



UNIVERSIDAD DEL BÍO-BÍO

FACULTAD DE INGENIERÍA

DEPTO. INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA

**“Estudio de Factibilidad Técnico-Económica de Instalación de
Planta Fotovoltaica en Establecimiento Penitenciario el Manzano
2, Concepción”**

AUTORES: PEDRO GABRIEL DIAZ PARRA
JUAN ISAIAS ROMERO SOTELO

SEMINARIO PARA OPTAR AL TÍTULO DE
INGENIERO DE EJECUCIÓN EN ELECTRICIDAD

CONCEPCIÓN – CHILE
2017



UNIVERSIDAD DEL BÍO-BÍO

FACULTAD DE INGENIERÍA

DEPTO. INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA

**“Estudio de Factibilidad Técnico-Económica de Instalación de
Planta Fotovoltaica en Establecimiento Penitenciario el Manzano
2, Concepción”**

**AUTORES: PEDRO GABRIEL DIAZ PARRA
JUAN ISAIAS ROMERO SOTELO**

DOCENTE PATROCINANTE: FABRICIO SALGADO DIAZ

**DOCENTE ADJUNTO O CORRECTOR: JAVIER RIEDEMANN AROS
JUAN DELGADO NAVARRO**

Índice

Resumen	i
Introducción	ii
Objetivos.....	iv
1 ERNC y su impacto en Chile.....	1
1.1 Introducción a las Energías Renovables No Convencionales (ERNC).....	1
1.2 ¿Qué se entiende por energías renovables no convencionales?	1
1.3 Situación energética en el Mundo y en Chile	3
1.4 Impacto de las ERNC en Chile	4
2 El Sol	6
2.1 Introducción.....	6
2.2 La Energía Solar.....	7
3 Conceptos generales de Sistemas fotovoltaicos	22
3.1 Introducción.....	22
3.2 Descripción de Sistemas Fovoltaicos.....	22
3.3 Tecnología de paneles fotovoltaicos.....	29
3.4 Proceso de Inscripción de un panel fotovoltaico	32
4 Normativas y Leyes	37
4.1 Introducción.....	37
4.2 Normativas para proyectos fotovoltaicos.	37
4.3 Ley 20.571.....	41
4.4 Ley 20.698 (Ampliación de la matriz energética)	43
5 DISEÑO Y EJECUCIÓN DE LAS INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS CONECTADAS A RED.....	44
5.1 Objetivos	44
5.2 Alcances.....	44
6 Antecedentes generales del proyecto y análisis de la demanda	60

6.1	Introducción.....	60
6.2	Antecedentes Geográficos.....	60
6.3	Antecedentes del Proyecto.....	61
6.4	Cargas Conectadas a Sector de Lavandería	63
6.5	Demanda de energía diaria (Mes de consumo máximo).....	63
6.6	Ciclos de Funcionamiento.....	64
6.7	Demanda de energía diaria	65
6.8	Generación de Panel Fotovoltaico	65
6.9	Cálculo de energía generada por panel Fotovoltaico.....	66
7	Factibilidad de instalación sistema fotovoltaico; On-Grid y Off-Grid	68
7.1	Sistema off-Grid.....	68
7.2	Sistema On Grid	77
7.3	Caso 1	81
7.4	Caso 2.....	88
8	Evaluación económica del proyecto.....	91
8.1	Evaluación Económica	94
8.2	Presupuestos.....	97
	Conclusiones y comentarios	100
	Bibliografía.....	101

Resumen

Actualmente el establecimiento penitenciario Biobío, cuenta con elevados consumos de energía eléctrica, los que se encuentran divididos en carga de alumbrado, fuerza y calefacción, llevando a desembolsar cada año una gran cantidad de dinero destinado a cubrir estos gastos, es por ello que este Seminario tiene como objetivo evaluar la factibilidad técnica y económica que existe en instalar una planta fotovoltaica en Recinto penitenciario el manzano 2, en la ciudad de Concepción.

El establecimiento hoy en día cuenta con una sub-estación, la cual consta de dos transformadores, uno de 1000 kVA, y el otro de 750 kVA respectivamente. Estos transformadores alimentan un T.G.A y F denominado “Tablero Normal” y un T.G.A. y F denominado “Tablero de Emergencia”.

Desde el “Tablero Normal” se desprende un alimentador hacia los módulos de reclusión, y desde éste se desprende un sub alimentador hacia sector de “talleres”. Es en este lugar donde se ha de realizar el estudio de factibilidad técnico económico de energía renovables no convencionales, específicamente de paneles fotovoltaicos.

En el tablero perteneciente al sector de talleres, existe una potencia instalada de 227 kW aproximadamente y está dividido en: taller 1, taller 2, taller 3, taller 4, lavandería y bodega. Se trabajará directamente en “lavandería” el cual tiene una potencia instalada de 35.13 kW y se pretende satisfacer aproximadamente un 65 % y 130 % de la energía consumida, tomando de referencia el mes de enero.

Por lo tanto, la principal motivación de este estudio es reducir costos en el consumo de energía eléctrica por parte del recinto penitenciario, ya sea en su totalidad o en parte de ella, y con ello disminuir la gran inversión de dinero que anualmente se destina para cubrir estos gastos.

Por otra parte, los estudios realizados por el ministerio de medio ambiente, revelan que cada vez son más altos los índices de contaminación de industrias y centrales de generación de electricidad en Chile. Esto resulta muy preocupante si se piensa en los graves efectos de CO₂ que producen constantemente las industrias y centrales de generación de electricidad. Según los últimos estudios, realizados por la revista llamada Science (Chile Desarrollo Sustentable, 2015) revelan que, por cada tonelada de carbono emitido a la atmósfera, el calentamiento resultante provoca la disolución de tres metros cuadrados de hielo ártico, lo cual es de considerar, en vista de las consecuencias que acarrearán los cambios climáticos en las personas y lo que en algunos años más podría causar daños irreparables a nivel mundial. En resumen, se espera disminuir costos por consumo de energía eléctrica y contribuir en ayuda al medio ambiente y ecosistema.

Introducción

En tiempos remotos el ser humano no tenía gran cercanía con el desarrollo tecnológico, respecto al nivel que actualmente existe en el mundo.

En un comienzo, cuando el hombre intervenía en los procesos naturales para obtener de ella un recurso energético, la naturaleza lo asimilaba y tenía la capacidad de auto regenerarse, sin causar un daño o deterioro que posteriormente podría alterar su ecosistema de forma irreparable.

Es lamentable que, en la actualidad la urbanización y la incesante destrucción de las áreas naturales producto de la creciente población y consumo energético, han llevado a evidenciar que los ciclos de la naturaleza ya han sido alterados en nuestro planeta Tierra y es tal el impacto que no sólo no es capaz de regenerarse por sí mismo (ciclo de la naturaleza), sino que origina nuevas condiciones de deterioro progresivo para éste.

Los recursos de energías naturales presentes en la naturaleza han estado estrechamente relacionados con el ser humano desde sus orígenes, como lo es el fuego para calentarse o el viento para navegar largas distancias en barcos. Posteriormente la revolución industrial que logró uno de los más importantes saltos en el desarrollo tecnológico con la utilización del carbón, el petróleo y hoy en día la electricidad han hecho de nuestra sociedad un mundo cada vez más desarrollado.

Pero el desarrollo de un país, muchas veces deja de lado lo que es convivir en equilibrio con el entorno, se tiende a perder el respeto al medio. Producto de esta gran problemática ambiental, en la actualidad se ha intentado crear conciencia de las acciones que los seres humanos toman, con respecto a cuidar nuestro ecosistema. La mayor parte de la problemática tiene un solo denominador común, que es la combustión de combustibles fósiles; actualmente el 75 % de la energía que se utiliza procede de combustibles fósiles.

Es por este motivo que hoy en día se promueve cada vez más el uso de energías renovables no convencionales, ya que este tipo de generación contamina a niveles mínimos debido a que no hay combustión, aunque este tipo de instalaciones tienen un coste mayor que las de tipo convencionales.

Una opción muy buena y factible es el uso de la energía proveniente del sol. A través de paneles solares fotovoltaicos se puede fácilmente transformar energía solar a energía eléctrica limpia y con mínimos índices de contaminación.

La energía solar es una energía garantizada para los próximos 6.000 millones de años. El Sol ha brillado en el cielo desde hace unos cinco mil millones de años, y se calcula que todavía no ha llegado a la mitad de su existencia. Es fuente de vida y origen de las demás formas de energía que el hombre ha utilizado desde los albores de la historia, y puede satisfacer todas las

necesidades si se aprende cómo aprovechar de forma racional la luz que continuamente derrama sobre el planeta.

Particularmente, el sector eléctrico de nuestro país, actualmente enfrenta una crisis de múltiples dimensiones; niveles altos de contaminación y elevados costos de la energía, estrechez y congestión en los sistemas de transmisión eléctricos, inseguridad en el abastecimiento de energía eléctrica por restricciones hídricas, persistentes irregularidades en la aprobación y fiscalización de los sistemas de generación y transmisión, lo que genera una constante preocupación para que estos sistemas puedan despegar finalmente. En base a estas problemáticas actuales locales y a la gran problemática internacional con respecto al cambio climático es que ojalá de una vez por todas se den las instancias para que este tipo de tecnologías penetren en el mercado de la energía y hagan un sistema de generación amigable y respetuosa con el medio ambiente y nuestro ecosistema.

Las problemáticas existentes en Chile, también han involucrado el sector penitenciario de la región del Biobío, que a su vez cuenta con elevados costos de energía. A modo de reducir los costos de energía y no contribuir a la contaminación ambiental, se estudiarán alternativas de suministro mediante las energías renovables no convencionales.

El proyecto fotovoltaico, una vez diseñado, permitirá conocer información de carácter técnico para evaluar si es factible, dadas las condiciones geográficas y meteorológicas del lugar. También cuenta con una parte de estudio de factibilidad económica, que permite saber si es viable el proyecto en cuanto al costo que tendría desarrollarlo en contraste a los beneficios que entregará.

Objetivos

- El objetivo de éste seminario, es realizar un estudio de factibilidad de instalar una planta fotovoltaica conectada a equipos de lavandería en penitenciaría el Manzano 2, con el fin de aminorar la energía consumida de la red eléctrica (por parte de la penitenciaría), específicamente de talleres, considerado a su vez la normativa y características técnicas de lugar de instalación de esta planta.

La planta será proyectada sobre la techumbre de los talleres de la penitenciaría específicamente, cuya área es aproximadamente $2700 m^2$

- Determinar la mejor opción factible, en vista de una perspectiva técnico - económico, para abastecer de energía eléctrica la demanda en el mayor rango de horas posible.
- Aumentar la generación eléctrica basada en Energías Renovables no convencionales (ERNC) tanto para la zona como para el país, y no contribuir aún más a la contaminación al medio ambiente debido a emanaciones dióxido de carbono (principalmente) proveniente de industrias y plantas de generación eléctrica de tipo convencionales. Crear una conciencia de cuidado y protección hacia el medio ambiente.

1 ERNC y su impacto en Chile

1.1 Introducción a las Energías Renovables No Convencionales (ERNC)

El desarrollo de la humanidad ha estado estrechamente ligado a la utilización de la energía. El aprovechamiento del fuego o el viento han acarreado hitos importantes en ese devenir. Un echo trascendente fue la Revolución Industrial (siglos XVIII y XIX), relacionada en sus inicios al uso del carbón. Dentro de este proceso evolutivo, el empleo masivo de petróleo nos ha traído comodidad, que hoy caracteriza a las sociedades más desarrolladas.

Posteriormente, 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.

Años atrás, la población mundial era relativamente pequeña y la tecnología, tal como hoy se concibe, prácticamente inexistente. Cualquier alteración del medio ambiente causada por las personas era local y -generalmente- absorbida por la propia naturaleza. No obstante, en los últimos dos siglos se han producido cuatro hechos que han alterado el medio ambiente, superando esa capacidad de asimilación.

Primero, un crecimiento explosivo de la población, lo que ha creado enormes presiones ambientales, seguido de nuevos procesos industriales, por lo general en los países más desarrollados, que alteran el entorno con sus desechos. Tercero, dicho crecimiento poblacional y la industrialización han generado el fenómeno de la urbanización el movimiento de personas que migran de pequeños asentamientos a ciudades y pueblos, lo que intensifica los problemas ambientales en razón del aumento de la densidad, tanto de las personas como de las industrias. Finalmente, y como cuarto punto, se ha producido también un incremento explosivo en el uso de la energía, lo que ha acentuado aún más la tensión ambiental.

1.2 ¿Qué se entiende por energías renovables no convencionales?

Las energías renovables son aquellas que se producen de forma continua y son inagotables a escala humana. En el origen de todas ellas está el sol, porque su calor provoca en la Tierra las diferencias de presión que dan rigen a los vientos, fuente de la energía eólica. El sol ordena el ciclo del agua, recurso que utiliza la energía hidráulica.

Las plantas se sirven del sol para realizar la fotosíntesis, vivir y crecer. Toda esa materia vegetal es la biomasa. Por último, el sol se aprovecha directamente en las energías solares, tanto la térmica como la fotovoltaica.

Las energías renovables son la clave de un modelo energético sostenible que puede cubrir las necesidades sin poner en peligro el medio ambiente.

Las principales formas de energías renovables que existen son: la biomasa, hidráulica, eólica, solar, geotérmica y las energías marinas. (ver figura 1.1)

En Chile se define como fuentes de Energías Renovables No Convencionales (ERNC) a la eólica, la pequeña hidroeléctrica (centrales hasta 20 MW), la biomasa, el biogás, la geotermia, la solar y la energía de los mares.



Figura 1.1 Energías renovables no convencionales disponibles en el planeta

En resumen, la utilización de Energías Renovables no convencionales tiene varias ventajas que pueden ser consideradas, de las cuales algunas de ellas se presentan a continuación:

Ventajas:

- Son Fuentes inagotables
- Se extienden por todo nuestro planeta
- No producen residuos tóxicos como centrales nucleares
- Son Energías limpias
- Simplicidad y fácil instalación
- Larga duración
- Poco mantenimiento
- Produce mínimos índices de contaminación
- Funcionamiento totalmente silencioso
- No necesitan estar conectados a la Red de distribución de electricidad
- Pueden instalarse en zonas aisladas o rurales
- Caso paneles fotovoltaicos, Es 31 veces menos contaminante que la generación de tipo convencional

Desventajas:

- Son energías difusas, es decir, su concentración por unidad de superficie es baja
- Integración en el Paisaje (impacto en belleza de paisajes, o de viviendas edificios, etc.)
- Fuertes inversiones
- Son de carácter dependiente, es decir, no se podría asegurar el suministro en todo momento

1.3 Situación energética en el Mundo y en Chile

La situación energética mundial ha ido empeorando durante el paso de los años. El crecimiento económico ha llevado a generar una mayor demanda mundial por la energía, y el desarrollo económico dentro de los países también ha impulsado esta tendencia.

Todo esto sumado a que las principales fuentes de producción energética en la actualidad son por la vía de combustibles fósiles u otros tipos de energía no renovables, y las reservas mundiales de estos combustibles van en descenso, aun con la mejora tecnológica que ha permitido aumentar la eficiencia en el uso de ellos. De no mediar nuevos descubrimientos significativos de estos combustibles (petróleo y gas natural), el planeta se enfrenta a una situación muy complicada, donde por un lado hay un aumento de la demanda y una baja oferta, lo que ocasionaría un aumento importante en los precios y una situación de escasez energética.

Chile al igual que todo el mundo, se ha visto afectado por la situación energética mundial. Más aun, teniendo en cuenta que Chile tiene poca y nula presencia de combustibles o recursos naturales energéticos como petróleo y gas natural, por lo que se ve obligado a suplir sus necesidades energéticas importando estos productos.

La demanda energética también viene creciendo de manera muy correlacionada con el crecimiento que ha tenido durante los últimos 20 años.

Teniendo en cuenta esta reflexión, se puede concluir que las energías renovables o las también llamadas ERNC son una fuente de ventajas, tanto si nos basamos en las tendencias más actuales del sector como si nos fijamos en las preocupaciones que ocupan a los gobiernos del mundo y a la sociedad. El desarrollo de estas tecnologías y su inclusión en el mix energético de los distintos países protagonizarán un papel protagonista en la evolución hacia un sector eléctrico más seguro, eficiente y respetuoso con el medio ambiente.

1.4 Impacto de las ERNC en Chile

Nuestro país vive un momento crucial en su historia, se enfrenta al enorme desafío de generar las condiciones adecuadas para llegar a ser un país desarrollado en la próxima década. La aspiración del Gobierno es acelerar la incorporación de las energías renovables no convencionales (ERNC) en nuestra matriz energética, de manera que éstas puedan alcanzar un mayor porcentaje de representación de la misma.

Chile es un país que gracias a su extensión y sus inmensos recursos naturales tiene un enorme potencial para explotar ERNC, ya sea fotovoltaica, biomasa, geotérmica, eólica, entre otras.

Actualmente, se busca crear una mayor conciencia hacia el cuidado del medio ambiente, lo que conduce a nuestro país a vivir una creciente revolución en materia de energías renovables.

Nuestro país tiene el tercer lugar en el ranking global que mide el atractivo de inversión en energías renovables.

En total a la fecha, existen en construcción 49 proyectos en el SING y el SIC, equivalentes a 4.117 MW, por una inversión total de US\$ 11,3 billones. De los MW que producirán dichos proyectos, 46 % provendrán de energías renovables, cifra que sube a 67 % al contemplar la totalidad de los proyectos de recursos renovables.

1.4.1 Las ERNC en la Región del Biobío

La Región del Biobío actualmente tiene la mayor capacidad de generación eléctrica instalada del país, la cual ocurre en diversas comunas y a partir de diferentes fuentes como el agua, el viento, el sol, los residuos y los fósiles. Además, tiene un importante polo de refinación de petróleo, cuenta con el gasoducto del pacífico que une a Chile con Argentina y un alto consumo energético en general, tanto del sector industrial, así como del comercio y los hogares. De esta forma se considera a la Región del Biobío como la Capital de la Energía de Chile.

Al 31 de diciembre de 2015 la capacidad instalada en la Región del Biobío es de 4.785 MW, de los cuales 3.100 MW provienen de energías renovables. En el siguiente gráfico se aprecia la potencia bruta por tipo de central (ver Figura 1.2):

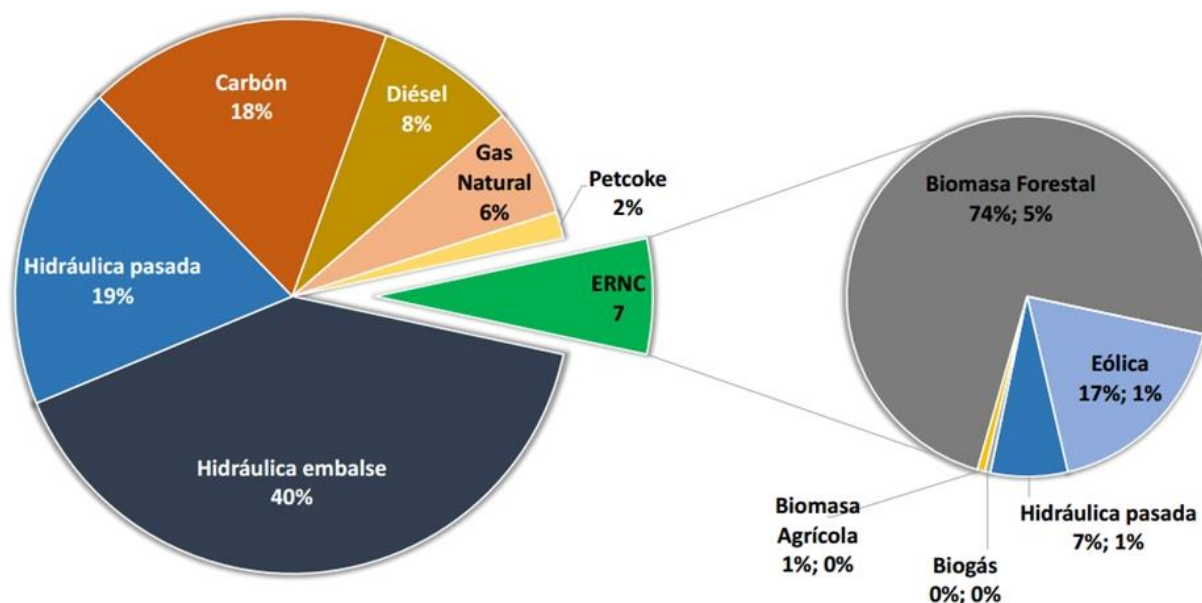


Figura 1.2 Clasificación energética de las centrales en operación en la Región del Biobío

Si bien la energía solar ha sido fuertemente impulsada en el norte de Chile, en Biobío se está dirigiendo principalmente hacia los distintos sectores productivos, donde ésta podría facilitar el reemplazo de insumos fósiles, bajando los costos operacionales de las empresas.

2 El Sol

2.1 Introducción

El sol es la fuente de energía y de vida para el planeta Tierra.

El Sistema Solar se formó hace 4.600 millones de años y se estima que todavía tenga energía para otros 5.000 millones de años más, sin reducir su emisión de energía de forma apreciable.

(ver Tabla 2.1)

El Sistema Solar está constituido por:

- El Sol (centro del sistema) que tiene luz propia
- Ocho planetas: Mercurio, Venus, Tierra, Marte, Júpiter, Saturno, Urano y Neptuno.

El Sistema solar forma parte de una galaxia, y gira alrededor del núcleo galáctico.

El Sol es una estrella que está en el centro del sistema Solar.

Ejerce una fuerza muy grande de atracción gravitatoria sobre todos los planetas del sistema, que los hace desplazarse en su entorno.

El Sol emite luz y calor, elementos imprescindibles para la vida sobre la tierra. Es la principal fuente de energía y almacena el 99 % del total del Sistema Solar.

Tabla 2.1 Resumen de las principales características del Sol

Características	Valores
Edad	4.600 millones de años.
Período de rotación alrededor del núcleo de la galaxia	225.000.000 años.
Diámetro	1.391.980 km
Volumen	1,412x10 ²⁷ m ³ (1.300.000 veces el volumen de la Tierra).
Masa	1,99x10 ³⁰ kg (332.946 veces la masa de la Tierra).
Densidad	150 veces la del agua.
Giro del Sol	El Sol gira una vez cada 27 días cerca del ecuador, pero una vez cada 31 días más cerca de los polos.
Temperaturas	En el centro: 16.000.000 K En la corona: 1.000.000 K En la superficie: 5.000 K
Distancia desde la Tierra	Mínima: 147.100.000 km Media: 150.000.000 km Máxima: 152.100.000 km
Energía	3,83x10 ²⁶ J/s
Energía recibida sobre la atmósfera exterior de la Tierra	1.367 W/m ²
Velocidad de la luz	300.000 km/s

2.2 La Energía Solar

La **energía solar** es la energía que proporciona el sol a través de sus radiaciones y que se difunde, directamente o de modo difuso, en la atmósfera.

En la Tierra, hogar de la humanidad y tercer planeta del sistema solar, la **energía solar** es el origen del ciclo del agua y del viento. El reino vegetal, del que depende el reino animal, también utiliza la **energía solar** transformándola en energía química a través de la fotosíntesis.

Con excepción de la energía nuclear, de la energía geotérmica y de la energía mareomotriz (proveniente del movimiento del agua creado por las mareas), la **energía solar** es la fuente de todas las energías sobre la Tierra.



Figura 2.1 Las Energías Renovables no Convencionales en el Planeta

Gracias a diversos procesos, la energía solar se puede transformar en otra forma de energía útil para la actividad humana: en calor, en energía eléctrica o en biomasa. Por ende, el término “energía solar” se utiliza, con frecuencia, para describir la electricidad o el calor obtenidos a partir de ella.

En la actualidad, el calor y la luz del Sol puede aprovecharse por medio de diversos captadores como células fotovoltaicas, helióstatos o colectores térmicos, pudiendo transformarse en energía eléctrica o térmica. Es una de las llamadas energías renovables o energías limpias, que podrían ayudar a resolver algunos de los problemas más urgentes que afronta la humanidad.

- Como fuente de calor: energía solar térmica de baja, media temperatura y alta temperatura. (ver figura 2.2 y 2.3)
- Como fuente de electricidad: energía solar fotovoltaica.

La fuente de energía solar más desarrollada en la actualidad es la energía solar fotovoltaica. Según informes de la organización ecologista Greenpeace, la energía solar fotovoltaica podría suministrar electricidad a dos tercios de la población mundial en 2030.

Esta consiste en la conversión directa de la radiación solar en electricidad mediante sistemas fotovoltaicos. Un sistema fotovoltaico está formado por las células solares (que transforman la luz en electricidad), (un acumulador), un regulador de carga (que impide que llegue más energía al acumulador cuando ha alcanzado u máxima carga) y un sistema de adaptación de corriente (que adapta a la demanda la característica de la corriente generada).

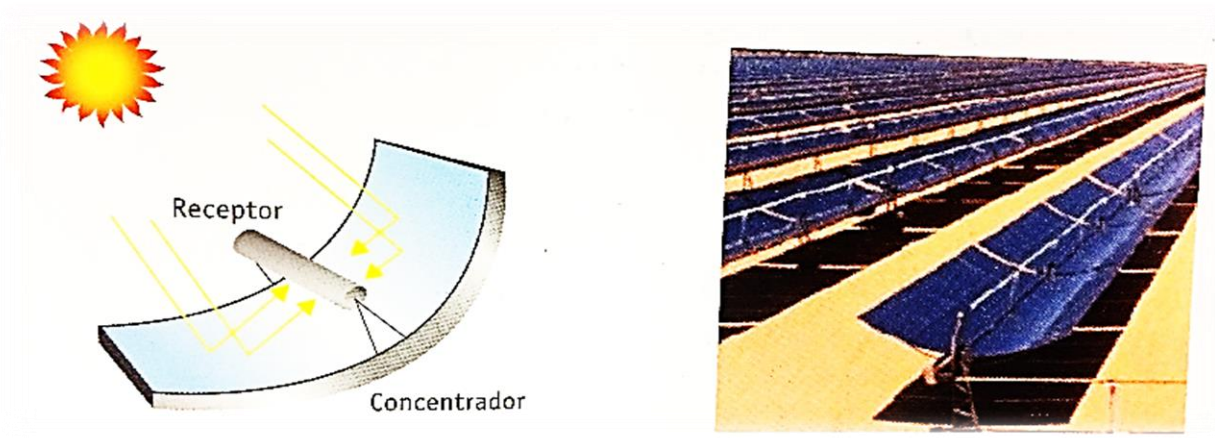


Figura 2.2 Paneles colectores parabólicos

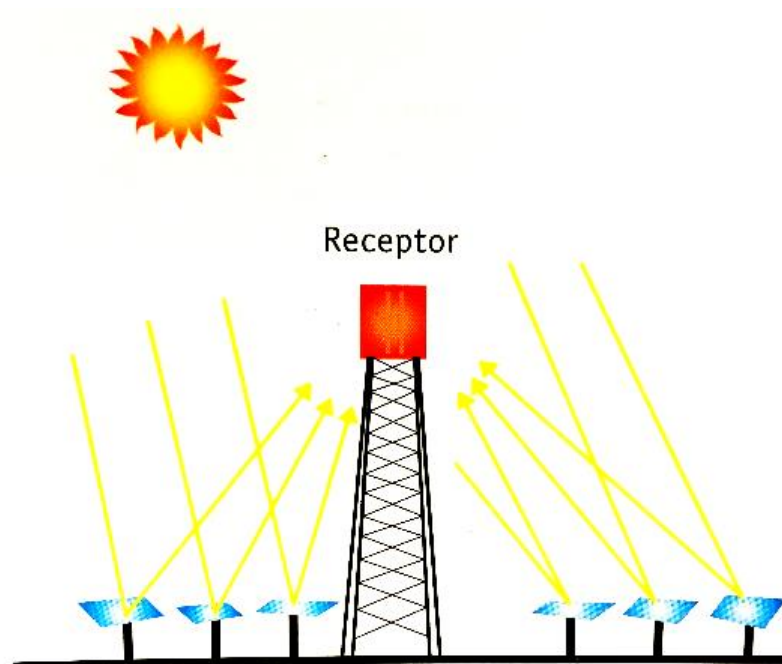


Figura 2.3 Sistema de espejos y receptores en torre

2.2.1 Irradiación solar

La irradiación (I) que llega al borde exterior de la atmósfera terrestre se llama constante solar y se describe como la intensidad de radiación solar en Watt/m^2 . Su valor es de:

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

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

2.2.2 Intensidad de radiación solar (Is).

Es la potencia de radiación que llega a una superficie determinada. Esta se expresa en $\frac{\text{Watt}}{\text{m}^2}$ y será designada con el símbolo (Is).

$$I_s = \frac{\text{Watt}}{\text{m}^2}$$

2.2.3 Radiación solar (GS).

Es la cantidad de irradiación 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.

$$G_s = \frac{\text{Watt} \times \text{hora}}{\text{m}^2}$$

2.2.4 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.

2.2.5 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 2.4).

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 2.5).

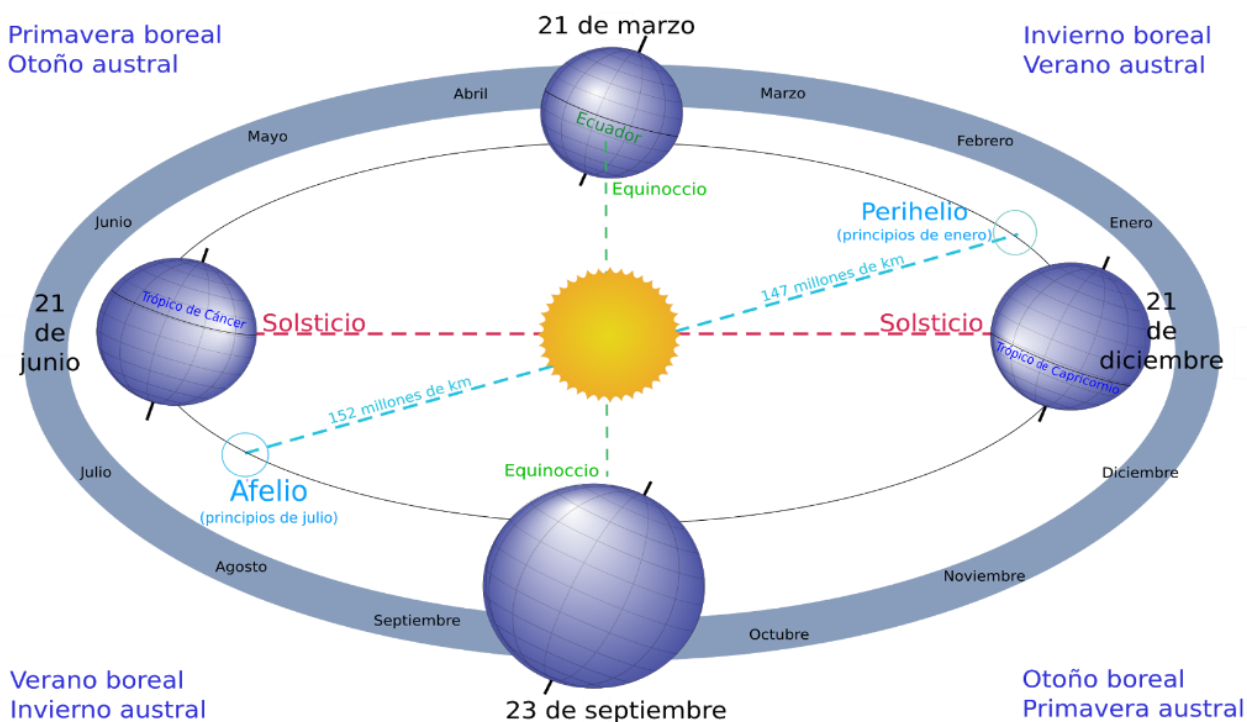


Figura 2.4 Movimiento Terrestre

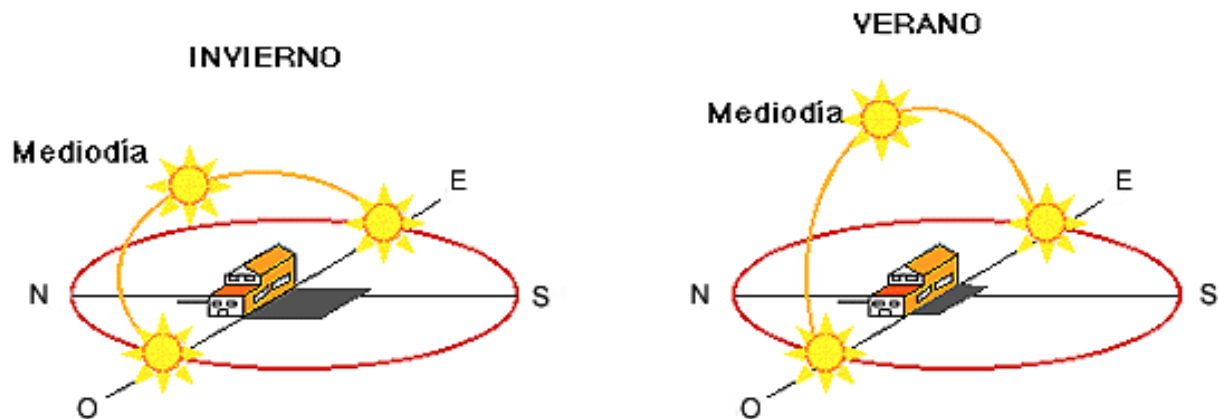


Figura 2.5 Recorridos del Sol

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 a la ubicación en donde se realiza el estudio, que a su vez dependen de la Latitud geográfica.

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

2.2.6 Posición del Sol relativa a nuestra ubicación

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

Los dos datos que se pueden conocer con esto es el Ángulo Cenital (θ_z), Altura Solar (α) y el Azimut Solar (ψ). (Ver figura 2.7).

- **Ángulo 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 2.6).

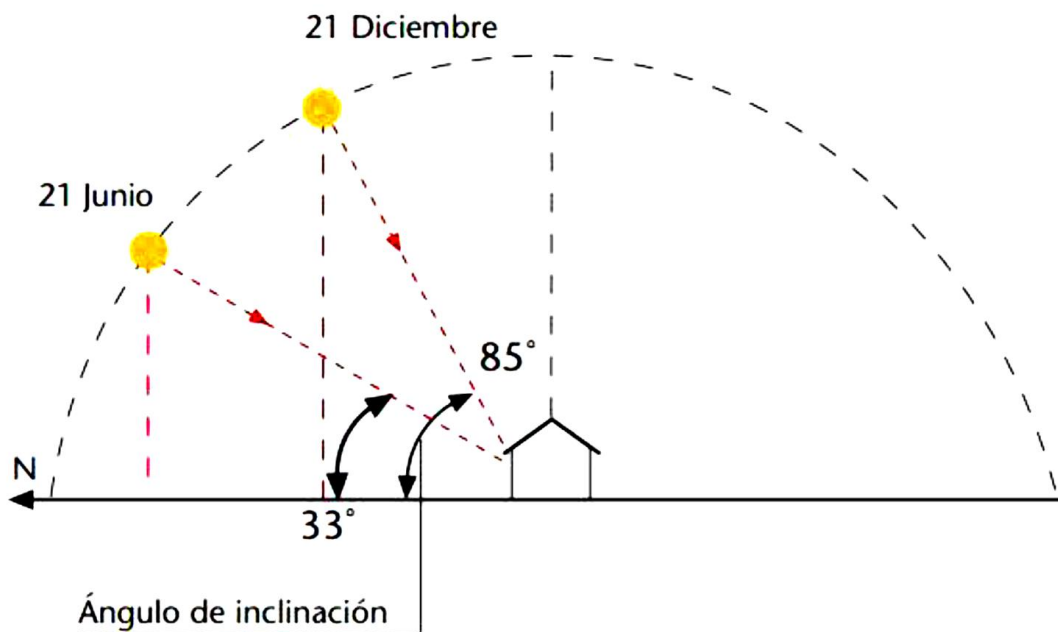


Figura 2.6 Altura Solar

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.

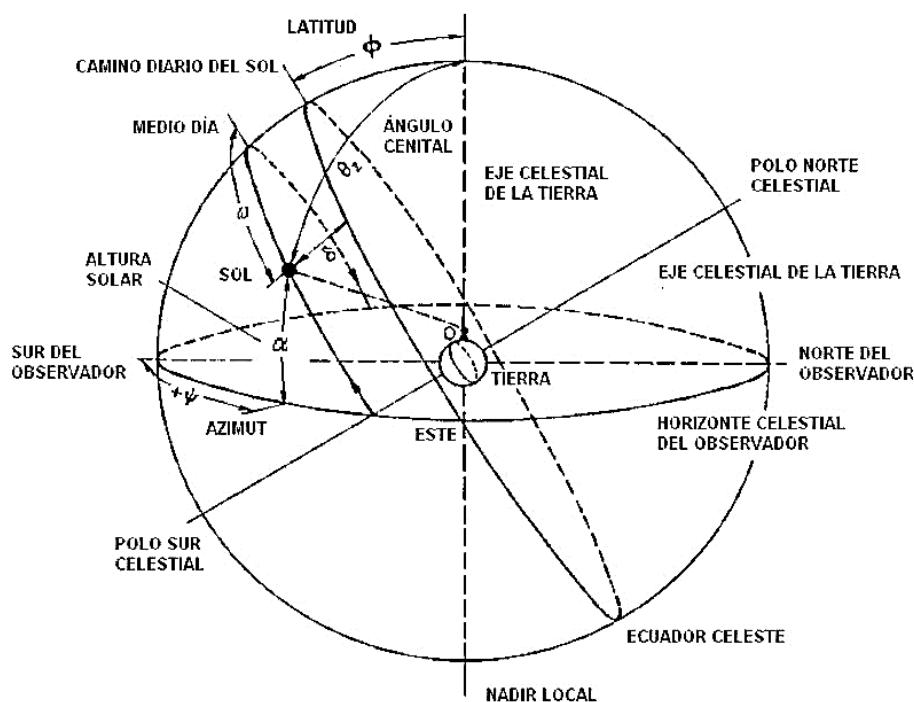


Figura 2.7 Ángulo medio sobre el horizonte

La ecuación que define la posición es la siguiente:

- **Ángulo Cenital (θ_z)**

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

- **Azimut Solar (ψ)**

$$\cos(\Psi) = \frac{\sin(\alpha) \times \sin(\phi) + \sin(\delta)}{\cos(\alpha) \times \cos(\phi)}$$

- **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):

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

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

2.2.7 Interpretación gráfica

La información anteriormente descrita se puede resumir en la siguiente carta de radiación solar. (Ver Figura 2.8) además de detallar la trayectoria del sol donde muestra la altitud solar y el ángulo azimutal para un caso particular de 40 ° de latitud.

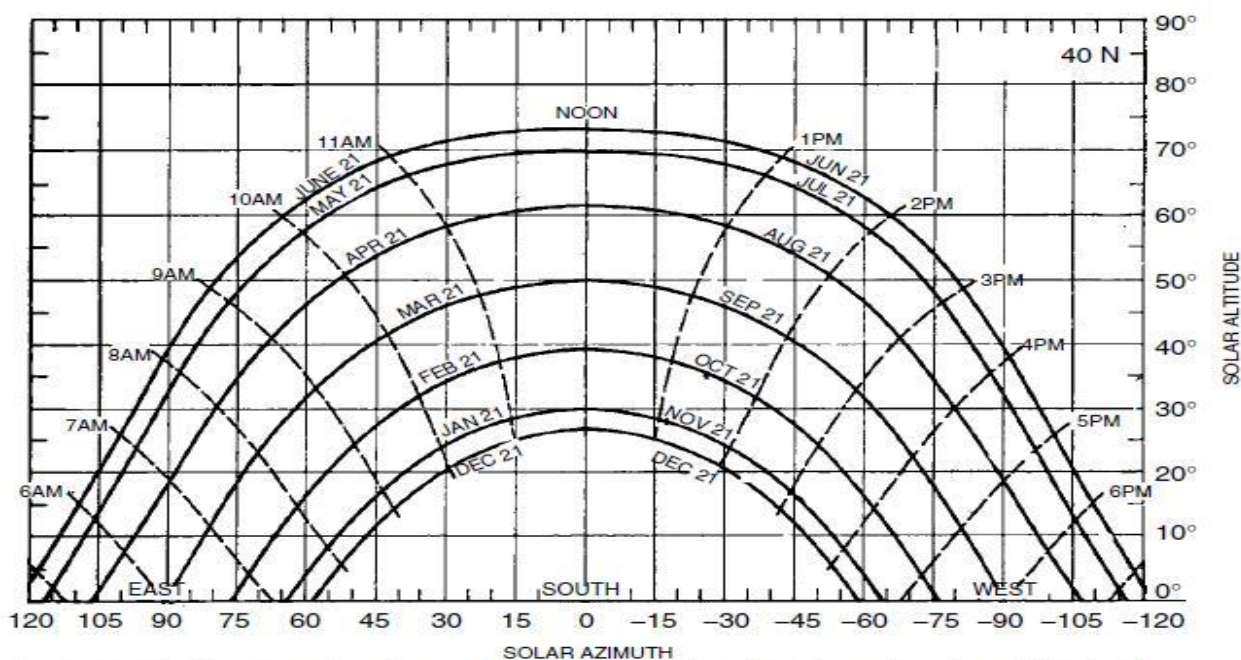


Figura 2.8 Carta de Radiación Solar

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.

2.2.8 Radiación en la superficie terrestre

Conociendo lo anterior es que se puede 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 $[W/m^2]$.

- **Pirheliómetro.**

El pirheliómetro se utiliza para medir la radiación solar directa expresada en unidades de $[W/m^2]$, siendo necesario que esté constantemente orientado hacia el Sol, por lo que este debe tener un mecanismo de seguimiento de la trayectoria del Sol.

2.2.9 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 tres componentes. (Ver figura 2.9).

- La radiación directa (GD) 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 (GF) es la parte de la radiación solar que pierde su dirección original, a consecuencia de los procesos de absorción, reflexión y refracción en la atmósfera, como por ejemplo en nubes y viene desde todas las direcciones.
- La radiación reflejada (GR) es aquella reflejada por la superficie terrestre, también es conocida como albedo.

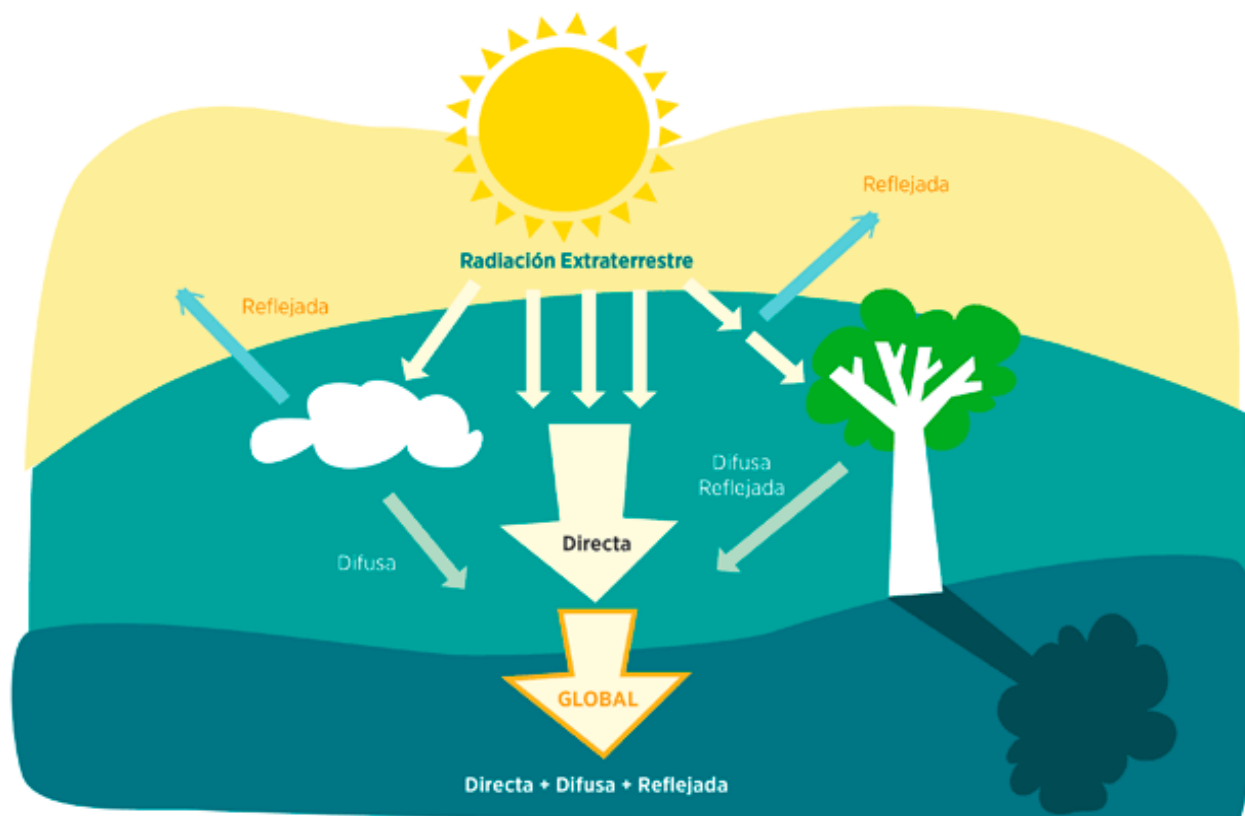


Figura 2.9 Radiación sobre la superficie Terrestre

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

$$G_G = G_D + G_F + G_R$$

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.

2.2.10 Recurso solar.

Mencionado todo lo anterior se entiende 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 2.10). 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.

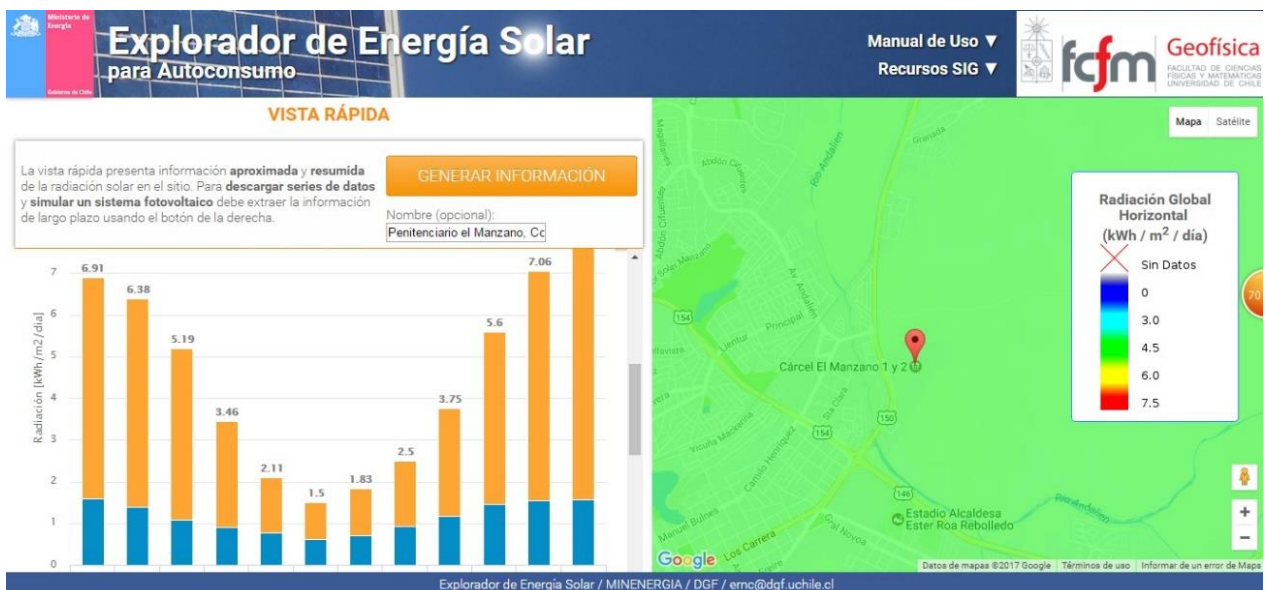


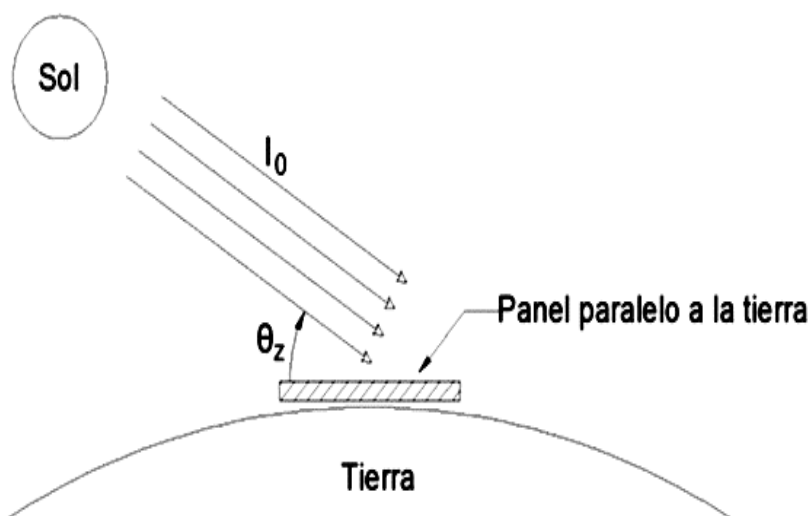
Figura 2.10 Explorador de Energía Solar

Otra herramienta es el Registro Solarimétrico 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 se puede consultar datos de todas estas estaciones. Además de conocer datos de radiación, nos entrega valores de temperatura y precipitaciones acumuladas.

2.2.10.1 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 2.11)



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

$$I_D = I_0 \times \cos \theta_z$$

Para una misma locación se tienen los siguientes datos de Radiación global horizontal (GHI). (Tabla 2.2)

Figura 2.11 Radiación en superficie paralela a la tierra

Tabla 2.2 Radiación global horizontal (GHI)

	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
Exp. Solar	6,91	6,38	5,19	3,46	2,11	1,5	1,83	2,5	3,75	5,6	7,06	7,67

Concepción 37° Latitud Sur $\frac{KWH}{m^2}$

2.2.11 Aplicación Real

Se tienen 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 se ha 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.

2.2.12 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 2.12)

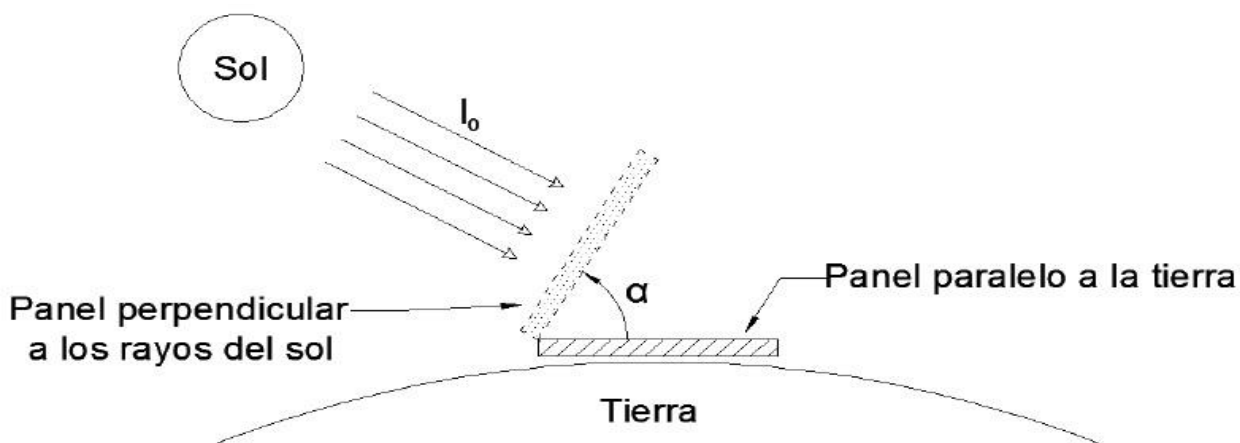


Figura 2.12 Radiación en una superficie inclinada

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 se debe hacer es aplicar el factor de corrección “K” (Tabla 2.3) 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:

$$G_{inclinada} = K \times GHI$$

Tabla 2.3 Factor de Corrección K

Latitud 37°												
	Mes											
Inclinación	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
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	1,01	1,04	1,09	1,15	1,22	1,25	1,23	1,18	1,11	1,05	1,01	1,00
20	1,00	1,06	1,15	1,28	1,41	1,47	1,44	1,32	1,18	1,08	1,01	0,98
25	0,98	1,05	1,17	1,33	1,49	1,57	1,53	1,38	1,21	1,08	0,99	0,96
30	0,96	1,05	1,19	1,38	1,56	1,67	1,61	1,44	1,24	1,08	0,97	0,93
35	0,93	1,03	1,19	1,41	1,64	1,75	1,69	1,48	1,25	1,07	0,95	0,90
40	0,90	1,01	1,20	1,44	1,69	1,83	1,76	1,52	1,26	1,05	0,92	0,86
50	0,82	0,96	1,18	1,48	1,79	1,95	1,86	1,58	1,26	1,01	0,84	0,78
60	0,72	0,88	1,13	1,48	1,83	2,03	1,93	1,59	1,22	0,93	0,75	0,68
70	0,61	0,78	1,05	1,44	1,84	2,06	1,94	1,57	1,16	0,84	0,64	0,57
80	0,49	0,65	0,95	1,36	1,80	2,04	1,91	1,50	1,06	0,72	0,52	0,45
90	0,36	0,52	0,82	1,25	1,71	1,96	1,83	1,39	0,93	0,58	0,39	0,32

Se aplica el factor de corrección K, para los datos obtenidos inicialmente. (Tabla 2.4)

Se elegirá un ángulo de inclinación de 40°

Tabla 2.4 Radiación global horizontal (GHI) no corregidos por factor K

	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
Exp. Solar	6,91	6,38	5,19	3,46	2,11	1,5	1,83	2,5	3,75	5,6	7,06	7,67

La siguiente tabla entrega los valores de Radiación global horizontal corregidos por el factor K (Tabla 3), considerando 40° de inclinación. (Tabla 2.5)

Tabla 2.5 Radiación global horizontal (GHI) corregidos por factor K para inclinación de 40°

	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
Exp. Solar	6,219	6,444	6,228	4,982	3,566	2,745	3,221	3,800	4,725	5,880	6,495	6,596

2.2.13 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 figura 2.13 y 2.14)

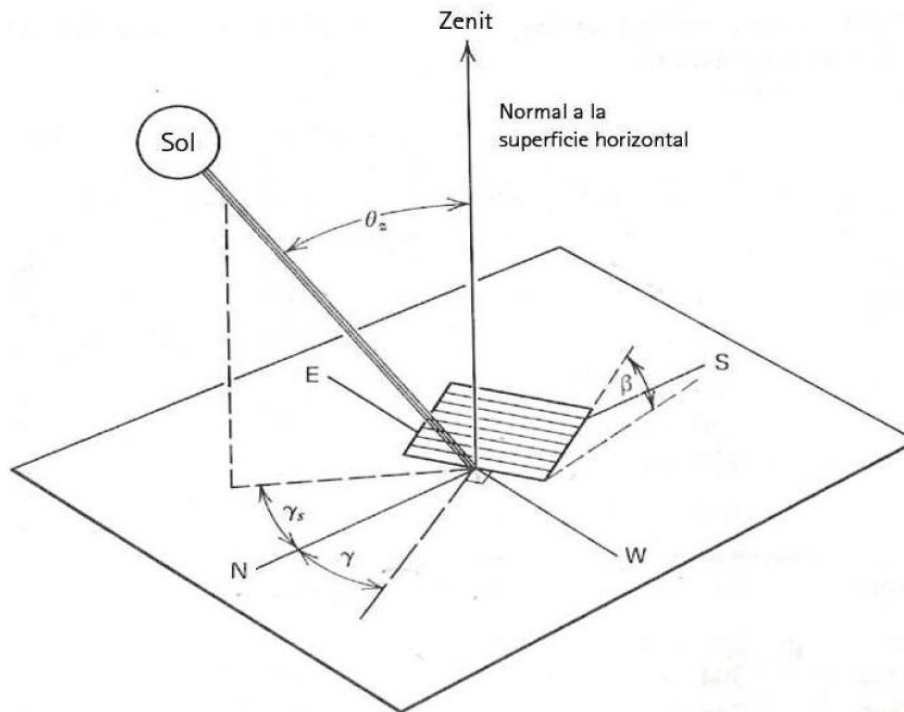


Figura 2.13 Radiación en figuras no orientadas directamente al norte

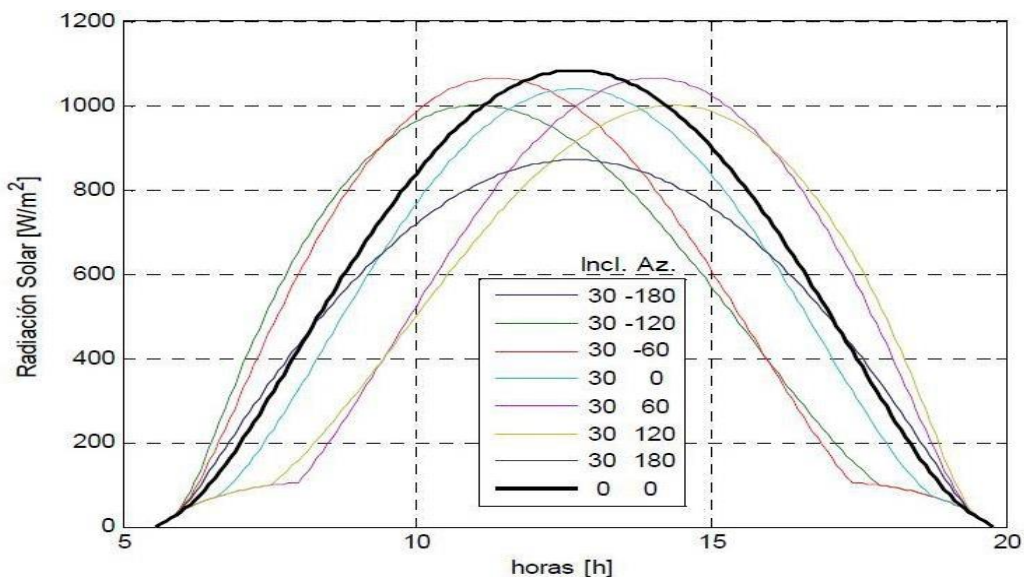


Figura 2.14 Radiación solar planos inclinados

2.2.14 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.

La radiación solar varía mucho más por factores atmosféricos que por factores geográficos. (Ver figura 2.15)

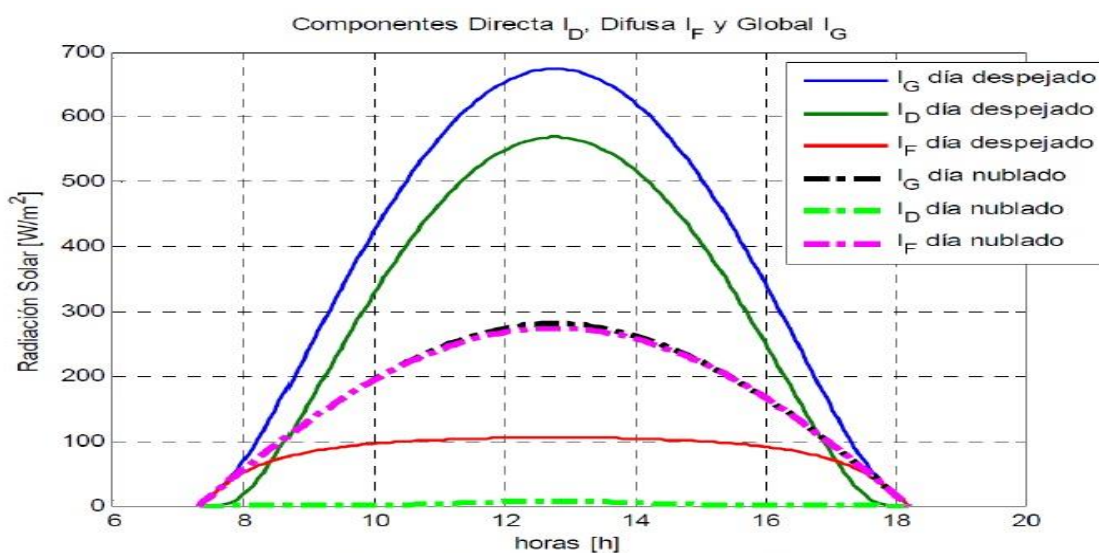


Figura 2.15 Componente de Radiación Solar, cielo despejado y cubierto (agosto)

3 Conceptos generales de Sistemas fotovoltaicos

3.1 Introducción

Este capítulo detalla conceptos básicos sobre los sistemas fotovoltaicos, además de dimensionamiento y cantidad de paneles fotovoltaicos necesarios para abastecer la demanda de energía

3.2 Descripción de Sistemas Fotovoltaicos.

Un sistema fotovoltaico es un conjunto de dispositivos que aprovechan la energía producida por el sol y la convierten en energía eléctrica. Los sistemas fotovoltaicos se basan en la capacidad de las celdas fotovoltaicas de transformar energía solar en energía eléctrica (DC).

Para construir un sistema fotovoltaico, es esencialmente necesario, tener los siguientes elementos (ver figura 3.1):

- 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.

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.

Estos sistemas independientemente de su utilización y del tamaño de potencia, se pueden clasificar según el esquema siguiente:

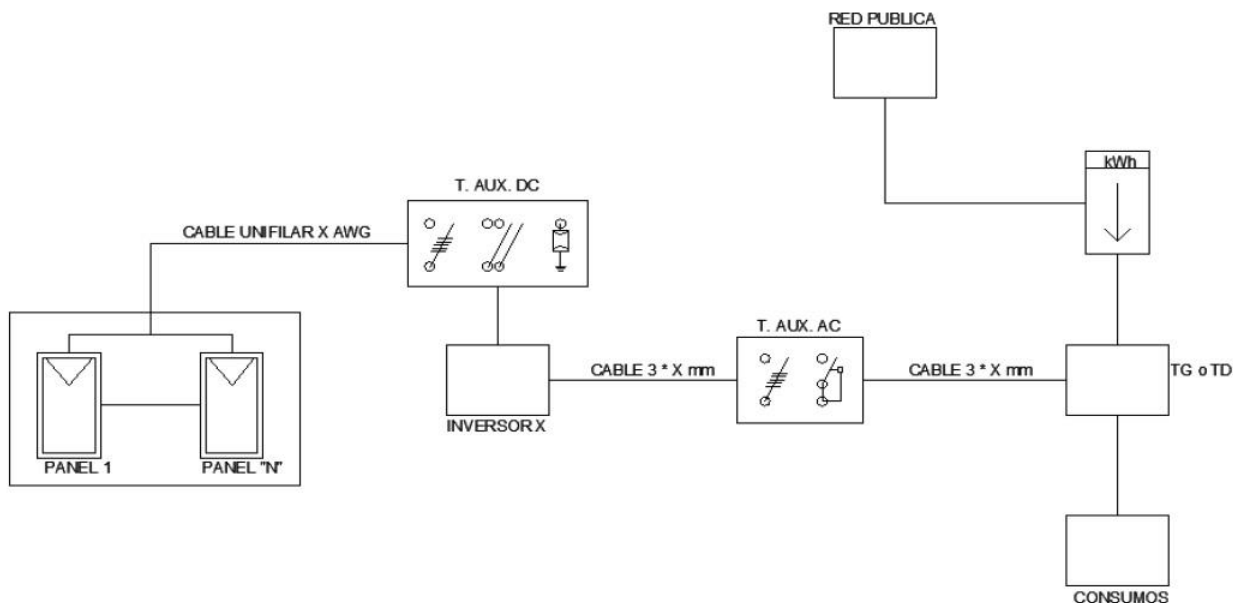


Figura 3.1 Principales componentes de un sistema fotovoltaico

Principalmente existen dos tipos de sistemas de energía solar fotovoltaica; los sistemas aislados y los sistemas interconectados a la red eléctrica.

3.2.1 Sistemas aislados (Off Grid)

En ambos sistemas se utilizan los paneles solares fotovoltaicos para convertir la energía solar en electricidad, sólo que en este caso la energía generada se almacena en un banco de baterías.

Es cuando un sistema es completamente independiente de la red eléctrica, gracias a que la energía puede ser almacenada y ser utilizada en las noches y durante los días nublados. Este tipo de sistemas son muy comunes en zonas rurales o alejadas de las ciudades, donde no llega la red eléctrica.

Se puede contar con un sistema de energía solar aislado para una tarea específica. Por ejemplo, alimentar de energía un centro de entretenimiento o una pequeña cabaña de campo. (ver figura 3.2)

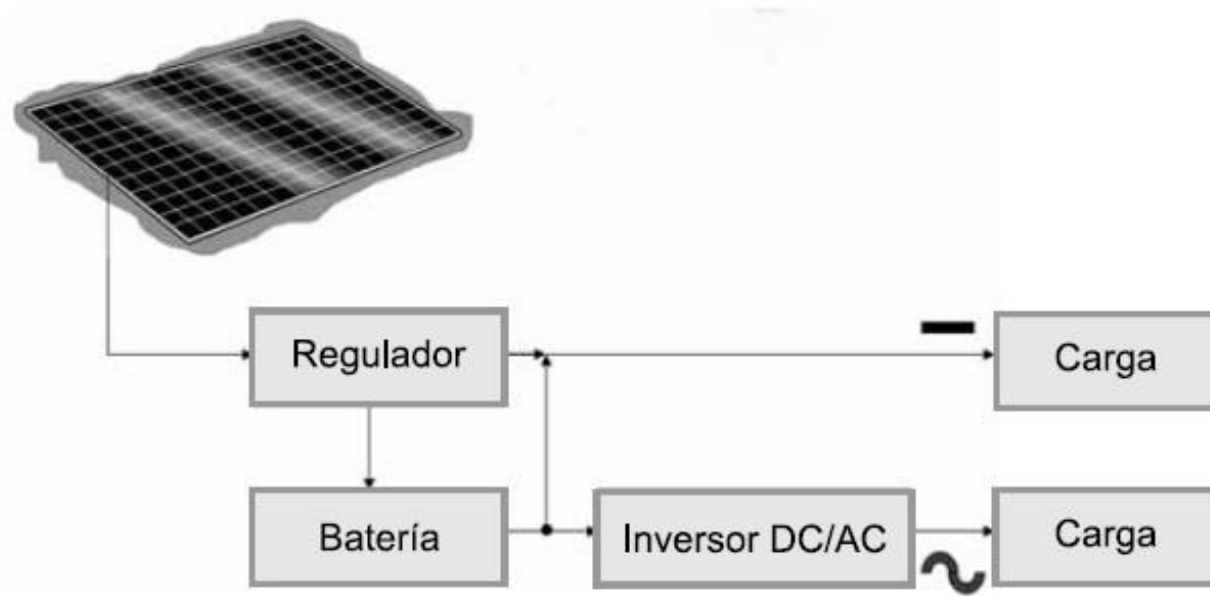


Figura 3.2 Esquema básico de un sistema Fotovoltaico Off-Grid

3.2.1.1 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.

3.2.2 Sistemas interconectados (On Grid)

Se llaman así porque están interconectados a la red eléctrica. Es decir, la energía que genera los paneles solares puede ser inyectada a la red de distribución eléctrica, es decir que operan en paralelo con la red eléctrica.

Estos sistemas en ocasiones son más económicos ya que no necesitas de un banco de baterías, que en ocasiones son los dispositivos más costosos del sistema aislado y los que mayor mantenimiento requieren. (ver figura 3.3)

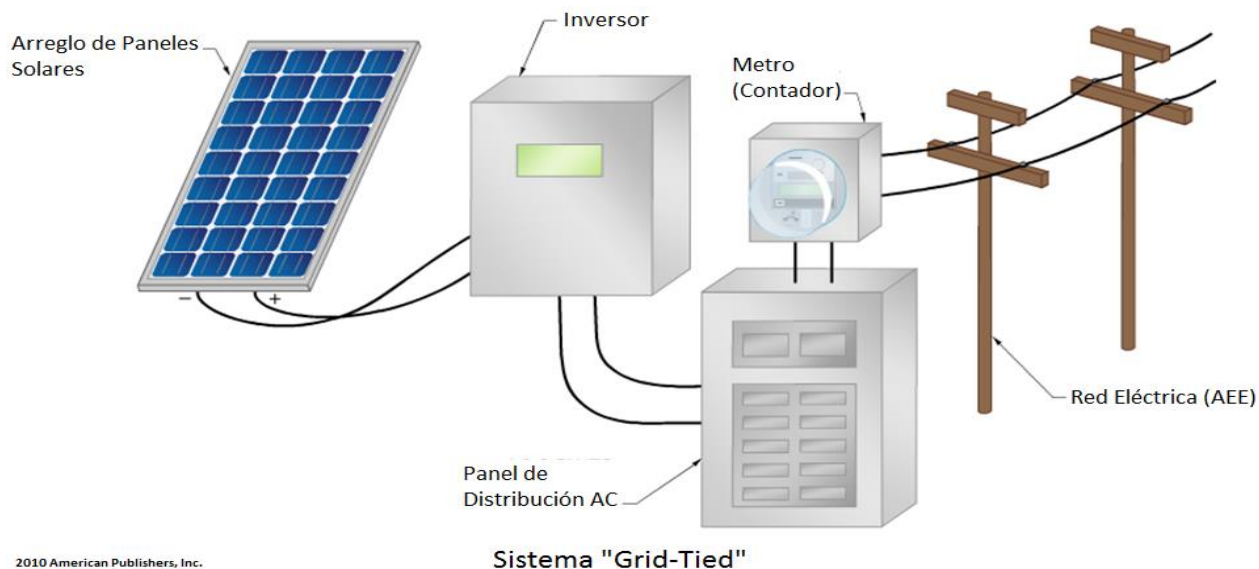


Figura 3.3 Esquema básico de un sistema fotovoltaico On-grid

3.2.2.1 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.

Conceptualmente se puede decir que 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.

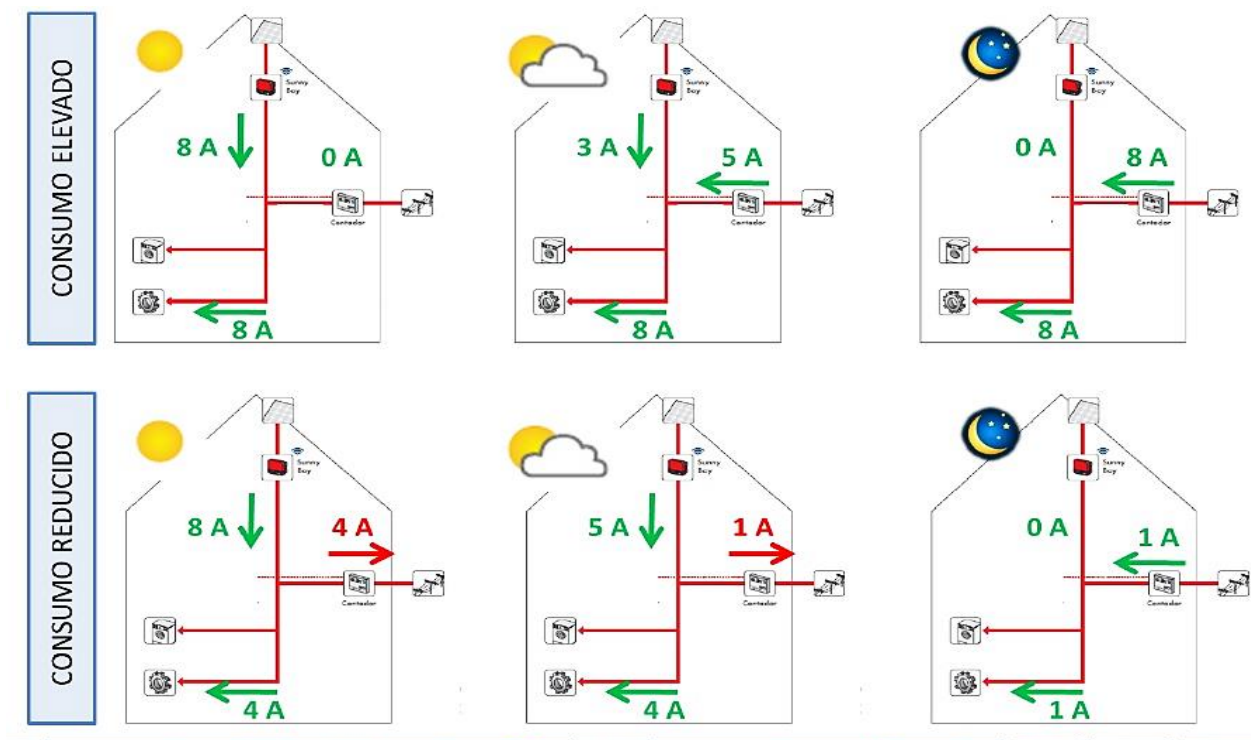


Figura 3.4 Funcionamiento de Sistema fotovoltaico On-Grid

3.2.3 Sistemas Híbrido

Un sistema fotovoltaico solar híbrido es una combinación de la tecnología de la energía solar y la Red Eléctrica de forma de poder integrar de la mejor forma ambas fuentes de Energía.

Si la energía producida a través de generadores fotovoltaicos es suficiente para el consumo de los hogares, el inversor se utiliza la energía fotovoltaica y la carga de los excedentes a la batería.

Del mismo modo, si el consumo es superior a la energía fotovoltaica, el inversor tomara la energía que le falta de la red pública.

En ausencia de sol, el inversor, según el consumo de energía, usará la energía exclusivamente a partir de baterías o podrá tomar energía de la red pública.

Normalmente la generación fotovoltaica es compatible con cualquier otra generación eléctrica ya sea de tipo eólico o grupos electrógenos, no solo cuando está conectada a la Red Eléctrica.

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

3.2.4 Módulos Fotovoltaicos

La transformación directa de la energía solar en energía eléctrica se realiza en un equipo llamado módulo o panel fotovoltaico. Los módulos o paneles solares son placas rectangulares formadas por un conjunto de celdas fotovoltaicas protegidas por un marco de vidrio y aluminio anodizado, 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. (ver figura 3.5)

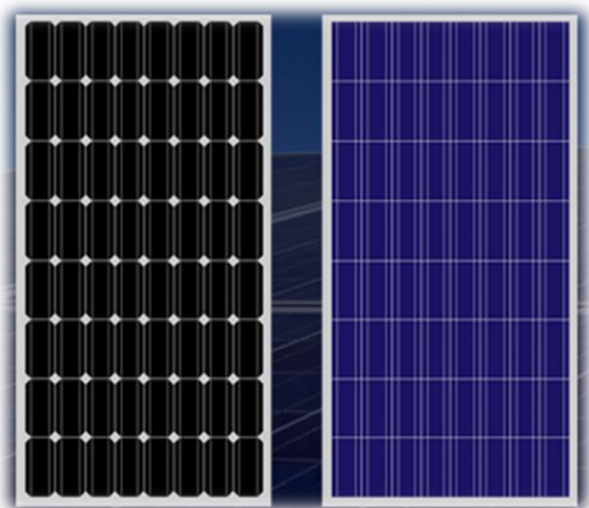


Figura 3.5 Panel FV. Monocrystalino y Policristalino

3.2.4.1 Celdas fotovoltaicas

Una celda fotovoltaica es el componente que capta la energía contenida en la radiación solar y la transforma en una corriente eléctrica, basado en el efecto fotovoltaico que produce una corriente eléctrica cuando la luz incide sobre algunos materiales.

Las celdas fotovoltaicas son hechas principalmente de un grupo de minerales semiconductores, de los cuales el silicio, es el más usado. El silicio se encuentra abundantemente en todo el mundo porque es un componente mineral de la arena. Sin embargo, tiene que ser de alta pureza para lograr el efecto fotovoltaico, lo cual encarece el proceso de la producción de las celdas fotovoltaicas.

A continuación, se detallan los principales tipos de células empleadas en la fabricación de celdas fotovoltaicas (Tabla 3.1 y Tabla 3.2)

Tabla 3.1 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 3.2 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 estudiados. • La tecnología para su obtención está poco desarrollada. • Tiene un rendimiento del 5 % aproximada- mente.
----------------------------	--

<p>Célula de Arseniuro de Galio (Ga As)</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Tiene buenos rendimientos con pequeños espesores. • Mantiene sus características a elevadas temperaturas. • Presenta tolerancia a radiaciones ionizantes. • Elevado coste de producción. • Material raro y poco abundante. • Tiene un rendimiento del 27 %.
---	--

3.3 Tecnología de paneles fotovoltaicos

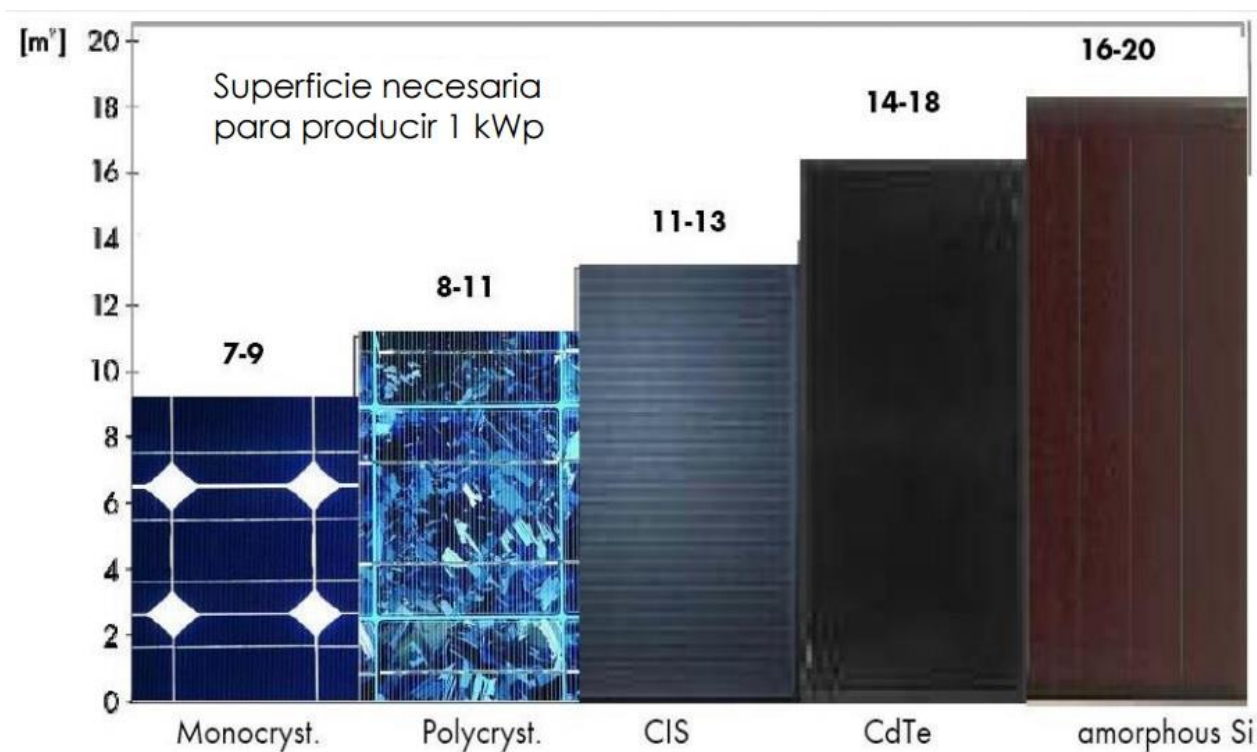


Figura 3.6 Tecnología de paneles fotovoltaicos

3.3.1 Configuraciones eléctricas.

3.3.1.1 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.

- Conexión serie:** Agrupando los paneles fotovoltaicos en forma de serie tiene como objetivo el sumar sus voltajes y la potencia de estos. 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. (ver figura 3.7).

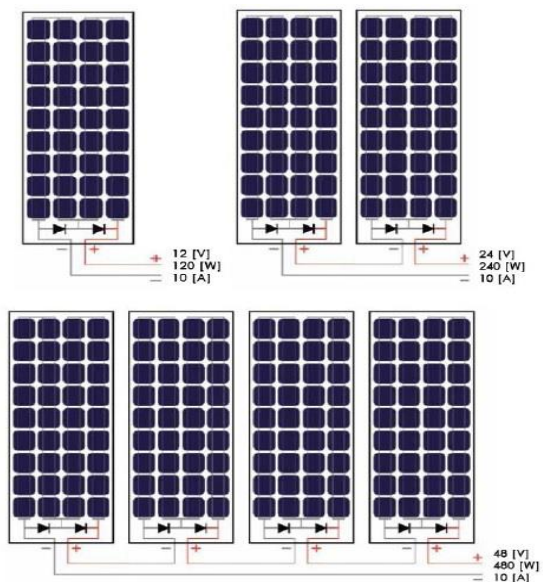


Figura 3.7 Paneles Fotovoltaicos Conexión serie

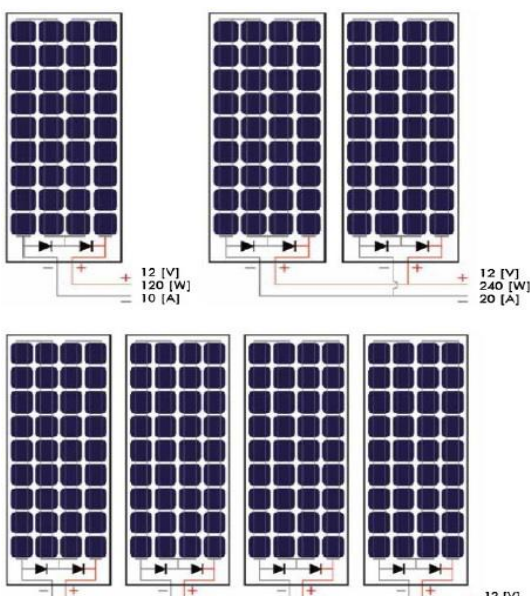


Figura 3.8 Paneles Fotovoltaicos Conexión paralelo

- Conexión paralela:** Agrupando paneles fotovoltaicos en paralelo, lo que se busca es aumentar los niveles de corriente y potencia, manteniendo un voltaje constante. Básicamente consiste en unir el positivo de un panel con el positivo de otro y así mismo con los negativos. (ver figura 3.8)

- 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 3.9)

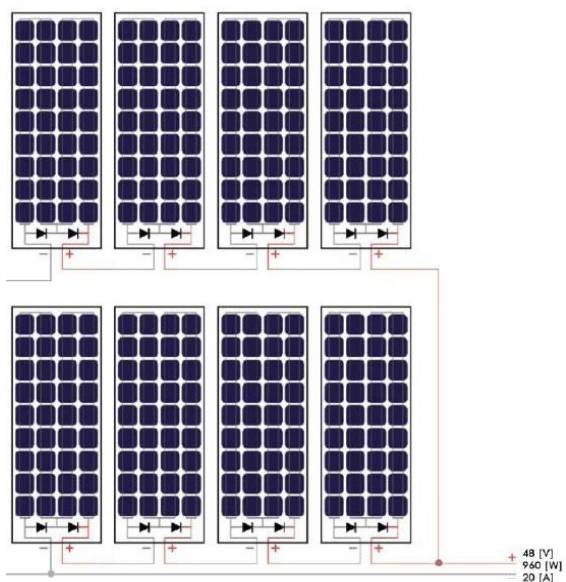


Figura 3.9 Paneles Fotovoltaicos Conexión mixta

3.3.2 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 módulo panel fotovoltaico por:

- Precio
- Características constructivas
- Años de garantía

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

3.4 Proceso de Inscripción de un panel fotovoltaico

El proceso se inicia con la presentación del Formulario 1 (figura 3.10). 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 3.10 Formulario 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.

- 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 (ver figura 3.11)

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> <th>Tecnología¹</th> <th>Conexión:</th> <th>Capacidad Instalada:</th> </tr> <tr> <td></td> <td>3φ 1 φ</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 1 φ		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 1 φ												
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"/> 2 φ <input type="checkbox"/> 1 φ <input type="checkbox"/>											
	Potencias de Cortocircuito para diseño:	$S_{CC\ tralo}^2$: _____ [kVA]											
		$S_{CC\ tralo}^3$: _____ [kVA]											
		$S_{CC\ red\ FA}^4$: _____ [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:	Nombre, cargo y firma del responsable de la información											
E-mail:													

Figura 3.11 Formulario 2

- 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

- $S_{CCTrafo2}$: Nivel de cortocircuito en el lado de baja tensión del transformador de distribución evaluado.
- $S_{CCTrafo3}$: Nivel de cortocircuito en el punto de conexión.
- $S_{CCredFA4}$: 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.

Formulario 3. Solicitud de conexión (figura 3.12)

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 3.12 Formulario 3

Para solicitar la conexión de un EG, el Usuario o Cliente Final debe presentar una solicitud de Conexión. 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 3.13): Respuesta a Solicitud de conexión.

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

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.

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 = Empresa Distribuidora =
	Capacidad del empalme:	_____ [kW]
	Tipo de empalme:	= monofásico = 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 3.13 Formulario 4

- 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.

Documentos Adjuntos:

- Modelo de Contrato en caso de requerirse en obras adicionales y/o adecuaciones.
- 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.

4 Normativas y Leyes

4.1 Introducción

En Chile, la normativa vigente con respecto a todo tipo de instalaciones eléctricas tiene su origen en normas internacionales, que a través de acuerdos han podido ser adaptados y homologados a la realidad nacional. El organismo encargado de la normalización es el Instituto Nacional de Normalización, INN, organismo que tiene a su cargo el estudio y preparación de las normas técnicas a nivel nacional. Es miembro de la INTERNACIONAL ORGANIZATION FOR STANDARDIZATION (ISO) y de la COMISION PANAMERICANA DE NORMAS TECNICAS (COPANT) representando a Chile ante esos organismos. De acuerdo a sus estatutos el INN tiene los siguientes objetivos:

- Estudiar las normas técnicas requeridas por los distintos sectores del país.
- Estudiar y disponer los mecanismos que permitan la aplicación de las normas técnicas que apruebe.
- Realizar las actividades que sean necesarias para contribuir al desarrollo de las normas técnicas, la metrología y la evaluación de la conformidad.

4.2 Normativas para proyectos fotovoltaicos.

En este punto se mencionará y detallará brevemente todas las normas que han sido adaptadas a la norma chilena.

Norma Chilena Oficial: NCh2902.Of2004.

El objetivo de esta norma es armonizar los términos y símbolos usados en las normas del área de los sistemas de energía solar fotovoltaica. Esta norma es una homologación de IEC 61836:1997 Solar Photovoltaic energy systems – Terms and symbols, siendo idéntica a la misma.

Norma Chilena Oficial: NCh2927.Of2005.

Esta norma se estudió para establecer una guía y entregar una visión general de los sistemas generadores fotovoltaicos terrestres y de los elementos funcionales que los constituyen.

Esta norma es idéntica a la versión en inglés de la Norma Internacional IEC 61277:1995 Terrestrial photovoltaic (PV) power generating systems- General and guide. Esta norma contiene:

- Una visión general de las posibles interfaces y componentes principales de los subsistemas.
- Una descripción de los principales subsistemas, componentes e interfaces.
- Una tabla con ejemplo de configuraciones derivadas de algunas aplicaciones típicas.

Norma Chilena Oficial: NCh2898.Of2004.

Esta norma se estudió para definir los principales parámetros eléctricos, mecánicos y ambientales que se necesitan para la descripción y análisis funcional de sistemas fotovoltaicos autónomos. En la elaboración de esta norma se tomó en consideración la Norma Internacional IEC 61194: 1992 Characteristic parameters of stand- alone photovoltaic (PV) systems. Siendo no equivalente a la misma al tener desviaciones mayores que consistían en incluir las modificaciones aprobadas por CENELEC el 1995-05-15.

Norma Chilena Oficial: NCh2896.Of2004.

Esta norma tiene como objetivo establecer los principios generales para la implementación de sistemas fotovoltaicos domésticos, destinados a suministrar energía eléctrica para alimentar principalmente luminarias, radios y televisores. Todos estos de bajo consumo (y eventualmente sistemas de comunicación de uso esporádico). Por no existir Norma Internacional, en la elaboración de esta norma se ha tomado en consideración el documento Thermie B SUP-995-96:2001. Universal technical standard for solar home system.

Norma Chilena Oficial: NCh2978.Of2005.

Esta norma establece los requisitos que deben cumplir las baterías que se utilizan para sistemas fotovoltaicos (PV) implementados en viviendas y/o establecimientos rurales (no industriales) y los métodos de ensayo típicos utilizados para comprobar el comportamiento de las baterías. En esta norma se han realizado modificaciones con respecto a la norma internacional, dado que no hace distinción entre los dos tipos de baterías actualmente vigentes como son el tipo abierta y de válvula regulada.

Norma Chilena Oficial: NCh2970/. Of2005.

El objetivo de esta norma es describir las pautas de medición de rendimiento de los acondicionadores de potencia usados en los sistemas fotovoltaicos aislados y en los conectados a la red eléctrica. Donde la salida del acondicionador de potencia es una tensión de corriente alterna a una frecuencia constante o una tensión de corriente continua estable. Esta norma es idéntica a la versión en inglés de la Norma Internacional IEC 61683: 1999 Photovoltaic systems- Power conditioners- Procedure for measuring efficiency.

Norma Chilena Oficial: NCh2940/24. Of2005.

Esta norma se estudió para servir de guía en la protección contra sobretensiones en sistemas generadores fotovoltaicos, tanto si son autónomos como si están conectados a la red de distribución. Esta norma es idéntica a la versión en inglés de la Norma Internacional IEC 61173:1992 Overvoltage protection for photovoltaic (PV) power generating systems-Guide.

Norma Chilena Oficial: NCh2903/1. Of2004.

Esta norma establece los procedimientos para medir las características corriente-tensión de los dispositivos fotovoltaicos de silicio cristalino con luz solar natural o simulada. Esta norma es una homologación de la Norma Internacional IEC 60904-1:1987 Photovoltaic devices – Part 1 Measurement of photovoltaic current-voltage characteristics. Siendo idéntica a la misma.

Norma Chilena Oficial: NCh2903/2. Of2004

Esta norma se estudió para describir los requisitos relativos a la clasificación, selección, encapsulado, marcado, calibración y cuidados de las celdas solares de referencia. Esta norma es una homologación de la Norma Internacional IEC 60904-2:1989 Photovoltaic devices- Part 2- Requirements for reference solar cells, es equivalente a la misma al poseer desviaciones menores.

Norma Chilena Oficial: NCh2903/3. Of2004.

Esta norma especifica los principios de medición para determinar las diversas características eléctricas de los dispositivos solares fotovoltaicos terrestres definidos en el alcance y campo de aplicación de la norma. Esta norma es una homologación de la Norma Internacional IEC 60904-3:1989 Photovoltaic devices –Part 3: Measurement principles for terrestrial photovoltaic (PV) solar devices with reference spectral irradiance data, siendo idéntica a la misma.

Norma Chilena Oficial NCh2903/10. Of2004.

Esta norma describe los procedimientos usados para determinar el grado de linealidad de cualquier parámetro de un dispositivo fotovoltaico respecto a un parámetro de ensayo. Esta especialmente indicado para el uso en laboratorios de calibración, fabricantes de módulos y diseñadores de sistemas. Esta norma es idéntica a la versión en inglés de la Norma Internacional IEC 60904-10:1998 Photovoltaic devices-Part 10: Methods of linearty measurement.

Norma Chilena Oficial: NCh2925.Of2005.

Esta norma tiene como objetivo determinar la resistencia del módulo fotovoltaico a la corrosión debido a la niebla salina. Esta norma es una traducción modificada de la versión en inglés de la Norma Internacional IEC 61701:1995 Salt mist corrosion testing of photovoltaic (PV) modules.

4.3 Ley 20.571



Figura 4.1 Esquema de funcionamiento de la Ley 20.571

La ley para la generación distribuida o ley de generación ciudadana (Ley 20.571) otorga a los clientes regulados de las empresas distribuidoras de energía eléctrica el derecho a generar su propia energía eléctrica, mediante medios renovables no convencionales o de cogeneración eficiente, auto consumirla y vender sus excedentes de energía.

Cualquier persona o institución que sea cliente regulado de una empresa de distribución eléctrica puede hacer uso del derecho otorgado por esta ley. Para tales efectos, debe contactar a un instalador eléctrico autorizado o empresa proveedora de sistemas de generación para autoconsumo.

Los proyectos de generación ciudadana requieren de acciones de coordinación con la empresa distribuidora de electricidad correspondiente. Este conjunto de acciones se llama procedimiento de conexión. El procedimiento de conexión se inicia mediante el envío de una solicitud de conexión a la red a la empresa distribuidora y termina con la ejecución del protocolo de conexión de equipamiento de generación. Al igual que en todo proyecto eléctrico, se requiere la asistencia de un instalador eléctrico autorizado por la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC). (ver figura 4.1)

4.3.1.1 ¿Cuál es el objetivo de la Ley?

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

4.3.1.2 ¿Con que nombres se conoce esta ley?

Esta ley ha sido conocida comúnmente como ley de Net-Billing o de Net-Metering debido a las similitudes que ésta tiene con regulaciones extranjeras que utilizan esta denominación, también se le llama **Ley para Generación Distribuida, Generación Ciudadana o Ley de Facturación Neta**. Su nombre oficial es “Ley N° 20.571: Regula el pago de las tarifas eléctricas de las generadoras residenciales”.

Para nuestra realidad es más correcto referirse de manera abreviada como “Ley de Facturación Neta”. El término “Facturación Neta” hace referencia a que en las boletas que las empresas de suministro eléctrico (empresas distribuidoras) entregan a sus clientes se cobra o factura el valor neto resultante de la valorización de los consumos que tenga un Cliente, menos la valorización de sus inyecciones de energía.

4.3.1.3 ¿Cuándo entro en vigencia la ley?

El 22 de octubre de 2014.

4.3.1.4 ¿Quiénes pueden acceder a este beneficio?

Los clientes regulados, es decir, aquellos cuyo suministro eléctrico está sujeto a fijación de precios, que corresponden en general, a pequeños y medianos consumidores que tengan una capacidad conectada inferior a 500 kW, y aquellos con capacidad conectada entre los 500 y 5.000 kW que hayan optado por sujetarse al régimen de los clientes regulados de conformidad a la normativa vigente. Por ejemplo, los clientes residenciales y los comerciales o industriales pequeños, colegios, municipalidades, entre otros.

4.3.1.5 ¿Qué tipos de sistemas de generación se pueden utilizar?

Para hacer uso de la Ley se deben utilizar sistemas basados en energías renovables o de cogeneración eficiente, de **hasta 100 kW**. Entre las fuentes de energía renovable, se cuentan, por ejemplo, la energía solar, hidroeléctrica, eólica, de la biomasa, etc. La cogeneración es la generación simultánea de energía mecánica o electricidad y energía térmica útil, a partir de una fuente de energía.

4.3.1.6 ¿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).

4.3.1.7 ¿Puede una 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

4.4 Ley 20.698 (Ampliación de la matriz energética)

Ley 20.698 (2013). Esta ley propicia la ampliación de la matriz energética mediante fuentes renovables no convencionales. Pretende elevar la meta de generación eléctrica de ERNC desde un 10 % para el 2024 a un 20 % en el año 2025 de manera escalonada. Las proyecciones indican que se producirán cambios relevantes en la diversificación de la capacidad instalada en las próximas décadas. especialmente en el SING.

5 DISEÑO Y EJECUCIÓN DE LAS INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS CONECTADAS A RED.

5.1 Objetivos

Acotar los requerimientos que se deben observar para el diseño, ejecución, inspección y mantención de las instalaciones eléctricas fotovoltaicas que se comunican a la Superintendencia de Electricidad y Combustibles para ser conectadas a la red de distribución, con el fin de entregar un servicio eficiente y de salvaguardar la seguridad de las personas que las operan o hacen uso de ellas, así como la integridad física y operacional de la red de distribución eléctrica.

5.2 Alcances

Las disposiciones de esta Instrucción Técnica son aplicables al diseño, ejecución, inspección y mantenimiento de las instalaciones eléctricas fotovoltaicas conectadas a la red de distribución, cuya potencia máxima no sobrepase lo estipulado en la Ley N° 20.571. (100 kW)

Ley N°20.571

Potencia máxima: Se pueden utilizar sistemas basados en ERNC o de cogeneración eficiente, de hasta 100 kW. Por ejemplo, sistemas FV.

La potencia instalada a suplir mediante paneles fotovoltaicos en este proyecto es de 36 kW, por lo tanto, puede ser aplicada esta ley.

Materia: (RGR N° 02/2014)

Generalidades

Más de un 90 % de los generadores fotovoltaicos están conectados a la red de distribución eléctrica y vierten a ella su producción energética. Esto evita que instalaciones que necesiten baterías y constituyen una aplicación más directa y eficiente de la tecnología.

En países más desarrollados como Alemania, Japón o EE.UU., un número cada vez más de personas y empresas están interesadas en instalar un sistema fotovoltaico y conectado a la red.

Las motivaciones para dar un paso semejante son diversas algunos lo hacen para ganar dinero con la venta de la electricidad solar; otros para ahorrar electricidad en los pick de demanda o para dar estabilidad al consumo si el suministro que reciben es inestable; muchos otros justifican en todo o parte la inversión por conciencia ambiental.

En todos los casos existe la motivación de contribuir a desarrollo de esta tecnología limpia.

Ya sea cualquiera el motivo por el cual un cliente desee montar una instalación fotovoltaica es necesario considerar algunas condiciones de Instalación;

Disposiciones Generales y condiciones de la instalación:

- Toda instalación eléctrica de un sistema fotovoltaico conectada a la red de distribución, deberá ser proyectada y ejecutada en estricto cumplimiento con las disposiciones de esta Instrucción Técnica y en las normativas vigentes.
- 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.
- 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.
- Se deberá instalar 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 con el fin de facilitar el mantenimiento y reparación de la unidad de generación fotovoltaica. Se excluyen de esta disposición los micro inversores.
- 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 FOTOVOLTAICOS”

- 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.

La mayoría de los sistemas fotovoltaicos en edificios (viviendas, centros comerciales, industrias) se montan sobre tejados y cubiertas. En caso de una instalación de gran número de módulos fotovoltaicos, es necesario considerar características técnicas del lugar de instalación.

Los sistemas fotovoltaicos sobre tejados y cubiertas son de pequeño a mediano tamaño, esto es de 5 kW a 200 kW, aunque a veces se supera este valor y se alcanzan dos o tres MW.

Las fachadas solares son elementos enormemente fiables que aportan un diseño moderno e innovador al edificio y, al mismo tiempo, producen electricidad.

En relación a la parte estructural se puede considerar las siguientes condiciones:

- 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 30kW, 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 44 tracción, mantener la estructura firme y evitar posibles volcamientos por la acción del viento o nieve
- El sistema de fijación de módulos fotovoltaicos y la construcción de la estructura, 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.

Condiciones referentes a los Módulos fotovoltaicos:

- Todos los módulos fotovoltaicos que formen parte de una unidad de generación deberán estar certificados en conformidad a los protocolos de ensayos establecidos por la Superintendencia para tales efectos.
- Los módulos fotovoltaicos tendrán una placa visible e indeleble, con la información técnica requerida en la certificación y con los siguientes valores:
 1. Tensión de circuito abierto.
 2. Tensión de operación.
 3. Tensión máxima admisible del sistema.
 4. Corriente de operación.
 5. Corriente de cortocircuito.
 6. Potencia máxima.
- No se podrán utilizar módulos fotovoltaicos de distintos modelos, ni orientaciones diferentes en un mismo string. 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.

En cuanto a Arreglos y conexiones eléctricas,

- Las conexiones deberán permitir un montaje rápido, manteniendo la seguridad y la impermeabilidad del sistema.
- Los arreglos y conexiones de las unidades de generación fotovoltaicos deberán ser diseñados y ejecutados con el objetivo que no se generen corrientes inversas entre los distintos string.

- En los arreglos que producto de su configuración, pueden generarse corrientes inversas, estas no deberán ser mayores que las corrientes inversas máximas que soportan los módulos o paneles fotovoltaicos, de lo contrario deberán ser limitadas mediante la utilización de diodos de bloqueo y/o protecciones de sobrecorriente (fusibles o interruptores automáticos)
- Cada arreglo o string de la unidad de generación fotovoltaico 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:
 1. Seccionador bajo carga.
 2. Descargadores de sobretensión tipo 2.
 3. Fusibles o interruptores automáticos en CC, polos negativos, por cada string.
 4. Fusibles o interruptores automáticos en CC, polos positivos, por cada string.
 5. Bornes de conexión CC para línea colectora hacia el inversor.
 6. Borne de conexión para conductor de puesta a tierra.
 7. Borne de conexión para contacto de aviso de fallo sin potencial.
 8. 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 tableros, 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.

Dimensionamiento de Circuitos y corriente:

- 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.
- Corriente de los circuitos de salida fotovoltaica: La corriente máxima será la suma de las corrientes máxima de los circuitos de las fuentes en paralelo multiplicada por 1,25 veces.
- Corriente de los circuitos de salida del Inversor: La corriente máxima será la corriente de salida del inversor de régimen continuo.
- Corriente de los circuitos de entrada del inversor: La corriente máxima será la corriente de entrada de régimen continuo del inversor cuando el inversor produzca su potencia nominal a la menor tensión de entrada.
- Las corrientes de los sistemas fotovoltaicos serán consideradas como de régimen continuo.

Condiciones referentes a los conductores y canalizaciones:

- Todos los conductores deberán ser canalizados en conformidad a los métodos establecidos en la norma NCh Elec. 4/2003, y deberán soportar las influencias externas previstas, tales como viento, formación de hielo, temperaturas y radiación solar. Los conductores positivos y negativos en el lado de CC deberán ser canalizados en forma ordenada y separada.
- 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.
- 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.
- 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.

- 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 mm^2 y la sección mínima del conductor de tierra será de 4 mm^2
- 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.

Consideraciones referentes a los inversores:

El Inversor es el equipo encargado de transformar la energía recibida del generador fotovoltaico (en forma de corriente continua) y adaptarla a las condiciones requeridas según el tipo de cargas, normalmente en corriente alterna y el posterior suministro a la red.

- Los Inversores utilizados en los sistemas fotovoltaico conectados a la red, deberá estar certificado en conformidad al 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.

Consideraciones referentes a las 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.
- Los sistemas fotovoltaicos conectados a la red de distribución deberán tener protección de falla a tierra para reducir el riesgo de incendio.
- 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.

Consideraciones referentes a los 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.

Exigencias para 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. (ver figura 5.1)

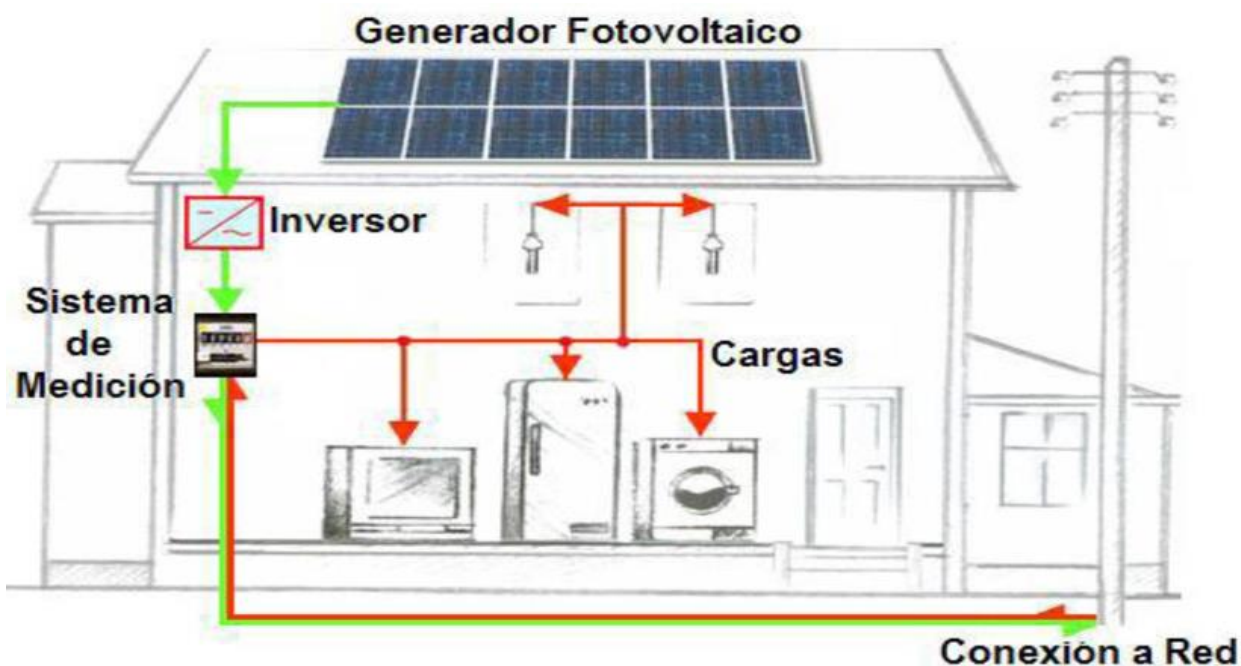


Figura 5.1 Diagrama de flujos de inyección de excedentes

La línea verde representa la energía generada, mientras que la línea roja representa la energía consumida.

- 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.

- Para garantizar la seguridad y flexibilidad en la operación del sistema fotovoltaico conectado a la red, se deben emplear dos interruptores de separación en la interfaz con la red, un interruptor general del sistema fotovoltaico indicado anteriormente, para aislar la instalación fotovoltaica de la red, y otro dispositivo de desconexión deberá ir ubicado en el empalme o punto de conexión a la red de distribución. (ver figura 5.2)

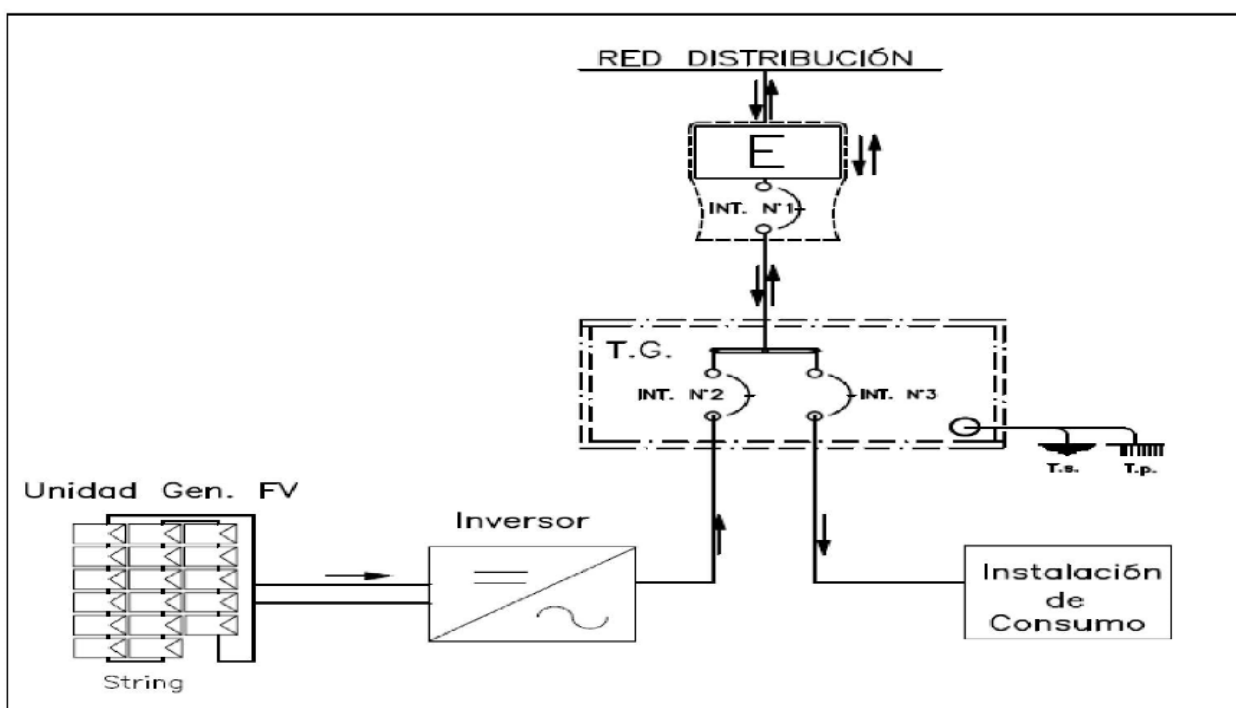


Figura 5.2 Localización de los interruptores de desconexión con la red

Exigencias para el 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.

Parámetros Eléctricos:

- Los sistemas de generación fotovoltaica conectados a la red de distribución, deberán cumplir con las exigencias de calidad de suministro y parámetros de seguridad establecida en la norma técnica de conexión y operación de equipamiento de generación en baja tensión. Los sistemas de generación fotovoltaica conectados a la red de distribución, deberán cumplir con las exigencias de calidad de suministro y parámetros de seguridad establecida en la norma técnica de conexión y operación de equipamiento de generación en baja tensión.

Pruebas e inspección:

- La puesta en marcha sólo podrá ser realizada por el instalador eléctrico autorizado responsable de la declaración de puesta en servicio y personal de la empresa distribuidora de energía eléctrica.
- Será responsabilidad del instalador realizar todas las pruebas necesarias para garantizar la seguridad de la instalación del generador fotovoltaico, las cuales deberán ser documentadas a través de un informe de ensayos del generador fotovoltaico.

Mantenimiento y Trabajo Seguro

- Los propietarios de las unidades de generación fotovoltaicas deberán contar con procedimientos de apagado de emergencia del inversor, el cual deberá estar ubicado a un costado del inversor.
- Los propietarios de las instalaciones fotovoltaicas con una potencia instalada superiores a 10 kW conectadas a la red deberán contar con procedimientos de operación, mantención, emergencia y análisis de riesgo para instalaciones.
- Es deber de los propietarios de las unidades de generación, mantener las instalaciones en buen estado y en condiciones de evitar peligro para las personas o cosas.
- Los trabajos en instalaciones eléctricas, aun cuando no estén con presencia de tensión, deberán ser ejecutados por personal preparado y premunido de equipos y elementos de protección personal apropiados.

- En la etapa de prueba de una instalación fotovoltaica se debe verificar que los switch de la unidad inversora (encendido / apagado) estén plenamente identificados y el esquema unilineal simple tenga identificado (componentes físicos con igual marca) todos los puntos de apertura y desconexión del sistema.

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 3).

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 3)

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 3)

Memoria explicativa:

- 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.

- 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:
 1. Cálculos de dimensionamiento de conductores
 2. Cálculos de caídas de tensión.
 3. Cálculos, coordinación y selectividad de protecciones.
- Especificaciones Técnicas, de cada una de los componentes de la generadora residencial.
- 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.
- 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

Memoria de cálculo de estructura:

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

Exigencias en cuanto a Planos:

- Los formatos a utilizar para el diseño de los planos, serán los establecidos en la norma NCH 2.84.
- Los planos deberán ser confeccionados en un software de dibujo Cad. o equivalente.
- 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).
- 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.
- 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.

- Los planos deberán contar un diagrama unilineal que especifique lo siguiente:
1. Diseño y disposición de canalización, emplazamiento de la acometida, alimentadores generales y sub-alimentadores.
 2. Cantidad, longitud, disposición y sección transversal correspondiente a la acometida, alimentadores generales, sub-alimentadores, tanto de los conductores como de las canalizaciones.
 3. Tipo de protecciones, valor de la corriente nominal, nivel de corriente de ruptura y curvas de operación.
 4. Detalle de cada uno de los componentes pertenecientes al generador residencial con sus respectivas características técnicas, tanto en tipo, valores, cantidad, sección y distancia.
 5. 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.

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.

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.

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.

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

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

Generador FV:

1. Tipo de módulo
2. Número total de módulos
3. Número de string
4. Módulos por string

String:

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

Detalles eléctricos del generador:

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

Puesta a tierra y protección de sobretensión:

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

Sistema CA:

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

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 (ver figura 5.3)



APÉNDICE N°1.

MODELO DE INFORME DE ENSAYO DEL GENERADOR FV.

INFORME DE ENSAYOS DEL GENERADOR FOTOVOLTAICO				VERIFICACIÓN INICIAL				
Dirección de Instalación				Referencia				
				Fecha				
Descripción de los trabajos bajo prueba				Instalador				
				N° Licencia				
				Instrumentación empleada				
N° de String				1	2	3	4	n
Generador	Modulo Tipo							
	Cantidad							
Parámetros del generador (Según este especificado)	Potencia (kW)							
	Voc (Stc)							
	Isc (stc)							
	I _{max} Inversa Modulo							
Dispositivo de protección de sobrecorriente de String (Aplicable a Inversores centrales)	Tipo							
	Valor (A)							
	Voltaje máx. CC (V)							
	Capacidad (KA)							
conductor lado CC	Tipo							
	Positivo (mm ²)							
	Negativo (mm ²)							
	Tierra (mm ²)							
	Voltaje máx. CC (V)							
Capacidad (A)								
Ensayo de polaridad								
Resistencia de aislamiento	Tensión Prueba (V)							
	Positivo - Tierra (MΩ)							
	Negativo - Tierra (MΩ)							
Continuidad de conductor tierra/estructura								
Seccionador funcionan correctamente (Aplicable a Inversores centrales)								
Protecciones AC	Diferencial AC				Protección AC			
	Tipo				Marca			
	Corriente residual (mA)				Corriente nominal (A)			
	Corriente nominal (A)				Capacidad (KA)			
	Prueba de Test				Tipo (bipolar o tetrapolar)			
	Ubicación							
Inversor	Funciones			Ajustes		Tiempos		
	AJUSTES PARA DESCONEXIÓN	Protección contra caídas de tensión U<c		V	0,80 Un	ms	< 100 ms	
		Protección contra sobretensiones (media 10-minutos) U>		V	1,10 Un	ms	< 100 ms	
		Protección contra sobretensiones breves U>>		V	1,15 Un	ms	< 100 ms	
		Protección contra caída de la frecuencia f<		Hz	47,50 Hz	ms	< 100 ms	
Protección contra subidas de la frecuencia f>			Hz	51,50 Hz	ms	< 100 ms		
AJUSTES PARA CONEXIÓN Y RECONEXIÓN	Rango			Ajustes		Tiempos		
	Limite inferior de tensión U<		V	0,85 Un	s	≥ 60 s		
	Limite Superior de tensión U>		V	1,10 Un				
	Limite inferior frecuencia f<		Hz	47,50 Hz				
	Limite Superior frecuencia f>		Hz	50,20 Hz				
Tiempo de reconexión para interrupciones breves (<3s)							≥ 5 s	
PARÁMETROS DE FUNCIONAMIENTO DE UNIDAD DE GENERACIÓN	Potencia (KW-AC)			SISTEMA DE PUESTA A TIERRA				
	Voltaje CC							
	Corriente CC			Valor Tierra Protección		Ω		
	Frecuencia (Hz)			Valor Tierra Servicio				
	Voltajes FASE 1 (V)			Método de medición				
	Voltajes FASE 2 (V)			Instrumento Utilizado				
	Voltajes FASE 3 (V)			Clase de precisión				
	Corrientes FASE 1(A)							
	Corrientes FASE 2(A)							
	Corrientes FASE 3(A)							

Figura 5.3 Informe de ensayos del generador fotovoltaico

6 Antecedentes generales del proyecto y análisis de la demanda

6.1 Introducción

En el establecimiento penitenciario el Biobío, El Manzano 2. A decidido recibir ofertas para disminuir costos de compra de la energía eléctrica y además poder ayudar al planeta a través de las energías renovables no convencionales. Es por ello que realizará un estudio de la implementación de paneles solares dentro del establecimiento penitenciario, los cuales serán destinados a cargas de lavandería.

Para la elaboración de un sistema de generación, fundamentalmente se debe realizar una evaluación de la demanda existente

Se puede realizar un dimensionamiento adecuado para los distintos equipos a alimentar y así diseñar un sistema eficiente, confiable y óptimo.

6.2 Antecedentes Geográficos

El centro Penitenciario el Manzano es un recinto de la ciudad de Concepción con dirección Camino a Penco N°450, perteneciente a la VIII Región del Biobío en donde deben permanecer custodiadas las personas privadas de libertad en razón de detención y las personas sometidas a prisión preventiva y las personas condenadas al cumplimiento de penas privativas de libertad.

A continuación, se muestran las características topográficas del sitio referente a el estudio. (ver figura 6.1 y 6.2) (Tabla 6.1)

Tabla 6.1 Ubicación geográfica de cárcel el manzano

Nombre del sitio:	Cárcel el Manzano 1 y 2, Concepción
Latitud:	36.8039° S
Longitud:	73.0221° O
Altura:	23.0 metros



Figura 6.1 Ubicación geográfica de cárcel el manzano vista a nivel país

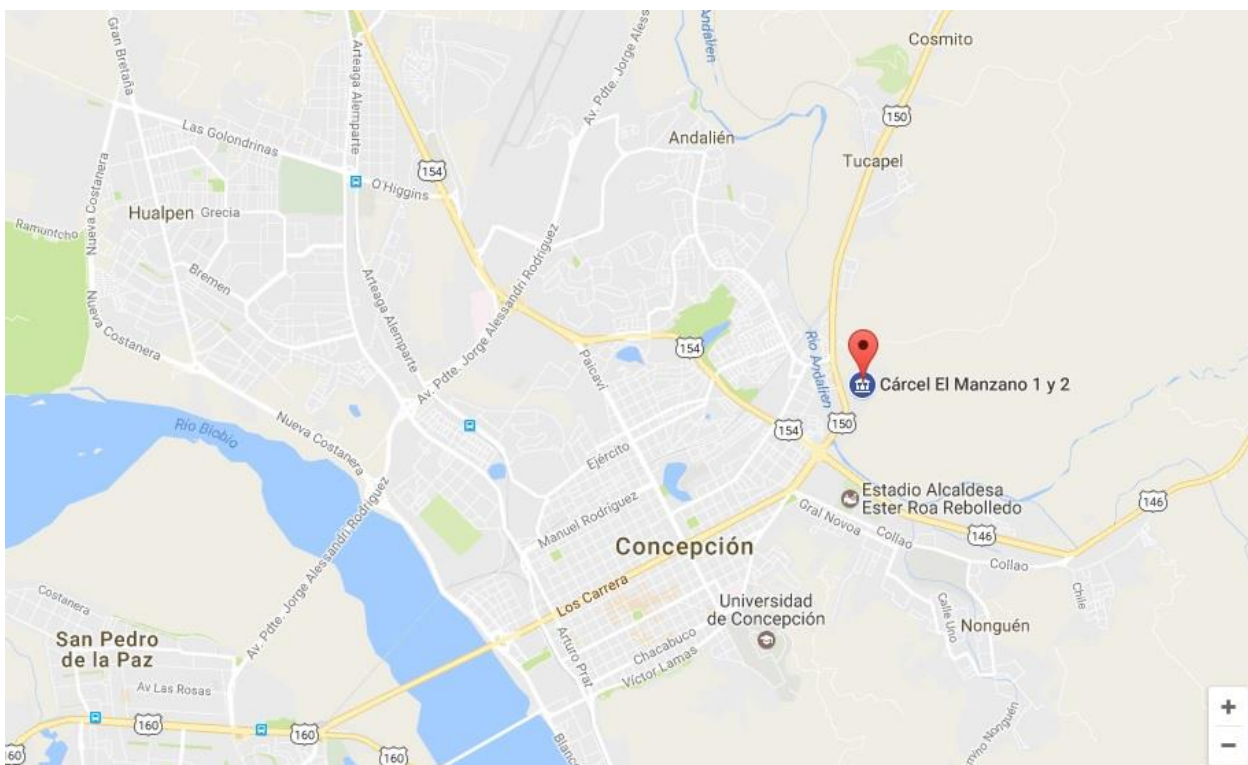


Figura 6.2 Ubicación geográfica de cárcel el manzano 1 y 2

La Ciudad tiene un clima templado marítimo con influencia mediterránea y cuatro estaciones claramente marcadas, presenta en promedio 66,5 % de humedad relativa. La temperatura media anual es de 9,1 °C y la máxima es de 20°C. El promedio de temperatura en verano es 17°C, mientras que en invierno la media es 8°C (Dirección Meteorológica de Chile, 2013).

La irradiación solar mensual obtenida en un plano horizontal en Concepción, corresponde a un perfil mensual tipo de una ciudad media en el hemisferio sur, donde se nota una clara disminución durante los meses de invierno.

6.3 Antecedentes del Proyecto

El proyecto contempla el análisis de factibilidad de suministro a través de paneles fotovoltaicos al centro penitenciario el manzano particularmente a cargas conectada a sector de lavandería.

El Área de lavandería del centro penitenciario el manzano, es un área que está bajo responsabilidad de la empresa Sodexo. En este lugar se realizan los lavados de ropa de todos los internos.

Las máquinas conectadas a esta zona son: 4 Lavadoras, 4 Secadoras, 1 Rodillo y 1 Plancha
Este análisis se basa en tres casos de suministro.

- Off Grid 100 % de la potencia demandada, incluido los meses de menor radiación.
- On Grid 65% y 130 % tomando de referencia el mes de enero.

Posterior a la evaluación de cada uno de las propuestas de suministro, se realizará un análisis para verificar cual es la factibilidad de instalar una planta de generación fotovoltaica de manera eficiente tanto técnica como económicamente.

En caso que exista una positiva o negativa factibilidad de suministro, se establecerá cual sería la mejor opción a determinar.

El Área disponible para la instalación de paneles fotovoltaicos se presenta a continuación en la siguiente imagen tomada desde satélite proporcionada por Google map. (ver figura 6.3)

Área real disponible de utilización, se considerará un 60 % del Área Total

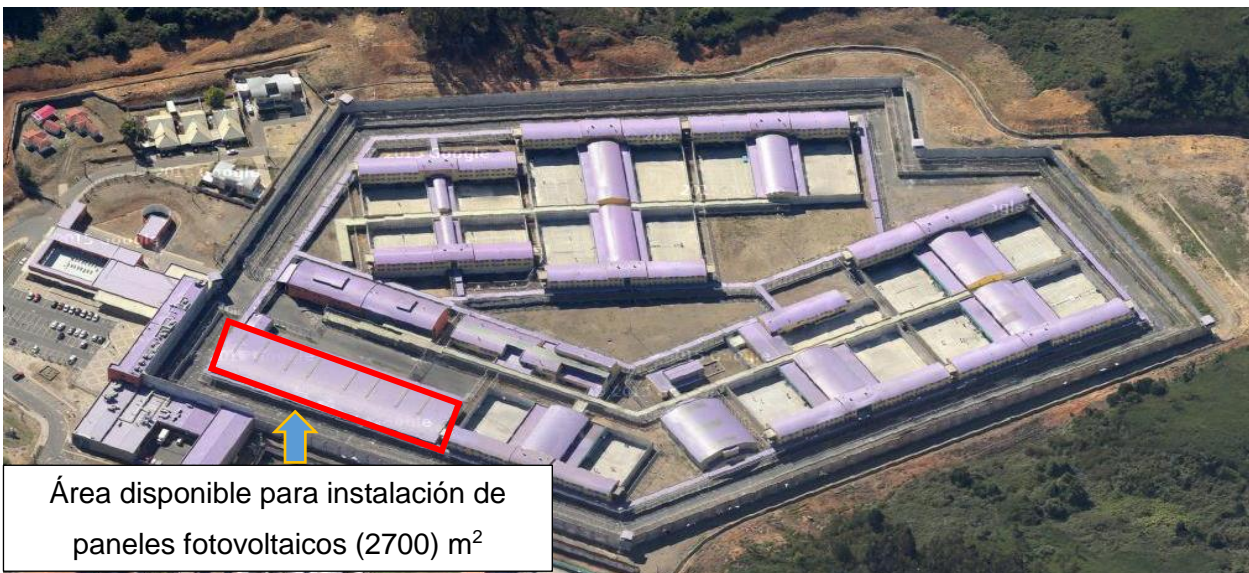


Figura 6.3 Superficie destinada a instalar paneles fotovoltaicos

$$2700 \text{ m}^2 \times \frac{60}{100} = 1620 \text{ m}^2$$

Área de Utilización real disponible en techumbre: 1620 m²

6.4 Cargas Conectadas a Sector de Lavandería

A continuación, se detallan los datos de placa de las cargas conectadas a sector de lavandería (Tabla 6.2, Tabla 6.3, Tabla 6.4 y Tabla 6.5)

Tabla 6.2 Datos de placa, secadoras

Modelo	Voltaje	Conexión	Potencia
CT050	380	Trifásica	1,8 HP / 1,38 kW
CT075	380	Trifásica	2 HP / 1,5 kW
IPSO	220	Monofásica	0,8 HP / 0,65 kW

Tabla 6.3 Datos de placa, lavadoras

Modelo	Voltaje	Conexión	Potencia
IP80PMN2001U01	380	Trifásica	7 HP / 5,2 kW
IP60PMN2001U01	380	Trifásica	5 HP / 3,7 kW
-----	220	Monofásica	1,4 HP / 1,1 kW

Tabla 6.4 Datos de placa, rodillo

Modelo	Voltaje	Conexión	Potencia
E140.25	220	Monofásica	10 HP / 7,08 kW

Tabla 6.5 Datos de placa, plancha

Modelo	Voltaje	Conexión	Potencia
10.136	380	Trifásica	9,3 HP / 7,0 kW

6.5 Demanda de energía diaria (Mes de consumo máximo)

A continuación, se detalla en la siguiente tabla, las potencias nominales de cada máquina y horas de funcionamiento y Energía diaria consumida (Tabla 6.6)

Tabla 6.6 Cuadro de cargas

Cargas	Potencia [kW]		Horas de funcionamiento [Horas/Diarias]	Energía diaria Requerida [kWh/Diarios]
	Monofasica	Trifasica		
Secadora Mod. CT050		3,7	4	14,8
Secadora Mod. CT075		2,1	4	8,4
Secadora Mod. CT075		2,1	4	8,4
Secadora IPSO	0,65		4	2,6
Lavadora (IP80PMN2001UO1)		5,2	3	15,6
Lavadora (IP60PMN1001UO1)		3,7	3	11,1
Lavadora (IP60PMN1001UO1)		3,7	3	11,1
Lavadora Chica	1,1		3	3,3
Rodillo Marsol mod. E140.25	7,08		2,5	17,7
Plancha mod. 10.136		7	2,5	17,5
TOTAL	8,83	27,5	-----	110,5

Nota: Se debe considerar que los procesos de funcionamiento de cada máquina perteneciente al área de lavandería no son constantes en el tiempo, hay veces que se deben realizar más procesos de lavado cuando la ropa no queda en condiciones óptimas.

6.6 Ciclos de Funcionamiento

- El ciclo de funcionamiento se divide en tres pasos; Lavado, Secado y Planchado.
- Siendo el ciclo de Lavado el más crítico, ya que, si queda mal lavada la ropa, se deberá volver a lavar hasta llegar a un lavado óptimo.
- Los ciclos de funcionamiento del lavado comienzas a las 8:00 horas hasta las 16:30 horas aprox. (dependiendo de la cantidad de ropa)
- En el peor de los casos, todos las maquinas van a funcionar de manera simultánea, alcanzando una potencia de 36,13 kW de demanda. Esto puede ocurrir cuando queda ropa sucia del día anterior y se junta toda la ropa.

6.7 Demanda de energía diaria

En La gráfica se aprecia que los pick de consumo energético en área de lavandería: 11:00 y 14:00 Horas. (ver figura 6.4)

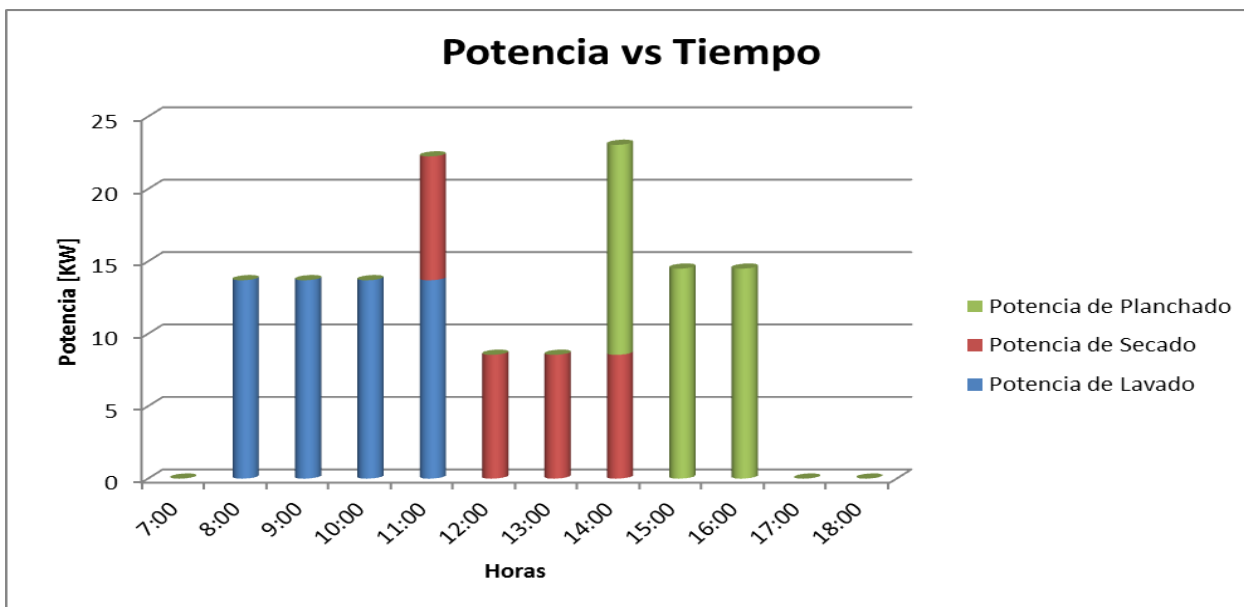


Figura 6.4 Gráfico de demanda de Energía diaria

6.8 Generación de Panel Fotovoltaico

A continuación (Tabla 6.7) se muestra un factor de corrección (K), lo cual permite corregir la radiación captada por los paneles fotovoltaicos a una cierta inclinación respecto a la radiación captada en forma horizontal. Se considerará un grado de inclinación de 40° para los paneles Solares.

Tabla 6.7 Factor de Corrección K, latitud 37°

Latitud 37°		Mes											
Inclinación	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	
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	1,01	1,04	1,09	1,15	1,22	1,25	1,23	1,18	1,11	1,05	1,01	1,00	
20	1,00	1,06	1,15	1,28	1,41	1,47	1,44	1,32	1,18	1,08	1,01	0,98	
25	0,98	1,05	1,17	1,33	1,49	1,57	1,53	1,38	1,21	1,08	0,99	0,96	
30	0,96	1,05	1,19	1,38	1,56	1,67	1,61	1,44	1,24	1,08	0,97	0,93	
35	0,93	1,03	1,19	1,41	1,64	1,75	1,69	1,48	1,25	1,07	0,95	0,90	
40	0,90	1,01	1,20	1,44	1,69	1,83	1,76	1,52	1,26	1,05	0,92	0,86	
50	0,82	0,96	1,18	1,48	1,79	1,95	1,86	1,58	1,26	1,01	0,84	0,78	
60	0,72	0,88	1,13	1,48	1,83	2,03	1,93	1,59	1,22	0,93	0,75	0,68	
70	0,61	0,78	1,05	1,44	1,84	2,06	1,94	1,57	1,16	0,84	0,64	0,57	
80	0,49	0,65	0,95	1,36	1,80	2,04	1,91	1,50	1,06	0,72	0,52	0,45	
90	0,36	0,52	0,82	1,25	1,71	1,96	1,83	1,39	0,93	0,58	0,39	0,32	

6.9 Cálculo de energía generada por panel Fotovoltaico.

Para efectos prácticos, se realizarán los ejemplos de estimación de energía, con un panel de la marca JA Solar de 300 Watts (ver figura 6.5). Nuevamente, es importantísimo que exista una hoja de datos que sea suministrada por el fabricante.

ELECTRICAL PARAMETERS		MECHANICAL PARAMETERS	
TYPE	JAM6-72-300/SI	Cell (mm)	Mono 156x156
Rated Maximum Power at STC (W)	300	Weight (kg)	22.5
Open Circuit Voltage (Voc/V)	46.10	Dimensions (LxWxH) (mm)	1956x991x45
Maximum Power Voltage (Vmp/V)	37.13	Cable cross section size (mm ²)	4
Short Circuit Current (Isc/A)	8.68	No. of cells and connections	72 (6x12)
Maximum Power Current (Imp/A)	8.08	No. of diodes	3 / 6
Module Efficiency [%]	15.37	Junction Box Connector	MC4 Compatible
		Packing configuration	22Pcs. / Carton 22Pallets/40' Container

Figura 6.5 Parámetros Eléctricos y mecánicos de panel utilizado

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

$$\text{Energía}_{\text{panel}} = \text{Eficiencia}_{\text{panel}} \times \text{Superficie}_{\text{panel}} \times \text{Radiación}$$

La superficie del panel se obtiene desde los parámetros mecánicos:

$$\begin{aligned} \text{Superficie}_{\text{panel}} &= \text{Largo}_{\text{panel}} \times \text{Ancho}_{\text{panel}} & 1,956 \times 0,991 &= 1,9384 \text{ m}^2 \\ \text{Superficie}_{\text{panel}} &= 1,956 \times 0,991 & 1,9384 \text{ m}^2 \times 210 \text{ paneles} &= 407,06 \text{ m}^2 \\ \text{Superficie}_{\text{panel}} &= 1,938 (\text{m}^2) & 407,06 \text{ m}^2 \times 2,5 &= 1017,65 \text{ m}^2 \end{aligned}$$

La superficie de un panel es de 1,9384 m²

La superficie de 210 paneles es de 407,06 m²

Por lo tanto, la superficie de 210 paneles por un margen de 250% adicional, es de 1017,65 m² (El número de paneles necesarios, está detallado en el siguiente capítulo.)

La eficiencia del panel está dada en los parámetros eléctricos (15,37 %) y se utilizarán los datos de radiación vistos en la primera unidad (tabla 6.8).

Tabla 6.8 Radiación corregida para Concepción (Latitud 37°, 40° de inclinación) (kWh/m²)

Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
6,219	6,4438	6,228	4,9824	3,5659	2,745	3,2208	3,8	4,725	5,88	6,4952	6,5962

El resultado es la siguiente tabla de producción, representa la energía promedio diaria generada por 1 panel fotovoltaico [kWh] (tabla 6.9)

Tabla 6.9 Energía promedio diaria generada por 1 panel fotovoltaico

Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiem.	Octubre	Noviem.	Diciem.
1,8525	1,9194	1,8551	1,48411	1,0622	0,8177	0,9594	1,13191	1,407439	1,7515	1,934729	1,96481

7 Factibilidad de instalación sistema fotovoltaico; On-Grid y Off-Grid

7.1 Sistema off-Grid

Los sistemas Off-Grid, o sistemas autónomos, son aquellos que se diseñan para operar en forma independiente de la red eléctrica (ver figura 7.1). En este caso, la energía producida por los paneles fotovoltaicos se almacena en un banco de baterías. Luego las cargas se energizan desde las baterías, ya sea en forma directa o mediante un inversor de corriente para generar energía en 220 Vac o 380 Vac. Usualmente, estos sistemas se combinan con un generador auxiliar de modo de poder contar con energía de respaldo en caso de haber días con poca radiación, o bien con mucha demanda energética.

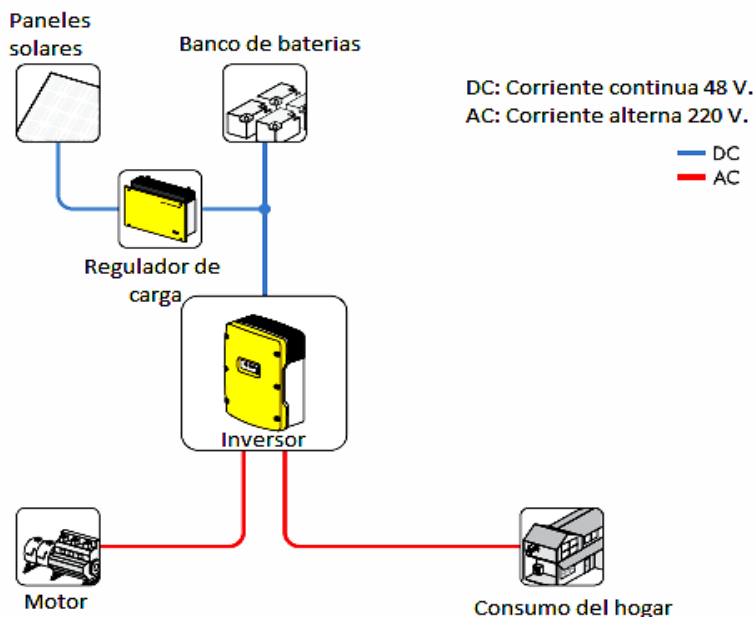


Figura 7.1 Esquema básico de sistema de paneles fotovoltaicos en off-grid

7.1.1 Inversor

Para la selección del inversor en un sistema Off Grid, se debe tener en cuenta que hay cubrir el 100 % de la demanda. En base a eso se sabe que la potencia instalada es de 36 kW. Ahora se estimará cuantos inversores se deben utilizar, tomando como referencia el mes de junio (capítulo 7.1.3). (Para este cálculo es necesario considerar número de paneles).

El inversor a utilizar es: ZIGOR SOLAR XTR3 (ver figura 7.2)

Descripción del inversor

Los inversores string ZIGOR SOLAR XTR3 son dispositivos de fácil manejo que han sido diseñados para cubrir las necesidades que se presentan en todas las plantas de generación solar

conectadas a red. En un esfuerzo por mejorar el rendimiento de las plantas solares, estos inversores ofrecen un alto rendimiento energético, mayor del 97%.

Los inversores ZIGOR SOLAR XTR3 destaca por su comunicación mediante una aplicación web server a través de conexión SNMP. Así mismo la nueva gama de inversores string cuenta con display LCD, para facilitar al usuario el acceso a la información del inversor y sus parámetros. Esta nueva gama de inversores string ofrece un rango de tensión DC de entrada entre 300 a 800 Vdc y un grado de estanqueidad IP54.

Ademas cuenta con un software completo para acceder a toda la informacion del inversor.



Características

- > Seguimiento del punto de máxima potencia (MPPT)
- > Alto rendimiento energético mayor 97%
- > Muy baja distorsión armónica, THD <3%
- > Conexión directa a la red
- > Conexión en paralelo sin limitación
- > Protección anti-isla con desconexión automática
- > Monitorización del equipo mediante LCD
- > Protección contra: Polarización inversa, cortocircuitos, sobretensiones, fallo de aislamiento
- > Conexión SNMP: Web server incluido
- > Rango de tensión de entrada DC (300-800 Vdc)
- > Diseño compacto y ligero, fácil instalación
- > Aplicación incorporada para registro de eventos

Figura 7.2 Inversor ZIGOR XTR3

7.1.2 Regulador de carga

Como el inversor (ZIGOR XTR3) cuenta con un sistema de MPPT de 25 A cada uno, se utiliza el mismo como regulador.

7.1.3 Cálculo de paneles fotovoltaicos

Para el inversor seleccionado, la mejor distribución de paneles es de 48 paneles, los cuales están distribuidos en 16 paneles en serie y 3 ramas en paralelo.

De acuerdo con la ficha técnica de los paneles solares a utilizar (ver figura 6.5), se obtienen los siguientes datos:

$$\text{Voltaje de los paneles en serie: } 46,1 \times 16 = 737,6 \text{ [V]}$$

$$\text{Corriente del sistema: } 8,08 \times 3 = 24,24 \text{ [A]}$$

A continuación, se puede apreciar el gráfico de consumo vs generación de “n” cantidad de paneles (ver figura 7.3)

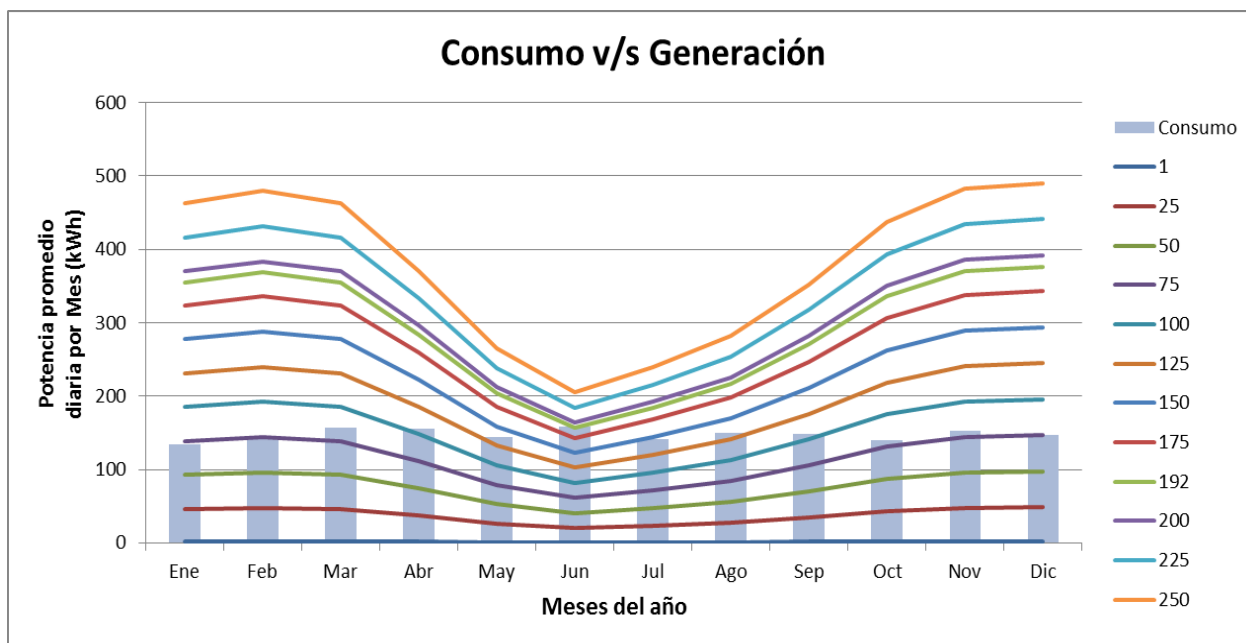


Figura 7.3 Gráfico de Consumo v/s generación

En base a estos datos anteriores y la energía demandada (ver figura 7.3), se puede estimar que se utilizarán alrededor de 192 paneles, además de 4 inversores trifásicos de 20 kW.

Observando este gráfico se puede apreciar que para el mes de Junio (mes más crítico) se puede abastecer el 100% de la demanda con 200 paneles. Pero eso significa que se utilizan 5 inversores trifásicos ZIGOR SOLAR XTR3 y al tener 5 inversores lo más conveniente es tener 240 paneles.

Otra solución es cambiar la configuración de los paneles fotovoltaicos, en la cual;

Paneles en serie:

$$46,1 \times 14 = 645,4 \text{ [V]}$$

Según los datos del catálogo del inversor, se puede ver que la tensión nominal DC es de 640 [V], por lo tanto, con la configuración en serie serían 14 paneles, por lo cual el inversor funcionaría correctamente.

Las ramas en paralelo continúan siendo 3, ya que está cerca de del límite del inversor.

Por lo tanto, la cantidad de paneles por inversor será de:

$$14 \times 3 = 42 \text{ módulos solares}$$

Con esta nueva configuración de paneles e inversores se tiene una nueva generación (Tabla 7.1):

Tabla 7.1 Promedio mensual de generación diario para n paneles.

Mes	n	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Generación de n módulos Fotovoltaicos (o MFV) en kWh de superficie 1,938 (m ²) y de 15,37% de rendimiento.	1	1,85	1,92	1,85	1,48	1,06	0,82	0,96	1,13	1,41	1,75	1,93	1,96
	42	77,7	80,64	77,7	62,16	44,52	34,44	40,32	47,46	59,22	73,5	81,06	82,32
	84	155,4	161,3	155,4	124,3	89,04	68,88	80,64	94,92	118,4	147	162,12	164,64
	126	233,1	241,9	233,1	186,5	133,56	103,3	121	142,38	177,7	220,5	243,18	246,96
	168	310,8	322,6	310,8	248,6	178,08	137,8	161,3	189,84	236,9	294	324,24	329,28
	210	388,5	403,2	388,5	310,8	222,6	172,2	201,6	237,3	296,1	367,5	405,3	411,6
Consumo diario de energía por mes en kWh		134,15	140,9	157,25	156,3	144,85	157,9	140,9	149,85	148,4	140,05	152,85	147,25
Radiación prom. Mes		6,91	6,38	5,19	3,46	2,11	1,5	1,83	2,5	3,75	5,6	7,06	7,67

Para tener una mejor apreciación se tiene el siguiente gráfico (ver figura 7.4):

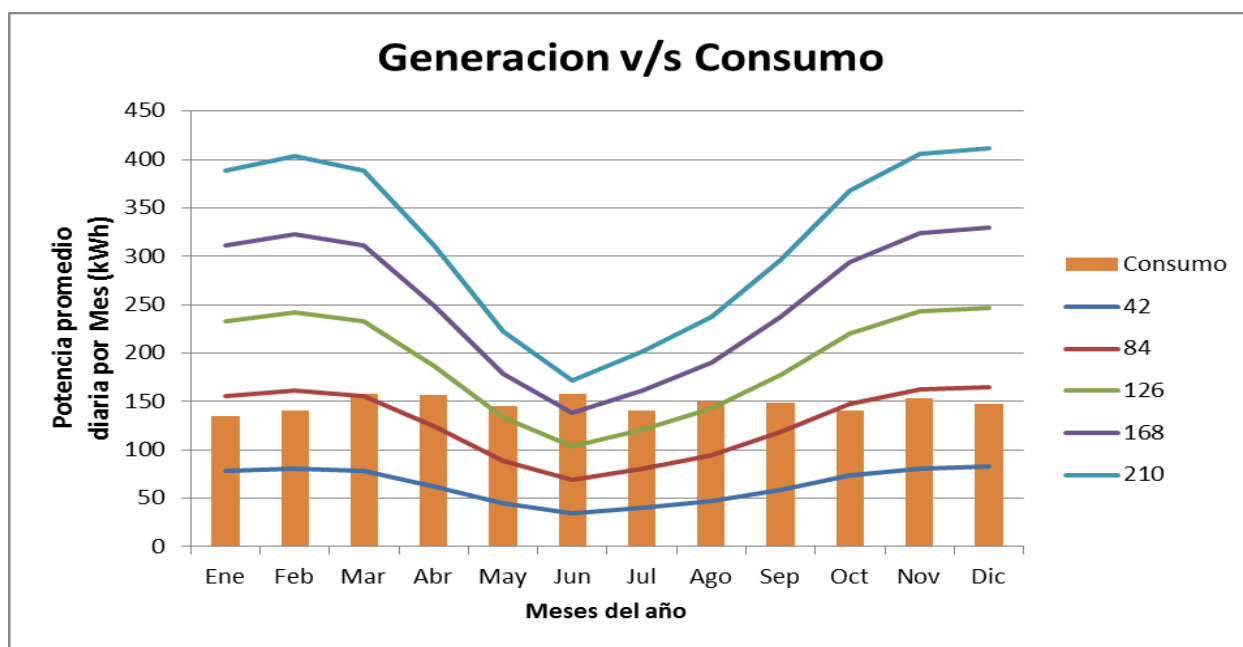


Figura 7.4 Gráfico de Generación v/s Consumo

Por lo tanto, para realizar el sistema Off Grid, se necesita utilizar 5 inversores y todos los cálculos realizados desde ahora van a ser referidos a 1 inversor, a los cuales denominaremos “grupos”.

La instalación fotovoltaica requiere de 5 grupos de inversores.

7.1.4 Baterías

Luego de conocer las características del generador fotovoltaico, se procede a 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 prolongue su vida útil.

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 7.5).

7.1.5 Cantidad de Baterías

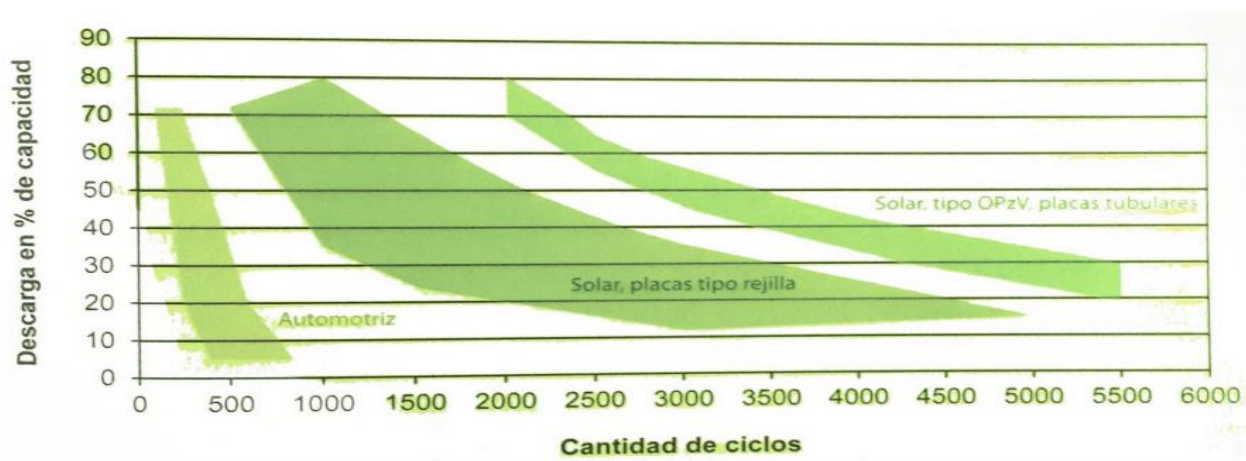


Figura 7.5 Gráfico de la Vida útil de Baterías

A continuación, se muestra una tabla donde se puede apreciar que la energía diaria máxima consumida es de 158 kWh aproximadamente en el mes de junio. (Tabla 7.2)

Tabla 7.2 Consumo diario de energía mensual en kWh

Mes	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Consumo diario de energía por mes en kWh	134,15	140,9	157,25	156,3	144,9	157,9	140,9	149,9	148,4	140,1	152,85	147,25

Y se define también que la profundidad máxima de descarga de la batería es de 72%. Por lo tanto, una batería de 200Ah y 12V, es capaz de acumular (en su 100%) un total de:

$$\text{Energía batería} = \text{Capacidad} \times \text{Volt}$$

$$\text{Energía batería} = 200 \times 12$$

$$\text{Energía batería} = 2,4 \text{ [kWh]}$$

Como la descarga máxima de la batería es de 72%, la energía útil real de la batería sería:

$$\text{Energía util} = \text{Energía batería} \times \text{Descarga}$$

$$\text{Energía util} = 2,4 \times 0,72$$

$$\text{Energía util} = 1,728 \text{ [kWh]}$$

Ahora, si se necesita almacenar 158 kWh, las baterías necesarias son:

$$\text{Cantidad de Baterías} = \frac{\text{Demanda máxima}}{\text{Energía util}}$$

$$\text{Cantidad de Baterías} = \frac{158}{1,728} = 91,44$$

De esta forma son necesarias 91,44 baterías.

Por otro lado, al considerar que el banco de baterías debe tener una conexión que permita tener 48 V (4 baterías en serie), es necesario seleccionar múltiplos de 4 que más se acerque a las 91,44.

En este caso, el banco estará compuesto por 92 Baterías de 200 Ah.

7.1.6 Dimensionamiento de los Conductores

Cálculo de canalización para los módulos fotovoltaicos

Para dimensionar el conductor de los paneles hay que tener en cuenta que la corriente de cada panel es de 8,08 A y como se utilizaran 3 ramas en paralelo, la corriente máxima es de 24,24 A.

Por lo tanto:

De tabla N° 8.8 (Anexo 4) un conductor por fase $fn=1$

De tabla N° 8.9a (Anexo 4) un conductor por fase tipo THHN temperatura de servicio 90°C; temperatura ambiente 35°C se tiene; $ft=0,94$

$$I_{\text{paneles}} = 24,24 \text{ (A)} \qquad I_{\text{Ref}} = \frac{I_{\text{paneles}} \cdot Fs}{n \cdot fn \cdot ft} = \frac{24,24 \cdot 1,25}{1 \cdot 1 \cdot 0,94} = 32,234 \text{ (A)}$$

Dónde:

I_{Ref} : Corriente de referencia, en amperes.

I_{paneles} : Corriente máxima que generan 42 paneles, (14 serie, 3 ramas paralelo)

Fs : Factor de seguridad en este caso 1,25.

n : Número de conductores por fase.

fn : Factor de corrección por número de conductores.

ft : Factor de corrección por la temperatura ambiente.

De tabla N° 8.7a (Anexo 4) temperatura de servicio 90°C; tipo THHN grupo “A”, se tiene:

Sección $5,26\text{mm}^2$ (N°10 AWG) $I_{\text{admisible}} = 40\text{(A)}$

Luego de tabla N° 8.18 (Anexo 4) conduit tipo t.p.r diámetro 16 mm (5/8”) con capacidad máxima de 2 conductores de Sección $5,26\text{mm}^2$ (N° 10 AWG).

Se puede apreciar un resumen del dimensionamiento a continuación: (Tabla 7.3)

Tabla 7.3 Resumen Canalización Paneles fotovoltaicos

1x1x1/c $5,26\text{mm}^2$ (N°10vAWG) – XTU[+]
1x1x1/c $5,26\text{mm}^2$ (N°10 AWG) – XTU[-]
1 conduit t.p.r. de 16mm de diámetro (5/8” Diámetro)

Cálculo de canalización para inversor - carga

Para el caso del inversor a la carga, se debe mirar el catalogo del inversor para saber cuál es la máxima corriente de salida, por lo tanto, se tiene una corriente de cortocircuito de 32 A.

Entonces:

De tabla N° 8.8 (Anexo 4) un conductor por fase $fn=0,8$

De tabla N° 8.9a (Anexo 4) un conductor por fase tipo THHN temperatura de servicio 90°C; temperatura ambiente 35°C se tiene; $ft=0,94$

$$I_{inversor} = 32 (A) \quad I_{Ref} = \frac{I_{inversor} \cdot Fs}{n \cdot fn \cdot ft} = \frac{32 \cdot 1,25}{1 \cdot 0,8 \cdot 0,94} = 53,19 (A)$$

Dónde:

I_{Ref} : Corriente de referencia, en amperes.

$I_{Inversor}$: Corriente máxima que genera el inversor

Fs: Factor de seguridad en este caso 1,25.

n: Número de conductores por fase.

fn: Factor de corrección por número de conductores.

ft: Factor de corrección por la temperatura ambiente.

Como la corriente de referencia es de 53,19 A, y de tabla N° 8.7 (Anexo 4) arroja un conductor N° 6 AWG, el cual es más difícil de encontrar, se utilizará el N°4 AWG.

De tabla N° 8.7a (Anexo 4) temperatura de servicio 90°C; tipo THHN grupo "A", se tiene:

$$\text{Sección } 21,2\text{mm}^2 (\text{N}^{\circ}4 \text{ AWG}) \quad I_{admisible} = 95(A)$$

Luego de tabla N° 8.18 (Anexo 4) conduit tipo t.p.r diámetro 40 mm (1 1/4") con capacidad máxima de 2 conductores de Sección $21,2 \text{ mm}^2$ (N° 4 AWG)

Caída de tensión

Según la tabla Cutler-Hammer (Anexo 4) para conductor de cobre monopolar y ducto no magnético se tiene la impedancia a 60Hz en $[\Omega/100ft]$:

$$R = 0,0318[\Omega/100ft] \quad X = 0,00473[\Omega/100ft]$$

$$\text{Entonces } Zl0 = \left(R + jXl \cdot \frac{50}{60} \right) \cdot \frac{L}{30,48} \quad Zl0 = \left(0,0318 + j0,00473 \cdot \frac{50}{60} \right) \cdot \frac{30}{30,48}$$

$$\text{Entonces en forma rectangular } Zl0 = 0,03129 + j0,0003879$$

$$\text{Forma polar } Zl0 = 0,0315 \angle 7,06[\Omega]$$

$$\Delta Vl0 = \sqrt{3} \cdot (Zl0) \cdot \left(\frac{InomT}{n} \right)$$

$$\text{Por lo tanto } \Delta Vl0 = \sqrt{3} \cdot (0,0313 \angle 7,06) \cdot \left(\frac{29}{1} \right)$$

$$\text{Y } \Delta Vl0 = 1,58 \angle 7,06$$

$$\text{Siguiendo } VBb = VBa - \Delta Vl0$$

$$\text{Por lo tanto } VBb = 400 \angle 0 - 1,58 \angle 7,06$$

$$\text{Entonces } VBb = 398,43 \angle -0,02$$

Regulación de tensión:

$$REG\% = \frac{Vnom - Vpunto}{Vnom} \cdot 100\%$$

$$REG\% = \frac{380 - 398,43}{380} \cdot 100\%$$

$$\text{Entonces } REG\% = -0,0485\%$$

Se puede apreciar un resumen del dimensionamiento a continuación: (Tabla 7.4)

Tabla 7.4 Resumen Canalización inversor - Carga

3x1x1/c 21,2mm ² (N°4 AWG) – THHN[R – S – T]
1x1x1/c 21,2 mm ² (N°4 AWG) – THHN[N]
1 conduit t.p.r. de 40 mm de diámetro (1 1/4" Diámetro)

7.2 Sistema On Grid

En un sistema ON GRID, la energía generada por sus paneles se inyecta a su consumo, produciendo importantes ahorros que se verán reflejados en su cuenta mensual de electricidad.

No se utiliza banco de baterías, por lo que el sistema es de menor costo.

La energía a generar dependerá de su consumo diario, por ello, es importante contar con la información respecto de sus consumos actuales y zona geográfica donde se instalará el sistema.

(ver figura 7.6)

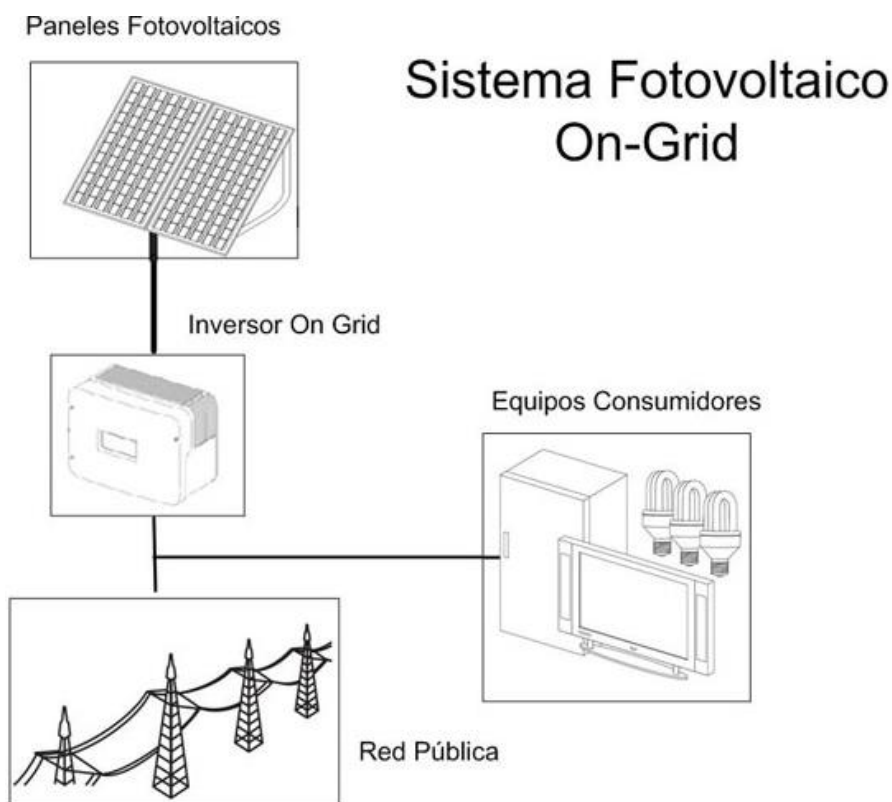


Figura 7.6 Típico Sistema Fotovoltaico ON-Grid

7.2.1 Inversor

Para la selección del inversor en un sistema On Grid, se debe tener en cuenta que no es necesario cubrir el 100 % de la demanda. Para este caso es necesario utilizar 1 inversor.

El inversor a utilizar es: ZIGOR SOLAR XTR3.

Descripción del inversor ZIGOR SOLAR XTR3.

El ZIGOR SOLAR XTR3 es un inversor solar trifásico sin transformador. Su misión es convertir la tensión continua generada por los paneles fotovoltaicos, en tensión alterna trifásica adecuada para ser entregada en la red de distribución de energía eléctrica.

La utilización, puede ser tanto como apoyo al consumo, como un sistema de producción eléctrico. En el primer caso si el consumo de energía eléctrica del lugar donde está instalado el inversor es inferior al producido por éste, el exceso de producción es entregado a la red, si dicho consumo supera la producción, la energía necesaria para completar el balance se toma de la red eléctrica.

En el segundo supuesto toda la energía generada por el ZIGOR SOLAR XTR3 es entregada a la red eléctrica. En ambos casos se deben colocar sistemas de medida de energía adecuados para cada utilización.

La instalación y conexión del equipo a la red eléctrica deben estar sujetas a las normativas locales vigentes y puede exigir la instalación de aparatos de medida de consumo eléctrico adecuados.

Características constructivas:

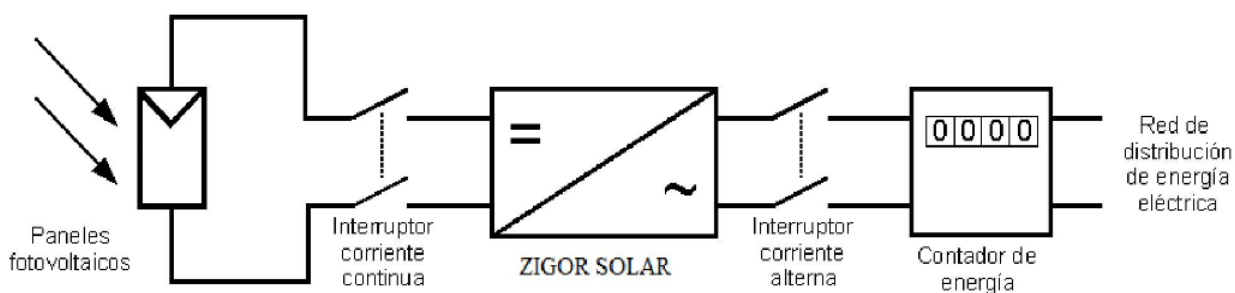


Figura 7.7 Diagrama de Bloques de conexión Inversor

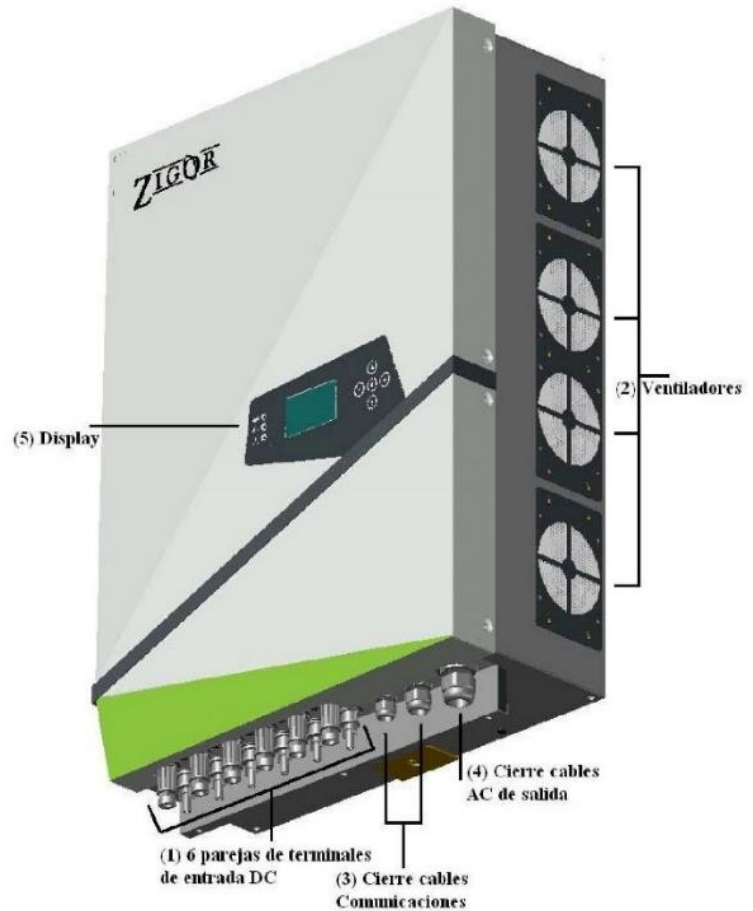
El cofre del ZIGOR SOLAR XTR3 está construido para su funcionamiento dentro de locales o en intemperie. El grado de protección mínima de este sistema es de IP54. Las características constructivas más destacadas del equipo son las siguientes:

- Envoltente y ventiladores IP54.
- Salida de corriente alterna: 400Vac 50/60Hz.
- Componentes de rango industrial/ doméstico.
- Sistema de refrigeración optimizado e inteligente.
- La instalación se realizará en mural.
- La entrada de todas las conexiones se realiza por la parte inferior del cofre.

Principales Características:

- Diseño del inversor sin transformador: por ello mismo recuerde que los módulos fotovoltaicos deben ser de clase A de acuerdo a la IEC 61730.

- Euro eficiencia superior al 96 %
- Amplio rango de tensión de entrada: desde 300Vdc hasta 800dc
- Eficiencia de MPPT de entrada DC superior al 99 %
- Posibilidad de actualización de firmware
- 3 entradas independientes MPPT
- Métodos de detección de fallo isla: activo y pasivo
- GFCI interno (Interruptor de fallo de corriente de fuga)



Aspecto exterior XTR3.

Figura 7.8 Inversor ZIGOR SOLAR XTR3



Oferta Técnica

2 ESPECIFICACIONES TECNICAS.

Modelo		ZIGOR SOLAR XTR3 15kW	ZIGOR SOLAR XTR3 20kW	ZIGOR SOLAR XTR3 30kW
Modo de conversión	Tecnología del inversor	Onda sinusoidal, fuente de corrinete, PWM de alta frecuencia		
Método de aislamiento		Diseño sin transformador		
Entrada DC				
Tensión Nominal DC		640 Vdc		
Máx. tensión DC de entrada en circuito abierto		1000 Vdc		
Rango de tensión nominal a plena carga		300 VDC - 800Vdc		
Máx. corriente de entrada DC (para cada seguidor MPPT)		18 A	25 A	36 A
Corriente de cortocircuito de entrada DC		56 A	76 A	112 A
N. Seguidores MPPT		3		
Salida AC				
Potencia Nominal AC		15 kW	20 kW	30 kW
Tensión Nominal AC		3 x 400 Vac		
Método de conexión AC		3 fases - 3 hilos ó 3 fases - 4 hilos		
Rango de tensión AC		400V -20% + 20% (seleccionable según país)		
Corriente Nominal AC		22 A	29 A	44 A
Frecuencia Nominal		50 / 60 Hz		
Factor de Potencia		>0.99 a corriente nominal		
Máx corriente Fallo		32 A		
Máx corriente Cortocircuito		32 A		
Máx Protección Corriente Salida AC		32 A		
Distorsión de Corriente		< 3%		
Datos de Rendimiento				
Máximo Rendimiento		97%		
Euro Eficiencia		96%		
Datos Medioambientales				
Temperatura de Funcionamiento		-20°C / +60°C		
		-4°F – 122°F		
Temperatura ambiente recomendada		0°C - 40°C		
		32°F - 104°F		
Humedad		0 to 90% (sin condensación)		
Altitud Máxima		2000 m		
Nivel de ruido		< 50dBA		
Comunicaciones				
Interfaz		TCP/IP Ethernet, RJ11, USB		
Protocolo		ModBus TCP/IP, SNMP		

Figura 7.9 Especificaciones técnicas de inversor ZIGOR XTR3



Oferta Técnica

Panel Frontal		
LCD	Tensión entrada DC / Corriente de entrada DC / Potencia de entrada DC / Tensión de salida AC / Corriente de salida AC / Frecuencia AC / Potencia de salida AC / Rendimiento / Temperatura interior / Temperatura disipador / Estado / Errores	
LED	Rojo	Fallo de tierra o Fallo de aislamiento DC
	Amarillo	Las especificaciones de la red no coinciden con los valores de entrada estándar del Inversor XTR3
	Verde	Funcionamiento correcto del sistema
Teclado	5 Botones → SUBIR / IZQUIERDA / DERECHA / BAJAR / OK	
Protecciones		
Red	Sobre / Subtensión, Sobre / Subfrecuencia, Fallo Tierra, Fallo aislamiento DC, Funcionamiento Isla	
Cortocircuito	Entrada DC / Salida AC	
Sobrettemperatura	≥ 60°C (140°F) Parada del Inversor	
Datos Mecánicos		
Altura x Anchura x Profundidad	665 x 480 x 220 mm	
Peso	39kg	
Clase de protección	IP 54	
Refrigeración	Refrigeración optimizada	
Conexiones AC	Bornas	
Conexiones DC	Tipo Multi-contact	
Cretificación		
Seguridad	VDE 4105, EN 62109-1, EN 62109-2, IEC 60146, G83/1-1, G59/2, IEC 62116, UL 1741 ⁽¹⁾ , CEI 0-21	
EMI/EMC	EN 61000-6-2, EN 61000-6-3, EN 61000-3-2, EN 61000-3-3, IEEE 1547	
Marcado	VDE, CE, ENEL	

Nota:

- Las especificaciones técnicas podrán modificarse sin previo aviso.
- Para cualquier otra necesidad técnica ó modificación de las existentes, consultar con ZIGOR.

Figura 7.10 Especificaciones técnicas de inversor ZIGOR XTR3

7.3 Caso 1

Se utilizará un inversor trifásico que cubrirá la demanda en alrededor de un 65 % en el mes de enero y un 25 % para el mes de junio (mes más crítico).

7.3.1 Ajuste de número de Paneles.

Con las especificaciones del inversor anteriormente mencionado, se puede calcular la cantidad de paneles necesarios a utilizar.

ELECTRICAL PARAMETERS		MECHANICAL PARAMETERS	
TYPE	JAM6-72-300/SI		
Rated Maximum Power at STC (W)	300	Cell (mm)	Mono 156x156
Open Circuit Voltage (Voc/V)	46.10	Weight (kg)	22.5
Maximum Power Voltage (Vmp/V)	37.13	Dimensions (LxWxH) (mm)	1956x991x45
Short Circuit Current (Isc/A)	8.68	Cable cross section size (mm ²)	4
Maximum Power Current (Imp/A)	8.08	No. of cells and connections	72 (6x12)
Module Efficiency [%]	15.37	No. of diodes	3 / 6
		Junction Box Connector	MC4 Compatible
		Packing configuration	22Pcs. / Carton 22Pallets/40' Container

Figura 7.11 Parámetros eléctricos y mecánicos para panel fotovoltaico

Para cumplir con las condiciones técnicas del inversor a utilizar, es necesario tomar en consideración dos datos al momento de estimar la cantidad de paneles fotovoltaicos, los cuales son:

- Voltaje de circuito abierto o denominado: $V_{oc} = 46,1 \text{ V}$
- Corriente nominal, o denominada: $I_{mp/A} = 8,08 \text{ A}$.

Paneles en serie: Ya que el inversor trabaja con una Tensión nominal DC de 640 V

$$\text{Paneles en serie: } \frac{640}{46,1} = 13,88 ;$$

por lo tanto, serían necesario 14 paneles en serie, pero con el fin de obtener un mayor rendimiento y considerando que el inversor permite obtener una conexión nominal de 640 V y también 800 V a plena carga, se decide conectar 16 paneles en serie.

Paneles en paralelo: Este inversor trabaja con 3 MPPT independientes y soporta hasta 25 A en la entrada DC.

$$\text{Paneles en paralelo: } \frac{25}{8,08} = 3,094 ;$$

Por lo tanto, se requiere utilizar 3 paneles en paralelo.

A continuación, se puede apreciar la generación de “n” numero de paneles. (Tabla 7.5)

Tabla 7.5 Generación de n módulos Fotovoltaicos

Mes	n	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Generación de n modulos Fotovoltaicos (o MFV) en kWh de superficie 1,938 (m ²) y de 15,37% de rendimiento.	1	1,85	1,92	1,85	1,48	1,06	0,82	0,96	1,13	1,41	1,75	1,93	1,96
	5	9,25	9,6	9,25	7,4	5,3	4,1	4,8	5,65	7,05	8,75	9,65	9,8
	10	18,5	19,2	18,5	14,8	10,6	8,2	9,6	11,3	14,1	17,5	19,3	19,6
	15	27,75	28,8	27,75	22,2	15,9	12,3	14,4	16,95	21,15	26,25	28,95	29,4
	20	37	38,4	37	29,6	21,2	16,4	19,2	22,6	28,2	35	38,6	39,2
	25	46,25	48	46,25	37	26,5	20,5	24	28,25	35,25	43,75	48,25	49
	30	55,5	57,6	55,5	44,4	31,8	24,6	28,8	33,9	42,3	52,5	57,9	58,8
	35	64,75	67,2	64,75	51,8	37,1	28,7	33,6	39,55	49,35	61,25	67,55	68,6
	40	74	76,8	74	59,2	42,4	32,8	38,4	45,2	56,4	70	77,2	78,4
	45	83,25	86,4	83,25	66,6	47,7	36,9	43,2	50,85	63,45	78,75	86,85	88,2
	48	88,8	92,16	88,8	71,04	50,88	39,36	46,08	54,24	67,68	84	92,64	94,08
	50	92,5	96	92,5	74	53	41	48	56,5	70,5	87,5	96,5	98
	60	111	115,2	111	88,8	63,6	49,2	57,6	67,8	84,6	105	115,8	117,6
	70	129,5	134,4	129,5	103,6	74,2	57,4	67,2	79,1	98,7	122,5	135,1	137,2
	80	148	153,6	148	118,4	84,8	65,6	76,8	90,4	112,8	140	154,4	156,8
	90	166,5	172,8	166,5	133,2	95,4	73,8	86,4	101,7	126,9	157,5	173,7	176,4
	96	177,6	184,3	177,6	142,08	101,8	78,72	92,16	108,5	135,36	168	185,28	188,16
100	185	192	185	148	106	82	96	113	141	175	193	196	
Consumo diario de energía por mes en kWh		134,15	140,9	157,25	156,3	144,9	157,9	140,9	149,9	148,4	140,1	152,85	147,25
Radiación prom. Mes		6,91	6,38	5,19	3,46	2,11	1,5	1,83	2,5	3,75	5,6	7,06	7,67

Consumo diario de energía mensual:

Se utiliza el total de kWh mensuales dividido por 20 días del mes, ya que las máquinas están en funcionamiento de lunes a viernes.

Teniendo en cuenta el consumo apreciado en las gráficas de generación de “n” paneles (tabla 13), además, siendo el principal objetivo (en este sistema On-Grid) el ahorro energía, que equivale a dejar de consumir la energía de la Red, y evitar “vender” energía como condición del departamento de electricidad de la penitenciaria, se escogen 48 paneles para la instalación. (Ver figura 7.12)

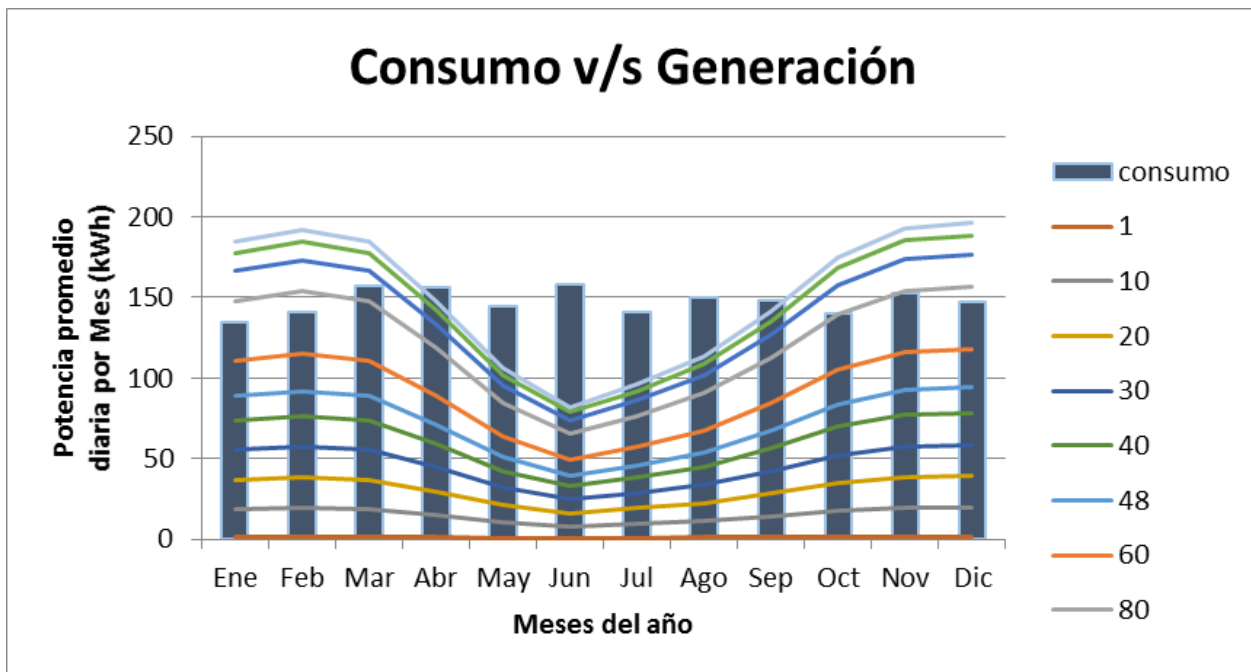


Figura 7.12 Gráfica de Consumo v/s Generación

Para el primer caso se utilizarán 48 paneles, con esto se espera lograr un buen funcionamiento del inversor anteriormente seleccionado

Las disposiciones de los paneles serán: 16 paneles en serie y 3 ramas en paralelo.

Obteniendo el siguiente gráfico. (ver figura 7.13)

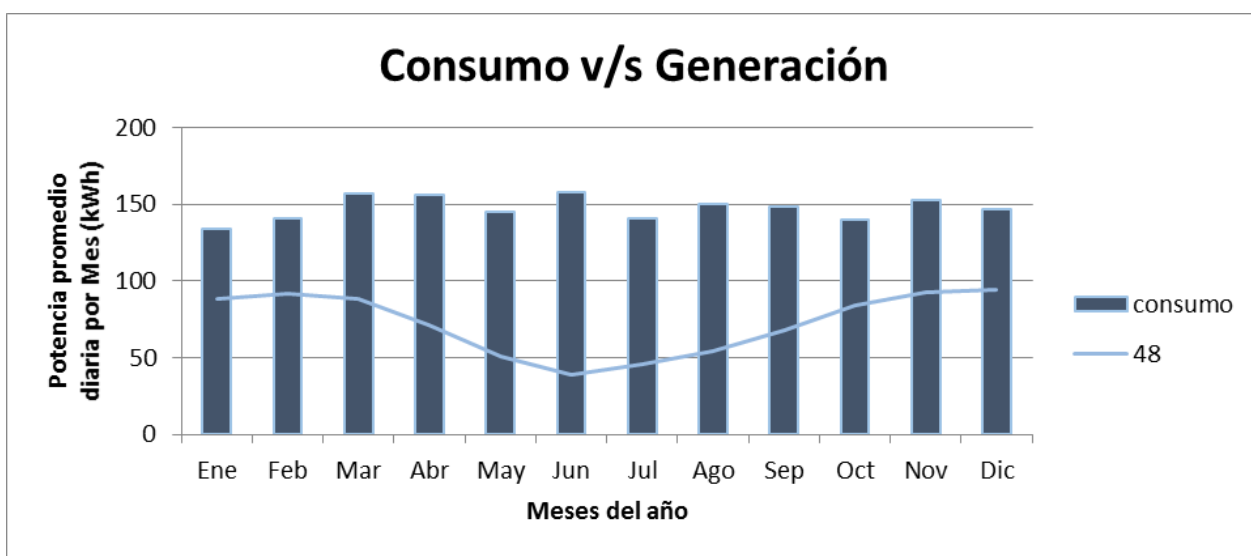


Figura 7.13 Gráfica de Consumo v/s Generación para 48 paneles

7.3.2 Dimensionamiento de los Conductores

Un elemento importante a tener en consideración es el cableado. El cableado será diferenciado en dos tipos; cableado de corriente alterna y cableado de corriente continua. La principal característica que hay tener en consideración, ya sea en cualquiera de estos dos tipos, es el amperaje.

Son dos los fenómenos que hay que 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 bajo que esta funcione deficientemente, no funcione o se dañe. Ambos fenómenos se pueden evitar con el correcto dimensionamiento del conductor eléctrico o cable.

Como ya han sido especificadas las características del inversor elegido y también el generador fotovoltaico, es necesario conocer las corrientes máximas que se podrían llegar a generar en cada una de estas etapas.

Teniendo en cuenta las tablas N° 8.7a, N° 8.8, N° 8.9a y N° 8.18 obtenidas de la Norma NCH.4/2003 ELECTRICIDAD (Ver Anexo 4), y recordando que toda instalación en baja tensión debe cumplir con esta norma, a continuación, se presentarán las distintas opciones de sección de conductores factible a utilizar en el dimensionamiento.

Cabe mencionar que la tabla seleccionada anteriormente es de norma americana, y todos los cálculos en adelante será referido a ésta norma.

7.3.3 Cálculo de canalización para los módulos fotovoltaicos

Para dimensionar el conductor de los paneles, hay que tener en cuenta que la corriente de cada panel es de 8,08 A y como se utilizarán 3 ramas en paralelo, la corriente máxima resultante será de 24,24 A.

Por lo tanto:

De tabla N° 8.8 (Ver Anexo 4) un conductor por fase $fn=1$

De tabla N° 8.9a (Ver Anexo 4) un conductor por fase tipo THHN y temperatura de servicio 90°C; temperatura ambiente 35°C se tiene; $ft=0,94$

$$I_{Paneles} = 24,24 (A) \qquad I_{Ref} = \frac{I_{Paneles} \cdot Fs}{n \cdot fn \cdot ft} = \frac{24,24 \cdot 1,25}{1 \cdot 1 \cdot 0,94} = 32,234 (A)$$

Dónde:

I_{Ref} : Corriente de referencia, en amperes.

$I_{Paneles}$: Corriente máxima que generan 48 paneles (16 serie, 3 ramas paralelo)

Fs : Factor de seguridad, en este caso 1,25.

n : Número de conductores por fase.

fn : Factor de corrección por número de conductores.

ft : Factor de corrección por la temperatura ambiente.

De tabla N° 8.7a (Ver Anexo 4) conductor tipo THHN y temperatura de servicio 90°C; grupo “A”, se tiene:

Sección $5,26mm^2$ (N°10 AWG)

$$I_{admissible} = 40(A)$$

Luego de tabla N° 8.18 (Ver Anexo 4) conduit tipo t.p.r diámetro 16 mm (5/8”) con capacidad máxima de 2 conductores de Sección $5,26 mm^2$ (N° 10 AWG)

Se puede apreciar un resumen del dimensionamiento a continuación: (Tabla 7.6)

Tabla 7.6 Resumen Canalización Paneles fotovoltaicos

1x1x1/c $5,26mm^2$ (N°10vAWG) – XTU[+]
1x1x1/c $5,26mm^2$ (N°10 AWG) – XTU[-]
1 conduit t.p.r. de 16 mm de diámetro (5/8” Diámetro)

7.3.4 Cálculo de canalización para inversor – carga

Para el caso del cableado del inversor a la carga, se debe tener conocimiento de la máxima corriente de salida. Para eso, se obtienen los datos del catálogo del inversor.

Corriente de cortocircuito de 32 A.

Entonces:

De tabla N° 8.8 (Ver Anexo 4) un conductor por fase $fn=0,8$

De tabla N° 8.9a (Ver Anexo 4) un conductor por fase tipo THHN temperatura de servicio 90°C; temperatura ambiente 35°C se tiene; $ft=0,94$

$$I_{inversor} = 32 (A) \quad I_{Ref} = \frac{I_{inversor} \cdot Fs}{n \cdot fn \cdot ft} = \frac{32 \cdot 1,25}{1 \cdot 0,8 \cdot 0,94} = 53,19 (A)$$

Dónde:

I_{Ref} : Corriente de referencia, en amperes.

$I_{Inversor}$: Corriente máxima que genera el inversor

Fs : Factor de seguridad en este caso 1,25.

n : Número de conductores por fase.

fn : Factor de corrección por número de conductores.

ft : Factor de corrección por la temperatura ambiente.

Como la corriente de referencia es de 53,19 A, de la tabla N° 8.7 (Ver Anexo 4) se arroja un conductor N° 6 AWG, el cual es difícil de encontrar, por lo tanto, el conductor a utilizar es el N°4 AWG.

De tabla N° 8.7a (Ver Anexo 4) temperatura de servicio 90°C; tipo THHN grupo “A”, se tiene:

Sección $21,2mm^2$ (N°4 AWG) $I_{admisible} = 95(A)$

Luego de tabla N° 8.18 (Ver Anexo 4) conduit tipo t.p.r diámetro 40 mm (1 1/4”) con capacidad máxima de 2 conductores de Sección $21,2 mm^2$ (N° 4 AWG)

Caída de tensión

Según la tabla Cutler-Hammer (Ver Anexo 4) para conductor de cobre monopolar y ducto no magnético se tiene la impedancia a 60Hz en $[\Omega/100ft]$:

$$R = 0,0318[\Omega/100ft] \quad X = 0,00473[\Omega/100ft]$$

$$\text{Entonces } Zl0 = \left(R + jXl \cdot \frac{50}{60} \right) \cdot \frac{L}{30,48} \quad Zl0 = \left(0,0318 + j0,00473 \cdot \frac{50}{60} \right) \cdot \frac{30}{30,48}$$

Entonces en forma rectangular $Z_{l0} = 0,03129 + j0,0003879$

Forma polar $Z_{l0} = 0,0315 \angle 7,06 [\Omega]$

$$\Delta V_{l0} = \sqrt{3} \cdot (Z_{l0}) \cdot \left(\frac{I_{nomT}}{n}\right)$$

Por lo tanto: $\Delta V_{l0} = \sqrt{3} \cdot (0,0313 \angle 7,06) \cdot \left(\frac{29}{1}\right)$

Y $\Delta V_{l0} = 1,58 \angle 7,06$

Siguiendo $V_{Bb} = V_{Ba} - \Delta V_{l0}$

Por lo tanto $V_{Bb} = 400 \angle 0 - 1,58 \angle 7,06$

Entonces $V_{Bb} = 398,43 \angle -0,02$

Regulación de tensión:

$$REG\% = \frac{V_{nom} - V_{punto}}{V_{nom}} \cdot 100\%$$

$$REG\% = \frac{380 - 398,43}{380} \cdot 100\%$$

Entonces $REG\% = -0,0485\%$

Se puede apreciar un resumen del dimensionamiento a continuación: (Tabla 7.7)

Tabla 7.7 Resumen canalización inversor- carga

3x1x1/c 21,2mm ² (N°4 AWG) – THHN[R – S – T]
1x1x1/c 21,2 mm ² (N°4 AWG) – THHN[N]
1 conduit t.p.r. de 40 mm de diámetro (1 1/4" Diámetro)

7.4 Caso 2

A continuación, se presentará una segunda alternativa, en donde se utilizarán 2 inversores de la marca Zigor y que tienen una potencia de 20 kW. (el mismo mencionado anteriormente). (ver figura 7.5). Mediante esta conexión permitirá aumentar al doble la potencia obtenida en el caso 1.

Además de duplicar la potencia, se estudia la posibilidad de vender energía a la Red Eléctrica, siendo una restricción por parte de la empresa a cargo, en el caso 1.

7.4.1 Desarrollo

Como ya se ha verificado anteriormente que con 1 inversor se requiere 48 paneles, ahora que hay 2 inversores los paneles requeridos aumentan a 96. Para tener más clara su conexión se presenta el siguiente esquema (ver figura 7.14):

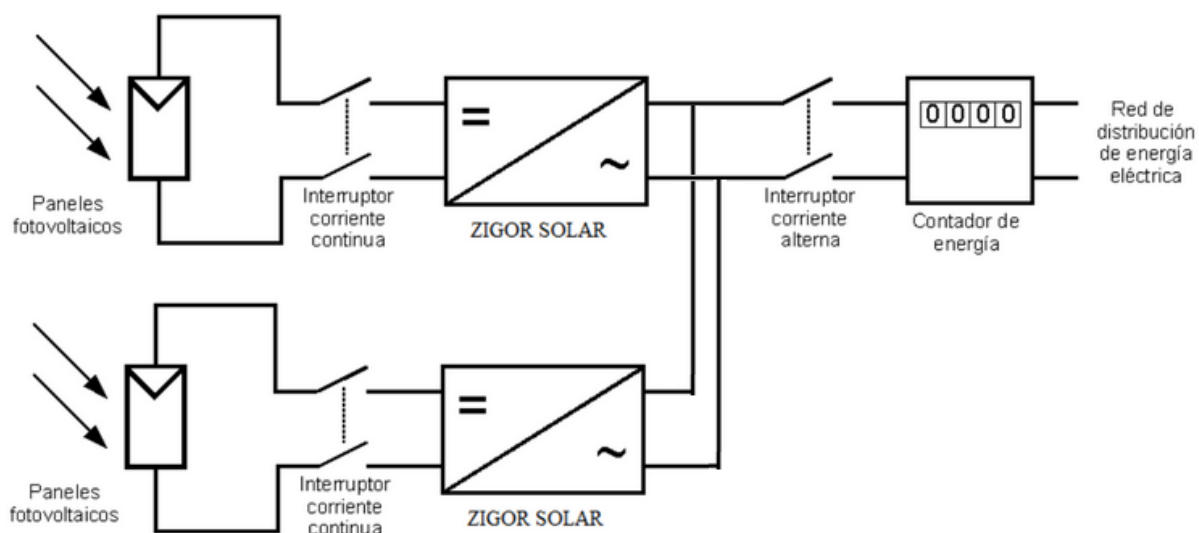


Figura 7.14 Esquema de conexión de dos inversores Zigor XTR3

Por lo tanto, 96 paneles generan 177,6 kWh en el mes de enero y 78,72 kWh en el mes de junio. Para observar de mejor manera la generación se establece el siguiente gráfico (ver figura 7.15):

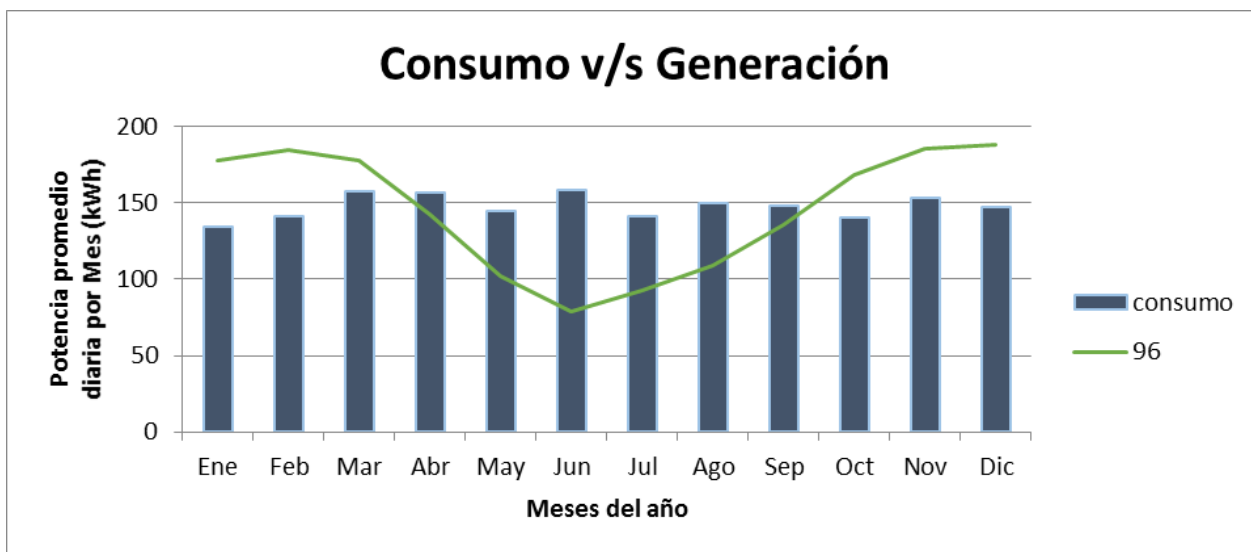


Figura 7.15 Gráfica de Consumo v/s Generación de 96 paneles

El análisis concluye que en los meses de enero, febrero, marzo, octubre, noviembre y diciembre se abastece totalmente la demanda de nuestro sistema. Pero para el resto de los meses no da abasto para satisfacer la demanda.

Además, una de las condiciones del cliente, es que no “vendan” energía a la red.

El dimensionamiento de los conductores ya está calculado para un inversor, y en vista que ambos inversores tienen la misma cantidad de paneles y una disposición física semejante, no es necesario realizar el mismo procedimiento, y solo reflejar los datos finales en el estudio económico.

Sin embargo, la Energía generada sobrante puede ser aprovechada en otros consumos dentro de las dependencias del recinto penitenciario.

8 Evaluación económica del proyecto

Energía Generada

A partir de la información desde la tabla 7.1 y la tabla 7.5 y se tiene el valor de la energía que generan “n” paneles, para efectuar los cálculos de generación de ON y OFF GRID. Se tiene (Tabla 8.1):

Tabla 8.1 Generación de Energía de “n” módulos fotovoltaicos

Mes	n	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Generación de n módulos Fotovoltaicos (o MFV) en kWh de superficie 1,938 (m ²) y de 15,37 % de rendimiento.	1	1,85	1,92	1,85	1,48	1,06	0,82	0,96	1,13	1,41	1,75	1,93	1,96
	48	88,8	92,16	88,8	71,04	50,88	39,36	46,08	54,24	67,68	84	92,64	94,08
	96	177,6	184,32	177,6	142,08	101,76	78,72	92,16	108,48	135,36	168	185,28	188,16
	210	388,5	403,2	388,5	310,8	222,6	172,2	201,6	237,3	296,1	367,5	405,3	411,6

Esta es la energía generada por “n” panel y solo 1 día de cada mes. Ahora se debe multiplicar por la cantidad de días del mes posibles (30 días y 20 días) (Tabla 8.2 y Tabla 8.3)

$$\text{Energía Mensual} = \text{Energía Panel} \times \text{días Mes} \times \text{Cantidad Paneles}$$

Tabla 8.2 Valores multiplicados por 20 días

Paneles	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
1	37,00	38,40	37,00	29,60	21,20	16,40	19,20	22,60	28,20	35,00	38,60	39,20
48	1.776,00	1.843,20	1.776,00	1.420,80	1.017,60	787,20	921,60	1.084,80	1.353,60	1.680,00	1.852,80	1.881,60
96	3.552,00	3.686,40	3.552,00	2.841,60	2.035,20	1.574,40	1.843,20	2.169,60	2.707,20	3.360,00	3.705,60	3.763,20
210	7.770,00	8.064,00	7.770,00	6.216,00	4.452,00	3.444,00	4.032,00	4.746,00	5.922,00	7.350,00	8.106,00	8.232,00

Tabla 8.3 Valores multiplicados por 30 días

Paneles	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
1	55,50	57,60	55,50	44,40	31,80	24,60	28,80	33,90	42,30	52,50	57,90	58,80
48	2.664,00	2.764,80	2.664,00	2.131,20	1.526,40	1.180,80	1.382,40	1.627,20	2.030,40	2.520,00	2.779,20	2.822,40
96	5.328,00	5.529,60	5.328,00	4.262,40	3.052,80	2.361,60	2.764,80	3.254,40	4.060,80	5.040,00	5.558,40	5.644,80
210	11.655,00	12.096,00	11.655,00	9.324,00	6.678,00	5.166,00	6.048,00	7.119,00	8.883,00	11.025,00	12.159,00	12.348,00

Nota: Los valores han sido calculados para 30 días (Tabla 8.3), con el fin de tener una referencia de generación de energía para un mes completo, en caso de ser aprovechada la energía como lo es el sistema ON GRID caso 2. Sin embargo, para tener una estimación de ahorro energético en el sistema OFF GRID Y ON GRID caso 1, no se puede considerar esa generación, sino que solo la generación de 20 días que corresponde a los días de funcionamiento del área de lavandería. Al no estar en funcionamiento los equipos cada fin de semana, no hay consumo de energía en estos días.

Tarifa Eléctrica:

En la ciudad de concepción, la distribuidora eléctrica que suministra al proyecto es CGE distribución. Para este caso se tiene una tarifa AT 4.3, que tiene un valor de “Energía” de \$80,987. (ver tabla 8.4)

Tabla 8.4 Tarifa de Suministro Eléctrico CGD

CGE DISTRIBUCION - Concepción CGD SIC5-1-A	
Cargo Fijo AT-4.3	\$ 1.491,700
Cargo Unico por uso del sistema troncal	\$ 1,479
Energía	\$ 80,987
Pot. Contratada o Leida Suministrada	\$ 816,800
Pot. Contratada o leida en horas de punta	\$ 6.868,900

Ahora se puede estimar un ahorro mensual generado. Para esto se multiplica la energía mensual por el valor de la energía Base. (Tabla 8.5)

$$\text{Ahorro Mensual} = \text{Energía Mensual} \times \text{Energía Base}$$

Tabla 8.5 Ahorro mensual de Energía en pesos durante un año

Paneles	1	48	96	210
Ene	\$ 2.996,52	\$ 143.832,91	\$ 431.498,74	\$ 629.268,99
Feb	\$ 3.109,90	\$ 149.275,24	\$ 447.825,72	\$ 653.079,17
Mar	\$ 2.996,52	\$ 143.832,91	\$ 431.498,74	\$ 629.268,99
Abr	\$ 2.397,22	\$ 115.066,33	\$ 345.198,99	\$ 503.415,19
May	\$ 1.716,92	\$ 82.412,37	\$ 247.237,11	\$ 360.554,12
Jun	\$ 1.328,19	\$ 63.752,97	\$ 191.258,90	\$ 278.919,23
Jul	\$ 1.554,95	\$ 74.637,62	\$ 223.912,86	\$ 326.539,58
Ago	\$ 1.830,31	\$ 87.854,70	\$ 263.564,09	\$ 384.364,30
Sep	\$ 2.283,83	\$ 109.624,00	\$ 328.872,01	\$ 479.605,01
Oct	\$ 2.834,55	\$ 136.058,16	\$ 408.174,48	\$ 595.254,45
Nov	\$ 3.126,10	\$ 150.052,71	\$ 450.158,14	\$ 656.480,62
Dic	\$ 3.174,69	\$ 152.385,14	\$ 457.155,42	\$ 666.684,98

En la siguiente tabla se presenta el ahorro anual de energía (Tabla 8.6), la cual es la sumatoria del ahorro de cada mes extraído de la tabla anterior (Tabla 8.5).

Tabla 8.6 Valores de ahorro anual de Energía en pesos

Sistema	AHORRO ANUAL
OFF - GRID	\$ 6.163.434,65
ON - GRID 1	\$ 1.408.785,06
ON -GRID 2	\$ 4.226.355,19

- OFF GRID = 210 módulos
- ON GRID 1 = 48 módulos
- ON GRID 2 = 96 módulos

Costo Anual de energía consumida en el sector de lavandería:

Para obtener los valores anuales de energía consumida (en pesos), se utiliza el gráfico de la figura 8.1 y se multiplica por el valor de la energía base (80,987) obtenido de la tabla 8.4 y dando como resultado la Tabla 8.7

Tabla 8.7 Consumo de Energía mensual en pesos

	Consumo mensual (\$)
ENERO	\$ 217.288,12
FEBRERO	\$ 228.221,37
MARZO	\$ 254.704,12
ABRIL	\$ 253.165,36
MAYO	\$ 253.165,36
JUNIO	\$ 255.756,95
JULIO	\$ 228.221,37
AGOSTO	\$ 242.718,04
SEPTIEMBRE	\$ 240.369,42
OCTUBRE	\$ 226.844,59
NOVIEMBRE	\$ 247.577,26
DICIEMBRE	\$ 238.506,72
Consumo Anual (\$)	\$ 2.886.538,65

La siguiente figura representa el consumo de energía mensual en kWh durante un año en sector de lavandería en la penitenciaría.

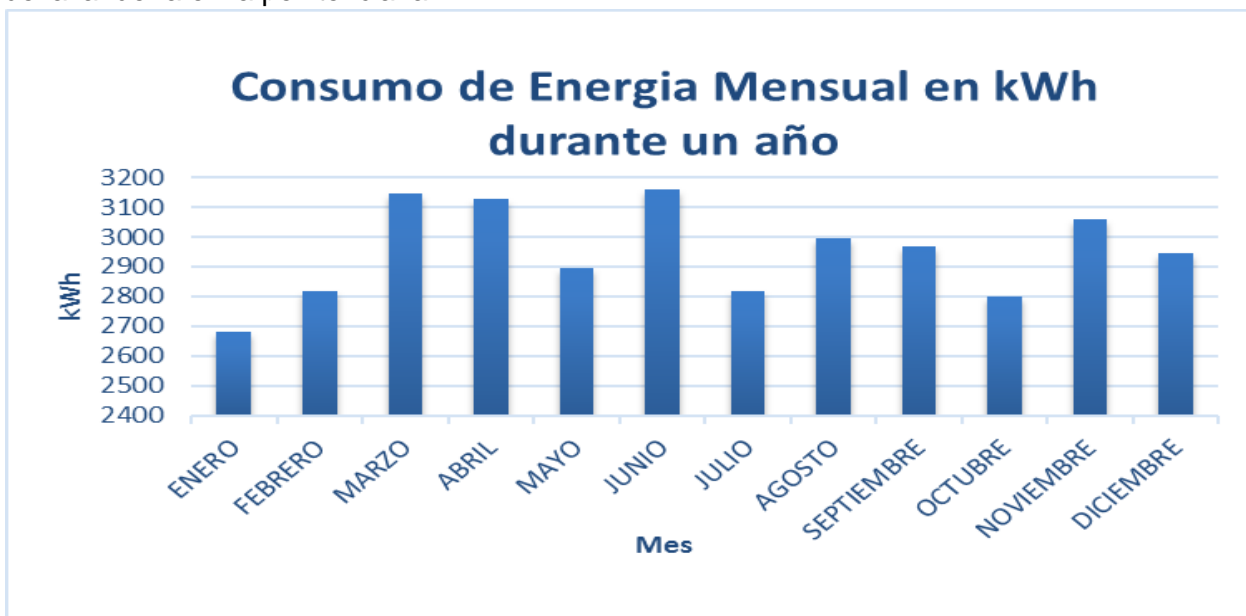


Figura 8.1 Esquema de consumo energético de lavandería para cada mes durante un año

8.1 Evaluación Económica

Para realizar el análisis económico se utilizarán todos los datos de ahorro de energía (\$) y el consumo de la energía (\$), este análisis será en un periodo de 20 años, ya que el fabricante garantiza la vida útil de los módulos en 20 años. Cabe destacar que la vida útil de las baterías es de 5 años, por lo tanto, se deben cambiar en ese mismo periodo. (Tabla 8.8, 8.9 y 8.10):

Tabla 8.8 Evaluación económica de instalación del sistema OFF-GRID (referido a 20 días)

AÑO	INVERSION INICIAL (\$)	REEMPLAZO DE BATERIAS (\$)	AHORRO ANUAL DE ENERGIA (\$)	CONSUMO ANUAL (\$)	VALOR NETO (\$)
0	-\$ 103.124.726,13			-\$ 2.886.538,65	-\$ 106.011.264,78
1			\$ 6.163.434,65	-\$ 2.886.538,65	-\$ 103.124.726,13
2			\$ 6.163.434,65	-\$ 2.886.538,65	-\$ 100.238.187,48
3			\$ 6.163.434,65	-\$ 2.886.538,65	-\$ 97.351.648,83
4			\$ 6.163.434,65	-\$ 2.886.538,65	-\$ 94.465.110,18
5		-\$ 22.999.540,00	\$ 6.163.434,65	-\$ 2.886.538,65	-\$ 114.578.111,53
6			\$ 6.163.434,65	-\$ 2.886.538,65	-\$ 111.691.572,88
7			\$ 6.163.434,65	-\$ 2.886.538,65	-\$ 108.805.034,23
8			\$ 6.163.434,65	-\$ 2.886.538,65	-\$ 105.918.495,58
9			\$ 6.163.434,65	-\$ 2.886.538,65	-\$ 103.031.956,93
10		-\$ 22.999.540,00	\$ 6.163.434,65	-\$ 2.886.538,65	-\$ 123.144.958,28
11			\$ 6.163.434,65	-\$ 2.886.538,65	-\$ 120.258.419,63
12			\$ 6.163.434,65	-\$ 2.886.538,65	-\$ 117.371.880,98
13			\$ 6.163.434,65	-\$ 2.886.538,65	-\$ 114.485.342,33
14			\$ 6.163.434,65	-\$ 2.886.538,65	-\$ 111.598.803,68
15		-\$ 22.999.540,00	\$ 6.163.434,65	-\$ 2.886.538,65	-\$ 131.711.805,03
16			\$ 6.163.434,65	-\$ 2.886.538,65	-\$ 128.825.266,38
17			\$ 6.163.434,65	-\$ 2.886.538,65	-\$ 125.938.727,73
18			\$ 6.163.434,65	-\$ 2.886.538,65	-\$ 123.052.189,08
19			\$ 6.163.434,65	-\$ 2.886.538,65	-\$ 120.165.650,43
20		-\$ 22.999.540,00	\$ 6.163.434,65	-\$ 2.886.538,65	-\$ 140.278.651,78

Esta tabla representa el análisis económico del sistema OFF-GRID, donde la inversión inicial no tiene un periodo de retorno, es más, solo se generan gastos de las baterías en este sistema. Por lo tanto, es la peor opción a elegir.

Tabla 8.9 Evaluación económica de instalación del sistema ON-GRID caso 1 (referido a 20 días)

AÑO	INVERSION INICIAL (\$)	AHORRO ANUAL DE ENERGIA (\$)	CONSUMO ANUAL (\$)	PAGO ANUAL ENERGIA (\$)	RETORNO DE LA INVERSION (\$)
0	-\$ 17.130.609,86		-\$ 2.886.538,65	-\$ 2.886.538,65	-\$ 17.130.609,86
1		\$ 1.408.785,06	-\$ 2.886.538,65	-\$ 1.477.753,59	-\$ 15.721.824,80
2		\$ 1.408.785,06	-\$ 2.886.538,65	-\$ 1.477.753,59	-\$ 14.313.039,74
3		\$ 1.408.785,06	-\$ 2.886.538,65	-\$ 1.477.753,59	-\$ 12.904.254,68
4		\$ 1.408.785,06	-\$ 2.886.538,65	-\$ 1.477.753,59	-\$ 11.495.469,62
5		\$ 1.408.785,06	-\$ 2.886.538,65	-\$ 1.477.753,59	-\$ 10.086.684,56
6		\$ 1.408.785,06	-\$ 2.886.538,65	-\$ 1.477.753,59	-\$ 8.677.899,50
7		\$ 1.408.785,06	-\$ 2.886.538,65	-\$ 1.477.753,59	-\$ 7.269.114,44
8		\$ 1.408.785,06	-\$ 2.886.538,65	-\$ 1.477.753,59	-\$ 5.860.329,38
9		\$ 1.408.785,06	-\$ 2.886.538,65	-\$ 1.477.753,59	-\$ 4.451.544,32
10		\$ 1.408.785,06	-\$ 2.886.538,65	-\$ 1.477.753,59	-\$ 3.042.759,26
11		\$ 1.408.785,06	-\$ 2.886.538,65	-\$ 1.477.753,59	-\$ 1.633.974,20
12		\$ 1.408.785,06	-\$ 2.886.538,65	-\$ 1.477.753,59	-\$ 225.189,14
13		\$ 1.408.785,06	-\$ 2.886.538,65	-\$ 1.477.753,59	\$ 1.183.595,92
14		\$ 1.408.785,06	-\$ 2.886.538,65	-\$ 1.477.753,59	\$ 2.592.380,98
15		\$ 1.408.785,06	-\$ 2.886.538,65	-\$ 1.477.753,59	\$ 4.001.166,04
16		\$ 1.408.785,06	-\$ 2.886.538,65	-\$ 1.477.753,59	\$ 5.409.951,10
17		\$ 1.408.785,06	-\$ 2.886.538,65	-\$ 1.477.753,59	\$ 6.818.736,16
18		\$ 1.408.785,06	-\$ 2.886.538,65	-\$ 1.477.753,59	\$ 8.227.521,22
19		\$ 1.408.785,06	-\$ 2.886.538,65	-\$ 1.477.753,59	\$ 9.636.306,28
20		\$ 1.408.785,06	-\$ 2.886.538,65	-\$ 1.477.753,59	\$ 11.045.091,34

Para el análisis económico en el caso 1 del sistema ON-GRID con un inversor trifásico, se tiene un retorno de inversión igual a 13 años. Con una inversión relativamente baja para lo que se pretende abastecer.

Tabla 8.10 Evaluación económica de instalación del sistema ON-GRID caso 2 (referido a 30 días)

AÑO	INVERSION INICIAL (\$)	AHORRO ANUAL DE ENERGIA (\$)	CONSUMO ANUAL (\$)	APROVECHAMIENTO DE ENERGIA (\$)	RETORNO DE INVERSION (\$)
0	-\$ 33.973.890,72		-\$ 2.867.992,63		-\$ 33.973.890,72
1		\$ 4.226.355,19	-\$ 2.867.992,63	\$ 1.358.362,56	-\$ 29.747.535,53
2		\$ 4.226.355,19	-\$ 2.867.992,63	\$ 1.358.362,56	-\$ 25.521.180,34
3		\$ 4.226.355,19	-\$ 2.867.992,63	\$ 1.358.362,56	-\$ 21.294.825,15
4		\$ 4.226.355,19	-\$ 2.867.992,63	\$ 1.358.362,56	-\$ 17.068.469,96
5		\$ 4.226.355,19	-\$ 2.867.992,63	\$ 1.358.362,56	-\$ 12.842.114,77
6		\$ 4.226.355,19	-\$ 2.867.992,63	\$ 1.358.362,56	-\$ 8.615.759,58
7		\$ 4.226.355,19	-\$ 2.867.992,63	\$ 1.358.362,56	-\$ 4.389.404,39
8		\$ 4.226.355,19	-\$ 2.867.992,63	\$ 1.358.362,56	-\$ 163.049,20
9		\$ 4.226.355,19	-\$ 2.867.992,63	\$ 1.358.362,56	\$ 4.063.305,99
10		\$ 4.226.355,19	-\$ 2.867.992,63	\$ 1.358.362,56	\$ 8.289.661,18
11		\$ 4.226.355,19	-\$ 2.867.992,63	\$ 1.358.362,56	\$ 12.516.016,37
12		\$ 4.226.355,19	-\$ 2.867.992,63	\$ 1.358.362,56	\$ 16.742.371,56
13		\$ 4.226.355,19	-\$ 2.867.992,63	\$ 1.358.362,56	\$ 20.968.726,75
14		\$ 4.226.355,19	-\$ 2.867.992,63	\$ 1.358.362,56	\$ 25.195.081,94
15		\$ 4.226.355,19	-\$ 2.867.992,63	\$ 1.358.362,56	\$ 29.421.437,13
16		\$ 4.226.355,19	-\$ 2.867.992,63	\$ 1.358.362,56	\$ 33.647.792,32
17		\$ 4.226.355,19	-\$ 2.867.992,63	\$ 1.358.362,56	\$ 37.874.147,51
18		\$ 4.226.355,19	-\$ 2.867.992,63	\$ 1.358.362,56	\$ 42.100.502,70
19		\$ 4.226.355,19	-\$ 2.867.992,63	\$ 1.358.362,56	\$ 46.326.857,89
20		\$ 4.226.355,19	-\$ 2.867.992,63	\$ 1.358.362,56	\$ 50.553.213,08

Para el análisis económico en el caso 2 del sistema ON – GRID con dos inversores trifásicos, en este caso el ahorro de energía anual es de \$4.226.355,19 por lo tanto supera la energía consumida y la energía sobrante se puede aprovechar en otros procesos, es por ello que el retorno de la energía es un periodo de 9 años.

8.2 Presupuestos

Tabla 8.11 Presupuesto sistema OFF-GRID

Casa Com.	Equipos	Cant.	Precio Unitario	Valor Total
ZIGOR	Inversor Zigor Solar XTR3	5	\$ 2.024.405,39	\$ 10.122.026,95
JA SOLAR	Panel JMA6-300w	210	\$ 190.000,00	\$ 39.900.000,00
TRITEC	Medidor Bireccional	1	\$ 62.250,00	\$ 62.250,00
Opitra	Baterias Chisol 200ah/12V	92	\$ 249.995,00	\$ 22.999.540,00
Opitra	Cable bateria Rojo 50 cm	92	\$ 4.193,00	\$ 385.756,00
Opitra	Cable bateria Negro 50 cm	92	\$ 4.193,00	\$ 385.756,00
Maestro	Armario para Baterias	10	\$ 20.000,00	\$ 200.000,00
Sodimac	Perfil Cuadrado tira 6 mt	55	\$ 24.880,00	\$ 1.368.400,00
Sodimac	Perfil "C" tira de 6 mt	95	\$ 9.510,00	\$ 903.450,00
Dartel	Int. Automatico 2x20A, C60NA-DC	15	\$ 45.000,00	\$ 675.000,00
Dartel	Int. Automatico 2x32A, C60NA-DC	5	\$ 55.000,00	\$ 275.000,00
Dartel	Int. Automatico 3x32A	5	\$ 3.666,00	\$ 18.330,00
Dartel	Tablero Metal 18Mod Din P/Metal	5	\$ 37.890,00	\$ 189.450,00
Rhona	Cab. THHN N°10AWG Rojo	352	\$ 689,00	\$ 242.528,00
Rhona	Cab. THHN N°10AWG Negro	352	\$ 689,00	\$ 242.528,00
Rhona	Cab. THHN N°4 AWG Azul	150	\$ 1.318,00	\$ 197.700,00
Rhona	Cab. THHN N°4 AWG Negro	150	\$ 1.318,00	\$ 197.700,00
Rhona	Cab. THHN N°4 AWG Rojo	150	\$ 1.318,00	\$ 197.700,00
Rhona	Cab. THHN N°4 AWG Blanco	150	\$ 1.318,00	\$ 197.700,00
Rhona	Cab. THHN N°4 AWG Verde	150	\$ 1.318,00	\$ 197.700,00
Sodimac	Conduit t.p.r 16 mm x 6 mt	59	\$ 822,00	\$ 48.498,00
Sodimac	Conduit t.p.r 40 mm x 6 mt	25	\$ 2.250,00	\$ 56.250,00
Sodimac	Pernos + Tuercas+ Golillas		\$ 630.000,00	\$ 630.000,00
TOTAL NETO				\$ 64.551.542,99
IVA (19%)				\$ 15.141.719,96
TOTAL A PAGAR EN MATERIALES				\$ 79.693.262,95

SERVICIO PRESTADO	DIAS	SUELDO	TOTAL
MANO DE OBRA SOLDADOR + AYUDANTE	50	\$ 38.000,00	\$ 1.900.000,00
MANO DE OBRA ELECTRICO + AYUDANTE	60	\$ 38.000,00	\$ 2.280.000,00
COSTO POR FLETE DE EQUIPO, HERRAMIENTAS Y MATERIALES		\$ 2.000.000,00	\$ 2.000.000,00
TOTAL A PAGAR POR SERVICIOS			\$ 6.180.000,00

TRAMITES DE LEGALIZACION DEL SISTEMA		UF	TOTAL
CGE	VISITA A TERRENO		\$ 15.000,00
CGE	TRAMITES + SUPERVICION DE PUESTA EN SERVICIO	1,86	\$ 49.008,82
TOTAL A PAGAR EN TRAMITES			\$ 64.008,82

SUB-TOTAL		\$ 85.937.271,77
IMPREVISTOS (5% DEL SUB TOTAL)		\$ 4.296.863,59
UTILIDADES DEL INGENIERO INSTALADOR 15% DEL SUB TOTAL		\$ 12.890.590,77
TOTAL APAGAR POR EL CLIENTE		\$ 103.124.726,13

Presupuesto que se entrega para realizar el sistema OFF – GRID. Se aprecia claramente el alto valor de este sistema.

Tabla 8.12 Presupuesto sistema ON-GRID caso 1

Casa Com.	Equipos	Cant.	Precio Unitario	Valor Total
ZIGOR	Inversor Zigor Solar XTR3	1	\$ 2.024.405,39	\$ 2.024.405,39
JA SOLAR	Panel JMA6-300w	48	\$ 190.000,00	\$ 9.120.000,00
TRITEC	Medidor Bireccional	1	\$ 62.250,00	\$ 62.250,00
Dartel	Int. Automatico 2x20A, C60NA-DC	3	\$ 45.000,00	\$ 135.000,00
Dartel	Int. Automatico 2x32A, C60NA-DC	1	\$ 55.000,00	\$ 55.000,00
Dartel	Int. Automatico 3x32A	1	\$ 3.666,00	\$ 3.666,00
Sodimac	Perfil Cuadrado tira 6 mt	24	\$ 24.880,00	\$ 597.120,00
Sodimac	Perfil "C" tira de 6 mt	33	\$ 9.510,00	\$ 313.830,00
Dartel	Tablero Metal 18Mod Din P/Metal	1	\$ 37.890,00	\$ 37.890,00
Rhona	Cab. THHN N°10AWG Rojo	56	\$ 689,00	\$ 38.584,00
Rhona	Cab. THHN N°10AWG Negro	56	\$ 689,00	\$ 38.584,00
Rhona	Cab. THHN N°4 AWG Azul	30	\$ 1.318,00	\$ 39.540,00
Rhona	Cab. THHN N°4 AWG Negro	30	\$ 1.318,00	\$ 39.540,00
Rhona	Cab. THHN N°4 AWG Rojo	30	\$ 1.318,00	\$ 39.540,00
Rhona	Cab. THHN N°4 AWG Blanco	30	\$ 1.318,00	\$ 39.540,00
Rhona	Cab. THHN N°4 AWG Verde	30	\$ 1.318,00	\$ 39.540,00
Sodimac	Conduit t.p.r 16 mm x 6 mt	10	\$ 822,00	\$ 8.220,00
Sodimac	Conduit t.p.r 40 mm x 6 mt	5	\$ 2.250,00	\$ 11.250,00
Sodimac	Pernos + Tuercas+ Golillas		\$ 180.000,00	\$ 180.000,00
TOTAL NETO				\$ 10.387.034,51
IVA (19%)				\$ 2.436.464,88
TOTAL A PAGAR EN MATERIALES				\$ 12.823.499,39

SERVICIO PRESTADO	DIAS	SUELDO	TOTAL
MANO DE OBRA SOLDADOR + AYUDANTE	12	\$ 38.000,00	\$ 456.000,00
MANO DE OBRA ELECTRICO + AYUDANTE	14	\$ 38.000,00	\$ 532.000,00
COSTO POR FLETE DE EQUIPO, HERRAMIENTAS Y MATERIALES		\$ 400.000,00	\$ 400.000,00
TOTAL A PAGAR POR SERVICIOS			\$ 1.388.000,00

TRAMITES DE LEGALIZACION DEL SISTEMA		UF	TOTAL
CGE	VISITA A TERRENO		\$ 15.000,00
CGE	TRAMITES + SUPERVISION DE PUESTA EN SERVICIO	1,86	\$ 49.008,82
TOTAL A PAGAR EN TRAMITES			\$ 64.008,82

SUB-TOTAL		\$ 14.275.508,21
IMPREVISTOS (5% DEL SUB TOTAL)		\$ 713.775,41
UTILIDADES DEL INGENIERO INSTALADOR 15% DEL SUB TOTAL		\$ 2.141.326,23
TOTAL APAGAR POR EL CLIENTE		\$ 17.130.609,86

Presupuesto que se entrega para realizar el sistema OFF – GRID. Este sistema es bueno y tiene una inversión de bajo costo, lo que puede satisfacer al cliente.

Tabla 8.13 Presupuesto sistema ON-GRID caso 2

Casa Com.	Equipos	Cant.	Precio Unitario	Valor Total
ZIGOR	Inversor Zigor Solar XTR3	2	\$ 2.024.405,39	\$ 4.048.810,78
JA SOLAR	Panel JMA6-300w	96	\$ 190.000,00	\$ 18.240.000,00
TRITEC	Medidor Bireccional	1	\$ 62.250,00	\$ 62.250,00
Dartel	Int. Automatico 2x20A, C60NA-DC	6	\$ 45.000,00	\$ 270.000,00
Dartel	Int. Automatico 2x32A, C60NA-DC	2	\$ 55.000,00	\$ 110.000,00
Dartel	Int. Automatico 3x32A	2	\$ 3.666,00	\$ 7.332,00
Sodimac	Perfil Cuadrado tira 6 mt	48	\$ 24.880,00	\$ 1.194.240,00
Sodimac	Perfil "C" tira de 6 mt	66	\$ 9.510,00	\$ 627.660,00
Dartel	Tablero Metal 18Mod Din P/Metal	2	\$ 37.890,00	\$ 75.780,00
Rhona	Cab. THHN N°10AWG Rojo	88	\$ 689,00	\$ 60.632,00
Rhona	Cab. THHN N°10AWG Negro	88	\$ 689,00	\$ 60.632,00
Rhona	Cab. THHN N°4 AWG Azul	60	\$ 1.318,00	\$ 79.080,00
Rhona	Cab. THHN N°4 AWG Negro	60	\$ 1.318,00	\$ 79.080,00
Rhona	Cab. THHN N°4 AWG Rojo	60	\$ 1.318,00	\$ 79.080,00
Rhona	Cab. THHN N°4 AWG Blanco	60	\$ 1.318,00	\$ 79.080,00
Rhona	Cab. THHN N°4 AWG Verde	60	\$ 1.318,00	\$ 79.080,00
Sodimac	Conduit t.p.r 16 mm x 6 mt	15	\$ 822,00	\$ 12.330,00
Sodimac	Conduit t.p.r 40 mm x 6 mt	10	\$ 2.250,00	\$ 22.500,00
Sodimac	Pernos + Tuercas+ Golillas		\$ 360.000,00	\$ 360.000,00
TOTAL NETO				\$ 20.693.529,09
IVA (19%)				\$ 4.854.037,69
TOTAL A PAGAR EN MATERIALES				\$ 25.547.566,78

SERVICIO PRESTADO	DIAS	SUELDO	TOTAL
MANO DE OBRA SOLDADOR + AYUDANTE	22	\$ 38.000,00	\$ 836.000,00
MANO DE OBRA ELECTRICO + AYUDANTE	28	\$ 38.000,00	\$ 1.064.000,00
COSTO POR FLETE DE EQUIPO, HERRAMIENTAS Y MATERIALES		\$ 800.000,00	\$ 800.000,00
TOTAL A PAGAR POR SERVICIOS			\$ 2.700.000,00

TRAMITES DE LEGALIZACION DEL SISTEMA		UF	TOTAL
CGE	VISITA A TERRENO		\$ 15.000,00
CGE	TRAMITES + SUPERVICION DE PUESTA EN SERVICIO	1,86	\$ 49.008,82
TOTAL A PAGAR EN TRAMITES			\$ 64.008,82

SUB-TOTAL		\$ 28.311.575,60
IMPREVISTOS (5% DEL SUB TOTAL)		\$ 1.415.578,78
UTILIDADES DEL INGENIERO INSTALADOR 15% DEL SUB TOTAL		\$ 4.246.736,34
TOTAL APAGAR POR EL CLIENTE		\$ 33.973.890,72

Presupuesto que se entrega para realizar el sistema OFF – GRID. Este sistema es ideal, pero tiene una inversión de mediano costo, por lo que se evaluara presentarlo al cliente.

Conclusiones y comentarios

A través del presente seminario, se logra tener un conocimiento avanzado sobre las ERNC, en este caso particular sobre la energía Solar, además se puede ver el dimensionamiento de un sistema fotovoltaico trifásico.

Cabe destacar que una de las exigencias por parte del cliente es que no quieren energía inyectada a la red o más bien no vender energía a la red.

En el caso 1 (ON-GRID), se aprecia que todos los años se ahorran alrededor de un 50% en el consumo anual de la energía en el sector de la lavandería y además del retorno de la inversión es de 13 años.

Para el caso 2 (ON-GRID) se tiene un mayor ahorro anual de energía que en el caso 1(ON-GRID), además, para este caso se plantea la posibilidad de aprovechar la energía sobrante. De esta forma se pueden generar un mayor ahorro de energía, y tiene un retorno de inversión de 9 años.

En el caso OFF-GRID, se aprecia claramente como los costos son más grandes que en los sistemas ON-Grid. Se puede llegar a generar \$6.163.434,65 anualmente, pero los altos costos de las baterías y la poca vida útil de estas solo genera invertir dinero y sin posibilidades de retorno de la inversión.

En cuanto al ahorro de energía económico se tiene que para el caso 1 se ahorra un 50% anualmente, mientras que en el caso 2 y el sistema OFF-GRID se ahorra el 100% anualmente. Este ahorro es directamente proporcional a la cantidad de paneles.

Una vez ya desarrollados los tres casos y teniendo en cuenta las exigencias por parte del cliente, se puede determinar con certeza que este seminario demuestra que el caso 1 es el mejor para implementar en este proyecto, ya que en el mes de enero y diciembre satisface hasta un 60% aproximadamente de la demanda y por lo tanto para el resto de los meses es menor la energía generada. El caso 2, la generación es demasiado para el mes de diciembre (superando el 100% de la demanda) además de elevar los costos del sistema fotovoltaico. El caso 3 (OFF-GRID) es difícil implementar, ya que tiene costos muy elevados para su ejecución.

Por lo tanto, para finalizar este análisis se decide presentar la propuesta del caso 1 para el cliente a esperas de ver lo que pueda suceder.

Para concluir se agradece a la SOCIEDAD CONSESIONARIA SODEXO, por permitir realizar el estudio técnico – económico de una planta de generación solar en el recinto penitenciario “el manzano 2”, además de aceptar a un alumno en práctica durante 3 meses para realizar este proyecto y desempeñarse en otros trabajos relacionados con el área de la mantención eléctrica.

Bibliografía

- [1] Nch 2006. (2006). *Normas Energías Renovables Instalaciones Fotovoltaicas*.
- [2] Alvarado, R. G., P. W., S. B., & M. T. (2014). *Mapa energético solar de Concepción: cartografía urbana del consumo energético y captación solar en edificaciones residenciales de Concepción, Chile*. Obtenido de http://www.scielo.cl/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S0718-34022014000300008
- [3] ARELLANO, J. L. (2014). *Factibilidad económica para el desarrollo de la energía solar en sistemas térmicos*. (Tesis para optar al grado de Magister), Santiago de Chile.
- [4] CGE Distribución. (s.f.). *Tarifas de Suministro CGED – Enero*. Obtenido de <http://www.cgedistribucion.cl/informacion-comercial/tarifas-y-procesos-tarifarios/tarifa-de-suministro/>
- [5] *Chile Desarrollo Sustentable*. (2015). Obtenido de Una tonelada de CO2 disuelve tres metros cuadrados: <http://www.chiledesarrollosustentable.cl/noticias/noticia-pais/2-camara-de-diputados-comision-de-medio-ambiente-rechazan-propuesta-del-ejecutivo-que-pretendia-dejar-glaciares-sin-proyeccion/2/>
- [6] Clavijo C., Julio. (s.f.). Superintendencia de Electricidad y Combustibles. *Procedimiento y requisitos de seguridad en la puesta en servicio de instalaciones fotovoltaicas en Chile*. Obtenido de http://www.sec.cl/pls/portal/docs/PAGE/SEC2005/ELECTRICIDAD_SEC/ERNC/GENERACION_DISTRIBUIDA/SEMINARIOS/TAB6121713/PROCEDIMIENTOS_DE_PUESTA_EN_SERVICIO.PDF
- [7] Combustibles, S. d. (2003). *Electricidad – Instalaciones de Consumo en Baja Tensión*. Nch Elec. 4/2003. Recuperado el 2016
- [8] Dartel. (s.f.). *Electricidad*. Recuperado el 2017, de <http://www.dartel.cl/site/app/www/>
- [9] *Energías Renovables*. (s.f.). Recuperado el 2016, de <http://www.energiasrenovablesinfo.com/solar/tipos-paneles-fotovoltaicos/>
- [10] Estudio Solar. (s.f.). *Centro de Capacitación de Energías Renovables*. Recuperado el 2017, de <http://www.estudiosolar.cl/quienes-somos.php>
- [11] Gobierno de Chile. Ministerio de Energía. (s.f.). *Energía en tu Región*. Obtenido de <http://www.energia.gob.cl/region/region-del-biobio>
- [12] HIDALGO, D. C., & BUSTOS, J. V. (2014). *Estudio de factibilidad técnica y económica de suministro, a través de ernc para comunidad agrícola en el norte de Chile*. (Seminario de Título), Universidad del Bio Bio.

- [13] Ministerio de Energía. (2014). *Norma técnica de conexión y operación de equipamientos de generación de baja tensión, Comisión nacional de energía.*
- [14] Muñoz, D. (2012). *Centro Intercomunal de Fomento a las ERNC en la Granja Educativa de la Comuna de Chiguayante-Hualqui: Generador Eólico y Generador Fotovoltaico.* (Seminario de Título), Universidad del Bio Bio, Concepción.
- [15] Rhona. (s.f.). Recuperado el 2017, de <http://www.rhona.cl/>
- [16] Superintendencia de Electricidad y Combustibles. (s.f.). *Genera tu propia Energía.* Recuperado el 2016, de http://www.sec.cl/portal/page?_pageid=33,5819695&_dad=portal&_schema=PORTAL
- [17] Superintendencia de Electricidad y Combustibles. (2014). *Diseño Y Ejecución De Las Instalaciones Fotovoltaicas Conectadas A Red. RGR N° 02/2014.* Obtenido de <http://www.minenergia.cl/ley20571/wp-content/uploads/2015/03/InstruccionTecDisEjecucionInstalacionesFotovoltaicasConectadasRed.pdf>
- [18] Superintendencia de Electricidad y Combustibles. (2014). *Norma técnica de conexión y operación de equipamientos de generación en baja tensión, Comisión nacional de energía.* Recuperado el 2016, de http://www.minenergia.cl/ley20571/wp-content/uploads/2015/03/oficio_circular_sec_303.pdf
- [19] Superintendencia de Electricidad y Combustibles. (s.f.). *DISEÑO Y EJECUCIÓN DE LAS INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS CONECTADAS A RED.* Recuperado el 2016, de <http://www.minenergia.cl/ley20571/wp-content/uploads/2015/03/InstruccionTecDisEjecucionInstalacionesFotovoltaicasConectadasRed.pdf>
- [20] Superintendencia de Electricidad y Combustibles. (s.f.). *Equipamiento Autorizado.* Recuperado el 2016, de http://www.sec.cl/portal/page?_pageid=33,5847695,33_5905757&_dad=portal&_schema=PORTAL
- [21] Universidad de Chile. (s.f.). *Explorador Solar.* Recuperado el 2016, de <http://walker.dgf.uchile.cl/Explorador/Solar3/>
- [22] Zigor. (s.f.). *Energía Sin Cortes.* Recuperado el 2016, de <http://www.zigor.com/eu/>

ANEXO 1: DATOS Y CARACTERISTICAS DE LOS EQUIPOS DE LAVANDERIA



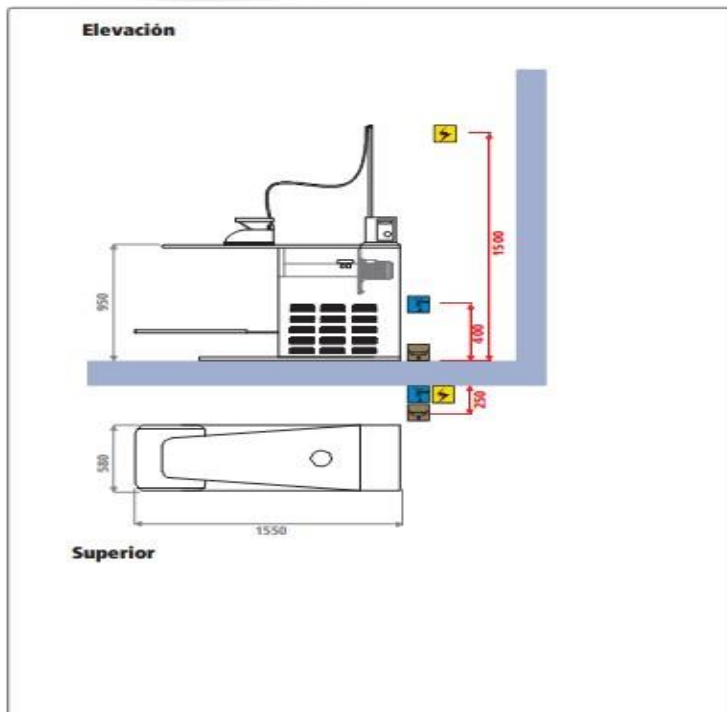
Mesa de Planchado Aspirante AMBRIA

Características del equipo

1) DATOS

- Plato de trabajo aspirante, calentado eléctricamente con temperatura regulable mediante un termostato.
- Caldera eléctrica incorporada con alimentación automática.
- Control automático de la presión.

- Dotada de plancha vaporizadora.
- Disponible con plato de trabajo Standard (1200x400x250 mm) o Maxi (1300x500x250 mm)



Requerimientos



Suministro Eléctrico

Suministro eléctrico, Enchufe Industrial en 380V/50Hz/3Fase. Potencia 7 Kw.
h: 1500mm



Desagüe

Desagüe Diámetro 40mm en Cobre
T° de salida 70°C
h: A piso



Suministro de Agua

Agua Fria Diámetro 1/2" He
h: 400mm

Notas:

1.- Mesa de Planchado autónoma. Este nuevo modelo se halla dotado de un aspirador y de un generador de vapor especialmente eficaz, con alimentación de agua por medio de una bomba incorporada.



Suministro de Agua



Suministro Eléctrico



Desagüe

Planimetría





Rodillo de Planchado, GMP E 120.25

Características del equipo

1) CAPACIDAD

- Capacidad 30 Kilos
- Tamaño del rodillo de 1200 mm x Ø 250 mm
- Velocidad de planchado variable hasta 5 m/min
- Retorno de ropa de frente.

2) DATOS TÉCNICOS:

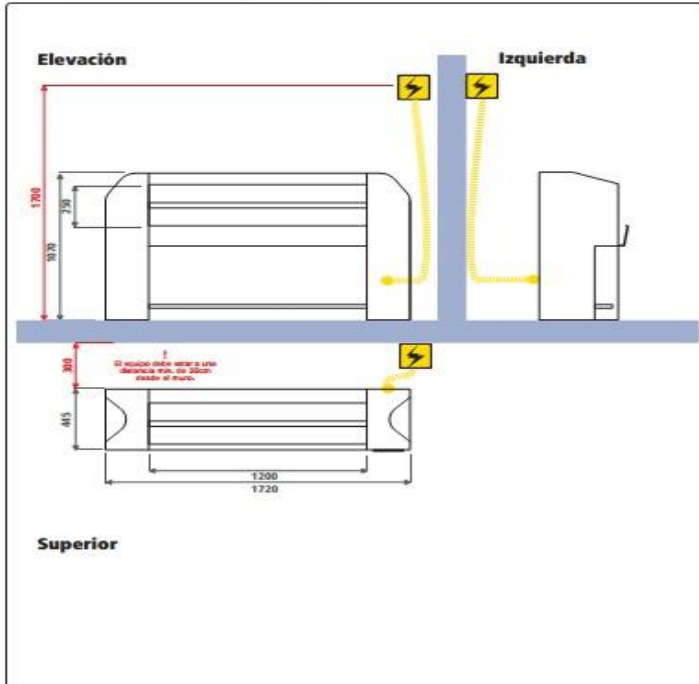
- Doble pedal switch y termostato electrónico
- Barras de separación integrales, dispositivo separador de rodillo
- Bastidos termoformado de material plástico ABS
- Control digital de Temperatura.

- Peso 134 Kg.
- Tamaño general: Ancho: 1720mm
Profundidad: 445mm
Altura: 1070mm

Requerimientos

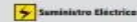
⚡ Tablero Eléctrico

Enchufe Monofásico 220V/50Hz/1 Fase
Potencia 7,08 Kw.
La instalación eléctrica requiere un fusible de protección de 32 Amp h: 1800mm



Detalle de Mantenión

Se debe considerar una distancia mín. del equipo del muro de 300 mm.



Planimetría

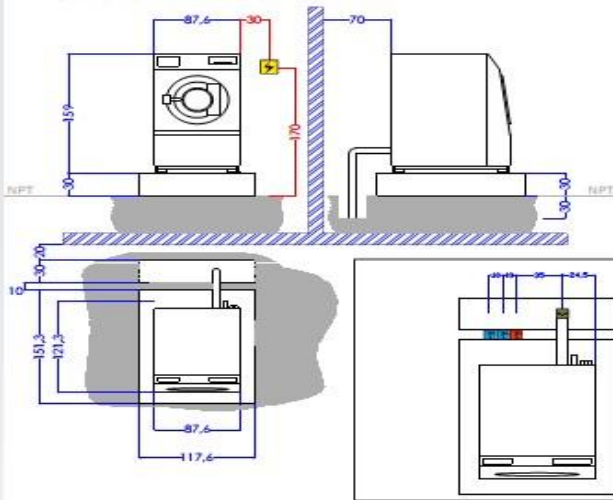
Av. Ejército libertador 733, Santiago-Chile

e-mail: ventas@marsol.cl

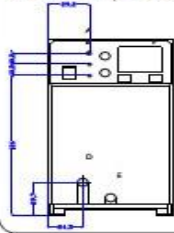
(56-2) 729 20 00 Fax: (56-2) 729 2019

Lavadora Extractora de Ropa, IPSO

Modelo: IPH 60

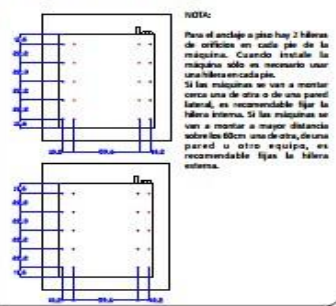


Notas:
 Detalle de fijación al piso: El equipo debe ser instalado sobre una base de concreto de 113.4x151.2x100mm sobre el nivel NPT, esta proteja al equipo de la humedad y además de favorecer la carga y descarga de la máquina.
 La canchita de desague para 1 equipo debe tener como mínimo 340x340x100mm de profundidad.
 El equipo debe ser instalado a una distancia mínima de mínimo a como 700mm. Las Conexiones Sanitarias pueden ser de tipo: acero.



A	Conexión agua fría
B	Conexión agua caliente
C	Conexión agua fría
D	Desague
E	Desague auxiliar
F	Conexión eléctrica

Fijación Pernos de Anclaje



Ficha Técnica



Características del Equipo

- Capacidad 27 Kilos
- Máquina Lavadora Extractora de ropa rígida y de alto centrifugado (477-826 RPM).
- Microprocesador PS-40.
- Funcionamiento eléctrico en 380V/50/3+N+T.
- Fuente G. 306, BOLLER PED.

Dimensiones

- Ancho 876mm
- Profundidad 1213mm
- Altura 1590mm

Peso Neto

- 383 Kg.

- NOTAS:**
 Requiere para la conexión de agua.
- Líneas separadas de agua fría y caliente con válvulas de cierre individuales.
 - La temperatura de agua caliente debe ser más 55°C.
 - La presión de agua debe ser entre 2 a 7 bares (2 y 85 PSI). La máquina funcionará bien a una presión mínima, pero aumentará los tiempos de lavado.
 - Se recomienda la instalación de dos filtros de rejilla en las líneas de suministro de agua fría y que el filtro, además de otros accesorios en ellos, no entre a las válvulas automáticas.
 - Para conectar los alimentadores de agua a la parte posterior de la máquina, use mangueras BOLLER, puesto que esta máquina viene y los tubos pueden salir algunas veces.
 - Requiere del Desague.
- El tamaño de la longitud de la manguera de Desague, la instalación de Codes o la formación de cavidades disminuya el costo de Desague y aumentará el tiempo de evacuación, de drenaje en el momento de las lavadas y secados.

Requisitos de Instalación eléctrica			
Tipo de conexión	Altura (H)	Potencia	Voltaje (V)
✚ Electricidad	170 cm	3,7 Kw	380V/50/3+N+T

Requisitos de Instalación Sanitaria		
Tipo de conexión	Altura (H)	Alimentación (A)
🔴 Agua Caliente	1200mm	Diámetro 3/4" HD
🔵 Agua Fría	1200mm	Diámetro 3/4" HD
🔵 Agua Fría	1200mm	Diámetro 3/4" HD
🚰 Desague	A piso	Diámetro 3"

Av. Ejército Libertador 733, Santiago-Chile Central: (56-2) 729 20 00 Fax: (56-2) 729 20 19





**Secadora de Ropa Comercial Sin Fichas
Modelo: NDG 809**



Características del equipo

1) CONTROLES Y CICLOS:

- Controles electromecánicos de fácil uso y manejo. Panel trae luces que indica el ciclo en que se encuentra la secadora.
- Temperaturas de Secado: Alta, Media y Baja.
- Duración de los programas de 50 minutos, programación ajustable.

2) DATOS TÉCNICOS:

- Duradero tambor de acero galvanizado con una capacidad extra grande de 198 litros.
- Calentamiento muy eficiente (25.000 BTU/hora).
- Transmisión comercial para uso de trabajo continuo.


3) EXTERIOR Y SERVICIO

- Servicio total por el frente de la máquina.
- Puerta de gran dimensión, facilita carga y descarga de ropa.
- Diámetro de salida de aire: 4".

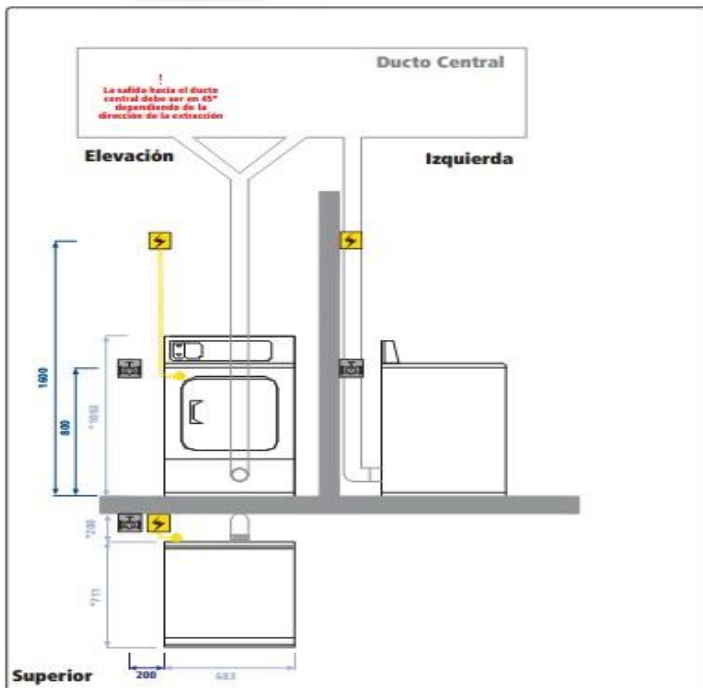
Requerimientos

 **Suministro Electrico**

Enchufe en 220V/50Hz/1 Fase.
Potencia 0,82 Kw. Consumo 3,6Amp
h: 1700mm

 **Suministro de Gas**

Suministro de Gas Natural o Licuado , Diámetro 3/4" HE, con llave de paso a la Vista h:800mm
25.000 BTU/Hr



Notas:

Para Secadora, se considera un Ducto de salida de vahos al exterior de diámetro 4".


Flujo de Aire de descarga:
85 Lt/seg. ó 180cfm. (pies cubicos por minuto)

-  Suministro de Agua
-  Suministro Eléctrico
-  Suministro Agua Fria
-  Desagüe

Planimetría

Av. Ejército libertador 733, Santiago-Chile

e-mail: ventas@marsol.cl

 (56-2) 729 20 00 Fax: (56-2) 729 2019



**Lavadora de Ropa Comercial Sin Fichas
NWT821**



Características del equipo

LAVADORA

1) CONTROLES

- Panel de control digital "MCD", muy fácil uso.
- Tiempo por ciclo: 18 a 32 min.
- Ciclos de Lavado: Normal, Planchado Permanente y Delicado.

2) DATOS TECNICOS Y CENTRIFUGADO:

- Duradera tina con tambor de ACERO INOXIDABLE de 79 litros de volumen.
- Motor: 1/2 Hp., 2 Velocidades, Reversomatic para 1725 o 1140 rpm.
- Gran velocidad de centrifugado (710 rpm.) significa menos agua residual en la ropa, lo que reduce el tiempo de secado y los costos de energía.

3) EXTERIOR Y SERVICIO

- Servicio total por el frente de la máquina.
- Patas de fácil ajuste y seguridad para nivelar la máquina.
- Presión de agua permitida: 20 a 120 PSI ó 1,4 a 8,3 Bar.

Requerimientos



Suministro eléctrico, Enchufe Simple en 220V/50Hz/1Fase. Potencia 1,1 Kw. h: 1600mm



Desagüe Diámetro 2" h: 900mm



Agua Fría Diámetro 3/4" He h: 700mm



Agua Caliente Diámetro 3/4" He h: 700mm

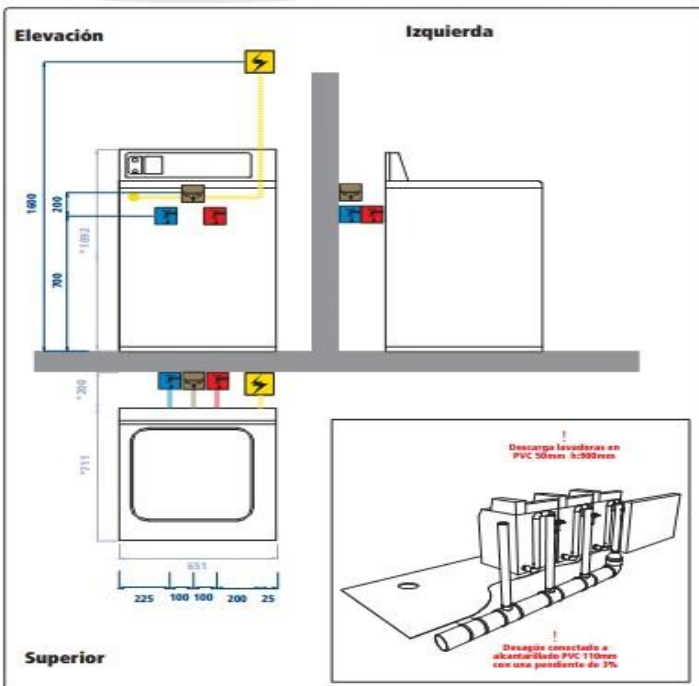
Notas:

El desagüe para este equipo deberá estar conectado a una tubería vertical de PVC de 70 cm de altura, además deberá tener un sifón para evitar malos olores en el recinto de la lavandería.

La Presión de agua permitida para la lavadora es de 20-120PSI.

- Suministro de Agua
- Suministro Eléctrico
- Suministro Agua Fría
- Desagüe

Planimetría



Av. Ejército libertador 733, Santiago-Chile

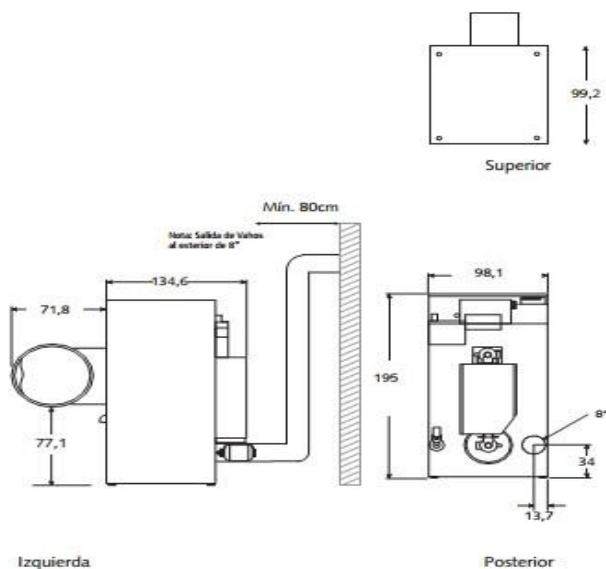
e-mail: ventas@marsol.cl

(56-2) 729 20 00 Fax: (56-2) 729 2019

Secadora Cissell, mod: TO 75 GAS

Ficha Técnica

Planimetrías



Características del Equipo

- Capacidad 34Kilos
- Canastillo Acero Inoxidable
- El equilibrio ideal entre BTU Y CFM para la máxima eficacia y secado rápido
- Inversor de Marcha
- Pintura interior y exterior antiestática resistente a la corrosión

Dimensiones

- Ancho 981mm
- Profundidad 1346mm
- Altura 1950mm

Peso

- 279 Kg.

Notas:

- El equipo debe ser instalado a una distancia mínima del muro de 80cm
- El equipo tiene una salida de vahos de 8" esta debe ir hacia el exterior.

- ☑ Suministro de electricidad
- ☑ Gas

Requerimientos de Instalación

Tipo de conexión	Altura (ft)	Amperaje (A)	Potencia (Kw)	Voltaje (V)
☑ Electricidad	170 cm		2,1	380/50/3-N+T
Tipo de conexión	Altura (ft)	Alimentación	Consumo	
☑ Gas	150 cm	1/2"	165.000 BTU	

Av. Ejército Libertador 733, Santiago-Chile

Central: (56-2) 729 20 00

Fax: (56-2) 729 20 19





Fotografía 1 Tablero perteneciente al área de lavandería



Fotografía 2 Secadoras



Fotografía 3 Rodillo de planchado



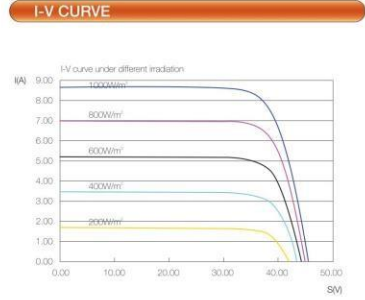
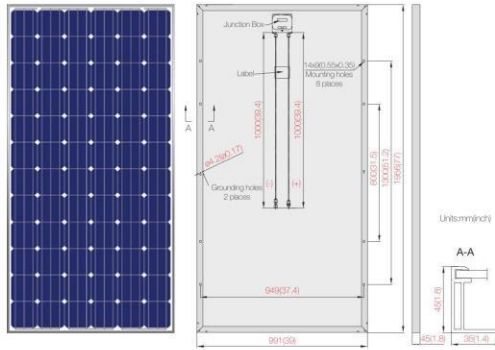
Fotografía 4 Mesa de planchado

ANEXO 2: COTIZACIONES Y FICHA TECNICA DE EQUIPOS PARA SISTEMA FOTOVOLTAICOS



JAM6 72/285-325

SOLAR PHOTOVOLTAIC MODULE



MECHANICAL PARAMETERS	
Cell (mm)	Mono 156x156
Weight (kg)	22.5
Dimensions (LxWxH) (mm)	1956x991x45
Cable cross section size (mm²)	4
No. of cells and connections	72 (6x12)
No. of diodes	3 / 6
Junction Box Connector	MC4 Compatible
Packing configuration	22Pcs. / Carton 22Pallets/40' Container

WORKING CONDITIONS	
Maximum System Voltage	DC 1000V (IEC/UL)
Operating Temp.	-40°C~+85°C
Maximum Series Fuse	15 A
Max. static load, front (e.g., snow and wind)	5400Pa (112 lb/ft²)
Max. static load, back (e.g., wind)	2400Pa (50 lb/ft²)
NOCT	45±2°C
Application Class	Class A

TYPE	JAM6-72-285/SI	JAM6-72-290/SI	JAM6-72-295/SI	JAM6-72-300/SI	JAM6-72-305/SI	JAM6-72-310/SI	JAM6-72-315/SI	JAM6-72-320/SI	JAM6-72-325/SI
Rated Maximum Power at STC (W)	285	290	295	300	305	310	315	320	325
Open Circuit Voltage (Voc/V)	45.42	45.72	45.92	46.10	46.28	46.46	46.61	46.76	46.91
Maximum Power Voltage (Vmp/V)	36.63	36.76	36.92	37.13	37.52	37.90	38.27	38.65	39.02
Short Circuit Current (Isc/A)	8.56	8.60	8.64	8.68	8.73	8.78	8.83	8.88	8.93
Maximum Power Current (Imp/A)	7.78	7.89	7.99	8.08	8.13	8.18	8.23	8.28	8.33
Module Efficiency [%]	14.60	14.85	15.11	15.37	15.62	15.88	16.14	16.39	16.64
Power Selection (W)	-0~+5 W								
Temperature Coefficient of Isc (Isc/°C)	+0.049%/°C								
Temperature Coefficient of Voc (Voc/°C)	-0.340%/°C								
Temperature Coefficient of Pmax (Pmp/°C)	-0.430%/°C								
STC	Irradiance 1000W/m², Module Temperature 25°C, Air Mass 1.5								

GUARANTEE	
10-year limited product warranty	
Limited performance warranty: 10 years at 90% of the minimal rated power output, 25 years at 80% of the minimal rated power output	

Specifications subject to technical changes and tests. JA Solar reserves the right of final interpretation. Oct. 2012 JA Solar Recycle



Electrical data in this catalog do not refer to a single module and they are not part of the offer. They only serve for comparison among different module types.

🏠 > Fotovoltaico > 2. Bateria Ciclo Profundo > Pack 2 Baterias Solares Ciclo Profundo 200ah 12v

Llámanos: 2 24080012 - 2 24093480 Whatsapp: +56 9 42625289



Pack 2 Baterias Solares Ciclo Profundo 200ah 12v

Pack 2 Baterias Ciclo Profundo VRLA 200 Amperes Marca Chisol para Sistemas Solares y Eolicos.

Código: 240050200

Cantidad:

Advertencia: ¡Últimos artículos en stock!



Precio Oferta Internet (Iva Incl)

Precio Normal Tienda: \$ 539.989

\$ 499.990

[Comprar](#)

Medios de Pago:

- Depósitos Bancarios
- Pago Sucursal Santiago
- Transferencias Electrónicas
- Tarjetas de Crédito / Débito

Me gusta [Compartir](#) 0

Imprimir

[Más](#)

[Opiniones](#)

Características Técnicas Pack 2 Baterias 200ah

Marca	Chisol
Amperaje	200AH
Voltaje	12V
Tipo	Ciclo Profundo
Modelo	Para Sistemas Solares
Clase	VRLA
Tipo	Sellada Recargable
Temperatura Nominal Trabajo	25 3°C (77 5°F)
Carga Máxima	13.5V~13.8V at 25°C(77°F)
Dimensiones	49 X 23,3 X 21,8cms
Peso	50,3 kg cada una
Cantidad	2 Unidades

Valores IVA incluido.

Valor Puesto en RM.

Despachos y envíos a todo el país (envíos por pagar).

Fotos y descripciones sujetas a cambios o modificaciones del fabricante.

Precios y Ofertas válidas por Internet.



ZIGOR SOLAR XTR3

OFERTA



Contacto: Pedro Gabriel

www.zigor.com





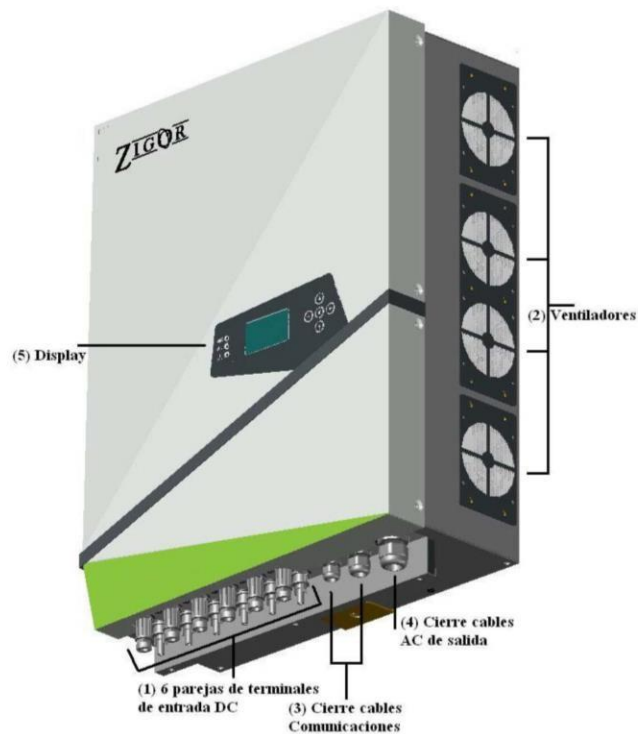
Oferta Técnica

1.2 Características constructivas.

El cofre del ZIGOR SOLAR XTR3 está construido para su funcionamiento dentro de locales o en intemperie. El grado de protección mínima de este sistema es de IP54. Las características constructivas más destacadas del equipo son las siguientes:

- Envoltorio y ventiladores IP54.
- Salida de corriente alterna: 400Vac 50/60Hz.
- Componentes de rango industrial/ doméstico.
- Sistema de refrigeración optimizado e inteligente.
- La instalación se realizará en mural.
- La entrada de todas las conexiones se realiza por la parte inferior del cofre.

1.3 Aspecto del sistema.



Aspecto exterior XTR3.



Oferta Técnica

2 ESPECIFICACIONES TECNICAS.

Modelo		ZIGOR SOLAR XTR3 15kW	ZIGOR SOLAR XTR3 20kW	ZIGOR SOLAR XTR3 30kW
Modo de conversión	Tecnología del inversor	Onda sinusoidal, fuente de corrinete, PWM de alta frecuencia		
Método de aislamiento		Diseño sin transformador		
Entrada DC				
Tensión Nominal DC	640 Vdc			
Máx. tensión DC de entrada en circuito abierto	1000 Vdc			
Rango de tensión nominal a plena carga	300 VDC - 800Vdc			
Máx. corriente de entrada DC (para cada seguidor MPPT)	18 A	25 A	36 A	
Corriente de cortocircuito de entrada DC	56 A	76 A	112 A	
N. Seguidores MPPT	3			
Salida AC				
Potencia Nominal AC	15 kW	20 kW	30 kW	
Tensión Nominal AC	3 x 400 Vac			
Método de conexión AC	3 fases - 3 hilos ó 3 fases - 4 hilos			
Rango de tensión AC	400V -20% + 20% (seleccionable según país)			
Corriente Nominal AC	22 A	29 A	44 A	
Frecuencia Nominal	50 / 60 Hz			
Factor de Potencia	>0.99 a corriente nominal			
Máx corriente Fallo	32 A			
Máx corriente Cortocircuito	32 A			
Máx Protección Corriente Salida AC	32 A			
Distorsión de Corriente	< 3%			
Datos de Rendimiento				
Máximo Rendimiento	97%			
Euro Eficiencia	96%			
Datos Medioambientales				
Temperatura de Funcionamiento	-20°C / +60°C			
	-4°F – 122°F			
Temperatura ambiente recomendada	0°C - 40°C			
	32°F - 104°F			
Humedad	0 to 90% (sin condensación)			
Altitud Máxima	2000 m			
Nivel de ruido	< 50dBA			
Comunicaciones				
Interfaz	TCP/IP Ethernet, RJ11, USB			
Protocolo	ModBus TCP/IP, SNMP			



Oferta Técnica

Panel Frontal		
LCD	Tensión entrada DC / Corriente de entrada DC / Potencia de entrada DC / Tensión de salida AC / Corriente de salida AC / Frecuencia AC / Potencia de salida AC / Rendimiento / Temperatura interior / Temperatura disipador / Estado / Errores	
LED	Rojo	Fallo de tierra o Fallo de aislamiento DC
	Amarillo	Las especificaciones de la red no coinciden con los valores de entrada estándar del Inversor XTR3
	Verde	Funcionamiento correcto del sistema
Teclado	5 Botones → SUBIR / IZQUIERDA / DERECHA / BAJAR / OK	
Protecciones		
Red	Sobre / Subtensión, Sobre / Subfrecuencia, Fallo Tierra, Fallo aislamiento DC, Funcionamiento Isla	
Cortocircuito	Entrada DC / Salida AC	
Sobretemperatura	≥ 60°C (140°F) Parada del Inversor	
Datos Mecánicos		
Altura x Anchura x Profundidad	665 x 480 x 220 mm	
Peso	39kg	
Clase de protección	IP 54	
Refrigeración	Refrigeración optimizada	
Conexiones AC	Bornas	
Conexiones DC	Tipo Multi-contact	
Cretificación		
Seguridad	VDE 4105, EN 62109-1, EN 62109-2, IEC 60146, G83/1-1, G59/2, IEC 62116, UL 1741 ⁽¹⁾ , CEI 0-21	
EMI/EMC	EN 61000-6-2, EN 61000-6-3, EN 61000-3-2, EN 61000-3-3, IEEE 1547	
Marcado	VDE, CE, ENEL	

Nota:

- Las especificaciones técnicas podrán modificarse sin previo aviso.
- Para cualquier otra necesidad técnica ó modificación de las existentes, consultar con ZIGOR.



Oferta Técnica

3 OFERTA ECONOMICA

3.1 Valoración económica.

Fecha: 12/12/2016

Descripción	Cantidad	Precio/Ud	Importe	Incoterm
INVERSOR SOLAR XTR 15 KW	1Ud	2.350€	2.950€	EXW Vitoria

Importe Total	2.950€
----------------------	---------------

- IVA / IGIC no incluidos en los precios ofertados.
- Condiciones de pago:
 - o 60% antes del pedido. En caso de cancelación del pedido antes del envío, la cantidad adelantada no será reembolsada en concepto de indemnización por daños y perjuicios producidos a ZIGOR Corporación.
 - o 40% antes de la entrega.
 - o Para pagos a crédito es condición indispensable la cobertura del importe de la operación por nuestra compañía aseguradora. En caso contrario, no se admitirán pagos a crédito sin la aportación de avales y/o garantías de pago.
- Garantía:
 - o Inversores ZIGOR SOLAR XTR3: 3 años.
- Validez de la oferta: 2 meses.
- Instalación: No incluida.
- Plazo de entrega: 4-5 meses.

3.2 CONDICIONES PARTICULARES GARANTÍA

ZIGOR CORPORACIÓN, S. A. garantiza al comprador el buen funcionamiento contra defectos de fabricación y/o mano de obra de su suministro durante el periodo definido a contar a partir de la fecha de entrega del material, reflejada en albarán y/o factura.

Esta garantía incluye reparación de materiales defectuosos en fábrica (Vitoria), en condiciones EXW, siempre que se den circunstancias de buen uso en el equipo (excepto filtros de aire). La garantía no incluye el coste de envío y/o retorno de las piezas de recambio.

El cliente asumirá los gastos de viaje, alojamiento, comida y seguridad del personal ZIGOR que por alguna causa y siempre de mutuo acuerdo entre las partes, se precise su presencia en la instalación.

En cualquier otra circunstancia será imputado el coste económico de los desplazamientos.

Exclusiones de la garantía:



Oferta Técnica

- Daños provocados por condiciones atmosféricas o ambientales adversas.
- Instalación inadecuada del equipo.
- Manipulación o tratamiento inadecuado de los equipos.
- Deterioros de los equipos debidos a agentes externos (agua, humedad, suciedad, animales, insectos, etc.).

Así como los supuestos detallados a continuación:

- Cuando la avería se deba a manipulación impropia según el Manual de Operación, utilización indebida, acto de negligencia, defecto de la red eléctrica AC o defecto de la tensión fotovoltaica DC.
- Averías producidas por accidente, robo, incendio, condiciones ambientales no admisibles, por tormentas o catástrofe natural.
- Cuando se haya intentado realizar o se haya realizado, una intervención por un Servicio Técnico no autorizado por ZIGOR Corporación.
- Cuando el equipo haya sido desplazado de su ubicación original y vuelto a instalar sin el consentimiento escrito ó intervención previa de ZIGOR Corporación.
- Cuando se modifiquen las condiciones de funcionamiento del equipo verificadas durante la puesta en servicio del mismo, sin autorización de ZIGOR Corporación.
- Cuando el equipo haya sido instalado en una ubicación que no cumpla los requisitos dictados en el Manual de Operación, referidos a las condiciones de instalación.
- Cuando el cliente no demuestre fehacientemente la realización sistemática de las operaciones de mantenimiento periódicas descritas en el Manual de Operación del equipo y Plan de mantenimiento.

La instalación, intervención, manipulación, modificación o reparación de los productos por personal no autorizado por escrito por ZIGOR Corporación, también cancelará la garantía.

La validez de la garantía se limita al uso correcto de los equipos según el Manual de Operación y siempre y cuando se respeten las características originales del equipo.



CONDICIONES GENERALES DE VENTA

Vigencia y resolución

Las presentes Condiciones Generales de Venta serán de aplicación a todas las ofertas realizadas por ZIGOR CORPORACIÓN S.A. que hayan sido aceptadas por el Cliente.

Los derechos y obligaciones de las Condiciones Generales de Venta que por su propia naturaleza deban subsistir, permanecerán en vigor con posterioridad a la ejecución de un pedido.

Pedidos y entregas

Los Clientes deberán remitir los pedidos a ZIGOR CORPORACIÓN S.A. por escrito y firmados por personas con poder suficiente. Todo pedido deberá contener lo siguiente:

- Referencia del producto objeto del pedido que figure en la oferta, cantidad, lugar de entrega, domicilio para facturación y número de referencia del pedido.

La aceptación de los pedidos del Cliente sólo tendrá efecto en el momento de la recepción de dicho pedido por ZIGOR CORPORACIÓN S.A., dentro del plazo de validez de la oferta y con los requisitos anteriormente señalados.

- ZIGOR CORPORACIÓN S.A. se reserva el derecho de suministrar materiales de distinto fabricante al detallado en la oferta, garantizando prestaciones iguales o superiores.

- ZIGOR CORPORACIÓN S.A. podrá hacer entregas parciales y facturar dichas entregas por separado. Dichas entregas parciales no eximirán al Cliente de su obligación de aceptar el resto del pedido.

- En el caso de que el cliente solicite el almacenaje de los equipos transcurrida la fecha de entrega, se le repercutirá un cargo en concepto de almacenaje del 1% del importe del equipo por mes. Cuando el equipo solicitado esté equipado con baterías de Plomo que requieran recargas periódicas de mantenimiento durante el tiempo que se mantengan almacenadas previamente a su instalación y el Cliente solicite que se retrase la fecha de entrega respecto a la del pedido en los almacenes de ZIGOR, ZIGOR no se responsabilizará de realizar cargas de mantenimiento salvo por petición expresa del cliente y asumiendo este los costes de estos trabajos.

- Las entregas realizadas dentro del territorio español (Península) incluirán, salvo estipulación en contrario, transporte sobre camión a la dirección que se indique en el pedido. En caso de ser necesarios medios especiales para el transporte y descarga del material, se reflejará en el pedido y será facturado aparte. Si se desconociera, en el momento de realizar el pedido, la necesidad de medios especiales de transporte la petición de los mismos se efectuará con al menos 7 días naturales de antelación con respecto a la fecha prevista de entrega del material. Para envíos fuera de la Península las condiciones se negociarán aparte.

- En caso que se contrate la instalación ó puesta en marcha de los equipos, el Cliente deberá ponerse en contacto con ZIGOR CORPORACIÓN S.A. (ZMS, Tel.directo +34945290360) con al menos una semana de antelación a la fecha prevista para realizar los trabajos solicitados.

- En lo referente a la entrega de las mercancías, el riesgo de pérdida ó daño de los productos, pasará al Cliente en el momento de la puesta a disposición de los mismos por ZIGOR CORPORACIÓN S.A., en el lugar indicado por el Cliente, disponiendo el Cliente de 24 horas para reclamar por defecto en la cantidad ó calidad de los productos recibidos. El Cliente será responsable de comunicar por escrito el aviso de recepción de material en mal estado y hacer constar esta circunstancia en el albarán de entrega del transportista a la recepción del mismo. Transcurrido este periodo se entenderán los mismos aceptados por el Cliente. Si dentro de dicho plazo el Cliente comunicara a ZIGOR CORPORACIÓN S.A. un defecto significativo en los productos recibidos, ZIGOR CORPORACIÓN S.A. podrá optar por reparar o sustituir los productos.

Pago

Las condiciones generales de pago serán las siguientes: pago mediante transferencia bancaria a 30 días fecha de factura salvo acuerdo en contrario. En caso de demora, las cantidades debidas por el Cliente devengarán un interés desde la fecha de vencimiento de las mismas igual al EURIBOR (ó índice que lo sustituya) a un año aumentado en tres – 3 – puntos.

Para pedidos personalizados "llave en mano", las condiciones generales de pago serán: pago anticipado mediante transferencia bancaria del 25% del importe total del pedido a la aceptación de la orden. El 75% restante será negociado entre las partes. En caso de cancelación de pedido, se entenderá el importe anticipado como indemnización por los perjuicios causados.

En todo caso, para pagos a crédito, la forma de pago estará sujeta a la cobertura del importe por parte de nuestra compañía aseguradora.

Reserva de dominio

ZIGOR CORPORACIÓN S.A. se reserva el dominio de los productos hasta su pago total por el Cliente. El impago de parte ó la totalidad del importe facturado, facultarán a ZIGOR CORPORACIÓN S.A. a resolver el presente contrato con una simple Notificación Certificada con acuse de recibo, con la pérdida por parte del Cliente de las cantidades entregadas hasta ese momento en concepto de daños y perjuicios. El Cliente no podrá vender total ó parcialmente los bienes adquiridos hasta su pago total, debiéndolo conservar en su poder y a disposición de ZIGOR CORPORACIÓN S.A. en cuanto este último lo solicite.

Impuestos

Los precios de la oferta de los Productos no incluyen el IVA.

Garantía

En el caso de equipos suministrados con batería de plomo, los elementos de la citada batería salen cargados de fábrica. Bajo estas condiciones los elementos pueden ser almacenados hasta 2 años, siempre y cuando se les efectúe una carga como mínimo cada 6 meses durante su almacenamiento. En caso de no observar estas recomendaciones, se perderán las condiciones de garantía.

ZIGOR CORPORACIÓN S.A., salvo acuerdo en contrario, garantiza al Cliente que la fabricación de los equipos estará libre de defectos durante el plazo de un (1) año, a contar desde la fecha de entrega al Cliente, y que los que sean instalados por ZIGOR CORPORACIÓN S.A. se garantizan por un período de dos (2) años a contar desde la fecha de su instalación.

ZIGOR CORPORACIÓN S.A. bajo la presente garantía tendrá la potestad de proceder a la reparación de los equipos ó su sustitución.

Salvo acuerdo en contrario, la reparación ó sustitución se llevará a cabo en las instalaciones de ZIGOR CORPORACIÓN S.A. En el supuesto en que ZIGOR CORPORACIÓN S.A. determine que el equipo no es defectuoso ó ha sufrido una manipulación no autorizada, lo podrá devolver al Cliente a portes debidos y estará autorizado a cobrar al Cliente un cargo por la realización de tales comprobaciones.

Limitación de responsabilidad

La responsabilidad global de ZIGOR CORPORACIÓN S.A. respecto del Cliente por reclamaciones efectuadas bajo las presentes Condiciones Generales de Venta, quedará limitada al precio del equipo facturado al Cliente por aquellos productos a los que se refieran las reclamaciones interpuestas, ya sea por vía ó acción contractual ó extra contractual.

ZIGOR CORPORACIÓN S.A. no asumirá responsabilidad alguna por daños indirectos - ya sean patrimoniales ó morales - relacionados con ó derivados de las Condiciones Generales de Venta - en particular incluyendo lucro cesante, pérdidas de uso, datos, pedidos u otros perjuicios comerciales ó ventajas económicas - cualquiera que sea la causa de estos daños, ya sea por vía de acción contractual, por incumplimiento de estas Condiciones Generales de Venta, incluyendo las obligaciones de garantía derivado de las mismas ó extra contractual, incluso aunque haya sido previamente notificada la posibilidad de dicho daño.

Fuerza Mayor.

Ninguna de las partes será responsable por el incumplimiento de estas Condiciones Generales de Venta, si tal incumplimiento estuviera motivado por causas de fuerza mayor. En tal caso la parte afectada por la fuerza mayor deberá remitir inmediatamente una Notificación a la otra parte y hacer todo lo posible para continuar la ejecución de sus obligaciones.

Acuerdo total.

Las presentes Condiciones Generales de Venta constituyen el acuerdo total entre las partes referentes a los Productos. Toda modificación deberá ser efectuada por escrito y firmada por un representante debidamente autorizado de cada una de las partes.

Ley aplicable y Jurisdicción.

Las presentes Condiciones Generales de Venta se regirán por la ley española. Las partes con expresa renuncia al fuero que pudiera corresponderles se someten a los Juzgados y Tribunales de la ciudad de Vitoria-Gasteiz para dirimir cualquier diferencia que pudiera derivarse de estas CONDICIONES GENERALES DE VENTA

DC main switch for photovoltaic installations

C60NA-DC



The C60NA-DC is a direct current switch-disconnector dedicated to disconnection of the string of photovoltaic modules and the PV inverter.

It is designed to isolate the string of photovoltaic modules and the inverter from the rest of the photovoltaic installation for maintenance operations in complete safety.

Combined with a circuit breaker (of the C60PV-DC type, for example), the C60NA-DC will be installed in a string PV protection enclosure close to the strings of photovoltaic modules. It can also be installed near the PV inverter.

It can be locked (by a padlocking device) in OFF position to ensure safety during maintenance operations. Since a fault current can flow in the reverse direction to the normal operating current, the C60NA-DC can switch a multi-directional current.

C60NA-DC is not polarity sensitive: (+) and (-) wires can be inverted without any risk.

The C60NA-DC is delivered with three inter-pole barrier to provide increased isolation distance between two adjacent connectors.

IEC / EN 60947-3

CE



Main characteristics	
Operating voltage (Ue)	20 A: 1000 V CC
	32 A: 800 V CC
	50 A: 700 V CC
Rated insulation voltage (Ui)	1,000 V DC
Rated operational current (Ie)	50 A
Impulse voltage (Uimp)	6 kV
Permissible rated short-time withstand current (Icw)	600 A
Rated short-circuit closing current (Icm)	1 kA
Electrical connection	By the top for In and Out
Number of poles	2P
Number of modules of 9 mm	8
Diagrams	
Standards	IEC 60947-3 EN 60947-3
Catalogue number	A9N61690
Auxiliaries	See modules CA907008 and CA907013

Additional characteristics			
Rating (A)	Voltage drop (mV)	Impedance (mΩ)	Power loss (W)
20 A	100	5.02	2
32 A	151	5.02	5.14
50 A	251	5.02	12.55



DESCRIPCIÓN DEL PRODUCTO

El **Interruptor automático trifásico 32A de Legrand** te ofrece la protección que estás buscando contra cortocircuitos y sobrecargas de la red eléctrica. Cuenta con altos niveles de seguridad en su conexión porque posee bornes con jaula. Es tripolar termomagnético de 32 amp y corta las 3 fases al detectar una falla en alguna de ellas.

Características:

Curva: C

Tensión: 230 - 400 V

El Interruptor automático trifásico de Legrand tiene un alto poder de ruptura y su montaje es para riel Din. Tiene un portaetiqueta para identificación de circuitos.

FICHA TÉCNICA

Atributo	Detalle
Descripción	Tripolar termomagnético 32 amp.
Uso	Protección contra cortocircuitos y sobrecarga de red eléctrica. Corta las 3 fases al detectar una falla en alguna de ellas.
Características	Conexión segura ya que posee bornes con jaula. Porta-etiqueta para identificación de circuitos.
Tensión	230 - 400V
Curva	C
Poder de ruptura	6 KA
Montaje	Para riel Din
Origen	Chile
Garantía	3 Meses

ANEXO 3: 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 Publiguías 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 pfg 1 169/08.2007)					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, Exzhelent Solar ZZ-F (AS), XZ1FA3Z-K (AS) o equivalente. (Norma TÜV 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-Isia, 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 4: TABLA DE CONDUCTORES NORMA NCH ELEC 4/2003 Y OTROS

A-64 Power Distribution System Design

Cutler-Hammer
January 1999

Reference Data – Conductor Resistance, Reactance, Impedance

A

The tables below are average characteristics based on data from several manufacturers of copper and aluminum conductors and cable, and also NEC Table 9. Values from different sources vary because of operating temperatures, wire stranding, insulation materials and thicknesses, overall diameters, random

lay of multiple conductors in conduit, conductor spacing, and other divergences in materials, test conditions and calculation methods. These tables are for 600-volt conductors, at an average temperature of 75°C. Other parameters are listed in the notes. For medium-voltage cables, differences among

manufacturers are considerably greater because of the wider variations in insulation materials and thicknesses, shielding, jacketing, overall diameters, and the like. Therefore, data for medium-voltage cables should be obtained from the manufacturer of the cable to be used.

Average Characteristics of 600-Volt Conductors (Ohms per 100 Feet)

Table A45: Two or Three Single Conductors

Wire Size, AWG or kcmil	Copper Conductors						Aluminum Conductors					
	Magnetic Conduit			Nonmagnetic Conduit			Magnetic Conduit			Nonmagnetic Conduit		
	R	X	Z	R	X	Z	R	X	Z	R	X	Z
14	.3130	.00780	.3131	.3130	.00624	.3131	—	—	—	—	—	—
12	.1968	.00730	.1969	.1968	.00584	.1969	—	—	—	—	—	—
10	.1230	.00705	.1232	.1230	.00564	.1231	—	—	—	—	—	—
8	.0789	.00691	.0792	.0789	.00553	.0791	—	—	—	—	—	—
6	.0490	.00640	.0494	.0490	.00512	.0493	.0833	.00509	.0835	.0833	.00407	.0834
4	.0318	.00591	.0323	.0318	.00473	.0321	.0530	.00490	.0532	.0530	.00392	.0531
2	.0203	.00548	.0210	.0203	.00438	.0208	.0335	.00457	.0338	.0335	.00366	.0337
1	.0162	.00533	.0171	.0162	.00426	.0168	.0267	.00440	.0271	.0267	.00352	.0269
1/0	.0130	.00519	.01340	.0129	.00415	.0130	.0212	.00410	.0216	.0212	.00328	.0215
2/0	.0104	.00511	.01159	.0103	.00409	.01108	.0170	.00396	.0175	.0170	.00317	.0173
3/0	.00843	.00502	.00981	.00803	.00402	.00898	.01380	.00386	.0143	.01380	.00309	.01414
4/0	.00696	.00489	.00851	.00666	.00391	.00772	.01103	.00381	.0117	.01097	.00305	.01139
250	.00588	.00487	.00763	.00578	.00390	.00697	.00936	.00375	.01008	.00933	.00300	.00980
300	.00512	.00484	.00705	.00501	.00387	.00633	.00810	.00366	.00899	.00797	.00293	.00849
350	.00391	.00480	.00619	.00380	.00384	.00540	.00694	.00360	.00782	.00688	.00288	.00746
400	.00369	.00476	.00602	.00356	.00381	.00521	.00618	.00355	.00713	.00610	.00284	.00673
450	.00330	.00467	.00595	.00310	.00374	.00486	.00548	.00350	.00650	.00536	.00280	.00605
500	.00297	.00458	.00546	.00275	.00366	.00458	.00482	.00346	.00593	.00470	.00277	.00546
600	.00261	.00445	.00525	.00241	.00364	.00437	.00409	.00355	.00542	.00395	.00284	.00486
700	.00247	.00448	.00512	.00247	.00358	.00435	.00346	.00340	.00485	.00330	.00272	.00428
750	.00220	.00441	.00493	.00198	.00353	.00405	.00308	.00331	.00452	.00278	.00265	.00384
1000	—	—	—	—	—	—	.00250	.00330	.00414	.00230	.00264	.00350

Table A46: Three-conductor Cables (and Interlocked Armored Cable)

Wire Size, AWG or kcmil	Copper Conductors						Aluminum Conductors					
	Magnetic Conduit			Nonmagnetic Conduit			Magnetic Conduit			Nonmagnetic Conduit		
	R	X	Z	R	X	Z	R	X	Z	R	X	Z
14	.3130	.00597	.3131	.3130	.00521	.3130	—	—	—	—	—	—
12	.1968	.00558	.1969	.1968	.00487	.1969	—	—	—	—	—	—
10	.1230	.00539	.1231	.1230	.00470	.1231	—	—	—	—	—	—
8	.0789	.00529	.0790	.0789	.00461	.0790	—	—	—	—	—	—
6	.0490	.00491	.0492	.0490	.00427	.0492	.0833	.00509	.0834	.0833	.00407	.0834
4	.0318	.00452	.0321	.0318	.00394	.0320	.0530	.00490	.0532	.0530	.00392	.0531
2	.0203	.00420	.0207	.0203	.00366	.0206	.0335	.00457	.0338	.0335	.00366	.0337
1	.0162	.00408	.0167	.0162	.00355	.0166	.0267	.00440	.0271	.0267	.00352	.0269
1/0	.0130	.00398	.0136	.0129	.00346	.0134	.0212	.00410	.0216	.0212	.00328	.0215
2/0	.0104	.00390	.0111	.0103	.00341	.0108	.0170	.00396	.0175	.0170	.00317	.0173
3/0	.00843	.00384	.00926	.00803	.00335	.00870	.01380	.00389	.0143	.01380	.00309	.01414
4/0	.00696	.00375	.00791	.00666	.00326	.00742	.01103	.00381	.0117	.01097	.00305	.01139
250	.00588	.00373	.00696	.00578	.00325	.00663	.00936	.00375	.01006	.00933	.00300	.00980
300	.00512	.00370	.00632	.00501	.00323	.00596	.00810	.00366	.00889	.00797	.00293	.00849
350	.00391	.00365	.00535	.00380	.00320	.00497	.00694	.00360	.00782	.00688	.00288	.00746
400	.00369	.00360	.00516	.00356	.00318	.00477	.00618	.00355	.00713	.00610	.00284	.00673
450	.00330	.00351	.00503	.00310	.00312	.00440	.00548	.00350	.00650	.00536	.00280	.00605
500	.00297	.00343	.00454	.00275	.00305	.00411	.00482	.00346	.00593	.00470	.00277	.00546
600	.00261	.00337	.00426	.00241	.00303	.00387	.00409	.00355	.00542	.00395	.00284	.00486
700	.00247	.00330	.00412	.00227	.00298	.00375	.00346	.00341	.00486	.00330	.00272	.00428
750	.00220	.00323	.00391	.00198	.00294	.00354	.00308	.00331	.00452	.00278	.00265	.00384
1000	—	—	—	—	—	—	.00250	.00330	.00414	.00230	.00264	.00350

□ Resistance and reactance are phase-to-neutral values, based on 60 Hertz ac, 3-phase, 4-wire distribution, in ohms per 100 feet of circuit length (not total conductor lengths).
 □ Based upon conductivity of 100% for copper, 61% for aluminum.

□ Based on conductor temperatures of 75°C. Reactance values will have negligible variation with temperature. Resistance of both copper and aluminum conductors will be approximately 5% lower at 60°C or 5% higher at 90°C. Data shown in tables may be used without significant error between 60°C and 90°C.

□ For interlocked armored cable, use magnetic conduit data for steel armor and non-magnetic conduit data for aluminum armor.
 □ $Z = \sqrt{X^2 + R^2}$
 □ For busway impedance data, see section H2 of this catalog.



Tabla N° 8.7a

Intensidad de Corriente Admisible para Conductores Aislados Fabricados según Normas Norteamericanas. Secciones AWG Sobre la Base de una Temperatura Ambiente de: 30° C

Sección [mm ²]	Temperatura de Servicio [°C]					
	60		75		90	
	Tipos TW, UF		Tipos THW, THWN, TTU, TTMU, PT, PW		Tipos THHN,XTU, XTMU, EVA, USE-RHH, USE-RHHM, ET, EN	
	Grupo A	Grupo B	Grupo A	Grupo B	Grupo A	Grupo B
2,08 N° 14 AWG	20*	25*	20*	30*	25*	35*
3,31 N° 12 AWG	25*	30*	25*	35*	30*	40*
5,26 N° 10 AWG	30*	40*	35*	50*	40*	55*
8,37 N° 8 AWG	40	60	50	70	55	80
13,3 N° 6 AWG	55	80	65	95	75	105
21,2 N° 4 AWG	70	105	85	125	95	140
26,7 N° 3 AWG	85	120	100	145	110	165
33,6 N° 2 AWG	95	140	115	170	130	190
42,4 N° 1 AWG	110	165	130	195	150	220
53,5 N° 1/0 AWG	125	195	150	230	170	260
67,4 N° 2/0 AWG	145	225	175	265	195	300
85 N° 3/0 AWG	165	260	200	310	225	350
107,2 N° 4/0 AWG	195	300	230	360	260	405
126,7 250 MCM	215	340	255	405	290	455
151,8 300 MCM	240	375	285	445	320	505
177,3 350 MCM	250	420	310	505	350	570
202,7 400 MCM	280	455	335	545	380	615
253,2 500 MCM	320	515	380	620	430	700
303,6 600 MCM	355	575	420	690	475	780
354,7 700 MCM	385	630	460	755	520	855
379,5 750 MCM	400	655	475	785	535	885
405,4	410	680	490	815	555	920
456,0	435	730	520	870	585	985
506,7 1000 MCM	455	780	545	935	615	1055
633,4	495	890	590	1065	665	1200
750,1	520	980	625	1175	705	1325
886,7	545	1070	650	1280	735	1455
1.013	560	1155	665	1385	750	1560

Grupo A.- Hasta tres conductores en ducto, en cable o directamente enterrados.

Grupo B.- Conductor simple al aire libre. Para aplicar esta capacidad, en caso de conductores que corran paralelamente, debe existir entre ellos una separación mínima equivalente a un diámetro del conductor.

No obstante lo indicado en la tabla, las protecciones de cortocircuito de los conductores de 2,08 mm², 3,31 mm² y 5,26 mm², no deberán exceder de 16, 20 y 32 A, respectivamente

Tabla N° 8.8
Factor de Corrección de Capacidad de Transporte de Corriente por Cantidad de Conductores en Tubería.

Cantidad de Conductores	Factor de Corrección f_n
4 a 6	0,8
7 a 24	0,7
25 a 42	0,6
sobre 42	0,5

Tabla N° 8.9
Factor de Corrección de la Capacidad de Transporte de Corriente por Variación de Temperatura Ambiente. Secciones Métricas

Temperatura Ambiente ° C	Factor de Corrección f_t
10	1,22
15	1,17
20	1,12
25	1,07
30	1,00
35	0,93
40	0,87
45	0,79
50	0,71
55	0,61
60	0,50
65	-

Tabla N° 8.9a
Factor de Corrección de la Capacidad de Transporte de Corriente por Variación de Temperatura Ambiente. Secciones AWG

Temperatura Ambiente [°C]	Factor de Corrección f_t		
	Temperatura de Servicio del Conductor [°C]		
	60	75	90
21-25	1,08	1,05	1,04
26-30	1,00	1,00	1,00
31-35	0,91	0,94	0,96
36-40	0,82	0,88	0,91
41-45	0,71	0,82	0,87
46-50	0,58	0,75	0,82
51-55	0,41	0,67	0,76
56-60	-	0,58	0,71
61-70	-	0,33	0,58
71-80	-	-	0,41

Tabla N° 8.17
Cantidad Máxima de Conductores en Tubos de Acero Barnizado,
Tubos Galvanizados Livianos y Tubos Plásticos Flexibles

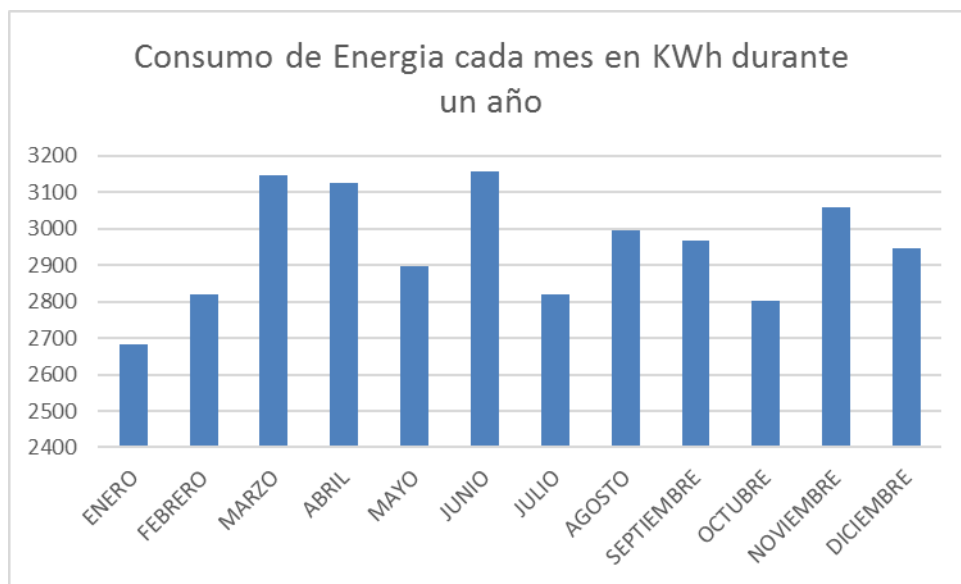
Tipo de Ducto	t.p.r.	t.a.	t.a.g.	t.p.f.	t.a.	t.a.g.
Diámetro Nominal	1/2"	5/8"	3/4"	1"	1 1/4"	1 1/2"
Conductor						
Tipo y Sección Nominal [mm²]	Cantidad de Conductores					
NYA – THHN						
1	7	10	16	30	-	-
1,5	6	7	13	25	-	-
2,5	3	6	7	16	26	-
4	3	4	6	10	18	26
6	1	3	5	7	14	22
10	1	1	3	5	9	13

Tabla N° 8.18
Cantidad Máxima de Conductores en Tubos de Acero Galvanizados de Pared
Gruesa (Cañerías), Tuberías No Metálicas y Tuberías Metálicas Flexibles

Tipo de Ducto	t.p.p.	t.p.r.	c.a.g.	t.p.p. - t.p.r. - c.a.g.									t.p.p.	t.p.r.	c.a.g.
Diámetro Nominal	1/2"	16 mm	1/2"	3/4"	1"	1 1/4"	1 1/2"	2"	2 1/2"	3"	3 1/2"	4"	110 mm	4"	
Conductor															
Tipo y Sección Nominal [mm²]	Cantidad de Conductores														
NSYA	THW – THWN														
1,5	-	4	5	7	12	20	36	-	-	-	-	-	-	-	
-	2,08	3	3	5	8	13	23	32	-	-	-	-	-	-	
-	-	3	4	6	10	16	28	39	-	-	-	-	-	-	
-	3,31	2	3	4	7	11	19	26	42	-	-	-	-	-	
-	-	2	3	4	8	13	22	30	50	-	-	-	-	-	
-	5,26	1	2	3	5	8	14	20	33	-	-	-	-	-	
-	-	2	2	3	6	10	18	24	40	-	-	-	-	-	
-	8,37	1	1	1	3	5	9	12	20	31	-	-	-	-	
-	-	1	1	2	4	6	11	16	26	37	-	-	-	-	
-	13,3	1	1	1	2	4	7	10	16	23	38	-	-	-	
-	-	1	1	1	2	4	7	10	16	23	36	-	-	-	
-	21,2	1	1	1	1	3	5	7	11	16	25	-	-	-	
-	-	1	1	1	1	3	5	6	9	15	24	32	-	-	
-	26,7	1	1	1	1	2	4	6	10	14	20	29	-	-	
-	33,6	1	1	1	1	2	4	5	8	12	14	24	29	30	
-	-	1	1	1	1	2	4	5	8	13	19	26	30	31	
-	42,4	1	1	1	1	1	2	4	6	9	13	18	21	22	
-	-	1	1	1	1	1	2	4	6	9	13	18	21	22	
-	53,5	1	1	1	1	1	2	3	5	7	11	15	18	19	
-	67,4	1	1	1	1	1	1	2	4	6	9	12	15	15	
-	-	1	1	1	1	1	2	3	4	6	10	14	16	17	
-	85,0	1	1	1	1	1	1	2	3	5	8	11	13	13	
-	-	1	1	1	1	1	1	2	3	5	8	10	12	13	
-	107,2	1	1	1	1	1	1	3	4	7	9	11	11	11	
-	-	1	1	1	1	1	1	3	4	6	8	10	10	11	
-	126,7	1	1	1	1	1	1	2	3	5	7	8	9	9	
-	-	1	1	1	1	1	1	2	3	4	6	7	8	8	
-	152	1	1	1	1	1	1	2	3	4	6	7	8	8	
-	177,3	1	1	1	1	1	1	1	3	4	5	6	7	7	
-	-	1	1	1	1	1	1	1	3	4	5	6	7	7	
-	185	1	1	1	1	1	1	1	2	4	5	6	6	6	
-	202	1	1	1	1	1	1	1	2	3	4	5	5	5	
-	-	1	1	1	1	1	1	1	1	2	3	4	4	4	
-	240	1	1	1	1	1	1	1	1	2	3	4	4	4	
-	253	1	1	1	1	1	1	1	1	2	3	4	4	4	
-	-	1	1	1	1	1	1	1	1	2	3	4	4	4	
-	300	1	1	1	1	1	1	1	1	2	3	3	3	3	
-	304,0	1	1	1	1	1	1	1	1	2	3	3	3	3	
-	380,0	1	1	1	1	1	1	1	1	2	3	3	3	3	
-	-	1	1	1	1	1	1	1	1	2	3	3	3	3	
-	400	1	1	1	1	1	1	1	1	2	3	3	3	3	
-	506,7	1	1	1	1	1	1	1	1	2	3	3	3	3	

ANEXO 5: TARIFA DE SUMINISTRO CGED Y OTROS

CGE DISTRIBUCION											
Tarifas de Suministro Eléctrico - 1 de enero de 2017											
Empresa	Comuna	codigo empresa	Sector Tarifario	Aéreo o Subterráneo	TARIFAS AT4.1, AT4.2, AT4.3						
					\$/cliente			\$/kWh		\$/kW/mes	
					Cargo Fijo AT-4.1	Cargo Fijo AT-4.2	Cargo Fijo AT-4.3	Cargo Único por Uso del Sistema Troncal	Energía	Pot. Contratada o Leída Suministrada	Pot. Contratada o Leída en Horas de Punta
CGE DISTRIBUCIÓN	Buín	CGD	SIC4-2-A	Aéreo	837,95	1.403,72	1.491,700	1,479	82,857	816,8	6.891,8
CGE DISTRIBUCIÓN	Calera de Tango	CGD	SIC3-1-A	Aéreo	837,95	1.403,72	1.491,700	1,479	75,798	816,8	6.765,8
CGE DISTRIBUCIÓN	Chiguayante	CGD	SIC5-1-A	Aéreo	837,95	1.403,72	1.491,700	1,479	80,987	816,8	6.868,9
CGE DISTRIBUCIÓN	Chillán	CGD	SIC4-13-A	Aéreo	1.118,78	1.695,20	1.842,690	1,479	82,857	2.110,6	8.347,4
CGE DISTRIBUCIÓN	Chillán	CGD	SIC4-13-S2	Subt.2	1.118,78	1.695,20	1.842,690	1,479	82,857	2.110,6	8.347,4
CGE DISTRIBUCIÓN	Chillán Viejo	CGD	SIC4-14-A	Aéreo	1.118,78	1.695,20	1.842,690	1,479	82,857	2.110,6	8.347,4
CGE DISTRIBUCIÓN	Chimbarongo	CGD	SIC4-1-A	Aéreo	837,95	1.403,72	1.491,700	1,479	82,857	816,8	6.891,8
CGE DISTRIBUCIÓN	Codegua	CGD	SIC4-1-A	Aéreo	837,95	1.403,72	1.491,700	1,479	82,857	816,8	6.891,8
CGE DISTRIBUCIÓN	Colemu	CGD	SIC5-11-A	Aéreo	1.089,84	1.661,44	1.784,930	1,479	80,987	2.045,1	8.250,8
CGE DISTRIBUCIÓN	Coihueco	CGD	SIC4-11-A	Aéreo	1.089,84	1.661,44	1.784,930	1,479	82,857	2.045,1	8.273,6
CGE DISTRIBUCIÓN	Coinco	CGD	SIC4-1-A	Aéreo	837,95	1.403,72	1.491,700	1,479	82,857	816,8	6.891,8
CGE DISTRIBUCIÓN	Coltauco	CGD	SIC4-1-A	Aéreo	837,95	1.403,72	1.491,700	1,479	82,857	816,8	6.891,8
CGE DISTRIBUCIÓN	Concepción	CGD	SIC5-1-A	Aéreo	837,95	1.403,72	1.491,700	1,479	80,987	816,8	6.868,9
CGE DISTRIBUCIÓN	Concepción	CGD	SIC5-1-S1	Subt.1	837,95	1.403,72	1.491,700	1,479	80,987	1.388,6	7.512,1
CGE DISTRIBUCIÓN	Concepción	CGD	SIC5-1-S2	Subt.2	837,95	1.403,72	1.491,700	1,479	80,987	816,8	6.868,9
CGE DISTRIBUCIÓN	Concepción	CGD	SIC5-1-S3	Subt.3	837,95	1.403,72	1.491,700	1,479	80,987	1.388,6	7.512,1



Consumo Energético de Lavandería

PLANILLA PCEE-CO		enero-16	febrero-16	marzo-16	abril-16	mayo-16	junio-16	julio-16
RECINTO	T.D.	Consumo [Kwh]						
ZONA EXTERNA								
	NORM(2)	13.483	13.842	17.238	17.041	17.025	21.058	16.311
	EMER(1)	11.316	11.834	12.926	11.252	11.574	12.848	11.204
	EMER(4)	1.599	1.692	1.983	1.691	1.736	1.992	1.704
	COMP(6)	268	269	317	287	286	300	246
Central de Alimentación Externa (CAE).		26.666	27.637	32.464	30.271	30.621	36.198	29.465
	NOR(3)	311	471	578	654	985	1.332	1.231
	EME(5)	7	36	162	135	185	161	176
SERVICIO		318	508	740	789	1.169	1.494	1.407
ZONA INTERNA								
HOSPITAL	EMER	2.310	3.170	3.640	3.750	4.170	6.110	4.910
	COMP	218	218	270	249	244	298	251
HOSPITAL		2.528	3.388	3.910	3.999	4.414	6.408	5.161
	NORM	456	382	468	308	405	467	487
	EMER	758	791	796	845	771	717	741
	COMP	404	412	506	490	458	560	412
REINSECCION SOCIAL (2 PISO GUARDIA INTERNA)		1.618	1.575	1.770	1.643	1.634	1.744	1.640
	NORM	1.286	1.368	1.725	1.807	1.709	2.228	1.780
	EMER	6.980	7.370	7.780	6.850	6.990	7.490	6.370
CENTRAL DE DISTRIBUCION INTERNA (CDI)		8.266	8.738	9.505	8.657	8.699	9.718	8.150
LAVANDERIA	NORM	2.683	2.818	3.145	3.126	2.897	3.158	2.818
	EMER	850	243	114	186	193	227	89
	NORM	223	17	51	125	121	154	45
TALLER 1		1.073	260	165	311	314	381	134
	EMER	21	4	7	34	40	45	35
	NORM	603	472	152	186	192	294	221
TALLER 2		624	476	159	220	232	339	256
	EMER	437	410	1.158	1.868	2.467	2.747	2.018
	NORM	632	559	1.323	1.596	1.917	2.130	1.651
TALLER 4		1.069	969	2.481	3.464	4.384	4.877	3.669

PLANILLA PCEE-CO		agosto-16	septiembre-16	octubre-16	noviembre-16	diciembre-16
RECINTO	T.D.	Consumo [Kwh]	Consumo [Kwh]	Consumo [Kwh]		
ZONA EXTERNA						
	NORM(2)	18.025	17.557	15.904	17.025	17.231
	EMER(1)	12.028	12.049	10.251	11.574	12.926
	EMER(4)	1.986	1.915	1.682	1.736	1.983
	COMP(6)	290	272	253	286	311
Central de Alimentación Externa (CAE).		32.329	31.793	28.090	30.621	32.465
	NOR(3)	1.288	1.060	783	985	571
	EME(5)	196	185	147	185	162
SERVICIO		1.484	1.245	929	1.169	741
ZONA INTERNA						
HOSPITAL	EMER	5.110	3.780	3.390	4.170	3.644
	COMP	289	272	238	244	271
HOSPITAL		5.399	4.052	3.628	4.414	3.915
	NORM	305	356	335	405	461
	EMER	822	801	646	771	791
	COMP	482	483	430	458	501
REINSECCION SOCIAL (2 PISO GUARDIA INTERNA)		1.609	1.640	1.411	1.634	1.771
	NORM	2.220	2.100	1.680	1.709	1.721
	EMER	7.550	7.390	7.860	6.990	7.781
CENTRAL DE DISTRIBUCION INTERNA (CDI)		9.770	9.490	9.540	8.699	9.501
LAVANDERIA	NORM	2.997	2.968	2.801	3.057	2.945
	EMER	194	189	148	193	111
	NORM	146	155	129	121	51
TALLER 1		340	344	277	314	161
	EMER	93	99	32	40	31
	NORM	606	599	654	192	151
TALLER 2		699	698	686	232	151
	EMER	2.328	2.198	1.643	2.467	1.151
	NORM	1.412	1.350	1.095	1.917	1.321
TALLER 4		3.740	3.548	2.738	4.384	2.481

