Clase climática según IEC 60721	3K6	3K6
Tipo de protección según IEC 60529	IP54	IP54
Características / función		
Manejo y pantalla / relé multifunción	Externo mediante SRC-20 / 2	Externo mediante SRC-20 / 2
Sistemas trifásicos / conexión en paralelo	● / ●	● / ●
Puente integrado / funcionamiento multicónductor	- / ●	- / ●
Cálculo del nivel de carga / carga completa / carga de compensación	● / ● / ●	● / ● / ●
Arranque suave integrado / asistencia de generador	● / ●	● / ●
Sensor de temperatura de la batería / cables de comunicación	● / ●	● / ●
Garantía (5 / 10 / 15 / 20 / 25 años)	● / ○ / ○ / ○ / ○	● / ○ / ○ / ○ / ○
Certificados y autorizaciones	www.SMA-Solar.com	www.SMA-Solar.com
Accesorios		
Cables de la batería / fusibles de la batería	○ / ○	○ / ○
Interfaz SIKCOMSMA (RS485) / SISYS CAN (multicónductor)	○ / ○	○ / ○
Arranque avanzado del generador "GenMan"	○	○
Relé de deslaste de carga / medición externa de la corriente de la batería	○ / ○	○ / ○
<p>● Equipamiento de serie ○ Opcional - No disponible</p> <p>Datos en condiciones nominales, datos provisionales, actualización: abril de 2012</p>		
Modelo comercial	SI6.0H-10	SI8.0H-10



SUNNY ISLAND CHARGER 50



Flexible

- For 12 / 24 / 48 V
- Parallel connection of up to four devices
- Modular and expandable

Easy to use

- Easy installation and commissioning
- Operation and configuration via Sunny Island (Single Point of Operation)

Efficient

- Active MPP tracking
- Efficiency > 98 %

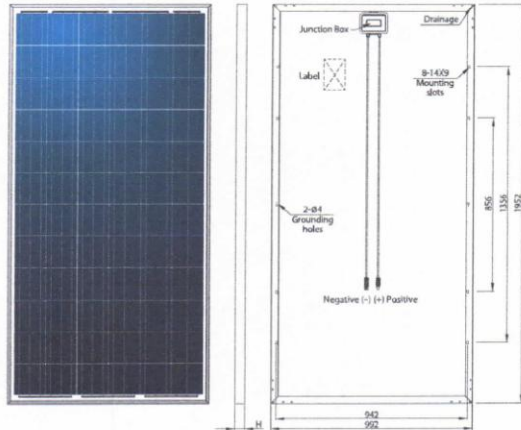
Durable

- Outdoor installation possible due to IP65
- Without fan
- Nominal power up to 40 °C
- 5-year SMA warranty

SUNNY ISLAND CHARGER 50

SMA DC connection: maximum efficiency and applicable everywhere

AC and DC coupling in perfect interaction and from a single manufacturer: the all-purpose Sunny Island Charger 50 by SMA. Its broad DC input voltage range makes configuration possible for almost any PV module. Thanks to the integrated MPP tracking system, the charger guarantees an energy yield between 15 to 30 percent higher than that of conventional shunt charge controllers. Unique in charge controllers of this power range: the high protection class, fanless operation and broad temperature range enable its use even under extreme climatic conditions. Easy installation and automatic control through the Sunny Island make commissioning super simple.



MECHANICAL PARAMETERS

Cell (mm)	156x156 Poly
Weight (kg)	21.5/21.8
Dimensions (LxWxH) (mm)	1952x992x35/40
Cable Cross Section Size (mm ²)	4
No. of Cells and Connections	72(6x12)
No. of Diodes	3

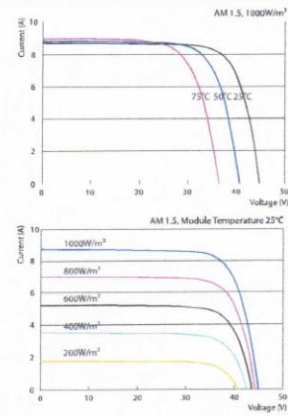
QUALIFICATION

Max. System Voltage	1000VDC
Temperature Cycling Range	-40°C~+85°C
Max. Series Fuse	15 A
Max. Wind Load / Max. Snow Load	2400Pa / 5400Pa
Damp Heat Test	85°C and 85% relative humidity for 1000h
Hot Spot Free	100%EL inspection before and after lamination

ELECTRICAL PARAMETERS

TYPE	HR-280W	HR-285W	HR-290W	HR-295W	HR-300W	HR-305W	HR-310W
STC							
Rated Max. Power at STC (W)	280	285	290	295	300	305	310
Max. Power Voltage / Vmp (V)	35.39	35.60	35.86	35.98	36.30	36.61	36.82
Max. Power Current / Imp (A)	7.91	8.00	8.09	8.20	8.26	8.33	8.42
Open Circuit Voltage / Voc (V)	44.46	44.51	44.65	44.74	44.82	44.91	45.05
Short Circuit Current / Isc (A)	8.40	8.52	8.64	8.76	8.88	8.99	9.10
Module Efficiency (%)	14.46	14.72	14.98	15.23	15.49	15.75	16.01
NOCT							
Rated Max. Power at NOCT (W)	202.2	205.7	209.3	212.6	216.2	219.8	223.1
Max. Power Voltage / Vmp (V)	32.60	32.70	32.80	32.90	33.00	33.10	33.30
Max. Power Current / Imp (A)	6.20	6.29	6.38	6.46	6.55	6.64	6.70
Open Circuit Voltage / Voc (V)	45.50	40.50	40.70	40.80	40.90	41.00	41.10
Short Circuit Current / Isc (A)	6.79	6.89	6.99	7.08	7.18	7.27	7.35
Module Efficiency (%)	13.05	13.28	13.51	13.72	13.96	14.19	14.45
Temperature Coefficient of Pm	-0.44%/°C						
Temperature Coefficient of Voc	-0.32%/°C						
Temperature Coefficient of Isc	+0.055%/°C						
Nominal Operating Cell Temperature	45°C±3°C						
Output Tolerance	0~5W						

310W CURVES



PACKING CONFIGURATION

MODULE SIZE	CONTAINER	20'GP	40'HC
1952x992x35	Pieces Per Pallet	28	28
	Pallets Per Container	5	22
	Pieces Per Container	140	616
1952x992x40	Pieces Per Pallet	25	25
	Pallets Per Container	5	22
	Pieces Per Container	125	550

LINEAR WARRANTY

No more than 3% peak power degradation in 1ST year;
No more than 0.7% peak power degradation in coming 24 years;
Free from defects of materials and workmanship for 10 years.





SUNNY BOY 1.5 / 2.5



Flexible

- Amplio rango de tensión de entrada
- Interfaces de WLAN y Speedwire integradas con Webconnect

Informativo

- Nuevo concepto de comunicación con servidor web integrado
- Monitorización de los datos de la planta mediante la interfaz web en todos los teléfonos inteligentes y tabletas
- Led pulsada

Con un futuro asegurado

- OptiTrack Global Peak
- No requiere mantenimiento gracias a la refrigeración por convección
- Zero feed-in ready
- Conexión directa con el E-Meter

Sencillo

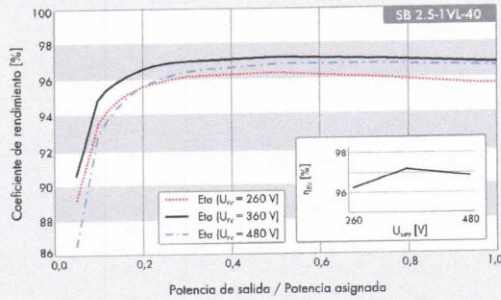
- Sistema de conexión de CC SUNCLIX
- Instalación sencilla, peso reducido, sin transformador
- Puesta en marcha sencilla mediante interfaz web

SUNNY BOY 1.5 / 2.5

El nuevo modelo para las plantas pequeñas

El nuevo Sunny Boy 1.5/2.5 ha sido desarrollado desde cero y es el inversor perfecto para los clientes que tengan plantas fotovoltaicas de pequeño tamaño. Con su amplia zona de tensión de entrada que va de los 80 a los 600 V se puede utilizar en diversas situaciones lo que le concede una elevada flexibilidad a la hora de elegir los módulos y es, además, muy fácil de instalar gracias a su reducido peso. Después de poner en marcha el Sunny Boy 1.5/2.5 de una manera muy sencilla a través de la interfaz web, el equipo puede llevar a cabo una monitorización local mediante su red sin cables o bien, "online" con el Sunny Portal o Sunny Places.

Curva de rendimiento



● De serie ○ Opcional — No disponible
 Datos en condiciones nominales
 Actualizada: marzo 2015

Datos técnicos	Sunny Boy 1.5	Sunny Boy 2.5
Entrada [CC]		
Potencia de CC máx. (con cos φ=1)	1 600 W	2 650 W
Tensión de entrada máx.	600 V	600 V
Rango de tensión del MPP	160 V - 500 V	260 V - 500 V
Tensión asignada de entrada	360 V	360 V
Tensión de entrada mín./de inicio	50 V / 80 V	50 V / 80 V
Corriente máx. de entrada	10 A	10 A
Corriente máx. de entrada por string	10 A	10 A
Número de entradas de MPP independientes/strings por entrada de MPP	1/1	1/1
Salida [CA]		
Potencia asignada (a 230 V, 50 Hz)	1 500 W	2 500 W
Potencia máx. aparente de CA	1 500 VA	2 500 VA
Tensión nominal de CA	220 V/230 V/240 V	220 V/230 V/240 V
Rango de tensión nominal de CA	180 V - 280 V	180 V - 280 V
Frecuencia de red de CA/rango	50 Hz, 60 Hz/-5 Hz ... +5 Hz	50 Hz, 60 Hz/-5 Hz ... +5 Hz
Frecuencia/tensión asignadas de red	50 Hz/230 V	50 Hz/230 V
Corriente máx. de salida	7 A	11 A
Factor de potencia con potencia asignada	1	1
Factor de desfase ajustable	0,8 inductivo ... 0,8 capacitivo	
Fases de inyección/conexión	1/1	1/1
Rendimiento	97,2%/96,1%	97,2%/96,7%
Dispositivos de protección		
Punto de desconexión en el lado de CC	●	●
Monitorización de toma a tierra/de red	● / ●	● / ●
Protección contra polarización inversa de CC/resistencia al cortocircuito de CA/con separación galvánica	● / ● / -	● / ● / -
Unidad de seguimiento de la corriente residual sensible a la corriente universal	●	●
Clase de protección (según IEC 62103)/categoría de sobretensión (según IEC 60664-1)	I/III	I/III
Protección contra corriente inversa	No es necesario.	No es necesario.
Datos generales		
Dimensiones (ancho x alto x fondo)	460/357/122 mm (18,1/14,1/4,8 in)	
Peso	9,2 kg (20,3 lbs)	
Rango de temperatura de servicio	-40 °C ... +60 °C [-40 °F ... +140 °F]	
Emisiones de ruido típicas	<25 dB	<25 dB
Autoconsumo nocturno	2,0 W	2,0 W
Topología	Sin transformador	Sin transformador
Sistema de refrigeración	Convección	Convección
Tipo de protección (según IEC 60529)	IP65	IP65
Clase climática (según IEC 60721-3-4)	4K4H	4K4H
Valor máximo permitido para la humedad relativa (sin condensación)	100%	100%
Equipamiento		
Conexión de CC/CA	SUNCLIX/conector	SUNCLIX/conector
Pantalla	-	-
Interfaces: RS485, Bluetooth®, Speedwire/Webconnect, WLAN	- / - / ● / ●	- / - / ● / ●
Servidor web integrado	●	●
Garantía: 5/10/15/20/25 años	● / ○ / ○ / ○ / ○	● / ○ / ○ / ○ / ○
Certificados y autorizaciones (otros a petición)	AS4777-3, C10/11/2012, VDE-AR-N4105, CE10-21Int, NEN-EN50438, G83/2, EN50438, VFR2014	
Modelo comercial	SB 1.5-1VL-40	SB 2.5-1VL-40

SMA Solar Technology AG, Inc. SUNCLIX es una marca registrada de SMA Solar Technology AG. Sunclix® es una marca registrada de SMA Solar Technology AG. SMA no asume ninguna responsabilidad por errores u omisiones. Para obtener información adicional consulte el siguiente enlace: www.sma.com



DIESEL 4000 E XL

Ventajas producto

- ➔ Chasis robusto y compacto
- ➔ Arranque eléctrico
- ➔ Bajo consumo
- ➔ Grán Autonomía
- ➔ Motor 'larga duración'

Zoom

LA SEGURIDAD DEL ACEITE EN GRUPOS DIESEL

Gracias a esta función, no solamente el motor arranca y se para con una simple vuelta de llave, sino que también el motor no llegará a arrancar y se parará durante su funcionamiento si el nivel de aceite es demasiado bajo. ¡ Su grupo estará así perfectamente protegido !

Varios

Económicos y extraordinariamente resistentes para obras de larga duración.



DIESEL 4000 E XL

Características generales

Gama	Diesel
Frecuencia (Hz)	50
Potencia max. (kW)	3.40
Potencia max. (kVA)	4.25
Tensión nominal (V)	230
Número de fase	Monofásico - 230V
Nivel de presión acústica Lw	108
Nivel sonoro dB(A) - 7m	85

Características del motor

Marca motor	Kohler Diesel
Tipo motor	KD350
Distribución	Diesel O.H.V.
Arranque	Eléctrico
Combustible	Gasoil
Autonomía (h)	17.8
Consumo (L/h)	0.9
Depósito (L)	16
Seguridad aceite	SI
HP 3600 tr/mn max.	7
Cilindrada (cm3)	349
Capacidad de aceite (L)	1.2

Características del alternador

Tipo	Sin anillos ni escobillas
Ajustamiento	Mecánica
Clase de protección	IP 23
Clase de aislamiento	H

Descriptivo tomas y cajas

2 x 2P+T 230V 10/16A - disyuntor

Dimensiones y peso

Longitud (cm)	81
Anchura (cm)	55.5
Altura (cm)	59
Peso neto (kgs)	84









Acondicionamiento

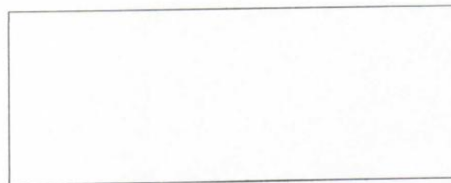
Tipo de acondicionamiento	Cartón
Longitud (cm)	82
Anchura (cm)	56.5
Altura (cm)	60
Tipo de paleta	120/80
Número de cartón por paleta	4
Altura de paleta (cm)	130



DIESEL 4000 E XL

Opciones

	R01	Protección diferencial R01	Esta caja incluye contador horario e interruptor diferencial.
	R05A	Caja de arranque automática	Arranque automático, mando a distancia, arranque sobre contacto a seco.
	RPM	Kit tomas macho	Clavijas macho para todos los modelos que incluye : 2 x 16A/230 V, CEE17 : 1 x 16A/230V, 1 x 32A/230 V y 1 x 16A/400V
	RPQ	Piqueta de tierra	Para conexión de la masa de su grupo a la tierra. Piqueta galvanizada de 1 m de longitud, entregada con 2 m de cable de 10 mm ² de sección
	RBAC	Bac de rangement amovible	#Bac de rangement amovible
	R05A	Caja de arranque automática	Arranque automático, mando a distancia, arranque sobre contacto a seco.
	R05M	Inversor de fuente manual	El inversor de fuente manual permite conectar un grupo electrógeno a una vivienda y gestionar manualmente la fuente de la corriente por corte y retorno de la red.
	RKB1	Kit brouette RKB1	#Kit brouette pour les groupes inférieurs ou égaux à 6 kW



DIESEL 4000 E XL - PORTABLE POWER - Gamme 50Hz Diesel

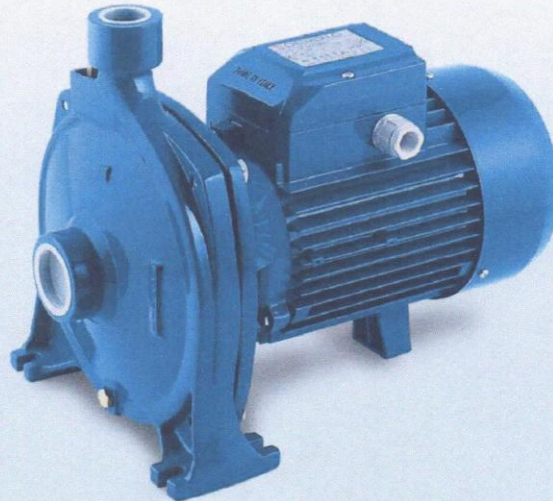
Documento no contractual - La sociedad SDMO Industries se reserva el derecho de modificar sin previo aviso todas las características anunciadas en este Datasheet, para mejorar la calidad de sus productos.

SDMO Industries - 12bis, rue de la Villeneuve - CS 92848 - 29228 BREST CEDEX 2 - FRANCE - Tel +33 (0)2 98 41 41 41 - Fax +33 (0)2 98 41 63 07 - www.sdmo.com

Page 2

CP

Centrifugal pumps



PERFORMANCE RANGE

- Flow rate up to **250 l/min** (15 m³/h)
- Head up to **57 m**

APPLICATION LIMITS

- Manometric suction lift up to **7 m**
- Liquid temperature between **-10 °C** and **+90 °C**
- Ambient temperature between **-10 °C** and **+40 °C**
- Max. working pressure **10 bar**
- Continuous service **S1**

CONSTRUCTION AND SAFETY STANDARDS

EN 60034-1
IEC 60034-1
CEI 2-3



INSTALLATION AND USE

Suitable for use with clean water and liquids that are not chemically aggressive towards the materials from which the pump is made. The pumps in this series are specifically intended for use in the civil, industrial and agricultural sectors where their overriding characteristics of sturdiness and reliability are best appreciated. The pump should be installed in an enclosed environment, or at least sheltered from inclement weather.

OPTIONALS AVAILABLE ON REQUEST

- Special mechanical seal
- Other voltages or 60 Hz frequency

GUARANTEE

1 year subject to terms and conditions

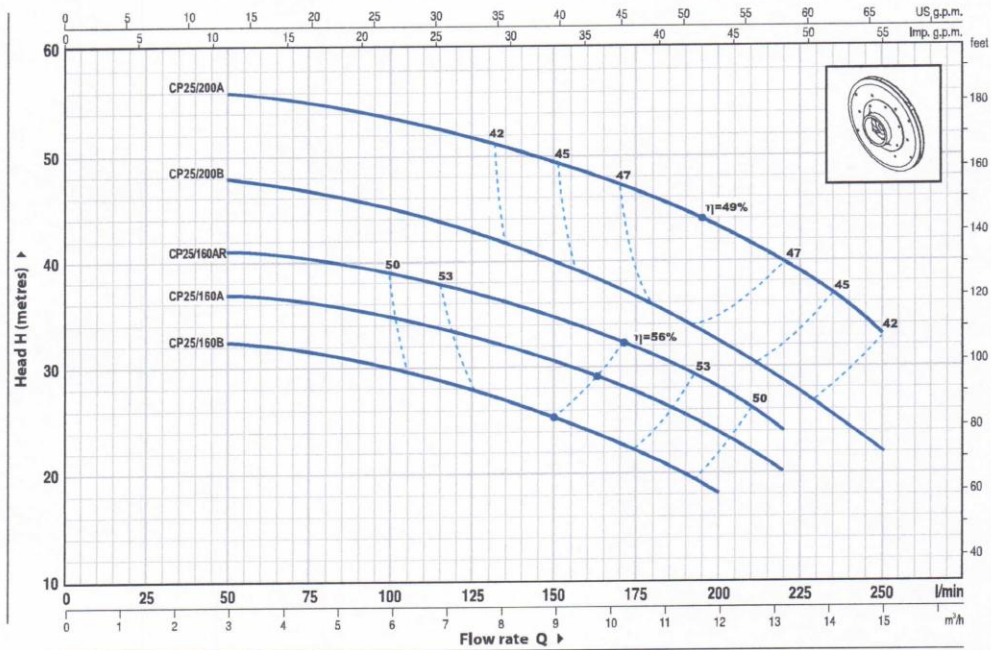
CERTIFICATIONS





CHARACTERISTIC CURVES AND PERFORMANCE DATA

50 Hz n= 2900 1/min HS= 0 m



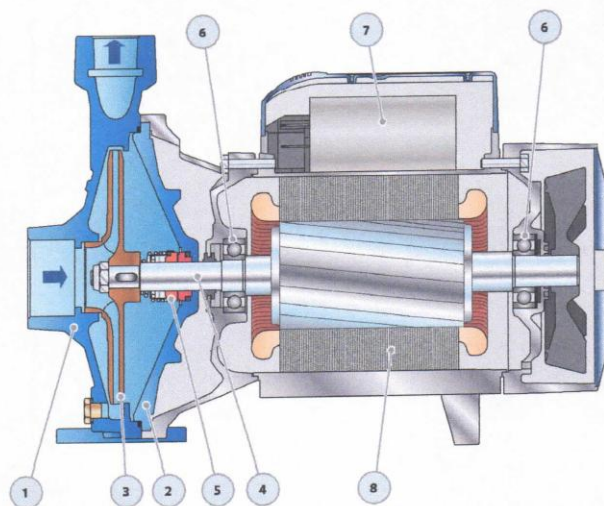
MODEL		POWER		Q	m ³ /h														
Single-phase	Three-phase	kW	HP		0	3.0	3.6	4.2	4.8	5.4	6.0	6.6	7.5	8.4	9.6	10.8	12.0	13.2	15.0
CPm 25/160B	CP 25/160B	1.1	1.5	H metres	33	32.5	32	31.5	31	30.5	30	29	28	26.5	24	21.5	18		
CPm 25/160A	CP 25/160A	1.5	2		38	37	36.8	36.5	36	35.5	35	34	33	31.5	29.5	27	24	20	
-	CP 25/160AR	2.2	3		42	41	41	40.5	40	39.5	39	38	37	36	34	31	28	24	
CPm 25/200B	CP 25/200B	2.2	3		49	48	47.5	47	46.5	45.5	45	44	43	41	38.5	36	32	28	22
-	CP 25/200A	3	4		57	56	55.8	55.5	55	54.5	53.5	53	52	50.5	48.5	46	43.5	40	33

Q = Flow rate H = Total manometric head HS = Suction height

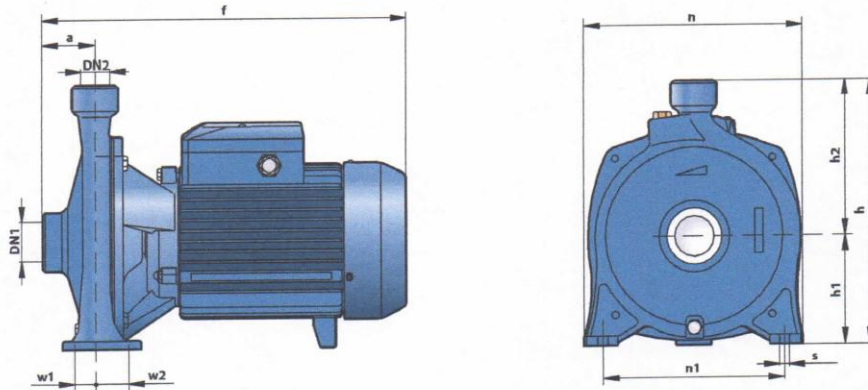
Tolerance of characteristic curves in compliance with EN ISO 9906 App. A.

CP

POS.	COMPONENT	CONSTRUCTION CHARACTERISTICS					
1	PUMP BODY	Cast iron, made to EN 733 standards, complete with threaded ports in compliance with ISO 228/1					
2	BODY BACKPLATE	Cast iron					
3	IMPELLER	Brass					
4	MOTOR SHAFT	Stainless steel EN 10088-3 - 1.4104					
5	MECHANICAL SEAL	<i>Pump</i>	<i>Seal</i>	<i>Shaft</i>	<i>Materials</i>		
		<i>Model</i>	<i>Model</i>	<i>Diameter</i>	<i>Stationary ring</i>	<i>Rotational ring</i>	<i>Elastomer</i>
		CP 25/160	FN-18	Ø 18 mm	Graphite	Ceramic	NBR
CP 25/200	FN-24	Ø 24 mm	Graphite	Ceramic	NBR		
6	BEARINGS	<i>Pump</i>	<i>Model</i>				
		CP 25/160	6204 ZZ / 6204 ZZ				
		CP 25/200	6206 ZZ - C3 / 6205 ZZ				
7	CAPACITOR	<i>Pump</i>	<i>Capacitance</i>				
		<i>Single-phase</i>	<i>(230 V or 240 V)</i>		<i>(110 V)</i>		
		CPm 25/160B	31.5 µF 450 VL	60 µF 250 VL			
		CPm 25/160A	45 µF 450 VL	80 µF 250 VL			
		CPm 25/200B	70 µF 450 VL	-			
8	ELECTRIC MOTOR	CPm: single-phase 230 V - 50 Hz with thermal overload protector built-in to the winding (up to 1.5 kW). CP: three-phase 230/400 V - 50 Hz. ⇒ Pumps fitted with the three-phase motor option offer IE2 (IEC 60034-30) class high performance - Insulation: F class. - Protection: IP 44.					



DIMENSIONS AND WEIGHT



MODEL		PORTS		DIMENSIONS mm										kg	
Single-phase	Three-phase	DN1	DN2	a	f	h	h1	h2	n	n1	w1	w2	s	1~	3~
CPm 25/160B	CP 25/160B	1½"	1"	56	375	260	105	155	206	150	27.5	27.5	10	20.0	18.0
CPm 25/160A	CP 25/160A													21.3	21.3
-	CP 25/160AR													-	21.3
CPm 25/200B	CP 25/200B			60	390/365	305	125	180	252	210	23.5	39.5	11	28.5	30.7
-	CP 25/200A	-	30.9												

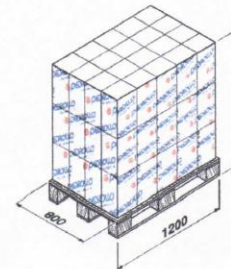
ABSORPTION

MODEL	VOLTAGE (single-phase)		
	230 V	240 V	110 V
CPm 25/160B	8.5 A	7.8 A	17.0 A
CPm 25/160A	9.8 A	8.9 A	19.6 A
CPm 25/200B	13.4 A	13.0 A	-

MODEL	VOLTAGE (three-phase)					
	230 V	400 V	690 V	240 V	415 V	720 V
CP 25/160B	5.7 A	3.3 A	1.9 A	5.2 A	3.0 A	1.7 A
CP 25/160A	7.3 A	4.2 A	2.4 A	6.7 A	3.9 A	2.3 A
CP 25/160AR	8.9 A	5.1 A	3.0 A	8.3 A	4.8 A	2.8 A
CP 25/200B	10.5 A	6.0 A	3.5 A	9.6 A	5.6 A	3.3 A
CP 25/200A	12.4 A	7.2 A	4.2 A	11.0 A	6.4 A	3.7 A

PALLETIZATION

MODEL		GROUPAGE			CONTAINER				
Single-phase	Three-phase	n° pumps	H (mm)	kg	n° pumps	H (mm)	kg		
				1~	3~		1~	3~	
CPm 25/160B	CP 25/160B	50	1560	1020	920	70	2130	1420	1280
CPm 25/160A	CP 25/160A	50	1560	1090	1040	70	2130	1510	1440
-	CP 25/160AR	50	1560	-	1090	70	2130	-	1510
CPm 25/200B	CP 25/200B	18	1190	530	570	-	-	-	-
-	CP 25/200A	18	1210	-	580	-	-	-	-



series

MB



ELECTRIC PUMPS
CENTRIFUGAL

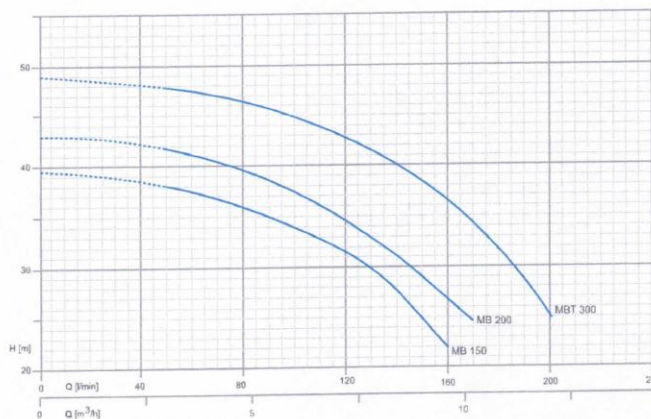
CHARACTERISTICS

USES - Two impellers compact centrifugal pumps for constructing pressurisation systems irrigation systems, for civil and industrial plant; guarantee good ratio between pressure and delivery.

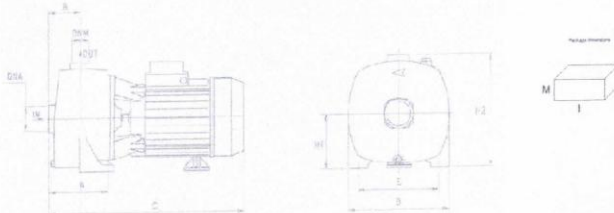
CONSTRUCTION FEATURES - Cast iron pump casing with threaded openings; cast iron motor bracket; impeller in Noryl® or in brass; ceramic - graphite mechanical seal, motor shaft in AISI 303 steel on the hydraulic side; world leading brand ball bearings; liquid temperature range 0 - 90°C (0 - 50°C if impeller in Noryl®); max. operating pressure 8 bar.

MOTOR - 2 pole electric induction motor for continuous operations; stator made with low-loss laminated electric sheet steel; insulation Class F; IP 44 protection level; thermal protection for single-phase models; the user is responsible for supplying protection for the three-phase models.

ON REQUEST - Other operating voltages and frequencies; special mechanical seal; special liquids.



Dimensions



Technical data

TYPE		AMPERE											
1~	3~	P2P1	(kW)				0	2.4	4.8	7.2	9.6	12	
			1~3~	1x230V/50Hz		3x400V/50Hz		0	40	80	120	160	200
230 V - 50 Hz	230 / 400 V - 50 Hz	(HP)	(kW)	1~3~	1x230V/50Hz	3x400V/50Hz							
MB 150	MBT 150	1.5	1.1	1.60	1.55	7.7	2.9	39.5	38.5	36	30.8	22	-
MB 200	MBT 200	2.2	1.65	2	1.90	9.5	3.6	43	42.1	39.5	34.5	26	-
MB 300	MBT 300	3	2.2	-	2.60	-	4.8	49	48.4	47.2	43.6	36.5	25

TYPE	DIMENSIONS (mm)										Kg		
	A	B	C	D	E	H1	H2	DNA	DNM	I	L	M	
MB 150	108	73	385	205	165	115	242	1"1/2G	1"1/4G	405	225	295	21.2
MB 200	108	73	385	205	165	115	242	1"1/2G	1"1/4G	405	225	295	21.7
MB 300	108	73	385	205	165	115	242	1"1/2G	1"1/4G	405	225	295	21.7

ANEXO 4: ANÁLISIS ECONÓMICO.

Generador Diesel.

mes	Consumo de energía (kwh)/mes Aprox.	litros de combustible (L)	dinero gastado en combustible (\$*Litros)
enero	600,00	158,82	60.829,41
febrero	500,00	132,35	50.691,18
marzo	500,00	132,35	50.691,18
abril	400,00	105,88	40.552,94
mayo	100,00	26,47	10.138,24
junio	0,00	0,00	0,00
julio	0,00	0,00	0,00
agosto	0,00	0,00	0,00
septiembre	0,00	0,00	0,00
octubre	0,00	0,00	0,00
noviembre	200,00	52,94	20.276,47
diciembre	500,00	132,35	50.691,18
total	2.800,00	741,18	283.870,59

Generador Diesel				
Casa Com.	Equipos	Canti.	Precio Unitario	Valor Total
SDMO	Diesel 4000E XL	1	1.800.000	1800000
IVA 19%:				342000
Total a pagar en Equipos:				2142000
Casa Com.	Montaje, materiales y protecciones eléctricas.	Canti.	Precio Unitario	Valor Total
GOBANTES	Diferencial 2x25A 30mA	1	18.796	18796
GOBANTES	Interruptor Automático 1x32A curva C 10kA	1	5.393	5393
GOBANTES	Interruptor tipo Paco 32A de tres polos	1	15.209	15209
GOBANTES	Conduit de Acero Galvanizado 3/4" tira de 3 m	5	9.804	49020
GOBANTES	Cajas de acero galvanizado 100x100x20	2	3.000	6000
GOBANTES	Conduit flexible 3/4" por metro	2	1.573	3146
GOBANTES	Conductores	1	20.000	20000
GOBANTES	Otros	-	30.000	30000
Total (IVA incluido):				142171
	Tramites de Legalización del Sistema	UF	En pesos	
LUZPARRAL	Visita en Terreno	-	15000	
LUZPARRAL	Tramites + Super. De Puesta en Servicio	2,502	64582	
Total:				79582
Servicios Prestados		Días	Sueldo	
Mano de obra tecnico electrico + ayudante		1	60000	
Costo por Flete de equipos, herramientas y materiales		1	50000	
IVA 19%:				20900
Total a pagar (servicios):				130900
Sub-Total a pagar:				2494653
Imprevistos (2% del subtotal)				49893
Utilidades del Ing. Instalador 15 % del sub total				374198
Total a pagar por el Sistema Generador Diesel				2918744

valor actual	12.298.053,21						
año	consumo -MWh	inversion	costo M	consumo litros	precio diesel (incremento 2 %)	costo anual diesel	valor actual
0,00	0,00	2.918.744,00	360.000,00	0,00	383,00		3.278.744,00
1,00	2,80			741,18	390,66	289.549,38	263.226,71
2,00	2,80			741,18	398,47	295.340,37	244.082,95
3,00	2,80	2.142.000,00	360.000,00	741,18	406,44	301.247,17	2.106.121,09
4,00	2,80			741,18	414,57	307.272,12	209.870,99
5,00	2,80			741,18	422,86	313.417,56	194.607,65
6,00	2,80	2.142.000,00	360.000,00	741,18	431,32	319.685,91	1.592.768,14
7,00	2,80			741,18	439,95	326.079,63	167.330,41
8,00	2,80			741,18	448,75	332.601,22	155.160,92
9,00	2,80	2.142.000,00	360.000,00	741,18	457,72	339.253,25	1.204.968,73
10,00	2,80			741,18	466,87	346.038,31	133.412,75
11,00	2,80			741,18	476,21	352.959,08	123.710,00
12,00	2,80	2.142.000,00	360.000,00	741,18	485,74	360.018,26	911.927,22
13,00	2,80			741,18	495,45	367.218,62	106.370,15
14,00	2,80			741,18	505,36	374.563,00	98.634,14
15,00	2,80	2.142.000,00	360.000,00	741,18	515,47	382.054,26	690.419,66
16,00	2,80			741,18	525,78	389.695,34	84.809,06
17,00	2,80			741,18	536,29	397.489,25	78.641,13
18,00	2,80	2.142.000,00	360.000,00	741,18	547,02	405.439,03	522.928,47
19,00	2,80			741,18	557,96	413.547,81	67.618,37
20,00	2,80			741,18	569,12	421.818,77	62.700,67

Sistema Off-Grid.

Sistema Off-Grid				
Casa Com.	Equipos	Canti.	Precio Unitario	Valor Total
TRITEC	Inversor SMA SI 6.0H [4,6W]	1	2.605.275	2605275
TRITEC	Regulador SMA SI Charger 50 [48V]	1	736.514	736514
TRITEC	Panel Hareon Solar 310W	9	164.738	1482642
TRITEC	Bateria Kaise AGM 100Ah/12V	24	123.643	2967432
TRITEC	Multi Contact Hembra MC4	3	1.634	4902
TRITEC	Multi Contact Macho MC4	3	1.229	3687
TRITEC	Flete PULLMAN-CARGO/Embalaje	1	164.000	164000
Neto:				7964452
IVA 19%:				1513246
Total a pagar en Equipos:				9477698
Casa Com.	Montaje, materiales y protecciones eléctricas.	Canti.	Precio Unitario	Valor Total
SODIMAC	Perfil "C" tira de 6m	7	9.510	66570
SODIMAC	Perfil cuadrado tira de 6m	2	24.840	49680
SODIMAC	Pernos + Tuercas + Golillas	-	30.000	30000
GOBANTES	Interruptor Automático 1x32A curva C 10kA	1	5.393	5393
GOBANTES	Diferencial 2x40A 30mA	1	32.313	32313
GOBANTES	Interruptor tipo Paco 32A de tres polos	1	15.209	15209
GOBANTES	Conduit de Acero Galvanizado 3/4" tira de 3 m	22	9.804	215688
GOBANTES	Cajas de acero galvanizado 100x100x20	4	3.000	12000
GOBANTES	Conduit flexible 3/4" por metro	10	1.573	15730
GOBANTES	Armario autosoportado 2000x800x400	1	946.403	946403
GOBANTES	Otros	-	50.000	50000
GOBANTES	Conductores	1	200.000	200000
Total (IVA incluido):				1638986
	Tramites de Legalización del Sistema	UF	En pesos	
LUZPARRAL	Visita en Terreno	-	15000	
LUZPARRAL	Tramites + Super. De Puesta en Servicio	2,502	64582	
Total:				79582
Servicios Prestados		Días	Sueldo	
Mano de obra Soldador + ayudante		2	150000	
Mano de obra tecnico electrico + ayudante		3	200000	
Costo por Flete de equipos, herramientas y materiales		1	150000	
IVA 19%:			95000	
Total a pagar (servicios):			595000	
Sub-Total a pagar:			11791266	
Imprevistos (2% del subtotal)			235825	
Utilidades del Ing. Instalador 15 % del sub total			1768690	
Total a pagar por el cliente			13795781	

valor actual	15.682.125,35		
año	consumo -MWh	inversion	valor actual
0,00	0,00	13.795.781,00	13.795.781,00
1,00	2,80	0,00	0,00
2,00	2,80	0,00	0,00
3,00	2,80	0,00	0,00
4,00	2,80	0,00	0,00
5,00	2,80	0,00	0,00
6,00	2,80	0,00	0,00
7,00	2,80	0,00	0,00
8,00	2,80	0,00	0,00
9,00	2,80	0,00	0,00
10,00	2,80	3.531.244,00	1.361.447,43
11,00	2,80	0,00	0,00
12,00	2,80	0,00	0,00
13,00	2,80	0,00	0,00
14,00	2,80	0,00	0,00
15,00	2,80	0,00	0,00
16,00	2,80	0,00	0,00
17,00	2,80	0,00	0,00
18,00	2,80	0,00	0,00
19,00	2,80	0,00	0,00
20,00	2,80	3.531.244,00	524.896,92

Sistema On-Grid.

Sistema On-Grid				
Casa Com.	Equipos	Canti.	Precio Unitario	Valor Total
TRITEC	Inversor SMA SB 2.5	1	677.423	677423
TRITEC	Panel Hareon Solar 310W	7	164.738	1153166
TRITEC	Medidor Bidireccional KAMSTRUP	1	64.350	64350
TRITEC	Multi Contact Hembra MC4	1	1.634	1634
TRITEC	Multi Contact Macho MC4	1	1.229	1229
TRITEC	Flete PULLMAN-CARGO/Embalaje	1	60.000	60000
Neto:				1957802
IVA 19%:				371982
Total a pagar en Equipos:				2329784
Casa Com.	Montaje, materiales y protecciones eléctricas.	Canti.	Precio Unitario	Valor Total
SODIMAC	Perfil "C" tira de 6m	5	9.510	47550
SODIMAC	Perfil cuadrado tira de 6m	2	24.840	49680
SODIMAC	Interruptor Automático 1x16A curva C 6kA	1	3.869	3869
GOBANTES	Diferencial 2x25A 30mA	1	18.796	18796
GOBANTES	Interruptor tipo Paco 32A de tres polos	1	15.209	15209
GOBANTES	Conduit de Acero Galvanizado 3/4" tira de 3 m	22	9.804	215688
GOBANTES	Cajas de acero galvanizado 100x100x20	2	3.000	6000
GOBANTES	Conduit flexible 3/4" por metro	2	1.573	3146
GOBANTES	Armario Metálico 300x300x200	1	48.715	48715
GOBANTES	Conductores	1	100.000	100000
GOBANTES	Otros	-	20.000	20000
Total (IVA incluido):				548653
	Tramites de Legalización del Sistema	UF	En pesos	
LUZPARRAL	Visita en Terreno	-	15000	
LUZPARRAL	Tramites + Super. De Puesta en Servicio	2,502	64582	
Total:				79582
Servicios Prestados		Días	Sueldo	
Mano de obra Soldador + ayudante		1	80000	
Mano de obra tecnico electrico + ayudante		2	120000	
Costo por Flete de equipos, herramientas y materiales		1	100000	
IVA 19%:			57000	
Total a pagar (servicios):			357000	
Sub-Total a pagar:			3315019	
Imprevistos (2% del subtotal)			66300	
Utilidades del Ing. Instalador 15 % del sub total			497253	
Total a pagar por el Sistema Foto-Voltaico			3878572	
Costo del empalme monofásico:			300000	
Total a pagar por el Cliente:			4178572	

valor actual	3.813.261,01				
Año	Consumo - MWh	Inversion red + Inversion fotovoltaica	Gasto anual de energia	Venta anual de energia	Valor actual
0,00	0,00	4.178.572,00	0,00		4.178.572,00
1,00	2,80	0,00	99.727,00	-137.236,95	-34.099,95
2,00	2,80	0,00	101.721,54	-139.981,69	-31.619,96
3,00	2,80	0,00	103.755,97	-142.781,32	-29.320,32
4,00	2,80	0,00	105.831,09	-145.636,95	-27.187,94
5,00	2,80	0,00	107.947,71	-148.549,69	-25.210,63
6,00	2,80	0,00	110.106,67	-151.520,68	-23.377,13
7,00	2,80	0,00	112.308,80	-154.551,10	-21.676,98
8,00	2,80	0,00	114.554,98	-157.642,12	-20.100,47
9,00	2,80	0,00	116.846,08	-160.794,96	-18.638,62
10,00	2,80	0,00	119.183,00	-164.010,86	-17.283,08
11,00	2,80	0,00	121.566,66	-167.291,08	-16.026,13
12,00	2,80	0,00	123.997,99	-170.636,90	-14.860,59
13,00	2,80	0,00	126.477,95	-174.049,64	-13.779,82
14,00	2,80	0,00	129.007,51	-177.530,63	-12.777,65
15,00	2,80	0,00	131.587,66	-181.081,24	-11.848,37
16,00	2,80	0,00	134.219,41	-184.702,87	-10.986,67
17,00	2,80	0,00	136.903,80	-188.396,92	-10.187,64
18,00	2,80	0,00	139.641,88	-192.164,86	-9.446,72
19,00	2,80	0,00	142.434,71	-196.008,16	-8.759,69
20,00	2,80	0,00	145.283,41	-199.928,32	-8.122,62

Red Eléctrica – LUZPARRAL

Red Electrica			
Compañía	Inversión		Valor Total
LUZPARRAL	Derechos de conexión S/E compañía y empalme monofásico.		252101
		IVA 19%:	47899
		Total a pagar:	300000
Intalador Elec.	Tramitación TE1 - para compañía distribuidora LUZPARRAL	5 UF:	129135
			429135
Compañía	Gasto mensual.		Cuenta.
LUZPARRAL	Mes de Enero		114471
LUZPARRAL	Mes de Febrero		95665
LUZPARRAL	Mes de Marzo		95665
LUZPARRAL	Mes de Abril		76860
LUZPARRAL	Mes de Mayo		20443
LUZPARRAL	Mes de Junio		1636
LUZPARRAL	Mes de Julio		1636
LUZPARRAL	Mes de Agosto		1636
LUZPARRAL	Mes de Septiembre		1636
LUZPARRAL	Mes de Octubre		1636
LUZPARRAL	Mes de Noviembre		39249
LUZPARRAL	Mes de Diciembre		95665
	Tota a pagar por año (IVA del 19% incluido):		546198
	Total a pagar en el primer año de empalme:		975333

valor actual	5.748.580,45			
año	consumo -MWh	inversion	gasto anual de energia (KWh)/año (incremento anual 2	valor actual
0,00	0,00	429.135,00	0,00	429.135,00
1,00	2,80	0,00	546.198,00	496.543,64
2,00	2,80	0,00	557.121,96	460.431,37
3,00	2,80	0,00	568.264,40	426.945,45
4,00	2,80	0,00	579.629,69	395.894,88
5,00	2,80	0,00	591.222,28	367.102,52
6,00	2,80	0,00	603.046,73	340.404,16
7,00	2,80	0,00	615.107,66	315.647,49
8,00	2,80	0,00	627.409,81	292.691,31
9,00	2,80	0,00	639.958,01	271.404,67
10,00	2,80	0,00	652.757,17	251.666,15
11,00	2,80	0,00	665.812,31	233.363,15
12,00	2,80	0,00	679.128,56	216.391,29
13,00	2,80	0,00	692.711,13	200.653,74
14,00	2,80	0,00	706.565,35	186.060,74
15,00	2,80	0,00	720.696,66	172.529,05
16,00	2,80	0,00	735.110,59	159.981,48
17,00	2,80	0,00	749.812,81	148.346,47
18,00	2,80	0,00	764.809,06	137.557,63
19,00	2,80	0,00	780.105,24	127.553,44
20,00	2,80	0,00	795.707,35	118.276,83

ANEXO 5: TARIFAS LUZPARRAL.

TARIFAS DE SERVICIOS NO REGULADOS ASOCIADOS A LA DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA

Valores en moneda pesos con IVA incluido

01-04-2016

Código servicio	Atención Domiciliaria	Precio c/IVA	Descripción
200010	Atención Domiciliaria AT Aérea	29,000	Visita a domicilio solicitada por cliente, por emergencia en instalaciones de media tensión particulares. El servicio no incluye materiales.
200011	Atención Domiciliaria BT Aérea	15,000	Visita a domicilio solicitada por cliente, por emergencia en instalaciones particulares de baja tensión. El servicio no incluye materiales.

Item	Actividades	Precio UF C/IVA
1	Respuesta a Solicitud de Formulario 1	0.65
2	Respuesta a Solicitud de Formulario 3 con presentacion de Formulario 1 Previamente	
2.1	Cuando Equipo Generador < Capacidad Instalada Permitida	0.0
2.2	Cuando Equipo Generador > Capacidad Instalada Permitida	2.0
3	Respuesta a solicitud de Información Formulario 3 sin presentacion de Formulario 1 Previamente	
3.1	Cuando Equipo Generador > Capacidad Instalada Permitida	2.6
3.2	Monto a devolver en caso de que Equipo de Generación < Capacidad Instalada Permitida	0.0
3.3	Cuando Equipo Generador < Capacidad Instalada Permitida	1.0
4	Cambio de medidor a medidor bidireccional (no incluye equipo de medida). El precio debe ser acorde al servicio regulado de esta actividad.	
4.1	Medidor Bidireccional Monofásico en B.T.	0.9
4.2	Medidor Bidireccional Trifásico en B.T. sin indicación de demanda	1.1
4.3	Medidor Bidireccional Trifásico en B.T. con indicación de demanda	1.3
4.4	Costos de reprogramación de medidor unidireccional a bidireccional (sólo energía)	0.2
5	Supervisión puesta en servicio Equipo de Generación	0,952 / hora

TARIFAS ELÉCTRICAS DE LAS GENERADORAS RESIDENCIALES

Con motivo de la entrada en vigencia de la Ley 20.571 que REGULA EL PAGO DE LAS TARIFAS ELÉCTRICAS DE LAS GENERADORAS RESIDENCIALES, Ley promulgada por el MINISTERIO DE ENERGÍA el día 20 de febrero de 2012, publicada en el Diario Oficial el día 22 de marzo de 2012, y con entrada en vigencia el día 22 de octubre del 2014 , y considerando el Artículo 37 del Decreto 71, APRUEBA REGLAMENTO DE LA LEY N° 20.571, QUE REGULA EL PAGO DE LAS TARIFAS ELÉCTRICAS DE LAS GENERADORAS RESIDENCIALES, del mismo ministerio, promulgado el día 4 de junio de 2014, que señala que las inyecciones de energía eléctrica que realicen los Usuarios o Clientes Finales que dispongan de un Equipamiento de Generación, serán valorizadas al precio de nudo de energía que las Empresas Distribuidoras deban traspasar mensualmente a sus clientes finales sometidos a regulación de precios, incorporando las menores pérdidas eléctricas de la Empresa Distribuidora asociadas a estas inyecciones de energía, LuzParral S.A. informa que desde el 01 de marzo de 2016, aplicará a dichas inyecciones las tarifas que a continuación se indican:

	Comuna Cauquenes	Comuna Longavi	Comunas de Niquén Parral y Retiro	Comuna San Carlos	Comuna San Javier
TARIFA BT-1, BT-2 y BT-3 TARIFAS BT-4.1, BT-4.2 y BT-4.3					
- Energía (\$/kWh)	77,685	77,685	77,685	77,685	77,685
TARIFA AT-2 y AT-3 TARIFAS AT-4.1, AT-4.2 y AT-4.3					
- Energía (\$/kWh)	71,284	71,284	71,284	71,284	71,284

Los valores indicados no incluyen el 19% correspondiente al impuesto al valor agregado.
Las condiciones de aplicación de las tarifas son las establecidas en el citado Decreto N° 71 de 2014.

ANEXO 6: CHECK LIST.



CHECK LIST TÉCNICO TERRENO (TT)
PRE FISCALIZACIÓN
INFO Norma - Responsabilidad de Instalador
Generadoras Residenciales Fotovoltaicas



Ítem	Aspectos verificados	CUMPLE				OBSERVACIÓN
		SI	NO	N/A	CR	
FORMULARIO						
1	El destino de la propiedad indicado en el TE-4 corresponde al indicado en el plano y lo dibujado en el plano, corresponde a lo declarado como fuente energética primaria de generación indicada en el formulario (solar, eólica, etc.)				AD	
2	Indica direcciones y georeferencias de la propiedad.				AD	
3	En la declaración, la potencia total del generador indicada en el TE-4 es igual a la potencia total proyectada señalada en el cuadro de generación del plano.				AD	
4	La clase del instalador (A o B) corresponde al tipo de instalación declarada				AD	
5	Se adjuntan datos de configuración y ajustes de la unidad de generación en el TE-4.				AD	
6	La potencia total instalada declarada en el TE-4 de la unidad de generación (UG) no supera los 100 kW y no es superior a la capacidad del empalme declarada en el TE-4				AD	
MEMORIA Y ANTECEDENTES						
1	Acompaña memoria explicativa. (Para instalaciones eléctricas de 10 kW o más)				AD	
2	Acompaña memoria de cálculo de estructura. (Para instalaciones de potencia de 30 kW o más)				AD	
3	Se adjuntan planos de la instalación				AD	
4	Adjunta informe de ensayos y mediciones del generador – verificación inicial. (Según Apéndice N°4 del RGR N° 01/2014)				AD	
5	Adjunta Check List de auto evaluación realizado por el instalador.				AD	
6	Adjunta solicitud "Formulario 4: Respuesta a solicitud de conexión"				AD	
7	Adjunta copia de los certificados o autorización de los productos que requieren certificación.				AD	
8	Adjunta informe de parametrización o configuración emitido por el fabricante del inversor en conformidad con la norma técnica. (Aplica para generadores FV)				AD	
PLANOS						
1	Incluye croquis de ubicación completo o dirección es suficientemente clara para su ubicación. (Como sugerencia, indicar referencias Publiguias o Mapcity)				AD	
2	Incluye diagrama unilineal, cuadro(s) de generación y cuadros de caída de tensión				AD	
3	Incluye cuadro de resumen de generación. (Aplica a más de un cuadro de generación)				AD	
4	Incluye cuadro de resumen de láminas. (Exigible para más de una lámina)				AD	
5	Incluye en el plano la siguiente nota: LOS MATERIALES QUE REQUIEREN CERTIFICACIÓN O AUTORIZACIÓN PARA SU USO, CUMPLEN CON ESTE REQUISITO.				AD	
6	Formato del plano cumple con la norma NCH Elec. 2/84				AD	
7	Incluye plano de planta con ubicación de unidad de generación. (Ubicación de paneles, inversor y tableros)				AD	
8	Validación de los cálculos resultantes en los planos, cuadros de generación y cuadros de caídas de tensión.				1	
9	Validación del diagrama unilineal a partir del empalme con sus características. (Debe indicar medidor bidireccional)				1	
10	El tipo de aislamiento y capacidad de transporte del alimentador y los conductores CA cumplen con la normativa vigente.				2	
11	Instalación cuenta con protecciones independientes para el generador y la instalación de consumo. (interruptor termomagnético y protector diferencial)				1	
12	La caída de tensión entre el empalme y la UG indicadas, no deben superar el 3% y la caída de tensión entre el inversor y paneles no debe superar el 1,5%.				2	
13	El valor de resistencia de puesta a tierra de servicio y protección (neutralización) indicados, cumplen con la NCH Elec. 4/2003. (Máximo 20 ohm)				2	
14	La tensión máxima de la UG en lado de CC, no supera los 1000 V				1	
15	La UG conectada a un empalme monofásico no supera los 10 kW				1	
16	La UG de potencia superior o igual a 10 kW, conectada a un empalme trifásico, son UG trifásicas simétricas.				1	
17	El conductor CC utilizado en la UG es del tipo PV, PV1-F, Energyflex, Exzhellent Solar ZZ-F (AS), XZ1FA3Z-K (AS) o equivalente. (Cumple con la norma TÜV 2 pág 1169/08.2007)				2	
18	Los dispositivos de sobrecorriente en el lado CC están bien dimensionados. (Deben conducir una corriente no inferior a 1,25 veces la máxima corriente del string y no superior a la corriente inversa máxima que soporta los módulos que forman parte del string. Este punto no aplica para microinversor)				2	
19	Los conductores seleccionados en el lado de CC de la unidad de generación no deben ser inferior a 1,25 veces la capacidad del dispositivo de sobrecorriente. (Para los casos indicados en el punto 12,7 de la RGR-02, el conductor seleccionado debe soportar la máxima corriente inversa que se pueda generar) (No aplica para microinversor).				2	
20	Verificar que los arreglos cumplan con las configuraciones string, central o microinversor descritos en el punto 9.4 y 9.5 del RGR-02.				1	
21	Cuando se utilicen diodos de bloqueo para limitar la corriente inversa, estos deberán ser igual o superior a 2 veces la tensión máxima del string a circuito abierto. (No aplica para microinversor)				1	
22	Para inversores centrales, los tableros de CC o cajas de conexión, cuentan con: seccionador bajo carga, descargadores de sobretensión, fusibles o interruptores automáticos en CC.				2	
23	Verificación de parámetros informados en el "Informe de ensayo del generador FV" de frecuencia, voltaje y ajuste de protecciones en conformidad a la norma técnica de conexión y operación de equipamiento de generación en baja tensión.				2	
TERRENO						
1	Instalación eléctrica se encuentra ejecutada.				3	
2	La instalación eléctrica ejecutada concuerda con el proyecto declarado. (Diferencias importantes)				3	
3	Existe camarilla de registro de las puestas a tierra.				1	
4	Verificar que el valor medido de resistencia de puesta a tierra de protección y servicio esté de acuerdo a la NCH Elec. 4/2003. (Máximo 20 ohm)				2	

5	Los alimentadores y conductores de los circuitos de AC quedan protegidos por la capacidad de su correspondiente protección.				3
6	El tablero está rotulado y tiene cuadros indicativos de circuitos				1
7	La UG cuenta en el tablero general o de distribución, con un interruptor magnetotérmico. (Bipolar para instalaciones monofásicas y tetrapolar para instalaciones trifásicas)				2
8	La UG cuenta en el tablero general o de distribución, con un protector diferencial destinados a la UG. (El protector diferencial para UG menores a 10 kW de 30 mA y para iguales o mayores a 10 kW no debe ser mayor a 300 mA)				2
9	Los tableros de AC cumplen con la NCH Elec. 4/2003. (Volumen libre, uso de terminales y cubierta cubre equipos)				1
10	La canalización está en conformidad con la NCH Elec. 4/2003				1
11	La UG y sus componentes cumplen con el etiquetado, señaléticas y placa requerida en la instrucción técnica RGR N° 02/2014. (En medidor y en UG)				2
12	La ubicación y distancias del inversor cumplen con la instrucción técnica RGR-02. (No se puede instalar en baños, cocinas, dormitorios, debe contar con espacio mínimo de 15 cm. A cada lado del inversor, etc.)				1
13	El procedimiento de apagado de emergencia de la UG está visible en el costado del inversor. (Exigido en instrucción técnica RGR N° 02/2014.)				1
14	Verificación en terreno de parámetros de frecuencia, voltaje y ajuste de protecciones en conformidad a la norma técnica de conexión y operación de equipamiento de generación en baja tensión				3
15	Los conductores de UG en CC y CA, se identifican o cumplen con el código de colores.				1
16	El conductor utilizado es del tipo PV, PV1-F, Energyflex, Exzhellent Solar ZZ-F (AS), XZ1FA3Z-K (AS) o equivalente. (Norma TUV 2 pfg 1169/08.2007.)				2
17	La capacidad del conductor del lado CC de la UG es superior a la capacidad de la protección de sobrecorriente. (Ver excepciones para uno y dos string)				3
18	Los conductores positivos y negativos que van al inversor son canalizados en forma ordenada y separada, sólo en los casos que se utilice canalización metálica podrá canalizarse en forma conjunta el positivo y negativo.				2
19	Los conductores y conexiones eléctricas no quedan sometidos a esfuerzos mecánicos permanentes, ni accidentales.				2
20	Los conductores cumplen con la resistencia de aislamiento en conformidad con el instructivo técnico RGR 02/2014				2
21	Las conexiones de los módulos fotovoltaicos cuentan con conectadores tipo MC4 o equivalentes.				2
22	Partes metálicas de la instalación están protegidos contra tensiones peligrosas. Esto incluye las estructuras de soporte, módulos y los equipos. (Se debe verificar que las uniones estén bien afianzadas, de modo que si se quita un módulo del circuito de la UG no se interrumpa la continuidad de ningún conductor de la puesta a tierra de protección)				2
23	Existe continuidad del sistema de puesta a tierra y / o red equipotencial.				2
24	Los módulos fotovoltaicos están sin daños y los módulos que conforman un string corresponden a un mismo tipo de panel. (Marca, modelos y características técnicas)				2
25	Los tableros, caja de diodos de los módulos fotovoltaicos, los inversores y demás componentes de la instalación cumplen con el grado IP para el lugar donde están instalados.				2
26	Los tableros externos de CC o cajas de combinación de string cuentan con un seccionador bajo carga, descargadores de sobretensión, fusibles o interruptores automáticos en CC. (Aplicable conexiones de inversor central)				2
27	Comprobar prueba básica Anti-Isa, desconectar protección termomagnética del empalme y verificar que el inversor se desconecte en forma automática. (En los casos que no se pueda desconectar desde el empalme, se desconectará desde el circuito dedicado a la UG)				3
28	La protección RI integrada está protegida mediante una contraseña de seguridad, o la protección RI centralizada está sellada.				2
29	Prueba básica de conexión y reconexión, deberá apagar el inversor desconectándolo de la red CA (desde la protección termomagnética) y volver a conectar la red CA y verificar que el inversor se conecte en un tiempo no inferior a 60 segundos.				2
OBS					

*El presente documento no corresponde a un certificado de inscripción

ANEXO 7: EXTRACTO DE LA NORMA IEC62446.

Título:

IEC 62446: CONEXIÓN A LA RED DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS - REQUISITOS MÍNIMOS PARA LA DOCUMENTACIÓN DEL SISTEMA, LAS PRUEBAS DE PUESTA EN SERVICIO Y LA INSPECCIÓN.

Introducción:

Se espera que los sistemas fotovoltaicos conectados a la red (On-Grid), con un buen mantenimiento y modificaciones en la zona del generador fotovoltaico ya sea obras de construcción o eléctricas (que puedan surgir en algún momento) es muy probable que tengan un tiempo de vida de décadas y Sólo mediante la provisión de documentación adecuada (desde el principio), se puede garantizar el rendimiento a largo plazo y la seguridad del sistema fotovoltaico.

Alcance aplicable

Esta norma define la información y la documentación mínima requerida para ser entregada a un cliente tras la instalación de un sistema fotovoltaico. Esta norma también describe el mínimo de las pruebas de puesta en servicio, los criterios de inspección y documentación para verificar que la instalación tenga una segura y correcta operación en el sistema. El documento también puede ser utilizado para pruebas periódicamente. Esta norma está escrita para los sistemas fotovoltaicos conectados a la red y no para sistemas AC o sistemas que utilizan almacenamiento de energía (por ejemplo, baterías) o híbrido.

Esta norma se compone en 2 partes principales:

- 1). Los requisitos de documentación del sistema (cláusula 4).

En esta clausula se proporciona la información mínima necesaria del sistema, la cual se entrega dentro de la documentación facilitada a el cliente, después de la instalación del sistema fotovoltaico conectado a la red.

- 2). Verificación (clausula 5).

En esta clausula se proporciona la información que se espera después de la verificación inicial o periódica de un sistema instalado. Incluye requisitos de inspección y ensayo.

Cláusula 4

Requisitos de documentación del sistema

- Generalidades: Establecer la documentación mínima para asegurar que los datos del sistema estén disponibles.
- Sistema de datos: información sobre el "sistema de información", diseñador e instalador.
- Esquema de conexiones: diagrama de cableado de la línea.

- Hojas de datos: para todos los tipos de módulos e inversores.
- Información de diseño mecánico: hoja de datos para el sistema de montaje.
- Operación y mantenimiento de la información: hoja con los datos del funcionamiento correcto, fracaso, parada, mantenimiento, limpieza del sistema.
- Resultados de las pruebas y puesta en servicio: las copias con los resultados de las pruebas de verificación.

Cláusula 5

Verificación.

- Generalidades: proporciona la información de inspecciones y pruebas.
- Inspección: sirven para confirmar que el sistema funciona según lo previsto
- Pruebas: son pruebas para garantizar la seguridad del sistema.
Alguna de estas pruebas son:
 - La continuidad de la puesta a tierra de protección y / o cables de conexión equipotencial.
 - Prueba de polaridad.
 - Prueba de tensión de circuito abierto, cortocircuito.
 - Resistencia de aislamiento de los circuitos de corriente continua.

- Informes de verificación:

Una vez completado el proceso de verificación, se dispondrá de un informe. Este informe deberá incluir la siguiente información:

- Resumen de la información que describe el sistema (nombre, dirección, etc.).
- Una lista de los circuitos que han sido inspeccionados y probados.
- Un registro de la inspección.
- Un registro de los resultados de la prueba para cada circuito de prueba.
- Intervalo recomendado hasta la próxima verificación.
- Firma de la persona (s) llevar a cabo la verificación.