

UNIVERSIDAD DEL BÍO-BÍO
FACULTAD DE INGENIERÍA
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA MECÁNICA



**“Diseño y evaluación económica de instalación fotovoltaica para
cubrir consumo eléctrico por concepto de iluminación en
complejo turístico de la localidad de Hualqui”**

Informe de habilitación profesional
presentado en conformidad a los requisitos
para optar al título de ingeniero civil mecánico.

Profesor guía:
Sr. Reinaldo Sánchez Arriagada

José Sebastián Vera Quiñones

Concepción – Chile
2016

Resumen

El principal objetivo de este estudio fue determinar la conveniencia económica de generar energía eléctrica, por medio de tecnología solar fotovoltaica, para cubrir la demanda energética requerida para la iluminación de cabañas de un recinto turístico ubicado en la localidad de Hualqui.

El estudio se centró en contrastar 4 alternativas de instalaciones fotovoltaicas respecto a no realizar el proyecto y consumir la electricidad directo desde la red (caso control). Estas 4 opciones consideran como criterios de diseño las radiaciones extremas y la presencia o no de banco de baterías. Así, el primer y segundo caso corresponden al diseño según radiación mínima con y sin baterías, mientras que el tercer y cuarto caso se basaron en el diseño según radiación máxima con y sin baterías. Se realizó para cada alternativa el estudio para determinar sus componentes y luego se procedió a hacer la evaluación económica de cada caso, considerando indicadores como el valor actual neto (VAN), valor anual equivalente (VAE), tasa de interés de retorno (TIR) y periodo de retorno de la inversión (PRI) para evaluar la conveniencia de cada alternativa frente al caso control.

Como resultado del estudio realizado, se determinó que el caso más conveniente corresponde a aquel que se diseñó según radiación mínima sin baterías, con un valor actual neto de \$2.594.640, muy por sobre el VAN del caso control, cuyo valor fue de -\$7.511.657. Mientras que el caso menos conveniente fue el diseñado según radiación máxima con baterías con un VAN igual a -\$9.958.523. En tanto que las 2 alternativas restantes con VAN iguales a -\$6.490.176 y -\$7.231.791, que aunque tomaron valores negativos, igualmente representaron cierto ahorro respecto al caso control.

Finalmente se concluyó que es conveniente, e incluso rentable según sea el caso, generar energía eléctrica por medio de paneles fotovoltaicos para su uso en iluminación en la localidad de Hualqui, región del Biobío.

Tabla de contenido

Capítulo 1: Presentación del proyecto	1
1.1 Introducción	1
1.2 Planteamiento del problema	2
1.3 Objetivos	2
1.3.1 Objetivo general	2
1.3.2 Objetivos específicos	2
1.4 Antecedentes	3
1.4.1 Energía en relación a economía y medioambiente.	3
Capítulo 2: Marco teórico	8
2.1 Introducción	8
2.2 Energía solar	8
2.3 Energía solar en Chile y el mundo	10
2.4 Energía solar fotovoltaica	12
2.5 Aspectos legales	18
2.6 Trámites para la puesta en marcha de un proyecto fotovoltaico	22
2.7 Uso eficiente de la energía.	23
Capítulo 3: Evaluación técnica	27
3.1 Introducción	27
3.2 Presentación de alternativas y consideraciones	27
3.3 Distribución de iluminación	28
3.4 Emplazamiento y disposición de los módulos	30
3.4.1 Ubicación geográfica	30
3.4.2 Orientación e inclinación	30
3.4.3 Irradiación	33

3.5 Evaluación de alternativas	33
3.5.1 Caso 1.A: “Diseño según mes desfavorable con baterías”	34
3.5.1.1 Determinación del consumo eléctrico teórico	34
3.5.1.2 Determinación del consumo eléctrico real	35
3.5.1.3 Cálculo de paneles	38
3.5.1.4 Cálculo del inversor	43
3.5.1.5 Cálculo de baterías	44
3.5.1.6 Cálculo de regulador	45
3.5.1.7 Cálculo de sombras	46
3.5.1.8 Cálculo de cableado	49
3.5.2 Caso 1.B: “Diseño según mes desfavorable sin baterías”	56
3.5.2.1 Determinación del consumo eléctrico teórico	56
3.5.2.2 Determinación del consumo eléctrico real	56
3.5.2.3 Cálculo de paneles	57
3.5.2.4 Cálculo del inversor	58
3.5.2.5 Cálculo de sombras	59
3.5.2.6 Cálculo de cableado	59
3.5.3 Caso 2.A: “Diseño según mes favorable con baterías”	62
3.5.3.1 Determinación del consumo eléctrico teórico	62
3.5.3.2 Determinación del consumo eléctrico real	62
3.5.3.3 Cálculo de paneles	63
3.5.3.4 Cálculo del inversor	65
3.5.3.5 Cálculo de baterías	65
3.5.3.6 Cálculo de regulador	66
3.5.3.7 Cálculo de sombras	66
3.5.3.8 Cálculo de cableado	67
3.5.4 Caso 2.B: “Diseño según mes favorable sin baterías”	68
3.5.4.1 Determinación del consumo eléctrico teórico	68
3.5.4.2 Determinación del consumo eléctrico real	68
3.5.4.3 Cálculo de paneles	68
3.5.4.4 Cálculo del inversor	69

3.5.4.5 Cálculo de sombras	69
3.5.4.6 Cálculo de cableado	70
Capítulo 4: Evaluación económica	71
4.1 Introducción	71
4.2 Indicadores económicos a considerar.....	71
4.3 Costos fijos	73
4.3.1 Costo de inversión y reinversión	73
4.3.1.1 Inversión y reinversión para caso 1.A.....	74
4.3.1.2 Inversión y reinversión para caso 1.B.....	75
4.3.1.3 Inversión y reinversión para caso 2.A.....	76
4.3.1.4 Inversión y reinversión para caso 2.B.....	77
4.3.2 Costo de mantenimiento	77
4.4 Costos variables e ingresos.....	78
4.4.1 Costos e ingresos para caso 1.A	79
4.4.2 Costos e ingresos para caso 1.B	80
4.4.3 Costos e ingresos para caso 2.A	81
4.4.4 Costos e ingresos para caso 2.B	83
4.5 Flujo de caja	83
4.5.1 Flujo de caja caso 1.A.....	84
4.5.2 Flujo de caja caso 1.B	85
4.5.3 Flujo de caja caso 2.A.....	86
4.5.4 Flujo de caja caso 2.B	87
4.5.5 Flujo de caja caso control (conexión directa a red sin implementación de paneles)	87
4.6 Resultados.....	89
Conclusiones.....	91
Bibliografía.....	94

Anexo flujos de caja.....	95
<i>Flujo de caja caso 1.A</i>	<i>95</i>
<i>Flujo de caja caso 1.B</i>	<i>96</i>
<i>Flujo de caja caso 2.A</i>	<i>97</i>
<i>Flujo de caja caso 2.B</i>	<i>98</i>
<i>Flujo de caja caso control</i>	<i>99</i>
Anexo fichas técnicas.....	100
<i>Ficha técnica panel CSG PVTECH CSG250M2-60.....</i>	<i>100</i>
<i>Ficha técnica regulador PHOCOS CML 10 y CML 20</i>	<i>101</i>
<i>Ficha técnica inversor KACO POWADOR 10.0 TL3.....</i>	<i>102</i>
<i>Ficha técnica inversor ZEVERSOLAR TL1500 Y TL2000</i>	<i>103</i>
<i>Ficha técnica batería CURTISS HFT 121800 12V 180Ah</i>	<i>104</i>
<i>Ficha técnica batería RITAR OPzV12-160</i>	<i>105</i>
Anexo esquemas de sistemas	106
<i>Esquema caso 1.A.....</i>	<i>106</i>
<i>Esquema caso 1.B.....</i>	<i>106</i>
<i>Esquema caso 2.A.....</i>	<i>107</i>
<i>Esquema caso 2.B.....</i>	<i>107</i>

Capítulo 1: Presentación del proyecto

1.1 Introducción

Para nadie es un misterio la estrecha relación existente entre el desarrollo económico de un Estado y el aumento del consumo energético del mismo. En ese plano, la falta o proyecciones de escasez del suministro energético se ha convertido en un problema relevante en distintos países en vías de desarrollo, y Chile no es ajeno a esta situación. Las expectativas de crecimiento económico no van a la par con las proyecciones de aumento de la capacidad energética instalada en el país, y es indispensable generar proyectos que permitan ampliar la matriz energética chilena.

Es necesario un desarrollo tanto económico como medioambiental por medio de fuentes energéticas renovables, considerando los problemas de contaminación actuales. También la necesidad de ampliar la gama de fuentes que conforman nuestra matriz, para hacer de Chile un país con menor dependencia de los combustibles fósiles. Aunque este proyecto representará un crecimiento mínimo en estos aspectos, pretende incentivar y comprobar los beneficios de la implementación de energías renovables, como es el caso de la solar fotovoltaica.

La energía que el sol entrega a nuestro planeta consiste en una fuente ilimitada e inagotable, de la que cualquier persona puede sacar provecho, por medio de elementos disponibles en el mercado es posible obtener energía eléctrica que permita disminuir los gastos con las empresas distribuidoras de electricidad o incluso llegar a la independencia eléctrica.

1.2 Planteamiento del problema

La problemática radica, principalmente, en los costos de la energía eléctrica y las emisiones de dióxido de carbono asociadas a la producción de esta misma por medio de combustibles fósiles.

El elevado precio de la energía eléctrica incentiva a los usuarios a evaluar métodos de generación alternativos que permitan reducir los gastos por consumo eléctrico, ya sea a nivel domiciliario o industrial. En busca de esta disminución en los costos, surgen opciones como son los proyectos basados en energías renovables, tal como en este caso, en que se persigue por medio del uso de tecnología solar fotovoltaica abaratar los costos de electricidad.

Además, es necesario generar cambios respecto a la interacción que el hombre tiene con su entorno, de manera que se disminuyan los niveles de contaminación emitidos al ambiente. Bajo esa premisa, la electricidad generada tiene asociado ciertos valores de emisión de CO₂, que pueden ser evitados por medio del uso de energías limpias, libres de emisiones de gases de efecto invernadero.

1.3 Objetivos

1.3.1 Objetivo general

Generar alternativas energéticas de origen fotovoltaico para suministrar electricidad que permita cubrir los requerimientos de iluminación de cabañas en Hualqui.

1.3.2 Objetivos específicos

Conocer los componentes que forman una instalación fotovoltaica y los aspectos relacionados a este tipo de proyectos, tales como aspectos legales, uso eficiente de la energía, ubicación geográfica, irradiación y emplazamiento.

Determinar mediante la evaluación técnica económica de 4 alternativas la opción más conveniente, realizando los cálculos para la selección de los componentes y estimando los valores de inversión, costos e ingresos para obtener los indicadores económicos que permitan fundamentar la selección de la mejor alternativa.

1.4 Antecedentes

1.4.1 Energía en relación a economía y medioambiente.

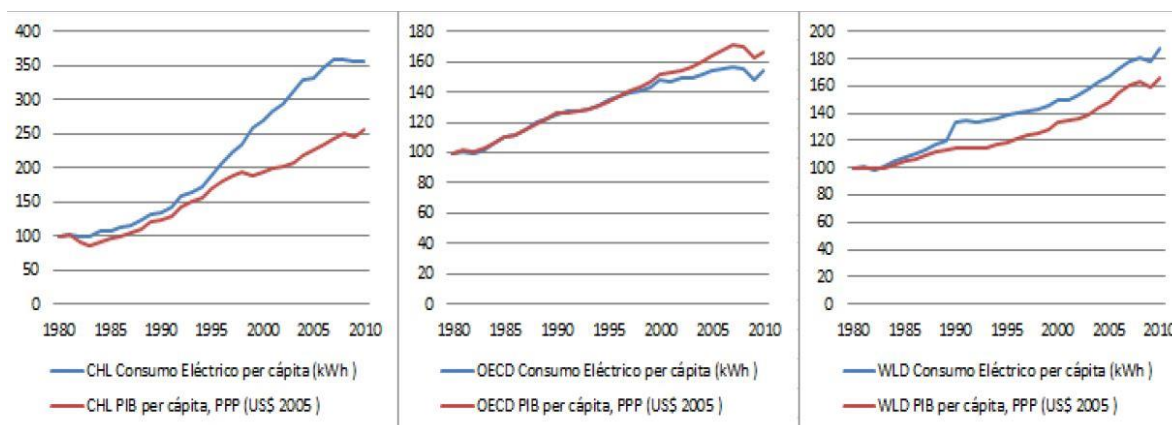
La energía es parte esencial de la vida en todo ámbito, nuestros cuerpos requieren de energía para funcionar la cual obtiene de los alimentos que consumimos, y así mismo sucede con cada uno de los seres vivos del planeta. Todo movimiento o fenómeno natural es resultado de la manifestación de la energía que se transforma.

Una de las formas de energía más versátiles y a la que mayor uso se le dá, corresponde a la energía eléctrica, cuya relevancia en la actualidad lleva a un nivel de dependencia impensado debido a la evolución de la tecnología hacia una vida cada vez más automatizada.

La economía, en palabras muy generales, representa todo lo que signifique intercambio de bienes o servicio, los cuales para ser extraídos, producidos o distribuidos, requieren de energía. Es así como mayores cantidades de energía eléctrica se traducirán en un aumento en la actividad económica de una sociedad o país. Este aspecto reviste aun mayor relevancia en países en vías de desarrollo como lo es Chile, que en su deseo de una mejor calidad de vida, busca mayores niveles de crecimiento, y por lo tanto requiere de una mayor cantidad de energía.

Sin duda el tema energético ha marcado la agenda mundial y ha sido foco de atención de la ciudadanía global en un contexto de cambio climático. Esta agenda ha estado marcada por episodios de aumentos en el precio del petróleo y de la energía en general, además de una creciente preocupación sobre los impactos de una política energética basada en su mayoría en combustibles fósiles.

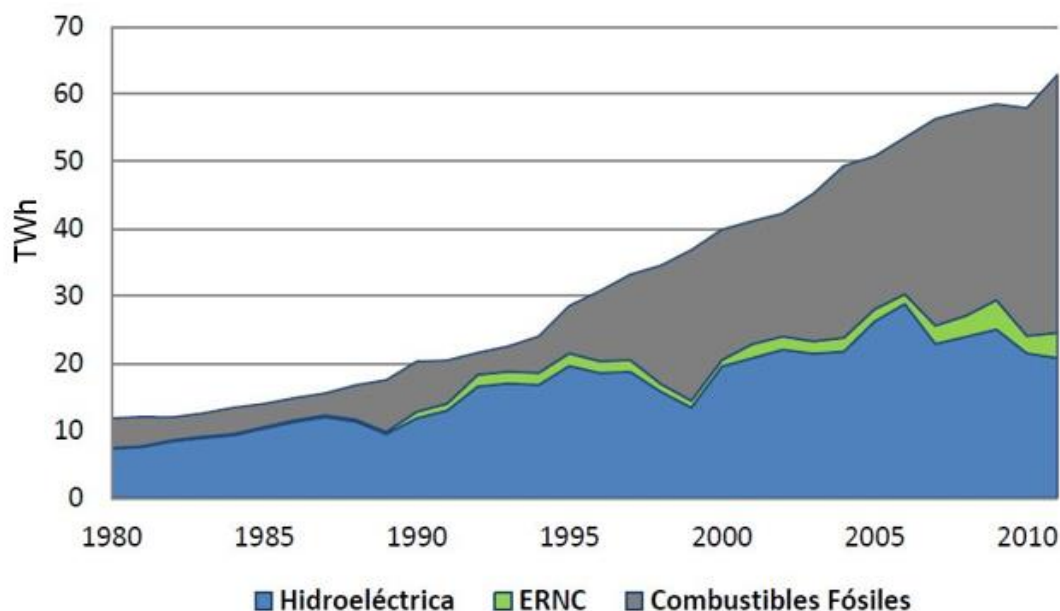
En la literatura económica existe consenso de la relevancia del tema energético en la configuración del patrón de desarrollo de los países, así se observa en la gráfica 1.1, que representa la existencia de una correlación estadística entre producción y consumo de energía eléctrica.



Gráfica 1.1 "Gráfico que muestra relación entre PIB (US\$) y consumo energético (kWh) en 2005, Chile (izquierda), OCDE (centro) y mundial (derecha)" Fuente: Banco mundial

Chile posee la característica de importar aproximadamente dos tercios de su energía, lo que conlleva una vulnerabilidad natural ante shocks externos de oferta. Ello implica tanto la necesidad de aprovechar de manera eficiente la capacidad de generación propia (fuentes hídricas) como diversificar la matriz energética.

De acuerdo a información provista por la agencia internacional de energía (AIE), las características de la oferta eléctrica nacional ha evolucionado según se muestra en la gráfica 1.2, de donde se desprende que para 2010 el 61% de la energía eléctrica era generada vía combustibles fósiles, un 33% vía hidroeléctricas y tan solo un 6% provenía de fuentes renovables (energía solar, mareomotriz, undimotriz, geotérmica, biomasa y eólica).



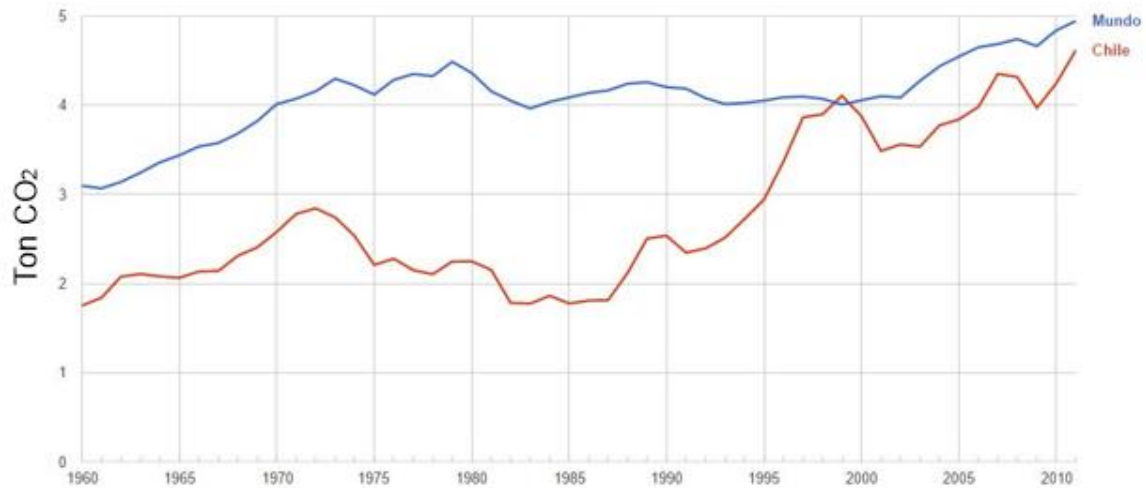
Gráfica 1.2 "Distribución de la matriz energética chilena entre 1980-2010" Fuente: AIE

El tema energético es uno de los aspectos sensibles para Chile, los temores frente a posibles alzas en los precios de los hidrocarburos y los bajos niveles de los embalses para generación durante periodos de escasas lluvias, mantienen al país en un escenario de incertidumbre y preocupación permanente, la dependencia que se tiene de los combustibles fósiles, principal fuente de la matriz energética chilena, lo convierte en un país sensible a las alzas de petróleo y a la variación en los costos energéticos. Así es como estos costos podrían desacelerar el desarrollo del país, para lo cual es necesario tomar medidas que permitan mitigar los impactos que el mercado exterior pueda ejercer sobre el ámbito energético y económico nacional. La vulnerabilidad eléctrica de Chile es un tema que ocupa la agenda de autoridades y expertos, la importancia de proteger este recurso, utilizarlo de forma responsable y estudiar alternativas para ampliar la matriz energética son los pilares fundamentales sobre los cuales sentar las bases para una planificación y desarrollo del ámbito energético nacional. Ampliar la matriz permitiría al país establecer precios de energía más estables en el tiempo e incluso la reducción de los costos energéticos. En busca de este objetivo, y pensando en un desarrollo sustentable, se debe fomentar una expansión en cuanto a las fuentes energéticas del país que considere no solo los requerimientos

económicos, sino también los medioambientales y sociales, y es en estos últimos aspectos en que cobran mayor relevancia la energías renovables, invertir en la implementación de energías como la eólica, solar, geotérmica, entre otras e innovar con la investigación y desarrollo de nuevas tecnologías permitirán avanzar en dirección de fuentes con menores o nulas emisiones de gases invernaderos.

En una contingencia en que el cuidado del medio ambiente es tema primordial en todas las áreas, el ámbito energético no es la excepción, y es necesario alcanzar un desarrollo económico que considere como pilar fundamental la sustentabilidad, tanto medio ambiental como social, que ofrezca una constancia y seguridad en el suministro y que sea eficiente desde un punto de vista económico. A pesar de que numerosos proyectos de generación eléctrica han obtenido sus respectivas resoluciones de calificación ambiental para la puesta en marcha por parte de la institucionalidad ambiental vigente (sistema de evaluación de impacto ambiental, SEIA), un porcentaje significativo y creciente de estos proyectos no se han podido implementar por las presiones y críticas sociales, sociedad que se convierte en parte esencial en los planes de ejecución de cualquier proyecto y donde su ojo crítico se convierte en una de sus mayores barreras, es así como, avanzar en una creciente generación eléctrica por medio de fuentes no contaminantes, se convierte en el foco de muchos de los países en vías de desarrollo.

Al igual que en la gráfica 1.2, donde se mostraba el aumento en el consumo de combustibles fósiles en Chile, también han ido en aumento las emisiones de CO₂ al ambiente, aumento que llega al 264% en 2011 en relación a 1960, tal como se puede apreciar en la gráfica 1.3 de emisiones, donde también se muestra el aumento en la producción CO₂ a nivel mundial, donde para el mismo periodo se ha percibido un crecimiento del 160%.



Gráfica 1.3 "Emisiones de CO₂ entre 1960 y 2010" Fuente: Banco mundial

Reducir las cantidades de carbono liberado a la atmósfera es parte de los conceptos que forma parte de los planteamientos de desarrollo energético del país. Para esto es fundamental reducir la participación de fuentes fósiles en la matriz energética, que llevará también a una diversificación de la misma.

Capítulo 2: Marco teórico

2.1 Introducción

Teniendo en cuenta la necesidad de reducir las emisiones contaminantes al ambiente por conceptos energéticos tanto nacional como mundialmente, es necesario fomentar el uso de energías renovables tanto a nivel de matriz energética como residencial.

El presente capítulo, se centra en el desarrollo de energía renovable, específicamente a la energía de origen solar fotovoltaica, su aplicación y desarrollo tanto a nivel mundial como nacional, características, requerimientos y los aspectos que rigen esta tecnología. También al uso eficiente de la energía, tema muy relacionado para sacar el mayor provecho a las energías alternativas.

2.2 Energía solar

El Sol es la estrella más cercana a la Tierra y el mayor elemento del Sistema Solar, conteniendo a más del 99% de toda la materia existente en nuestro sistema, se encuentra en el centro de nuestra Vía Láctea y constituye la mayor fuente de radiación electromagnética de este sistema planetario. Esto convierte al sol en la mayor fuente energética existente en nuestro planeta, cuya energía emitida y que llega a la tierra en forma de radiación es en promedio de 1366 W/m^2 según datos de la NASA. La energía del Sol es irradiada en forma de ondas electromagnéticas presentes en los rayos solares, las cuales son generadas de manera continua y emitida permanentemente al espacio, esta energía la se percibe en forma de luz y calor.

La energía proporcionada por el Sol cumple una función fundamental en la vida y desarrollo de nuestro planeta, ya que permite la ocurrencia de una serie de procesos naturales tales como la fotosíntesis, ciclo del agua, entre otros. Y por otro lado, al ser una fuente de energía renovable, inagotable, limpia y sustentable en el tiempo, se convierte en una importante alternativa de obtención de electricidad en los tiempos actuales de preocupación por el medio ambiente y las

emisiones de gases invernadero hacia la atmosfera, contribuyendo a alcanzar el anhelado desarrollo económico sustentable y la diversificación de matrices energéticas.

Chile presenta un gran potencial solar, al contar con importantes niveles de irradiación a lo largo de su territorio, pero principalmente en la zona norte, en donde se encuentra el desierto más árido del mundo y uno de los mayores índices de irradiación del planeta.

Aunque el Sol emite grandes cantidades de radiación, no toda la energía que llega a nuestro planeta puede ser utilizada, y esto se debe a distintas variables como las condiciones atmosféricas, hora del día, ubicación geográfica, entre otros, motivos por los que la radiación solar puede llegar a la superficie terrestre de 2 formas:

- Radiación directa: Es aquella que llega directamente del Sol hasta algún objeto o superficie terrestre, sin reflexiones o refracciones en su recorrido.
- Radiación difusa: Corresponde a la radiación emitida por el sol y que sufre alteraciones en su recorrido desde que ingresa a la atmósfera, siendo reflejada por gases atmosféricos, montañas, árboles, edificios, absorbida por las nubes, etc. Producto de las constantes reflexiones va perdiendo energía.

Tanto la radiación difusa como directa pueden ser aprovechadas con fines energéticos gracias a procesos de transformación que la convierten, generalmente, en energía eléctrica.

La electricidad es una de las formas de energía más versátiles y que mejor se adapta a los usos cotidianos en la actualidad, y la tendencia actual del uso de energía renovables, hacen que el uso y desarrollo de tecnologías que permitan transformar la energía solar en eléctrica sea fuente importante de estudio. En la actualidad varias son las formas de aprovechar el Sol para la producción de electricidad, se distinguen entre ellas:

- Métodos indirectos: El sol se aprovecha para calentar un fluido (generalmente agua) con el fin de producir electricidad mediante el movimiento de un generador. Lo habitual consiste en transformar la energía cinética, por medio de una turbina, en electricidad, normalmente por medio de un ciclo termodinámico convencional utilizando, en este caso, el sol como fuente de calor, tal como se hace en una central térmica de combustible fósil.
- Métodos directos: En ellos la luz del sol es convertida directamente a electricidad mediante el uso de células o celdas solares. Es en esta categoría en donde se encuentran los proyectos formados por paneles fotovoltaicos, que serán los que se profundizarán en las siguientes páginas.

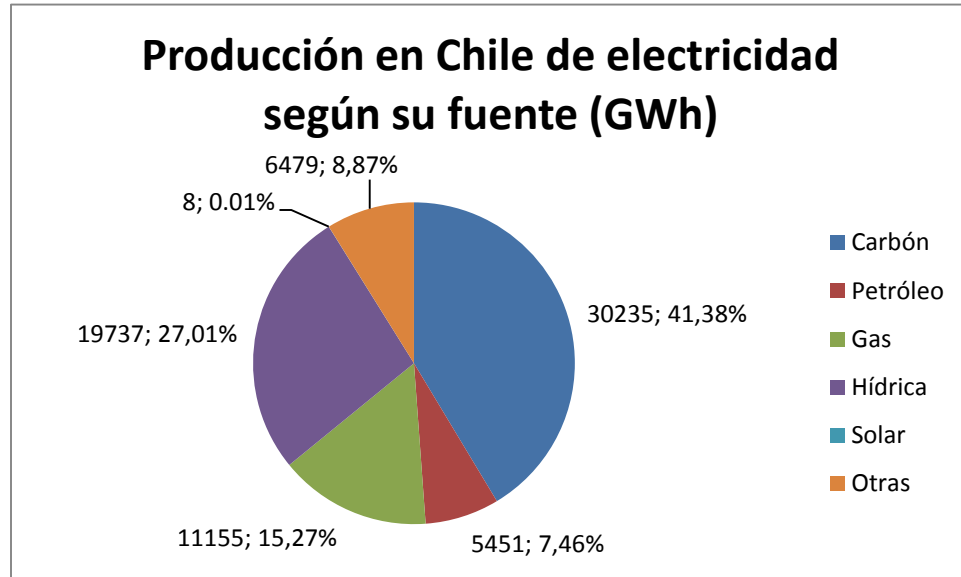
2.3 Energía solar en Chile y el mundo

A medida que los países avanzan en la modernización y presentan un crecimiento económico sostenido, se puede proyectar un incremento del consumo energético. Una alternativa para asegurar el abastecimiento y desarrollo de energía es la incorporación de energías renovables en la matriz energética, como puede ser el caso de la energía solar.

Existe un consenso entre los especialistas donde se reconoce a Chile como una de las regiones del mundo que cuenta con un recurso solar privilegiado. La introducción de proyectos de energía solar en el país constituye una oportunidad para alcanzar un desarrollo energético sustentable. También destacando la importancia en la diversificación de la matriz energética, incorporando las energías limpias y los temas de eficiencia energética a nivel local, además de fomentar la entrada de nuevos actores a competir en la industria de la energía.

Sin embargo, uno de los grandes desafíos de la industria fotovoltaica, es que en la actualidad Chile no cuenta con capital humano calificado para impulsar el perfeccionamiento de la industria solar en el país.

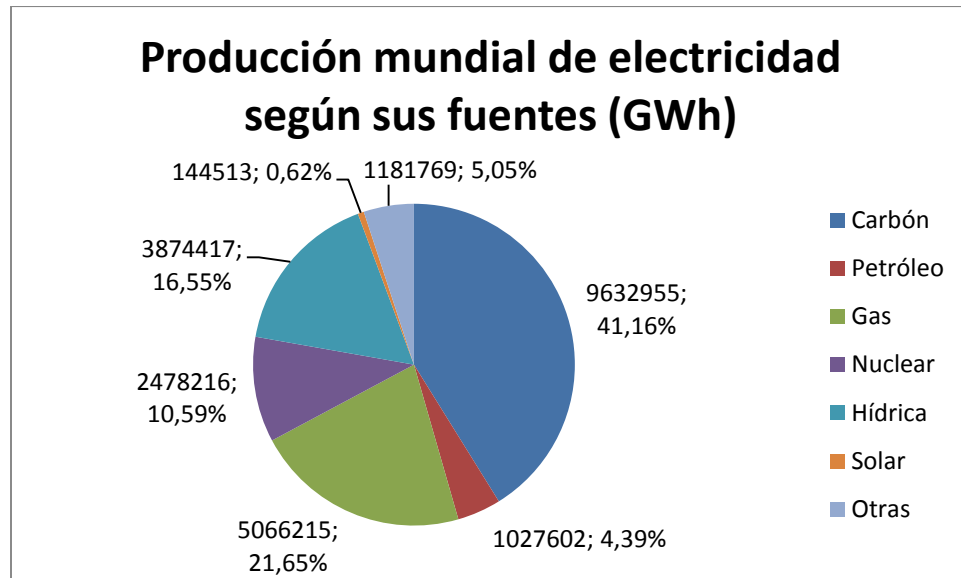
Así, a pesar del amplio potencial de este tipo de fuente, la generación de eléctrica por estos métodos es escasa, tal como se aprecia en el siguiente gráfico 2.1 basado en estadísticas de 2013 realizadas por la agencia internacional de energía.



Gráfica 2.1 "Distribución de matriz energética chilena para 2013" Fuente: AIE

En los esfuerzos del país por avanzar en este aspecto, se han creado organizaciones especializadas con el fin de obtener mayor provecho al potencial energético existente, en este plano la creación del centro de investigación de solar (SERC) fomenta la investigación científica de excelencia privilegiando el desarrollo de las cualidades del norte de Chile. Este tipo de acciones busca establecer al norte del país como un nodo científico en la investigación mundial de energía solar y masificar la participación de estas tecnologías en la matriz energética nacional.

A nivel mundial, la energía solar representa una parte muy menor en la producción de electricidad, esto debido principalmente a los costos frente a otras alternativas como los combustibles fósiles, por medio del gráfico 2.2 se representa la distribución de las fuentes energéticas a partir de las cuales se obtiene electricidad, según estadísticas de 2013 realizadas por la agencia internacional de energía.



Gráfica 2.2 "Distribución de matriz energética mundial para 2013" Fuente: AIE

Así, con una participación inferior al 1%, la energía solar se convierte en una fuente que aunque sin mayor relevancia en la actualidad, su uso crece año a año y es de gran interés para los investigadores, quienes pretenden desarrollar nuevas tecnologías que permitan disminuir los costos de producción de energía y así extender su uso, tanto a nivel mundial como local.

2.4 Energía solar fotovoltaica

Es importante conocer, antes de evaluar y diseñar cualquier proyecto, los elementos que componen una instalación de este tipo y cuáles son los aspectos a considerar para una correcta implementación.

Las instalaciones fotovoltaicas se pueden dividir en dos tipos, según el objetivo que a estas se les designe. El primer tipo corresponde a las instalaciones aisladas de la red eléctrica, las cuales cumplen la función de satisfacer totalmente los requerimientos de energía eléctrica de viviendas o localidades que no cuentan con la prestación de servicio eléctrico de alguna compañía. El segundo tipo corresponde a las instalaciones conectadas a la red eléctrica y tienen por objetivo reducir el consumo de energía eléctrica convencional (de la red), optando por satisfacer la demanda por medio del sistema fotovoltaico y si es posible, entregar

a la red eléctrica parte de la energía generada y que no es ocupada en el lugar de la instalación. Las primera son utilizadas principalmente en sectores alejados, que no tienen acceso a la red eléctrica, generalmente sectores rurales, iluminación de áreas aisladas, antenas de comunicaciones, entre otros usos, mientras que las instalaciones conectadas a la red permiten que en periodos de gran irradiación solar, sea el sistema fotovoltaico quien entregue energía, con la posibilidad de vender el excedente a la compañía eléctrica, mientras que en periodos en que el sistema no logre cubrir la demanda, sea la red eléctrica quien entregue la electricidad necesaria para satisfacer el diferencial energético.

El alma y componente más importante para la puesta en marcha de este tipo de sistemas corresponde, obviamente, a los paneles fotovoltaicos, que son los dispositivos que permiten transformar la energía luminosa (fotones) en energía eléctrica (electrones) mediante el efecto fotoeléctrico, donde por medio del flujo luminoso incidente es posible crear un flujo de electrones en ciertos materiales. La tecnología que predomina en el mercado actual corresponde a los paneles de unión P-N lo cuales se componen de 3 capas, como se puede apreciar en la figura 2.1, la primera de silicio dopado con fosforo (tipo N, el cual presenta un exceso de electrones, por lo tanto cargado negativamente), la segunda es de silicio puro y finalmente la capa de silicio dopada con boro (tipo P, el cual tiene un déficit de electrones, por lo tanto cargado positivamente), y son los electrones de valencia de cada capa la cualidad que permite el funcionamiento del panel. Al incidir los fotones, estos suministran la cantidad de energía necesaria a los electrones de valencia como para que se rompan los enlaces y queden libres para circular, de forma similar a una pila, se genera una diferencia de potencial de la capa N respecto de la P, lo que permite que los electrones fluyan de una capa a otra generando la electricidad. Aunque existen tecnologías con mayores eficiencias, cuyas construcciones están basadas en otro tipo de materiales como diversos semiconductores e incluso polímeros, estas aún se encuentran en procesos de investigación y desarrollo, principalmente para su uso con fines espaciales y sus altos costos aun no las establecen como parte importante del mercado mundial.

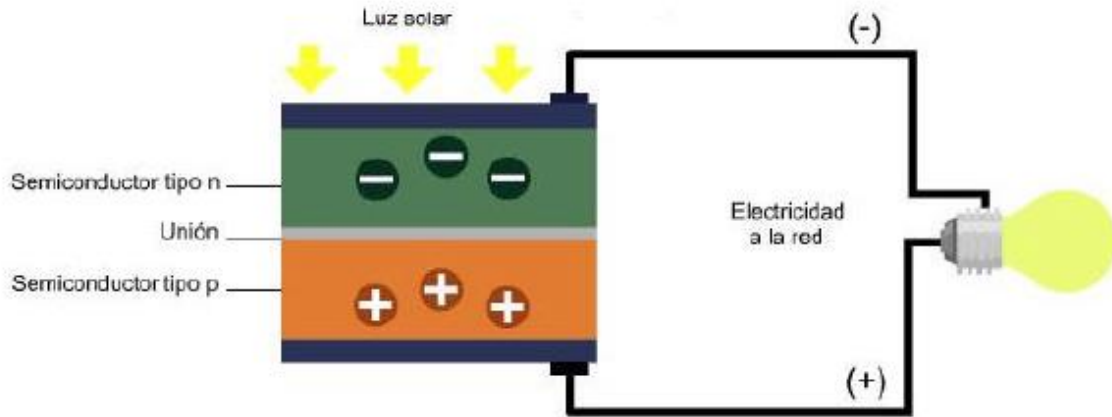


Figura 2.1 "Ilustración de panel fotovoltaico de unión P-N"

En cuanto a las celdas solares de silicio, estas pueden ser construidas utilizando planchas monocristalinas, policristalinas o láminas delgadas (amorfas).

- Celdas de silicio monocristalino: Celdas fabricadas por medio de la laminación de lingotes de silicio fundido. El espesor aproximado de las láminas es de 0.3-0.5 mm. Son las más ampliamente utilizadas en el mercado actual, y alcanzan una eficiencia cercana al 16%.
- Celdas de silicio policristalino: Celdas fabricadas de forma similar a la anterior, el proceso de fundición y moldeo es menos costos, pero como consecuencia se obtienen láminas con mayores imperfecciones superficiales lo que finalmente repercute en una menor eficiencia, que alcanza el 14%.
- Celdas de silicio amorfo: Es una tecnología de lámina delgada y se fabrica aplicando silicio como película sobre un sustrato, como cristal o plástico. La tecnología de fabricación ha cambiado rápidamente, lo que ha generado un aumento de su eficiencia, llegando a valores entre 8 y 15%, dependiendo de los materiales utilizados (Teluro de Cadmio, Arseniuro de Galio, Diseleniuro de Cobre indio). Al ser láminas delgadas presentan ventajas tales como su fácil ensamblado, pueden ser flexibles, instalación sobre bases de bajo costo, entre otros.

Para el presente proyecto es de interés la segunda clasificación, ya que se utilizarán paneles policristalinos, que son los de mayor presencia en el mercado.

También es preciso conocer cuáles son los equipos que complementan a los paneles en una instalación fotovoltaica, los cuales se muestran en la figura 2.2, seguidos de una breve descripción de cada componente.

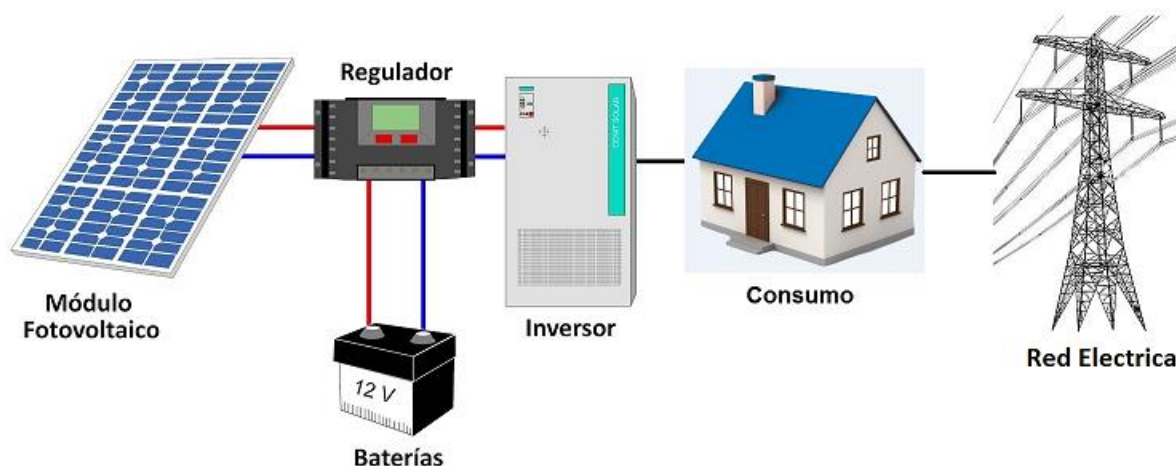


Figura 2.2 "Diagrama general de instalación fotovoltaica"

- **Regulador:** Este equipo cumple la función de controlar el ciclo de carga y descarga del banco de baterías de ciclo profundo, además de protegerlas en caso de una sobrecarga o descarga excesiva. Una sobrecarga además de reducir la vida útil de la batería, genera el riesgo de explosión o incendio de la batería. Para proteger a las baterías, el regulador cierra en forma automática el flujo de corriente eléctrica desde y hacia las baterías, o bien emitiendo una señal visible o sonora.
- **Baterías de ciclo profundo:** Están encargadas de almacenar la energía eléctrica generada por los paneles fotovoltaicos y están diseñadas para soportar los constantes procesos de carga y descarga. La cantidad de baterías necesarias estará determinada por su capacidad, porcentaje de descarga y al tiempo de autonomía para proveer la electricidad necesaria, considerando que entre menores sean los niveles de descarga se podrá obtener una mayor vida útil.

- **Inversor:** Transforma la corriente continua de baja tensión generada por las placas fotovoltaicas y la acumulada en las baterías, a corriente alterna de una magnitud y frecuencia necesaria. Esto es necesario para poder utilizar los equipos eléctricos de corriente alterna.
- **Otros elementos:** Es necesario considerar las estructuras soporte para los paneles fotovoltaicos, los cuales asegura el anclaje del generador solar, proporcionan la orientación y el ángulo de inclinación determinado para el mejor aprovechamiento de la radiación y también se encargan de hacer a los módulos y paneles fotovoltaicos resistentes a la acción ejercida por los elementos atmosféricos. También es necesario considerar elementos de medición, cableado, espacio para ubicación de equipos, etc.

Obviamente no basta solo con conocer los componentes de este tipo de instalaciones, ya que también es necesario determinar las capacidades y características de cada elemento, para no sobredimensionar el sistema y permitir un buen funcionamiento del mismo. Es necesario considerar diversos aspectos que influirán en el diseño del proyecto, entre ellos podemos encontrar como los principales los siguientes:

- **Energía requerida o consumo:** Es primordial determinar las necesidades energéticas frente a las cuales se pretende utilizar nuestro proyecto, el uso que se dará a cada elemento que consume energía durante un periodo de tiempo, iluminación, electrodomésticos, entretenimiento, etc. La forma de cuantificar este indicador es por medio del kWh, y este valor determinará la capacidad que los paneles deberán suministrar para lograr satisfacer la cantidad energética demandada por la vivienda o fuente de consumo.
- **Irradiación:** Este indicador muestra la cantidad de radiación solar que cae en una superficie en un tiempo específico y permite determinar la cantidad de energía eléctrica que podremos obtener por medio de la tecnología de paneles fotovoltaicos. Un mayor índice de irradiación indicará que esa zona es más apta para el uso de tecnologías solares ya que es posible obtener una mayor

producción de electricidad. Así también, la irradiación solar está relacionada con los distintos periodos del año, siendo mayor en época de verano e inferior en invierno. Además la zona geográfica es un aspecto determinante dentro de este apartado, ya que existen zonas donde los niveles de irradiación son muy elevados, y hacen que este tipo de proyectos alcancen mayores rentabilidades.

- **Rendimientos:** Considerar los rendimientos de cada uno de los elementos que conforman el sistema fotovoltaico es crucial al momento de conformar el proyecto, ya que es necesario considerar todas las pérdidas, o la mayor parte de ellas, para realizar los cálculos de manera tal, que la energía generada, efectivamente logre cubrir la demanda energética, luego de considerar todos los aspectos que merman la producción eléctrica.
- **Orientación e inclinación:** Los paneles solares trabajarán en forma óptima cuando su orientación sea directa hacia el sol, es decir, que el panel se sitúe perpendicularmente hacia el sol. En instalaciones fijas, es imposible mantener el panel perpendicular al sol todo el tiempo, por lo cual, el sistema se debe diseñar de tal forma que su disposición permita aprovechar la mayor cantidad de luz posible y preferentemente en los periodos de mayor radiación. Existen otras tecnología de soporte de paneles que cuentan con un sistema de seguimiento solar, en estos casos, este problema tiene menor incidencia, ya que el panel tiende a mantener la perpendicularidad hacia el sol.
- **Sombras:** El efecto de sombras sobre los paneles solares, y cualquier otra tecnología solar, afecta notoriamente el rendimiento de ellos, es por esto que se debe procurar al momento de diseñar una instalación fotovoltaica, situar los paneles en lugares donde no sufran este tipo de interferencias, ya sea por sombras producidas por otras construcciones, aspectos ambientales e incluso por los mismos paneles.
- **Tecnologías:** El tipo de tecnologías a utilizar influye notoriamente en los proyectos, ya sea en aspectos tales como su valor económico o en el rendimiento de cada una, es así como decisiones en cuanto al panel fotovoltaico a utilizar

(monocristalino, policristalino, amorfo, por nombrar los principales) o elegir el tipo de batería (plomo-acido, níquel-cadmio, entre otros), determinarán las características del proyecto y los cálculos a realizar.

- **Temperatura de la célula fotovoltaica:** La temperatura es un parámetro que afecta directamente la generación de energía en un panel fotovoltaico. El rendimiento de los módulos fotovoltaicos disminuye con el incremento de la temperatura de trabajo a la que están sometidos. Al ser un elemento expuesto a la radiación solar de manera continuada es necesario que exista una buena ventilación tanto por la superficie expuesta como por la parte posterior.
- **Dispersión de potencia entre paneles:** La potencia generada por cada módulo no es exactamente la misma y por lo tanto no lo es su intensidad ni su tensión de máxima potencia. Esto trae consigo que al ponerlos en serie se produzca una pérdida de potencia, en concreto, la intensidad de paso de una cadena en serie de paneles será la menor de todos los paneles que componen la serie. Como los fabricantes de paneles siempre garantizan un nivel de tolerancia en cuanto a la potencia generada, se estiman las posibles pérdidas por dispersión de potencia de acuerdo a ese valor dado.
- **Suciedad en los módulos:** Material en suspensión, polvo y otras partículas, pueden acumularse sobre la capa captadora de los paneles influyendo en su capacidad de producción, aunque en condiciones normales y realizando los trabajos de mantenimiento y limpieza correspondientes los paneles fotovoltaicos no tienen por qué superar unas pérdidas del 3% por este concepto.

2.5 Aspectos legales

La regulación de sistemas de generación eléctrica en base a energías no convencionales es un aspecto relativamente nuevo en la legislación, comenzando en 2012 a regir la ley 20571 que regula el pago de las tarifas eléctricas de las generadoras residenciales, seguida tiempo después, por la dictación de los reglamentos que establecieron los requisitos para que estos medios de generación

se puedan conectar a las redes, medidas de seguridad, especificaciones técnicas y de seguridad del equipamiento, y los mecanismos para determinar costos de adecuaciones a realizar a las redes. Estas medidas permiten incentivar el uso de energías renovables y normalizar las especificaciones que permiten el funcionamiento de este tipo de proyectos en el país.

A partir de la “norma técnica de diseño y ejecución de las instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red” y la “norma técnica de conexión y operación de equipamiento de generación en baja tensión” es posible conocer los aspectos requeridos para el funcionamiento de un sistema de generación fotovoltaico y las normas internacionales que aplican a estos. Los documentos antes mencionados están disponibles en la superintendencia de electricidad y combustibles (SEC), a partir de los cuales se desprenden puntos como los que se harán mención a continuación, y que corresponden a los aspectos más relevantes.

El principio básico es que este tipo de instalaciones no debe alterar el funcionamiento del circuito existente previamente por el distribuidor de electricidad, y considerando que las exigencias a los proyectos se clasifican de acuerdo a la capacidad instalada, menores a 100 kW y mayores a 100 kW, el presente proyecto deberá cumplir con las exigencias del primer tipo.

Es necesario que la disposición de la instalación facilite el mantenimiento de sus componentes y se reduzca todo tipo de falla por medio de distintos elementos de protección, además de contar con señaléticas que indiquen el peligro de descarga eléctrica y la rotulación de sus partes.

En cuanto a la estructura soporte es requerimiento cumplir con la normativa vigente de edificación, en donde soporte cargas generadas por viento o sismos, por ejemplo, permitir dilataciones térmicas, conexión a tierra y protección frente a agentes agresivos como corrosión que puedan ver alterado el buen funcionamiento de la unidad de generación.

Es exigencia que los módulos cumplan con certificación SEC, placa que incluya la información técnica, marcos resistentes al ambiente y la corrosión, y que los modelos que conforman cada ramal sean iguales en modelo y con la misma orientación con el fin de evitar corrientes inversas.

Sobre la realización de los arreglos y conexiones eléctricas es necesario destacar que la interconexión entre módulos debe realizarse mediante conectores resistentes al agua tipo MC4 o equivalente diseñado para aplicaciones fotovoltaicas, evitar corrientes inversas entre ramales mediante el uso de fusibles o diodos de ser necesario, todo tablero de conexión deberá estar ubicado lo más cerca posible del arreglo fotovoltaico.

Para el dimensionado y procesos de cálculo la máxima corriente en la unidad de generación será considerada como la suma de las corrientes en corto circuito de los paneles en paralelo multiplicada por 1,25 veces y así mismo la corriente de salida fotovoltaica será 1,25 veces la corriente máxima anteriormente calculada. En cuanto al dimensionado del inversor se obedecerá a la información proporcionada por fabricantes en cuanto a las máximas corrientes soportadas tanto en la entrada como salida, considerando las corrientes del circuito anteriormente señaladas.

Los conductores deberán ser canalizados de tal manera que soporten las condiciones ambientales, de forma independiente al cableado de otras sistemas, libres de esfuerzos mecánicos, protección contra roedores, y canalizando en forma separa los conductores positivos y negativos en el lado de corriente continua en caso de no contar con canalización metálica. Se deben considerar conductores cuya sección permita evitar una caída de tensión superior a 1,5% en la sección de corriente continua y evitar caída de tensión superior a 3% en la sección de corriente alterna. También se debe dimensionar la sección del conductor, tanto en CC como CA, de tal manera que soporte como mínimo 1,25 veces la máxima intensidad de corriente que circulará, obtenida de la intensidad por string y la corriente del inversor. Se debe respetar para las secciones, que como mínimo

sean de $2,5 \text{ mm}^2$ para conductores activos y de 4 mm^2 para conductores a tierra y obedecer al color de cableado según polaridad.

En cuanto a los inversores, es requerimiento que sean certificados por el SEC, cumpliendo con los requerimientos de protección en caso de instalación en la intemperie, con un grado de protección IP55 y protección contra radiación solar. Este componente no puede estar ubicado en baños, cocinas, dormitorios o recintos con riesgo de inundación o explosión y debe ser instalado dejando un espacio mínimo de 15 cm a cada lado del inversor a menos que el fabricante indique distancias mayores.

Las protecciones eléctricas corresponden a un punto de gran relevancia, ya que debe cumplir con diversas exigencias que aseguren el buen funcionamiento de la unidad generadora y el resto de componentes, el sistema de generación debe contar con protección que permita la desconexión en caso de falla de la red o del propio sistema, contar con protección de falla a tierra para reducir riesgo de incendio, dispositivos de sobrecorriente en CC que soporten 1,25 veces la corriente de string y la presencia de fusibles e interruptor automático. En el lado de CA es necesaria la instalación de un diferencial e interruptor general magnetotérmico, que dependiendo de la naturaleza monofásica o trifásica de la corriente, será bipolar o tetrapolar, respectivamente, el que deberá seleccionarse en función de la máxima potencia de salida del inversor. La protección diferencial dependerá de la potencia instalada, y deberá ser de una corriente diferencial inferior a 30 mA para instalaciones inferiores a 10 kW, e inferior a 300 mA para potencias instaladas iguales o superiores a 10 kW.

Para el caso de uso de baterías en la instalación, se debe considerar el resguardar las partes energizadas para evitar cualquier tipo de contacto, contar con algún dispositivo limitador de corriente en caso de que las baterías generen mayor corriente que la soportada por los equipos del circuito, instalar algún dispositivo que indique el estado de carga de los acumuladores y en caso de que la capacidad de acumulación sea superior a 1000 A/h deberá existir un cuarto independiente bien aireado donde ser instalado.

La instalación será emplazada paralelamente al funcionamiento de la red eléctrica existiendo un medidor bidireccional que permita diferenciar entre la electricidad inyectada y consumida. Este medidor deberá estar certificado de tal manera que se garantice un correcto registro tanto de consumos como inyección.

2.6 Trámites para la puesta en marcha de un proyecto fotovoltaico

Los trámites y pasos a seguir para la puesta en marcha del proyecto se inician con el envío de un formulario de solicitud de información por parte del cliente a la empresa distribuidora, que en un plazo de 10 días hábiles entregará una respuesta con la información técnica de la red. Considerada la información proporcionada por la empresa y diseñado el proyecto, el siguiente paso corresponde a enviar el formulario de solicitud de conexión a la empresa, documento que debe contener cierta información respecto a las características del equipamiento de generación y que dentro de 20 días hábiles será respondida por la empresa, que indicará limitantes en cuanto a la capacidad instalada permitida y el factor de potencia, también se especificará la necesidad de realizar algún tipo de obra adicional. Luego el cliente, dentro de los próximos 20 días hábiles y por medio del formulario de manifestación de conformidad, expresa su toma de conciencia frente a las condiciones impuestas. Ya en este punto se puede dar comienzo a la ejecución del proyecto por medio de la instalación de equipos de generación mediante un instalador eléctrico autorizado por el SEC, quien al finalizar se encargará de llenar el formulario TE-4 de comunicación de puesta en servicio de generadoras residenciales para ser presentado al SEC, documento que incluye información respecto a la ubicación, fuente energética de generación, detalles sobre las potencias, voltajes, capacidad de almacenamiento y componentes del sistema, configuraciones de los elementos de protección y finalmente las firmas correspondientes al instalador, propietario y funcionario del SEC, lo que permite hacer válida la puesta en servicio. El siguiente formulario a completar por el cliente corresponde a la notificación de conexión, que contempla un breve resumen de las características del proyecto y al que deben adjuntarse los documentos de declaración de puesta en servicio presentados al SEC, y deben

ser entregados a la compañía distribuidora, para que, dentro de un plazo de 5 días hábiles, acuerde la firma de contrato con el cliente, en donde se establecen el acuerdo de precio y las condiciones de funcionamiento del sistema. A partir de la firma de contrato y luego en un plazo de 20 días hábiles, es momento de completar el formulario de protocolo de conexión, acción que está en manos del instalador y un representante de la empresa distribuidora, quienes comprueban el buen funcionamiento del sistema y que los valores y elementos de protección cumplan con lo establecido en la norma técnica y funcionen correctamente. Cuando la inspección final está completa, la empresa distribuidora se encarga de realizar las labores de conexión del equipamiento, etapa en la que ya concluye todo el proceso y la instalación está lista para su funcionamiento. Así es como el proceso total para la puesta en marcha de un proyecto de este estilo lleva un tiempo aproximado de 10 meses.

2.7 Uso eficiente de la energía.

Cuando la disponibilidad de recursos naturales y energéticos es cada vez menor y a mayor coste, la necesidad de racionalizar esos recursos y aplicar estrategias de desarrollo sostenible, obliga a que en toda actividad se busque la eficiencia, entendida como conseguir más y mejores resultados con menos recursos, lo cual se expresa en menores costes de producción para producir lo mismo.

La finalidad con la que se desarrollan este tipo de proyectos, de producir electricidad por medio de energías limpias, puede radicar en diversos aspectos, desde la novedad de contar con este tipo de tecnologías hasta los fines económicos de generar un proyecto rentable que produzca ingresos para los inversionistas, pero sin duda, la conciencia en cuanto al proceso de cambio de mentalidad generalizado en el planeta, por un mundo más sustentable se convierte en uno de los aspectos de mayor relevancia debido a los altos niveles de contaminación mundial y el respaldo social a este tipo de propuestas energéticas limpias. Apuntando en la misma dirección y en conjunto con generar proyectos de generación energética con mínimos impactos ambientales, también es necesario realizar ciertos cambios, por ejemplo, en cuanto a las tecnologías que se utilizan

en la cotidianidad junto con una transformación en la conciencia social, en donde cobre significado la creencia de que nuestros pequeños aportes generarán importantes cambios globales.

Es así como la eficiencia energética y el uso consciente de la energía llegan a complementar estos proyectos para cumplir con la finalidad de sustentabilidad. Esto se puede lograr a través de la implementación de diversas medidas e inversiones a nivel de:

Tecnología: Diseñando o modificando dispositivos para que utilicen de forma eficiente la energía. El uso de tecnologías nuevas que permitan suplir las mismas necesidades con un menor uso eléctrico, es el caso de la iluminación led y equipos de bajo consumo.

- Gestión: Optimizando los recursos siempre escasos, evitando el uso excesivo de electricidad, ya sea de equipos lujosos e innecesarios o las llamadas corrientes en stand by, presentes debido al consumo eléctrico de los aparatos aunque estos estén apagados.
- Hábitos culturales de la sociedad: Una medida muy relacionada con el punto anterior, ya que este mejorará si las personas toman conciencia de que sus pequeños actos por una mejor gestión de electricidad tendrán un impacto tanto en su hogar como en el país. Asumiendo como propio el desafío de usar eficientemente la energía, adoptando medidas tan simples como, por ejemplo, apagar las luces que no se estén ocupando.

Aunque la adopción de medidas de optimización de la energía trae ventajas directas a los hogares al disminuir su consumo eléctrico, este es un tema que debería ser incentivado por el estado por medio de la información o subsidios para la implementación de equipos eficientes, tanto en el sector residencial como industrial, ya que también representa importantes beneficios para el país en diversas áreas:

- **Matriz energética:** Al disminuir los consumos eléctricos es posible reducir la dependencia de fuentes energéticas externas.
- **Económicos:** Aumentar el ahorro económico, esto debido a la reducción de la demanda energética por parte de consumidores e industria, en todos los servicios energéticos tales como luz, calefacción, transporte, etc.
- **Ambientales:** El ahorro planteado se traducirá en una disminución en la demanda de recursos naturales usados como combustibles para la generación de electricidad, clasificación en donde encontramos, principalmente, el carbón, el petróleo y la madera. Esto ayuda a aliviar las emisiones, locales así como las globales de CO₂, conducentes al calentamiento global.
- **Sociales:** La energía ahorrada por conceptos del uso eficiente, puede ser destinada a otras áreas que conciernen a la sociedad, mayor iluminación pública, transporte, etc.

Es necesario destacar que ningún tipo de política de eficiencia energética tendrá una real importancia si no cuenta con el respaldo de la ciudadanía y empresariado, y es aquí donde instruir sobre el uso consciente de la energía se convierte en un aspecto relevante. Reducir el consumo energético contribuye a un ahorro para la economía, y a su vez permite disminuir las emisiones de gases de efecto invernadero a la atmósfera, principal causante del cambio climático. Ayudar a disminuir los gastos por conceptos de energía evitando los consumos innecesarios cobra gran relevancia en la idea de sustentabilidad y se vuelve indispensable para sacar el mayor provecho a una instalación de tipo fotovoltaica o de cualquier otra fuente de energía renovable.

Algunos procedimientos que pueden ser útiles para un mejor aprovechamiento de la energía y que conducen hacia una eficiencia energética:

- **Evaluación Energética:** Para implementar un plan de eficiencia energética es necesario hacer una evaluación de los equipos existentes, para determinar

cuáles son los que consumen mayor cantidad de energía. Esto mostrará los sectores menos eficientes y permitirá adoptar medidas al respecto.

- **Elaboración de un Plan de Ahorro:** En este plan de ahorro se debe detallar en orden aquellos lugares donde se desperdicia la mayor cantidad de energía, lo cual tiene por objetivo determinar la inversión en tiempo y dinero necesaria para mantenimiento, reparaciones y compras potenciales.
- **Adoptar Acciones:** La primera de las acciones a considerar es la de utilizar los equipos eléctricos y electrónicos solo en la medida justa y necesaria, sin encender aquellos que no se van a utilizar, sobre todo aquellos que demanden un mayor consumo, optar por dispositivos eficientes, en invierno mantener la casa lo más hermética posible para evitar el ingreso de corrientes de aire frío, no abusar de las temperaturas, tanto del aire acondicionado en verano, como de la calefacción en invierno, entre otras.

En cuanto a luminarias, una de las tecnologías que actualmente cobra mayor relevancia, y poco a poco se masifica su uso, por sus excelentes características en cuanto a eficiencia energética y vida útil, corresponde a la tecnología de iluminación LED.

Capítulo 3: Evaluación técnica

3.1 Introducción

Generar proyectos es la principal herramienta ingenieril para dar respuesta a problemas y avanzar en pos de una renovación o desarrollo. La evaluación técnica corresponde a un paso fundamental en la búsqueda de la alternativa que mejor se adapte a las necesidades requeridas. En este capítulo se estudiarán distintas alternativas basadas en la energía solar fotovoltaica que permitan suministrar energía eléctrica para su uso en iluminación. Tal como se realiza frente a cualquier tipo de problemática, es necesario barajar diversas alternativas, lo cual permitirá tener una visión más amplia de las posibles soluciones y tomar una decisión más informada y por ende con mayores posibilidades éxito.

3.2 Presentación de alternativas y consideraciones

En el presente trabajo se desarrollarán 4 alternativas, en que se indicarán los requerimientos en cuanto a las instalaciones, componentes necesarios y las características de los casos. Estas alternativas corresponde a:

1. Diseño del sistema considerando radiación del mes desfavorable (invierno).
 - a. Con uso de baterías.
 - b. Sin uso de baterías.
2. Diseño del sistema considerando radiación del mes favorable (verano).
 - a. Con uso de baterías.
 - b. Sin uso de baterías.

La radiación considerada para el diseño determinará el tamaño del presente proyecto al variar la cantidad de paneles solares a utilizar, así tendremos que, mientras el consumo realizado en iluminación es similar a lo largo del año, no ocurre lo mismo con los niveles de radiación, motivo por el cual, considerar para el diseño un mes de invierno conducirá a un mayor número de paneles fotovoltaicos en comparación a sus alternativas rivales, elevando costos de inversión pero también la cantidad de energía de la que se dispone y que representará ingresos

por su venta, siendo materia de estudio si estos ingresos por venta logran ser lo suficientemente altos como para mitigar la inversión inicial de estos casos. Si se considera un mes favorable la cantidad de paneles disminuirá considerablemente y por lo tanto también su costo de inversión, pero como contraparte, se tendrá menores ingresos por venta y un mayor consumo de la red eléctrica, pudiendo hacer imposible la tarea de retornar la inversión e incluso generando mayores gastos que la propia inversión.

Los casos que cuentan con baterías implican un menor consumo eléctrico de la red, ya que la energía producida durante el día es almacenada para utilizar en la noche, periodo de uso eléctrico en iluminación. Mientras los casos sin batería permitirán inyectar directamente la energía producida, durante el día, a la red eléctrica, lo que generará ingresos que ayudarán a mitigar los gastos generados al comprar energía nocturna, además estos casos permiten disminuir costos de inversión al descartar el uso de las baterías y también de reguladores.

Todos estos parámetros variables hacen difícil suponer resultados esperables, por lo que será la evaluación económica la encargada, más adelante, de considerar los distintos factores y determinar la alternativa más beneficiosa.

3.3 Distribución de iluminación

El proyecto considera 3 cabañas para 4 personas y 4 cabañas para 6 personas, en donde se utilizará un total de 60 ampolletas LED, de 12 W cada una, para la iluminación interior y 9 focos LED, de 30 W cada uno, para iluminación exterior. La distribución de las iluminarias en las cabañas se presenta de acuerdo a los planos de planta de las figuras 3.1 y 3.2.

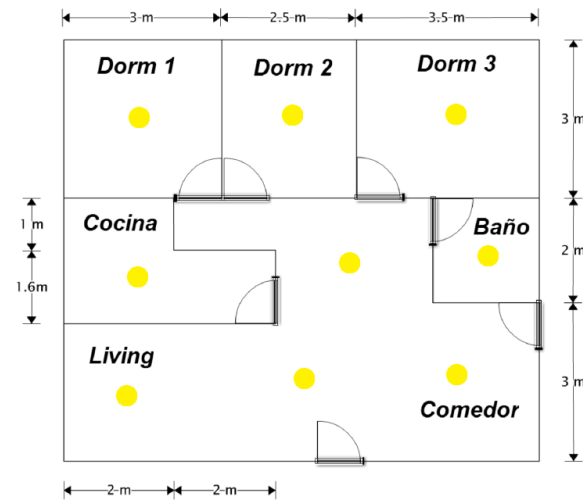


Figura 3.1 "Distribución de iluminación interior en cabañas para 6 personas"

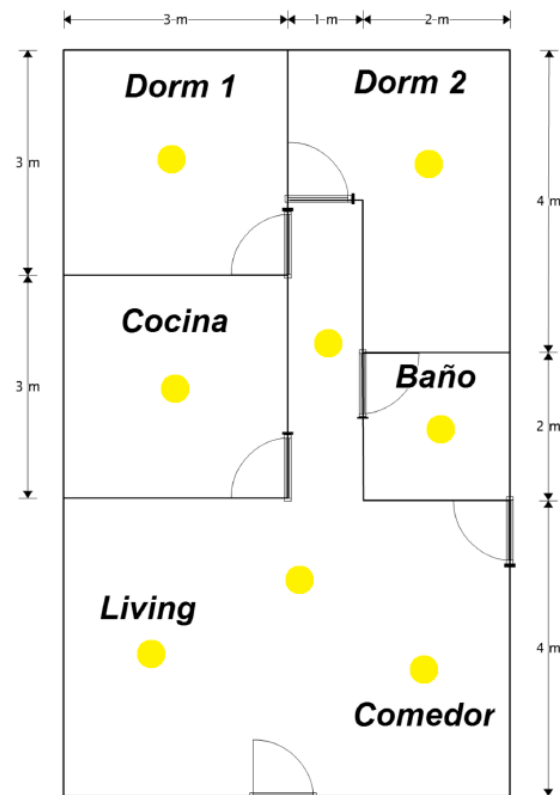


Figura 3.2 "Distribución de iluminación interior en cabañas para 4 personas"

La iluminación exterior de las cabañas se presenta esquematizada en la figura 3.3.

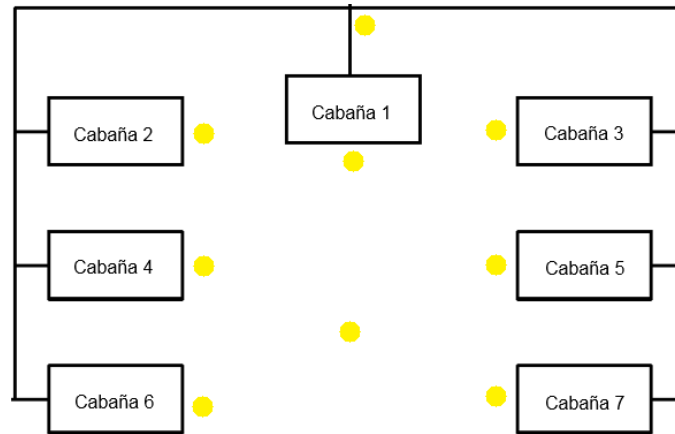


Figura 3.3 "Distribución de iluminación LED exterior"

3.4 Emplazamiento y disposición de los módulos

3.4.1 Ubicación geográfica

Una de las principales consideraciones corresponde a la ubicación geográfica del proyecto, ya que esta tiene gran relevancia en este tipo de proyectos solares, debido a que son los niveles de irradiación y los factores atmosféricos los que determinan la cantidad de energía eléctrica que se puede producir, además, a partir de la información del movimiento solar del lugar, es posible determinar la mejor inclinación para los paneles y también hacer los cálculos necesarios para evitar que las sombras producidas por elementos del entorno natural o los propios paneles disminuyan el rendimiento del sistema al sombrear las caras receptoras de cada panel.

La localidad seleccionada corresponde a Hualqui, cuyas coordenadas corresponden a los 36.98° latitud sur y los 72.91° longitud oeste.

3.4.2 Orientación e inclinación

La disposición de los módulos fotovoltaicos, definido por su orientación e inclinación, repercute de manera decisiva en su rendimiento. Lo ideal sería emplear módulos con seguidor solar que permiten en todo momento dirigir los paneles fotovoltaicos hacia el sol lo que garantiza el máximo uso de la radiación solar. No obstante, en este proyecto se hará uso de módulos solares fijos, mucho

más económicos y simples de instalar, para lo cual habrá que definir su orientación e inclinación para que resulten lo más eficiente posible.

La orientación de los paneles solares está relacionada al ángulo azimutal, este se refiere al formado entre la dirección de referencia (en este caso sur) y la dirección de la cara del panel en mismo plano, como se aprecia en la figura 3.4 (izquierda). Este ángulo azimutal será tal, que los paneles se dispongan siempre mirando hacia el ecuador terrestre. Esto supone orientación norte (ángulo 180°) para las instalaciones situadas en el hemisferio sur, como es este caso.

La inclinación se refiere al ángulo formado entre el panel fotovoltaico y el plano horizontal, como se aprecia en la figura 3.4 (derecha), y estará determinado por la época del año en que se desee potenciar su uso, siendo este ángulo mayor para sacar mayor provecho en invierno y menor para favorecer en verano.

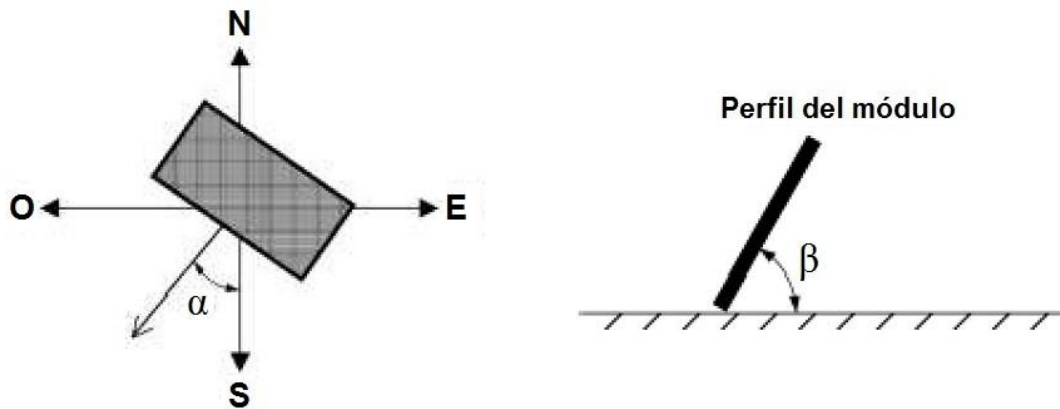


Figura 3.4 “Diagrama de orientación azimutal (izquierda) e inclinación (derecha) de paneles fotovoltaicos”

Para extraer la información de orientación e inclinación, se tomará como referencia la información solarimétrica proporcionada por el documento “Irradiación Solar en Territorios de la República de Chile”, del cual se extraerá la tabla 3.1 que se expone a continuación.

Tabla 3.1 “Irradiación global mensual y anual en diferentes inclinaciones y azimut (kWh/m² mes)” Fuente: UTFSM

LOCALIDAD: CONCEPCION															
LATITUD: 36,83 [GRADOS] SUR															
Az	INCL	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	ANUAL	
180 al Norte	27	200,0	170,4	159,5	119,6	81,3	54,7	72,6	104,7	131,3	165,8	181,1	190,6	1631,5	
	37	187,4	164,1	158,5	122,9	85,2	57,7	76,6	108,4	131,9	161,2	171,0	177,5	1602,4	
	47	171,0	154,2	154,2	123,4	87,3	59,4	78,9	109,7	129,6	153,1	157,7	160,8	1539,1	
	57	151,2	141,3	146,3	121,2	87,4	59,8	79,4	108,6	124,5	142,1	141,0	141,1	1443,9	
	90	91,1	87,7	105,0	98,1	75,6	52,8	69,8	90,3	93,8	92,8	85,6	87,2	1029,9	
150	27	195,8	163,2	151,0	112,0	75,9	52,1	68,3	97,5	123,8	160,2	175,4	188,0	1563,2	
	37	184,9	157,1	147,7	113,2	78,3	54,3	71,0	99,2	122,2	154,8	167,1	177,0	1526,9	
	47	179,3	154,7	140,0	111,9	79,1	55,3	72,3	98,8	118,2	148,6	162,6	170,6	1491,4	
	57	163,3	141,0	135,7	108,1	78,1	55,2	71,9	96,2	114,0	138,8	148,3	155,5	1406,1	
	90	120,9	108,0	105,6	81,5	64,8	47,5	61,2	74,5	87,4	106,9	110,9	113,2	1082,5	
120	27	194,1	162,5	140,0	98,8	65,3	45,3	58,7	84,1	115,9	153,9	175,0	186,3	1479,9	
	37	197,9	157,0	144,9	99,7	67,7	41,8	57,8	88,4	115,2	153,5	173,8	192,2	1489,9	
	47	191,1	163,1	137,5	105,4	64,1	42,7	56,1	90,3	114,0	153,0	172,4	181,4	1471,0	
	57	177,4	149,4	143,0	99,5	64,2	43,5	57,4	82,9	118,9	146,3	158,1	182,7	1423,3	
	90	159,3	136,7	132,1	81,9	52,1	34,5	46,1	67,8	104,8	133,3	142,9	149,1	1240,5	
90	27	193,8	154,3	133,4	90,6	57,3	40,0	51,4	77,0	106,5	146,7	175,1	185,5	1411,5	
	37	188,6	157,8	134,4	89,8	58,1	37,3	49,3	79,0	108,7	148,3	170,5	180,2	1401,9	
	47	195,5	153,4	133,4	93,4	56,8	39,7	51,2	77,5	104,7	151,2	168,9	194,3	1419,9	
	57	193,8	151,0	136,1	87,5	61,7	34,5	51,8	76,5	107,9	140,8	175,1	182,2	1399,1	
	90	161,6	140,0	113,4	78,0	55,5	37,6	49,8	69,2	84,0	137,5	144,9	151,2	1222,3	
0 al Sur	27	183,5	134,2	98,6	53,8	32,3	24,5	29,3	45,0	75,8	123,9	160,3	183,4	1144,6	
	37	166,1	117,4	80,3	41,9	31,3	23,7	28,4	38,8	61,0	107,2	144,5	168,1	1008,7	
	47	72,6	62,4	55,1	40,4	30,1	22,7	27,2	37,3	49,1	63,7	70,1	76,4	607,0	
	57	70,1	61,6	54,8	38,7	28,6	21,5	25,8	35,6	46,9	64,5	67,4	73,5	589,1	
	90	86,0	53,8	44,2	31,7	22,7	16,7	20,4	28,7	38,3	51,2	73,7	90,9	558,2	

A partir de esta tabla se comprueba lo mencionado anteriormente, siendo la orientación más indicada, un ángulo azimutal de 180°, lo cual significa que las caras de los paneles deben apuntar hacia el norte, esto se justifica por los mayores niveles de irradiación en relación con las otras orientaciones.

En cuanto a la inclinación más indicada, esta dependerá de la época del año en que se quiera potenciar el uso de los paneles, debido a las diferencias de altura solar entre un periodo del año y otro. Así tendremos que para potenciar la obtención de energía durante el periodo de invierno (abril-septiembre) se tendrá una inclinación de panel de 47° aproximadamente, mientras que para la época de verano (octubre-marzo) corresponde a los 27°. Estas inclinaciones se justifican porque son aquellas que permiten recibir los mayores niveles de irradiación para el periodo estudiado.

3.4.3 Irradiación

La Irradiación es la medición que permite determinar la cantidad de energía obtenible en función de la superficie de incidencia de rayos solares, y corresponde a un valor crucial en el diseño de proyectos fotovoltaicos ya que determinará el número de paneles necesarios. Como criterio de diseño se utilizará la información de irradiación máxima y mínima del año.

De lo anterior, se desprende que el mes favorable corresponde a enero y el desfavorable a junio, esto debido que los niveles de irradiación alcanzan valores extremos durante estos meses.

Como se puede apreciar de la tabla 3.1, la irradiación varía directamente dependiendo de la inclinación y la orientación del panel, así se tendrá que para los casos de diseño según el mes desfavorable (junio, azimut 0° e inclinación 47°) la irradiación a considerar será de $59,4 \text{ kWh/m}^2$ mes equivalente a $1,98 \text{ kWh/m}^2$ día, mientras que para el diseño según mes favorable (enero, azimut 0° e inclinación 27°) la irradiación a considerar será de 200 kWh/m^2 mes equivalente a $6,45 \text{ kWh/m}^2$ día.

3.5 Evaluación de alternativas

Debido a la similitud de los cálculos a realizar en cada una de las alternativas, se desarrollará con mayor detalle en el primero de los casos a considerar, mientras que en el resto, los cálculos serán más superficiales y se enfocará la atención en la presentación de los resultados.

3.5.1 Caso 1.A: “Diseño según mes desfavorable con baterías”

3.5.1.1 Determinación del consumo eléctrico teórico

Antes de cualquier diseño, es necesario conocer las condiciones de operación, que en este proyecto estarán dadas por los requerimientos eléctricos y las condiciones de irradiación presentadas anteriormente. Aun cuando es sabido que la demanda de cabañas aumenta en época de verano, se tendrá como principio de diseño, para todos los casos, una demanda constante del uso de cabañas durante todo el año, esto con el fin de regularizar el consumo anual según la máxima capacidad turística. El cálculo de la demanda energética considerará los gastos producidos por conceptos de iluminación y variará de acuerdo al periodo del año considerado, ya sea invierno o verano. La fórmula que regula este primer punto corresponde a la siguiente:

$$E_{Cons} = \sum P_{(Equipo)_i} \cdot t_i \quad (3.1)$$

Donde: E_{Cons} : Energía consumida (W·h/Día)

$P_{(Equipo)_i}$: Potencia del equipo i (W)

t_i : Tiempo diario de uso (h/Día)

De acuerdo a lo anterior, se presenta en la tabla 3.2 los consumos realizados durante el año, considerando periodo de invierno que comprende los meses de abril a septiembre y periodo de verano que comprende entre octubre y marzo, los cuales serán la base para conocer las dimensiones del proyecto. Cabe destacar que la diferencia de consumos entre periodos radica en el número de horas diarias de uso de las ampolletas LED.

Tabla 3.2 “Demanda eléctrica por conceptos de iluminación”

Artículo	Potencia [W]	Cantidad	Total consumo [W]	Uso diario invierno [h/día]	Uso diario verano [h/día]	Abril-septiembre	Octubre-marzo
						Consumo invierno [Wh/día]	Consumo verano [Wh/día]
Ampolleta LED	12	60	720	7	4	5040	2880
Focos LED	30	9	270	12	12	3240	3240
						8280	6120

3.5.1.2 Determinación del consumo eléctrico real

A partir de lo anterior, será posible calcular el consumo diario real al considerar factor de seguridad, rendimientos de los equipos del sistema fotovoltaico y las pérdidas que se generen en el mismo, por medio de la expresión 3.2.

$$E_T = \frac{E_{Cons}}{Coef_{perd}} \cdot (1 + FS) \quad (3.2)$$

Dónde: E_T : Energía total real consumida al día (W·h/Día)

$Coef_{perd}$: Coeficiente de pérdidas globales.

FS: Factor de seguridad.

Mientras el factor de seguridad considera pérdidas generales del sistemas (cableado, sombreado, suciedad en paneles, entre otros) y un margen que considere leves crecimientos de los consumos, el coeficiente de pérdidas globales se encarga de incluir en la ecuación las pérdidas puntuales para cada equipo.

El coeficiente de pérdidas globales viene determinado por la ecuación 3.3.

$$Coef_{perd} = [1 - (K_B + K_C + K_R + K_X)] \cdot \left[1 - \frac{(K_A \cdot D_{aut})}{P_{d_Est}} \right] \quad (3.3)$$

Donde: K_B : Pérdidas por uso del acumulador.

K_C :	Pérdidas del inversor.
K_R :	Pérdidas del regulador.
K_X :	Otras Pérdidas.
K_A :	Pérdidas por auto descarga diaria.
D_{aut} :	Días de autonomía (Día)
P_{d_Est} :	Profundidad de descarga estacional (%)

Estas pérdidas por equipos corresponden a información entregada por cada fabricante o cuyos valores aproximados pueden ser encontrados en la literatura de acuerdo a las características del equipo seleccionado. Lógicamente los casos en que se utilicen baterías tendrán mayores valores de pérdida por este concepto, debido al uso de una mayor cantidad de equipos.

Las pérdidas por uso del acumulador (K_b) hacen referencia al rendimiento de este elemento por conceptos de las intensidades de las descargas, temperatura de funcionamiento, antigüedad del elemento, y toman valores entre 0,05 y 0,1, tomando para este proyecto un valor de 0,05.

Las pérdidas por auto descarga diaria (K_a), tal como su nombre lo indica, considera la disminución del rendimiento de las baterías por conceptos de la fuga de energía diaria que toda batería sufre, este valor varía de acuerdo a condiciones como la temperatura o la tecnología del acumulador utilizado. Así se tendrá que para baterías NiCd o PbCa toma como valor 0,002, en baterías plomo-acido valor de 0,005 y en baterías de alta auto descarga o muy deterioradas un valor de 0,012. Considerando que en este proyecto se utilizan baterías del tipo plomo-acido el valor del coeficiente será de 0,005.

Las pérdidas del inversor (K_c) vienen determinadas por la información de rendimiento entregada por el fabricante, y corresponde al porcentaje que separa al

equipo de un funcionamiento ideal. Generalmente toma valores entre 0,01 y 0,1, siendo para los inversores seleccionados 0,02.

Las pérdidas del regulador (K_r) también son obtenidas de acuerdo a la información entregada por el fabricante, generalmente corresponde a valores bajos entre 0,01 y 0,1, siendo para nuestro proyecto un valor de 0,02.

Otras pérdidas no consideradas, son incluidas con la abreviatura (k_x), dentro de las cuales se agrupan pérdidas por el efecto Joule, rendimiento de la red y otras no mencionadas en los puntos anteriores. Este valor varía entre 0,05 y 0,15, considerando para este proyecto un valor de 0,1.

Los días de autonomía hacen referencia al tiempo en que la instalación deba operar bajo condiciones de radiación mínima (días nublados continuos), considerar una mayor autonomía implicará aumentar la capacidad de almacenamiento de energía, y esta es una decisión que puede variar dependiendo del clima de la zona, capacidad de inversión, dependencia de la red eléctrica, entre otros factores. Considerando que las baterías en este proyecto tienen la función de almacenar la energía generada durante el día para ser utilizada de noche y que se cuenta con el respaldo de la red, es que se evaluará una autonomía de 1 día.

La profundidad de descarga estacionaria, que es el número máximo de días que podrá estar una batería descargándose sin recibir los módulos radiación solar suficiente, este nivel máximo de descarga será del 70%.

De acuerdo a lo anterior y utilizando la ecuación 3.3, se tiene:

$$Coef_{perd} = [1 - (0,05 + 0,02 + 0,02 + 0,1)] \cdot \left[1 - \frac{(0,005 \cdot 1)}{0,7} \right] = 0,8042$$

Así el coeficiente global de pérdidas toma un valor de 80,42% y considerando un factor de seguridad del 15% es posible llegar a un valor real de la energía consumida al reemplazar los valores obtenidos en la ecuación 3.2.

$$E_{T\text{invierno}} = \frac{8280}{0,8042} \cdot (1 + 0,15) = 11840,13 \text{ Wh/día}$$

$$E_{T\text{verano}} = \frac{6120}{0,8042} \cdot (1 + 0,15) = 8751,40 \text{ Wh/día}$$

De todo lo anterior es posible calcular los consumos durante el periodo de invierno (abril-septiembre) y verano (octubre-marzo), 11840,13 W·h/Día y 8751,40 W·h/Día respectivamente.

3.5.1.3 Cálculo de paneles

Conocidos los consumos y radiaciones a utilizar para el diseño, corresponde continuar con el dimensionado de los paneles, para esto es necesario considerar la premisa de que la energía proporcionada por los paneles debe ser capaz de cubrir la demanda eléctrica diaria del mes estudiado. Por lo tanto es preciso conocer la potencia entregada por los paneles, valor que puede ser obtenido mediante la siguiente ecuación:

$$E_p = P_{nom} \cdot HSP \quad (3.4)$$

Dónde: E_p : Energía diaria generada por panel (W·h/Día)

P_{nom} : Potencia nominal del panel (W)

HSP : Horas de sol pico (h/Día)

Las horas de sol pico corresponden a la irradiación total durante el día transformada al tiempo equivalente en que inciden 1000 W/m² sobre una superficie. Para este caso se considera un valor de diseño según el mes de menor irradiación, así el valor de HSP, según la sección 3.4.3 (página 33) del presente, corresponde a:

$$HSP = 1,98 \left[\frac{kWh}{m^2 \text{ día}} \right] \cdot 1 \left[\frac{m^2}{kW} \right] = 1,98 \left[\frac{h}{\text{día}} \right]$$

De ecuación 3.4 se obtiene que la cantidad de energía generada por cada panel, considerando el uso de paneles CSG PVTECH CSG250M2-60 (anexo página 100), de potencia nominal 250 W, corresponde a 495 Wh/día.

Así la cantidad de paneles necesarios para cubrir los requerimientos energéticos se obtienen por medio del cociente entre la energía real demandada por día y la energía diaria generada por panel, que se traduce en la siguiente expresión.

$$NP = \frac{E_T}{E_p} \quad (3.5)$$

Dónde: NP : Número de paneles.

$$NP = \frac{11840,13}{495} = 23,92 \approx 24 \text{ paneles}$$

De lo anterior se obtiene que la cantidad de paneles necesarios es de 24 unidades.

Determinar la distribución de los paneles, ya sea en serie o paralelo, es materia de estudio de acuerdo a las características del inversor a seleccionar. En este aspecto se considerará una corrección de acuerdo a la temperatura de funcionamiento de las celdas solares, ya que las condiciones de voltaje variarán según la temperatura de trabajo, siendo mayor el voltaje cuando esta disminuye.

Lo primero será proceder con el cálculo de las temperaturas extremas de funcionamiento del panel, esto se realiza considerando las temperaturas ambiente máximo y mínimo, y estará dado por la siguiente ecuación.

$$T_c = T_{Amb} + \frac{TONC - 20}{800} \cdot I \quad (3.6)$$

Donde: T_c : Temperatura de funcionamiento de celda (°C)

T_{Amb} : Temperatura máxima y mínima ambiente (°C)

TONC: Temperatura de operación nominal de la célula, dada por fabricante y que representa la temperatura de funcionamiento de panel en condiciones de laboratorio (°C)

I: Radiación solar durante máxima y mínima temperatura (W/m²)

Como resultado de lo anterior se obtendrá un rango de temperaturas de funcionamiento del panel, para lo cual se requiere la información de temperaturas extremas y sus respectivas radiaciones. Considerando como base de datos la información promedio entre 2004 y 2013, proporcionada por la Dirección Meteorológica de Chile (DMC), la temperatura máxima para la ciudad de Concepción corresponde a 28,95°C mientras que la mínima es de -1,41°C, siendo estas en enero y junio respectivamente. Mientras las radiaciones máxima en enero y mínima en junio son respectivamente de 769,2 W/m² y 44,2 W/m² para la inclinación de 47°, obtenidas a partir del anteriormente citado documento “Irradiación Solar en Territorios de la República de Chile” y que se pueden apreciar en la siguiente tabla 3.3.

Tabla 3.3 "Tabla de radiación total horaria de enero y junio para distintas orientaciones e inclinaciones (W/m²)"

LOCALIDAD: CONCEPCION															
LATITUD: 36,83 [GRADOS] SUR															
AZ	INCL	ENERO													
		HORA SOLAR													
		6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	
HORIZONTAL		132,9	279,5	438,7	592,9	722,1	808,2	838,5	808,2	722,1	592,9	438,7	279,5	132,9	
180	26	101,2	243,8	407,7	574,2	718,7	817,0	851,8	817,0	718,7	574,2	407,7	243,8	101,2	
al	36	86,3	222,2	380,9	544,2	687,4	785,4	820,2	785,4	687,4	544,2	380,9	222,2	86,3	
NORTE	46	81,6	197,1	346,8	502,8	640,6	735,5	769,2	735,5	640,6	502,8	346,8	197,1	81,6	
90	90	59,0	107,7	143,8	221,9	295,2	346,8	365,4	346,8	295,2	221,9	143,8	107,7	59,0	
-135 NO	90	59,0	107,7	143,8	165,8	177,2	188,1	312,2	409,1	456,9	444,1	374,2	265,9	147,5	
135 NE	90	147,5	265,9	374,2	444,1	456,9	409,1	312,2	188,1	177,2	165,8	143,8	107,7	59,0	
-90 O	90	59,0	107,7	143,8	165,8	177,2	182,3	183,7	338,5	454,7	503,4	472,2	373,0	239,5	
90 E	90	239,5	373,0	472,2	503,4	454,7	338,5	183,7	182,3	177,2	165,8	143,8	107,7	59,0	
-45 SO	90	59,0	107,7	143,8	165,8	177,2	182,3	183,7	182,3	290,0	364,9	377,8	324,7	225,8	
45 SE	90	225,8	324,7	377,8	364,9	290,0	182,3	183,7	182,3	177,2	165,8	143,8	107,7	59,0	
0 SUR	90	114,4	149,3	146,4	165,8	177,2	182,3	183,7	182,3	177,2	165,8	146,4	149,3	114,4	

AZ	INCL	JUNIO													
		HORA SOLAR													
		6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	
HORIZONTAL				44,8	110,4	171,0	213,7	229,0	213,7	171,0	110,4	44,8			
180	26			46,1	112,9	176,7	222,8	239,7	222,8	176,7	112,9	46,1			
al	36			45,4	111,1	174,4	220,6	237,5	220,6	174,4	111,1	45,4			
NORTE	46			44,2	107,8	169,7	215,1	231,9	215,1	169,7	107,8	44,2			
90	90			33,2	79,5	125,4	159,5	172,1	159,5	125,4	79,5	33,2			
-135 NO	90			26,1	63,7	103,9	138,1	157,8	155,4	129,0	85,5	37,9			
135 NE	90			37,9	85,5	129,0	155,4	157,8	138,1	103,9	63,7	26,1			
-90 O	90			26,1	62,9	94,8	116,0	123,3	128,2	112,6	78,2	35,7			
90 E	90			35,7	78,2	112,6	128,2	123,3	116,0	94,8	62,9	26,1			
-45 SO	90			26,1	62,9	94,8	116,0	123,3	116,0	94,8	62,9	27,9			
45 SE	90			27,9	62,9	94,8	116,0	123,3	116,0	94,8	62,9	26,1			
0 SUR	90			26,1	62,9	94,8	116,0	123,3	116,0	94,8	62,9	26,1			

Con los datos recopilados ya es posible evaluar el rango de temperatura de funcionamiento de los paneles, considerando que el valor de TONC entregado por el catalogo del panel es de 45 °C. Reemplazando los valores en 3.6 se tendrá:

$$T_{C_{Max}} = 28,95 + \frac{45 - 20}{800} \cdot 769,2 = 52,99 \text{ }^{\circ}\text{C}$$

$$T_{C_{Min}} = -1,41 + \frac{45 - 20}{800} \cdot 44,2 = -0,03 \text{ }^{\circ}\text{C}$$

Con el rango de temperatura de funcionamiento de panel, que comprende entre los -0,03 – 53,99 °C, es posible calcular el rango de voltaje que genera cada panel según su temperatura de funcionamiento, valor que se obtiene a partir de la siguiente expresión.

$$V_{(T_c)} = V_{mp} + V_{mp} \cdot \frac{\%V}{\Delta T} \cdot (25 - T_c) \quad (3.7)$$

Donde: $V_{(T_c)}$: Voltaje de funcionamiento en función de la temperatura de panel (V)

V_{mp} : Voltaje de máxima potencia de panel (V)

$\frac{\%V}{\Delta T}$: Variación de voltaje porcentual por cada grado de temperatura, dado por el fabricante (%/°C)

De acuerdo a la información proporcionada por el catálogo del panel fotovoltaico el voltaje de máxima potencia corresponde a 30,9 V mientras que la variación de voltaje es de 0,34 %/°C. Luego de reemplazar en ecuación 3.7, se obtiene finalmente el rango de voltaje en que funcionan los paneles a lo largo del año, información necesaria para determinar el rango de paneles en serie que pueden ser instalados según el inversor seleccionado.

$$V_{Max(-0,03)} = 30,9 + 30,9 \cdot 0,0034 \cdot (25 - (-0,03)) = 33,53 \text{ V}$$

$$V_{Min(52,99)} = 30,9 + 30,9 \cdot 0,0034 \cdot (25 - 52,99) = 27,96 \text{ V}$$

Este resultado implica que cada panel genera un voltaje de entre 27,96 – 33,53 V a lo largo del año. Al contrastar estos valores con el rango de voltaje de seguimiento del inversor es posible determinar la cantidad de paneles en serie que pueden ser instalados.

El rango de seguimiento de voltaje del inversor, que será seleccionado en el siguiente punto, es desde los 200 V hasta los 800 V. Información con la que se determinará el rango de paneles en serie necesario para el buen funcionamiento del sistema mediante la expresión 3.8.

$$NP_{Serie} = \frac{V_{Inv}}{V_{Panel}} \quad (3.8)$$

Donde evaluando se tendrá:

$$NP_{Serie\ Min} = \frac{200}{27,96} = 7,15 \rightarrow 8\ paneles$$

$$NP_{Serie\ Max} = \frac{800}{33,53} = 23,86 \rightarrow 23\ paneles$$

Teniendo el sistema que estar conformado por un mínimo de 8 paneles hasta un máximo de 23 paneles en serie.

Ahora para el cálculo de los ramales que pueden ser instalados (paneles en paralelo) es necesario recurrir a los valores de intensidad de corriente tanto de paneles como del inversor, valores que son entregados en los catálogos correspondientes. Siendo la corriente de máxima potencia de los paneles igual a 8,09 A y la corriente máxima de entrada al inversor de 18,6 A.

Así el número de paneles en paralelo se obtendrá de la ecuación 3.9 que sigue.

$$NP_{Paralelo} = \frac{I_{Inv}}{I_{mp}} \quad (3.9)$$

Donde: I_{inv} : Corriente de entrada al inversor (A)

I_{mp} : Corriente de máxima potencia del panel (A)

Donde reemplazando se obtendrá:

$$NP_{Paralelo} = \frac{18,6}{8,09} = 2,3 \rightarrow 2 \text{ ramales}$$

Por lo anterior se demuestra que el inversor soporta un máximo de 2 ramales.

Con todo lo anterior, y considerando que este primer caso estará conformado por 24 paneles, la distribución de los mismos será de 2 ramales de 12 paneles en serie cada uno, como se detalla en anexo de la página 106.

3.5.1.4 Cálculo del inversor

Respecto al inversor este estará determinado por la máxima potencia instantánea requerida, de tal manera que pueda funcionar sin fallas en caso que todos los paneles funcionen a su máxima potencia nominal. De acuerdo a lo anterior, la potencia de inversor a seleccionar se determinará a partir de la potencia instalada del generador fotovoltaico. En caso de alimentar aparatos con motor, se debe tener en consideración los picos de arranque que pueden llegar a ser 4 o 5 veces la potencia nominal del equipo, como este proyecto está orientado a cubrir las necesidades de iluminación, no se considerarán estos máximos consumos de arranque. Así, la potencia a cubrir por el inversor queda expresada de la siguiente manera.

$$P_{inv} = 1,2 \cdot NP \cdot P_{nom} \quad (3.10)$$

Donde: P_{inv} : Potencia a cubrir por el inversor (W)

Reemplazando valores en 3.10 tendremos:

$$P_{inv} = 1,2 \cdot 24 \cdot 250 = 7200 \text{ W}$$

De acuerdo a lo anterior se tiene que el inversor debe soportar una potencia mínima de 7200 W. El inversor KACO powador 10.0 TL3 (anexo página 102) tiene una potencia nominal de entrada de 10 kW por lo tanto cumple con lo anteriormente expuesto y será el equipo a instalar en el proyecto.

3.5.1.5 Cálculo de baterías

En cuanto a las baterías se deben considerar dos parámetros importantes como lo son el número de días de autonomía y la máxima profundidad de descarga estacional y diaria, recordando que el porcentaje de descarga es determinado según las preferencias del usuario, considerando que ciclos de descarga mayores harán que la vida útil del acumulador se vea perjudicada. Para el cálculo de la capacidad nominal necesaria que deben ofrecer las baterías, ésta será la que resulte del mayor valor calculado al emplear las descargas previstas, diaria y estacional.

Por un lado, para calcular el valor de la capacidad nominal de las baterías en función de la descarga máxima estacional, se utilizará la expresión siguiente:

$$CAP_{bats} = \frac{E_T \cdot D_{aut}}{P_{d_Est} \cdot V_{sist}} \quad (3.11)$$

Por otro lado, considerando la descarga máxima diaria ($P_{d_Dia} = 30\%$), el cálculo de la capacidad nominal de la batería, se realizará empleando la siguiente expresión:

$$CAP_{bats} = \frac{E_T}{P_{d_Dia} \cdot V_{sist}} \quad (3.12)$$

Donde: CAP_{bats} : Capacidad total de baterías (A·h)

V_{sist} : Voltaje del sistema determinado por baterías (V)

P_{d_Dia} : Profundidad de descarga máxima diaria (%)

La capacidad y cantidad de baterías deberán ser lo suficientemente grande para dar la autonomía esperada según el criterio de la máxima descarga estacional (1

día de autonomía y 70% porcentaje de descarga) con voltaje de sistema de 24 V. Sustituyendo en 3.11 resulta:

$$CAP_{bats} = \frac{11840,13 \cdot 1}{0,7 \cdot 24} = 704,77 \text{ Ah}$$

Mientras, la capacidad nominal para la máxima descarga diaria se obtiene de 3.12.

$$CAP_{bats} = \frac{11840,13}{0,3 \cdot 24} = 1644,46 \text{ Ah}$$

Como conclusión, para la selección de las baterías se tomará como valor de la capacidad nominal, el mayor valor obtenido de los anteriores, resultando en este caso 1644,46 Ah. De lo anterior se seleccionarán baterías marca CURTISS de 180 Ah 12 V (anexo página 104), cuya cantidad se obtendrá por medio de 3.13.

$$NB = \frac{CAP_{bats}}{CAP_{bat}} \quad (3.13)$$

Donde: NB : Número de baterías.

CAP_{bat} : Capacidad de cada batería (A·h)

$$NB = \frac{1644,46}{180} = 9,14 \approx 10 \text{ baterías}$$

Así, se tendrán 10 acumuladores distribuidos en 5 ramas en paralelo de 2 baterías en serie cada una (ver “Anexo Esquemas de Sistemas”), esto para obtener el voltaje de sistema de 24 V propuesto en los cálculos anteriores.

3.5.1.6 Cálculo de regulador

Para evitar sobrecargas y malos funcionamientos de las baterías es necesaria la instalación de un regulador de cargas, elemento cuyo parámetro crítico de selección corresponde a la intensidad de corriente máxima del sistema de generación. Así la corriente que debe soportar el regulador estará representada por la expresión 3.14.

$$I_{Reg} = FS \cdot NP_{paralelo} \cdot I_{mp} \quad (3.14)$$

Dónde: I_{Reg} : Corriente regulador (A)

FS : Factor de seguridad para evitar daños al regulador.

Como en cualquier elemento es importante considerar un factor de seguridad que proteja a los equipos frente a algún imprevisto, este factor corresponderá al 20% de la corriente calculada. Obteniendo por medio de la evaluación en la ecuación número 3.14 lo siguiente:

$$I_{Reg} = 1,2 \cdot 2 \cdot 8,09 = 19,42 \text{ A}$$

El regulador debe ser capaz de soportar una corriente mínima de 19,42 A. Así, el regulador PHOCOS CML20 de 20 A (anexo página 101) cumple con el requerimiento de corriente.

3.5.1.7 Cálculo de sombras

Las sombras tienen efectos muy negativos en los paneles solares, ya que afectan directamente a la productividad de los mismos. Pérdida de potencia, inconsistencia de la energía, producción desigual de energía, entre otros factores, pueden ser la causa de un bajo rendimiento o un mal funcionamiento del sistema de generación eléctrica, motivo por el que evitar este tipo de situaciones se convierte en un aspecto a considerar al momento de diseñar y emplazar el proyecto.

3.5.1.7.1 Sombras obstáculos

Debido a que el sol incide a los paneles desde el norte, son los obstáculos que provienen de esta dirección a los que se debe prestar mayor atención. En este caso el principal obstáculo que se encuentra es la presencia de árboles de aproximadamente 10 m de altura. Estos árboles producirán la mayor sombra cuando la altura solar sea mínima, situación que ocurre durante el solsticio de invierno en junio, en donde la altura mínima de sol aprovechable es

aproximadamente de 20° según gráfica proporcionada por Sunearthtools y que se muestra en la figura 3.5.

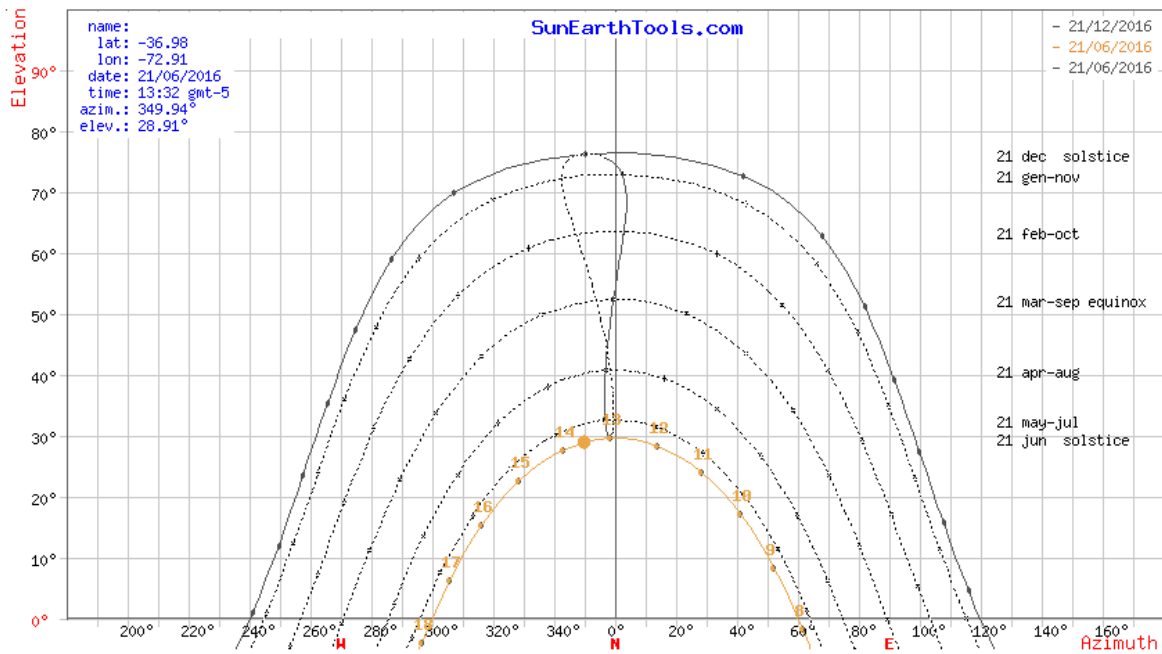


Figura 3.5 "Gráfica de la trayectoria solar diaria durante el año"

Se observa que para las horas de sol aprovechable (entre 10 y 16 hrs.) el ángulo de elevación solar (α) es cercano a los 20° , valor que será considerado para evitar el sombreado de los paneles. Mediante la figura 3.6 se muestra la incidencia solar en el árbol para conocer la distancia de la sombra producida y por ende la distancia mínima a la cual deben ubicarse los paneles respecto los árboles.

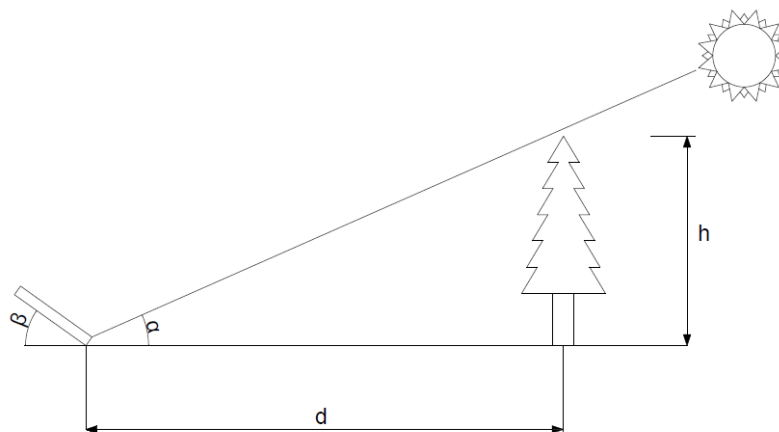


Figura 3.6 "Máxima sombra producida en el año"

El cálculo de la distancia mínima para la ubicación de los paneles se obtiene por trigonometría a través de la siguiente expresión:

$$\tan \alpha = \frac{h}{d} \rightarrow d = \frac{10}{\tan 20^\circ} = 27,47 \text{ m}$$

Así la distancia mínima entre la base de los paneles y la base de los arboles debe ser de 27,47 m.

3.5.1.7.2 Sombras entre paneles

Se debe procurar que los paneles no generen sombras que cubran la cara receptora del panel que se encuentra detrás, motivo por el que también debe realizarse un cálculo para determinar la distancia mínima que debe separar las filas de paneles. Este cálculo se desarrolla por trigonometría de forma similar al anterior, considerando que el ángulo de elevación solar mínimo (α) es de 20° y que el ángulo de inclinación del panel (β) es de 47° , así se aplicara teorema del seno considerando la figura 3.7.

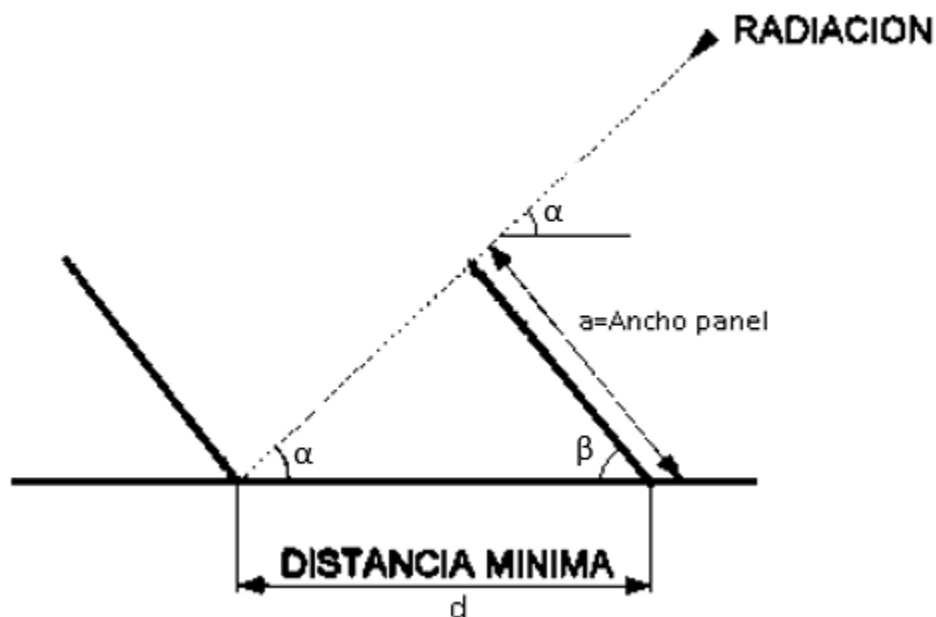


Figura 3.7 "Diagrama representativo de la distancia mínima entre paneles"

$$\frac{d}{\text{sen}(180 - \alpha - \beta)} = \frac{a}{\text{sen}(\alpha)} \quad (3.15)$$

Considerando que el ancho del panel es de 0,992 m y evaluando en 3.15 se tiene:

$$d = \frac{0,992 \cdot \text{sen}(180^\circ - 20^\circ - 47^\circ)}{\text{sen}(20^\circ)} = 2,67 \text{ m}$$

Por lo tanto la distancia mínima entre la base de los paneles debe ser de 2,67 m.

3.5.1.8 Cálculo de cableado

El cableado de un sistema debe ser calculado considerando las condiciones de tensión y corriente en que trabajarán. Así la sección de los cables se seleccionará de forma tal que cumpla con 2 criterios básicos de diseño.

- Criterio de máxima caída de tensión permitida: Mediante este criterio se limitan las pérdidas por caída de tensión en el cable. En este sentido, para cada tramo de cableado de este proyecto, se considera una máxima caída de tensión del 1,5% respecto al voltaje del tramo. Este criterio limita la sección mínima de cableado según se muestra en las ecuaciones 3.16 y 3.17.

$$S = \frac{2 \cdot L \cdot I \cdot \rho}{\delta} \quad (3.16)$$

$$S = \frac{\sqrt{3} \cdot L \cdot I \cdot \rho \cdot \cos \varphi}{\delta} \quad (3.17)$$

Donde:

- S : Sección del conductor del cable (mm²)
- L : Longitud del tramo de conductor que se esté considerando (m)
- I : Intensidad de corriente que circula por el conductor (A)
- ρ : Resistividad del conductor (Ω·mm²/m), valor para conductores de cobre usados en el proyecto 0,0175 (Ω·mm²/m)

δ : Caída de tensión permitida en el tramo respecto al voltaje que circula (V)

$\cos \varphi$: Factor de potencia, valor entregado por catálogo de inversor.

Considerar que la ecuación 3.16 se utiliza para evaluar en corriente continua y corriente alterna monofásica, mientras que 3.17 se usa en cableado de corriente alterna trifásica.

- Criterio térmico: Esta condición establece que la intensidad que circule por el cable sea inferior a la máxima intensidad admisible, según su sección. La intensidad admisible de cada cable conductor se pueden consultar en tablas, como la tabla 3.4 que se presenta a continuación, en función de la sección, tipo de aislamiento, tipo de corriente y método de instalación.

Tabla 3.4 "Intensidad máxima admisible (A) para conductores de cobre, temperatura ambiente de 40°C"

A		Conductores aislados en tubos empotrados en paredes aislantes		3x PVC	2x PVC		3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR						
A2		Cables multiconductores en tubos empotrados en paredes aislantes	3x PVC	2x PVC		3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR							
B		Conductores aislados en tubos ¹⁾ en montaje superficial o empotrados en obra				3x PVC	2x PVC		3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR				
B2		Cables multiconductores en tubos ²⁾ en montaje superficial o empotrados en obra			3x PVC	2x PVC		3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR					
C		Cables multiconductores directamente sobre la pared ¹⁾					3x PVC	2x PVC	3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR				
E		Cables multiconductores al aire libre ²⁾ . Distancia a la pared no inferior a 0.3D ³⁾					3x PVC	2x PVC	3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR				
F		Cables unipolares en contacto mutuo ⁴⁾ . Distancia a la pared no inferior a D ⁵⁾						3x PVC			3x XLPE o EPR ¹⁾			
G		Cables unipolares separados mínimo D ³⁾								3x PVC ¹⁾			3x XLPE o EPR	
			mm ²	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Cobre			1,5	11	11,5	13	13,5	15	16	-	18	21	24	-
			2,5	15	16	17,5	18,5	21	22	-	25	29	33	-
			4	20	21	23	24	27	30	-	34	38	45	-
			6	25	27	30	32	36	37	-	44	49	57	-
			10	34	37	40	44	50	52	-	60	68	76	-
			16	45	49	54	59	66	70	-	80	91	105	-
			25	59	64	70	77	84	88	96	106	116	123	166
			35		77	86	96	104	110	119	131	144	154	206
			50		94	103	117	125	133	145	159	175	188	250
			70				149	160	171	188	202	224	244	321
			95				180	194	207	230	245	271	296	391
			120				208	225	240	267	284	314	348	455
			150				236	260	278	310	338	363	404	525
185				268	297	317	354	386	415	464	601			
240				315	350	374	419	455	490	552	711			
300				360	404	423	484	524	565	640	821			

De lo anterior, para el cálculo de las secciones de los cables conductores se distinguirá entre la parte de la instalación que funciona en continua y la parte de la instalación que funciona en corriente alterna. Se dividirá el sistema por tramos de cableado, ya que cada uno de los tramos que componen la instalación poseerá una sección diferente de conductores debido a que la intensidad de corriente y voltaje que circula por cada uno de ellos será diferente dependiendo los equipos que interconecten.

3.5.1.8.1 Tramo entre paneles en serie

Este tramo de cableado comprende la conexión de los 12 paneles en serie en corriente continua, lo que se traduce en un voltaje de tramo igual a 370,8 V, del cual se obtiene la tensión de caída al aplicar el 1,5%. De acuerdo al criterio de caída de tensión la ecuación que rige los cálculos será la expresión 3.16, y los valores de los distintos parámetros que se emplearán para el cálculo de la sección mínima de cable conductor, serán los siguientes:

Tabla 3.5 "Parámetros para cableado de tramo entre paneles en serie"

Parametro	Valor	Unidad
L	30	m
I	8,09	A
ρ	0,0175	ohm*mm ² /m
δ	5,562	V

Luego del desarrollo se obtendrá que la sección mínima debe ser de 1,53 mm².

Ahora para criterio de intensidad máxima es necesario decir que el cable de aislamiento en polietileno reticulado (XLPE), se canalizará al interior de tubos bajo tierra (caso A de la tabla 3.4), condiciones para las cuales la sección mínima que supera los 8,09 A será 1,5 mm² con una intensidad admisible de 16 A.

Así la sección normalizada a seleccionar será de 4 mm² para facilitar la instalación según accesorios de conexión de paneles existentes en el mercado. El cable a usar será cable Araflex RV-K 1x4 mm² y será canalizado en tubo de PVC Compex 16 mm.

3.5.1.8.2 Tramo salida de paneles en serie y regulador

Este tramo comprende la conexión desde la salida de los paneles en serie hasta el regulador, en corriente continua, lo que se traduce en un voltaje de tramo igual a 370,8 V, del cual obtendremos la tensión de caída al aplicar el 1,5%. De acuerdo al criterio de caída de tensión la ecuación que rige los cálculos será la expresión

3.16, y los valores de los distintos parámetros que se emplearán para el cálculo de la sección mínima de cable conductor, serán los siguientes:

Tabla 3.6 "Parámetros para cableado de tramo entre salida de paneles en serie y regulador"

Parametro	Valor	Unidad
L	14	m
I	16,18	A
ρ	0,0175	ohm*mm ² /m
δ	5,562	V

Al evaluar se obtendrá que la sección mínima debe ser de 1,43 mm².

De forma similar al tramo anterior el cable aislado en XLPE será canalizado bajo tierra (caso A de la tabla 3.4), pero la intensidad a superar en esta ocasión será de 16,18 A, para lo cual la sección mínima será de 2,5 mm², cuya intensidad admisible es de 22 A.

Seleccionando una sección que cumpla con ambos criterios y que se ajuste a los requerimientos de conexión a la salida de los paneles, tendremos que se usará un cable de sección de 4 mm², específicamente Araflex RV-K 1x4mm², canalizado por medio de tubos de PVC Compex 16 mm.

3.5.1.8.3 Tramo entre baterías en serie

Los acumuladores a usar serán 10, 5 ramas de 2 baterías en serie. Este tramo considera las conexiones en serie, por las cuales circula un quinto de la intensidad proveniente de los generadores y existe un voltaje de 24 V. La expresión 3.16 es la encargada de determinar la sección mínima según la caída de voltaje, para la cual se considerará la siguiente información:

Tabla 3.7 "Parámetros para cableado de tramo entre baterías en serie"

Parametro	Valor	Unidad
L	2	m
I	3,236	A
ρ	0,0175	ohm*mm ² /m
δ	0,36	V

De lo anterior se obtiene que la sección mínima es de 0,63 mm².

En este tramo se utilizará cable aislado en XLPE canalizado en tubo en montaje superficial (Caso B de la tabla 3.4), siendo la sección mínima normalizada de 1,5 mm² cuya intensidad admisible es de 21 A.

Por lo tanto la sección normalizada inmediatamente superior a seleccionar corresponde a una sección de 1,5 mm². Este será cable Araflex RV-K 1x1,5 mm² canalizado en tubos de PVC Compex 16 mm.

3.5.1.8.4 Tramo salida baterías y regulador

Este tramo comprende la conexión desde la salida de las baterías en serie hasta el regulador, en corriente continua, lo que se traduce en un voltaje de tramo igual a 24 V, del cual obtendremos la tensión de caída al aplicar el 1,5%. De acuerdo al criterio de caída de tensión la ecuación que rige los cálculos será la expresión 3.16, y los valores de los distintos parámetros que se emplearán para el cálculo de la sección mínima de cable conductor, serán los siguientes:

Tabla 3.8 "Parámetros para cableado de tramo entre salida de baterías en serie y regulador"

Parametro	Valor	Unidad
L	8	m
I	16,18	A
ρ	0,0175	ohm*mm ² /m
δ	0,36	V

Evaluando se tendrá que la sección mínima permitida por este criterio es de 12,58 mm².

De acuerdo al criterio de intensidad máxima admisible, considerando aislación en XLPE y canalizado en tubo en montaje superficial (Caso B de la tabla 3.4), la sección mínima que supera los 16,18 A del tramo es 1,5 mm².

Así la mayor sección calculada es de 12,58 mm², siendo la sección normalizada a utilizar de 16 mm². A utilizar para este tramo cable Araflex RV-K 1x16 mm² canalizado en tubos de PVC Compex 20 mm.

3.5.1.8.5 Tramo regulador a inversor

Tramo corto entre el regulador y el inversor, también en corriente continua y cuyos parámetros de funcionamiento se muestran en la tabla 3.9.

Tabla 3.9 "Parámetros para cableado de tramo entre regulador e inversor"

Parametro	Valor	Unidad
L	1	m
I	16,18	A
ρ	0,0175	ohm*mm ² /m
δ	0,36	V

Aplicando la ecuación 3.16 se obtiene que la sección mínima corresponde a 1,57 mm².

De forma similar al tramo anterior, el cable aislado en XLPE será canalizado en tubo en montaje superficial (Caso B de la tabla 3.4). La sección de 1,5 mm² con intensidad admisible de 21 A superando la corriente que circula por el tramo.

Así se tiene que la sección normalizada a utilizar en este tramo será de 2,5 mm². Usando cable Araflex RV-K 1x2,5 mm² canalizado en tubos de PVC Compex 16 mm.

3.5.1.8.6 Tramo inversor a empalme

La ecuación 3.17, que es la que rige este tramo, varía respecto a los casos anteriores debido a que por esta sección circula corriente alterna trifásica producida por el inversor, aunque la forma de cálculo es bastante similar, siendo

las condiciones de corriente a 380 V y una corriente determinada por la salida del inversor de 13 A. Los parámetros de esta sección del sistema se presentan en la siguiente tabla.

Tabla 3.10 "Parámetros para cableado de tramo entre inversor y empalme"

Parametro	Valor	Unidad
L	100	m
I	13	A
ρ	0,0175	ohm*mm ² /m
δ	5,7	V
$\cos \varphi$	0,8	sin unidad

Desarrollando la expresión 3.17 se tendrá que la mínima sección por concepto de criterio de caída de tensión será de 5,53 mm².

Para el estudio de este tramo se consideran conductores múltiples aislados en polietileno reticulado y canalizados bajo tierra, caso A2 de la tabla 3.4, a partir de la cual se obtiene que la mínima sección cuya intensidad admisible supera los 13 A del tramo, corresponde a los 1,5 mm².

Con lo anterior se tiene que la sección a utilizar en este tramo es de 6 mm². A usar cable Araflex RV-K 3x6 mm² canalizado por medio de tubos de PVC Compex 20 mm.

3.5.2 Caso 1.B: "Diseño según mes desfavorable sin baterías"

3.5.2.1 Determinación del consumo eléctrico teórico

El consumo eléctrico teórico no varía para ninguno de los casos, ya que depende netamente de los elementos de consumo estudiados, los cuales son siempre los mismos. Por lo tanto, según lo obtenido en tabla 3.5a, los consumos teóricos son de 8280 y 6120 Wh/día en periodo de invierno y verano respectivamente.

3.5.2.2 Determinación del consumo eléctrico real

Aquí surge la diferencia en cuanto a consumos respecto al caso anterior, esto debido a que no considerar el uso de baterías y regulador aumenta el rendimiento

del sistema, gracias a lo cual se puede disminuir en una pequeña porción la energía eléctrica que necesitan generar los paneles fotovoltaicos.

Igualmente se utilizará la ecuación 3.2 para obtener el consumo real, pero el coeficiente de pérdidas tomará un valor diferente. Así, para obtener este coeficiente se recurre a la expresión 3.18, variación de la ecuación 3.3 pero sin considerar aquellos términos relacionados con acumuladores.

$$Coef_{perd} = [1 - (K_C + K_X)] \quad (3.18)$$

Obteniendo como valor del coeficiente lo siguiente:

$$Coef_{perd} = [1 - (0,02 + 0,1)] = 0,88$$

Finalmente evaluando según 3.2, con un factor de seguridad del 15%, se tendrá:

$$E_{Tinvierno} = \frac{8280}{0,88} \cdot (1 + 0,15) = 10820,45 \text{ Wh/día}$$

$$E_{Tverano} = \frac{6120}{0,88} \cdot (1 + 0,15) = 7997,73 \text{ Wh/día}$$

En resumen los consumos durante el periodo de invierno (abril-septiembre) y verano (octubre-marzo) son 10820,45 W·h/Día y 7997,73 W·h/Día respectivamente.

3.5.2.3 Cálculo de paneles

Para este caso se utilizarán los mismos paneles del caso 1.A, CSG PVTECH CSG250M2-60 (página 100), cuya potencia nominal es de 250 W, mientras que el valor de hora solar pico corresponde al mismo del caso anterior, 1,98 h/día basado en la irradiación de junio para una inclinación de panel de 47°. De acuerdo a la expresión 3.4 presentada anteriormente es posible calcular la energía generada por panel.

$$E_p = 250 \cdot 1,98 = 495 \text{ Wh/día}$$

Y la cantidad de paneles necesarios en esta ocasión estarán determinados por el consumo de invierno calculado en el punto anterior.

$$NP = \frac{10820,45}{495} = 21,86 \approx 22 \text{ paneles}$$

Para determinar el número de paneles en serie es necesario contrastar la información de voltaje de entrada al inversor respecto del voltaje de máxima potencia del panel. Para hacer esta evaluación más precisa, se realiza una corrección por las variaciones de temperatura que deben soportar los paneles a lo largo del año, variaciones que modifican el voltaje de funcionamiento de los mismos. Para esto se utilizan las fórmulas 3.6, 3.7 y 3.8, cuyas variables serán idénticas a las del caso anterior debido a que las temperaturas de trabajo, radiación, paneles e inversor utilizados son los mismos. Así se tendrá que el rango de paneles en serie que pueden ser conectados está entre los 8 y los 23 paneles.

De forma similar, al no existir cambios en los paneles e inversor elegidos, el número máximo de ramas en paralelo que se podrán instalar, está dado por la expresión 3.9 que determina 2 ramas como tope.

De esta manera se tendrá que para este segundo caso la distribución de paneles será con 2 ramales de 11 paneles en serie cada uno, como se aprecia en anexo de la página 106.

3.5.2.4 Cálculo del inversor

La potencia nominal del inversor está determinada según la expresión 3.10, que para este caso tendrá el valor que se calcula.

$$P_{inv} = 1,2 \cdot 22 \cdot 250 = 6600 \text{ W}$$

Aunque existe una leve variación respecto a la alternativa anterior, por motivo de disponibilidad y de costo se mantendrá la misma selección de inversor, el KACO powador 10.0 TL3 (anexo página 102) de 10 kW de potencia, que supe con creces los requerimientos.

3.5.2.5 Cálculo de sombras

El cálculo de las sombra, necesario para evitar la incidencia de las mismas sobre los paneles, se realiza de forma similar en todos los casos, basándose en la trigonometría.

3.5.2.5.1 Sombras obstáculos

El cálculo de estas sombras se justifica de la misma manera que en la sección 3.5.1.7.1, y debido a que ninguna de las variables cambia, se puede concluir que la distancia mínima entre la base de los paneles y los arboles es de 27,47 m.

3.5.2.5.2 Sombras entre paneles

Considerando que las dimensiones del panel, condiciones de inclinación ($\beta=47^\circ$) y altura solar mínima ($\alpha=20^\circ$) permanecen constantes respecto al caso 1.A, se tendrá que la evaluación según la expresión 3.15 tomará los mismos valores, de forma tal que se tendrá lo siguiente:

$$d = \frac{0,992 \cdot \text{sen} (180^\circ - 20^\circ - 47^\circ)}{\text{sen} (20^\circ)} = 2,67 \text{ m}$$

Así la distancia mínima entre las bases de los paneles será de 2,67 m.

3.5.2.6 Cálculo de cableado

Las ecuaciones que rigen el cálculo del cableado continúan siendo 3.16 para corriente continua y 3.17 para alterna, según criterio de máxima caída de tensión (a considerar 1.5% de caída por tramo) y según criterio de máxima intensidad, donde se vuelve a utilizar la tabla 3.4.

3.5.2.6.1 Tramo entre paneles en serie

Comprende el conexionado en serie de los 11 paneles que conforman cada rama, donde existe un voltaje de 339,9 V, para el criterio de caída de tensión se considera una variación del 1,5%. Mediante la tabla 3.11 se presentan las condiciones de trabajo para el cableado de este tramo.

Tabla 3.11 "Parámetros de funcionamiento cableado entre paneles en serie"

Parametro	Valor	Unidad
L	30	m
I	8,09	A
ρ	0,0175	ohm*mm ² /m
δ	5,0985	V
cos φ	0,8	sin unidad

Según esto y evaluando en 3.16 se obtiene:

$$S = \frac{2 \cdot 30 \cdot 8,09 \cdot 0,0175}{5,0985} = 1,67 \text{ mm}^2$$

Por lo tanto la sección mínima según el criterio de caída de tensión será de 1,67 mm².

Ahora para criterio de intensidad máxima es necesario mencionar que el cable de aislamiento en polietileno reticulado (XLPE), será canalizado al interior de tubos bajo tierra (caso A de la tabla 3.4), condiciones para las cuales la sección mínima que supera los 8,09 A será 1,5 mm² con una intensidad admisible de 16 A.

Así la sección normalizada a seleccionar será de 4 mm² para facilitar la instalación según accesorios de conexión de paneles existentes en el mercado. El cable a usar será cable Araflex RV-K 1x4 mm² y será canalizado en tubo de PVC Compex 16 mm.

3.5.2.6.2 Tramo salida de paneles a inversor

Igual que en el punto anterior se presenta por medio de la siguiente tabla los parámetros de funcionamiento del cableado.

Tabla 3.12 "Parámetros de trabajo de cableado salida de paneles a inversor"

Parametro	Valor	Unidad
L	14	m
I	16,18	A
ρ	0,0175	ohm*mm ² /m
δ	5,0985	V

Obtenido según la evaluación correspondiente en 3.16 que la mínima sección del cableado será de 1,56 mm².

Por otro lado, según criterio térmico, y considerando el uso de cable aislado en XLPE, el que será canalizado bajo tierra (caso A de la tabla 3.4), la sección mínima que supera la intensidad de 16,18 A del tramo será 2,5 mm², con una corriente admisible de 22 A.

Seleccionando una sección que cumpla con ambos criterios y que se ajuste a los requerimientos de conexión a la salida de los paneles, se usará un cable de sección de 4 mm², específicamente Araflex RV-K 1x4mm², canalizado por medio de tubos de PVC Compex 16 mm.

3.5.2.6.3 Tramo inversor a empalme

Al ser este un tramo por el que circula corriente alterna trifásica, para el cálculo del cableado se usará la ecuación 3.17 de acuerdo a los siguientes parámetros.

Tabla 3.13 "Parámetros de funcionamiento de cableado entre inversor y empalme"

Parametro	Valor	Unidad
L	100	m
I	13	A
ρ	0,0175	ohm*mm ² /m
δ	5,7	V
$\cos \varphi$	0,8	sin unidad

De donde calculamos según 3.17 lo siguiente:

$$S = \frac{\sqrt{3} \cdot 100 \cdot 13 \cdot 0,0175 \cdot 0,8}{5,7} = 5,53 \text{ mm}^2$$

De aquí se tiene que según criterio de caída de tensión la mínima sección corresponde a 5,53 mm².

Mientras, según criterio de intensidad de corriente, para el estudio de este tramo se consideran conductores múltiples aislados en polietileno reticulado y canalizados bajo tierra, caso A2 de la tabla 3.4, a partir de la cual se obtiene que la mínima sección cuya intensidad admisible supera los 13 A del tramo, corresponde a los 1,5 mm².

Con lo anterior se tiene que la sección a utilizar en este tramo es de 6 mm². A usar cable Araflex RV-K 3x6 mm² canalizado por medio de tubos de PVC Compex 20 mm.

3.5.3 Caso 2.A: “Diseño según mes favorable con baterías”

3.5.3.1 Determinación del consumo eléctrico teórico

Según los elementos de iluminación utilizados y lo expresado en la tabla 3.2 (página 35) los consumos teóricos son de 8280 y 6120 Wh/día en periodo de invierno y verano respectivamente.

3.5.3.2 Determinación del consumo eléctrico real

El consumo real se obtendrá por medio de la expresión 3.2, para lo cual se requiere conocer el coeficiente de pérdidas para este caso específico, el que será calculado mediante 3.3, siendo necesario los valores que a continuación se presentan.

Tabla 3.14 "Valores de pérdidas por equipos y factor de seguridad"

Perd. Autodescarga diaria	Ka	0,005
Perd. Uso acumulador	Kb	0,05
Perd. Inversor	Kc	0,03
Perd. Regulador	Kr	0,02
Otras Perdidas	Kx	0,1
Días Autonomia	Daut	1
Profundidad Descarga	Pdesc	0,7
Factor Seguridad	FS	0,15

Al aplicar la información aportada por la tabla 3.14 en la expresión 3.3 se tendrá:

$$Coef_{perd} = [1 - (0,05 + 0,03 + 0,02 + 0,1)] \cdot \left[1 - \frac{(0,005 \cdot 1)}{0,7} \right] = 0,7943$$

A partir de esto ya es posible obtener los consumos reales tanto en invierno como en verano al evaluar en 3.2, de donde se obtendrá:

$$E_{T\text{invierno}} = \frac{8280}{0,7943} \cdot (1 + 0,15) = 11988,13 \text{ Wh/día}$$

$$E_{T\text{verano}} = \frac{6120}{0,7943} \cdot (1 + 0,15) = 8860,79 \text{ Wh/día}$$

3.5.3.3 Cálculo de paneles

Previamente, recordar que para este caso, el diseño se realiza potenciando la generación durante los meses de radiación favorable, lo que se consigue dando una inclinación a los paneles de 27° y se considera la información de irradiación del mes de enero. Así, según lo especificado en la sección 3.4.3, se tendrá que los datos a utilizar para el diseño involucran una irradiación de $6,45 \text{ kWh/m}^2 \text{ día}$, equivalente a un HSP de $6,45 \text{ h/día}$.

Con lo anterior y considerando el uso de paneles CSG PVTECH CSG250M2-60 (anexo página 100) de potencia nominal 250 W , es posible evaluar en 3.4 para calcular la cantidad de energía generada por cada panel.

$$E_p = 250 \cdot 6,45 = 1612,9 \text{ Wh/día}$$

Este valor de producción al ser contrastado con el consumo del periodo estudiado indicará, según expresión 3.5, el número de paneles requeridos. Evaluando se tendrá:

$$NP = \frac{8860,79}{1612,9} = 5,49 \approx 6 \text{ paneles}$$

La cantidad de paneles en serie que podrán ser instalados estará definido por el rango de voltaje de seguimiento que tenga el inversor a su entrada. Aunque antes se realizará una corrección para determinar con mayor precisión el voltaje de trabajo de los paneles, ya que esta varía de acuerdo a su temperatura de funcionamiento. Así para evaluar en 3.6 se requiere de la temperatura ambiente máxima y mínima, especificada anteriormente en el apartado 3.5.1.3, y que corresponden a $28,95$ y $-1,41 \text{ }^\circ\text{C}$. También son requeridos los valores de radiación máximo (enero) y mínimo (junio) para una inclinación de panel de 27° , que corresponden, respectivamente, a $851,8$ y $46,1 \text{ W/m}^2$, información obtenida según tabla 3.3 (Página 40).

Evaluando se obtiene:

$$T_{C_{Max}} = 28,95 + \frac{45 - 20}{800} \cdot 851,8 = 55,57 \text{ }^{\circ}\text{C}$$

$$T_{C_{Min}} = -1,41 + \frac{45 - 20}{800} \cdot 46,1 = 0,03 \text{ }^{\circ}\text{C}$$

Con este rango de temperatura de funcionamiento es posible calcular el rango de voltaje en que trabajan los paneles durante el año, por medio de 3.7 se tendrá:

$$V_{Max(0,03)} = 30,9 + 30,9 \cdot 0,0034 \cdot (25 - 0,03) = 33,52 \text{ V}$$

$$V_{Min(55,57)} = 30,9 + 30,9 \cdot 0,0034 \cdot (25 - 55,57) = 27,69 \text{ V}$$

Conociendo este rango de voltaje es posible determinar el rango de paneles en serie que pueden ser conectados, teniendo presente que el inversor a seleccionar en el siguiente punto tiene un rango de voltaje de seguimiento de 125 - 450 V.

Según 3.8 resultará lo siguiente:

$$NP_{Serie \text{ Min}} = \frac{125}{27,69} = 4,51 \rightarrow 5 \text{ paneles}$$

$$NP_{Serie \text{ Max}} = \frac{450}{33,52} = 13,42 \rightarrow 13 \text{ paneles}$$

El número máximo de ramas en paralelo que se podrán instalar se calculó por medio de la expresión 3.9, considerando la corriente admisible a la entrada del inversor (18 A) y la intensidad de máxima potencia del panel (8,09 A). Al reemplazar se obtiene:

$$NP_{Paralelo} = \frac{18}{8,09} = 2,22 \rightarrow 2 \text{ ramales}$$

De todo lo anterior se concluye que la cantidad de paneles a utilizar es de 6, los que serán instalados en serie, tal como se aprecia en anexo de página 107.

3.5.3.4 Cálculo del inversor

Elemento que se dimensiona de acuerdo al número de paneles que conforman el sistema y sus potencias nominales, de donde, reemplazando en 3.10 se obtendrá la potencia nominal mínima del inversor a seleccionar.

$$P_{inv} = 1,2 \cdot 6 \cdot 250 = 1800 \text{ W}$$

Para cumplir con los requerimientos de potencia calculados se selecciona inversor ZEVERSOLAR TL2000 de 2 kW de potencia (anexo página 103).

3.5.3.5 Cálculo de baterías

Al igual que en caso 1.A, el cálculo de baterías se realiza de acuerdo a 2 criterios, seleccionando aquel que requiera de una mayor capacidad de almacenamiento. Ambos criterios están sujetos a las expresiones 3.11 y 3.12, pero considerando el consumo eléctrico real correspondiente al caso actual. Así se tiene que evaluando en 3.11, según criterio de máxima descarga estacional se obtiene:

$$CAP_{bats} = \frac{8860,79 \cdot 1}{0,7 \cdot 24} = 527,43 \text{ Ah}$$

Mientras tanto, de acuerdo al criterio de la máxima descarga diaria se tendrá, según 3.12:

$$CAP_{bats} = \frac{8860,79}{0,3 \cdot 24} = 1230,67 \text{ Ah}$$

De lo anterior se tiene que las baterías deberán tener una capacidad total de 1230,67 Ah, y al considerar acumuladores de 160 Ah, se determina la cantidad de baterías mediante la ecuación 3.13.

$$NB = \frac{1230,67}{160} = 7,69 \approx 8 \text{ baterías}$$

Los acumuladores requeridos son 8, los que serán distribuidos en 4 ramas de 2 baterías en serie cada uno (según anexo de la página 107). Estos acumuladores

serán RITAR OPzV12-160 (anexo página 105), con capacidad nominal de 160 Ah y voltaje 12 V.

3.5.3.6 Cálculo de regulador

Determinar el regulador a utilizar está directamente relacionado con la intensidad de corriente de máxima potencia de los paneles y el número de ramas en paralelo conectadas y, de acuerdo a lo calculado en los puntos anteriores, estos valores corresponden a 8,09 A y una rama, información que al ser evaluada en 3.14 mostrará la mínima corriente que el regulador debe soportar a su entrada.

$$I_{Reg} = 1,2 \cdot 1 \cdot 8,09 = 9,71 A$$

Por lo tanto el regulador seleccionado será el PHOCOS CML10 (anexo página 101) con una carga de corriente admisible de 10 A.

3.5.3.7 Cálculo de sombras

3.5.3.7.1 Sombras obstáculos

Este cálculo debe ser realizado para evitar el sombreado de los paneles a causa de los árboles. Al igual que en los casos anteriores se calcula por trigonometría de acuerdo a lo mostrado en la figura 3.6, una altura solar de 20° y una altura de árboles de 10 m.

$$\tan \alpha = \frac{h}{d} \rightarrow d = \frac{10}{\tan 20} = 27,47 m$$

Por lo que la primera corrida de paneles debes estar ubicada a un mínimo de 27,47 m de distancia respecto a los árboles.

3.5.3.7.2 Sombras entre paneles

Solo existe una hilera conformada por 6 paneles, por lo mismo no existe sombreado entre paneles.

3.5.3.8 Cálculo de cableado

El cálculo de cableado ya fue detallado en los casos anteriores, motivo por el que a continuación se presenta la tabla 3.15 resumen de los resultados asociados al cableado.

Tener presente que el criterio de caída de tensión será calculado para variación de 1,5% y solo con ecuación 3.16 (página 49), ya que solo hay presencia de corriente continua y alterna monofásica. También para criterio de temperatura o máxima intensidad admisible se requiere de tabla 3.4.

Tabla 3.15 "Resumen de cálculo de cableado para cada tramo del sistema"

Tramo	Criterio	Parametro			Seccion minima	Seccion normalizada	Especificaciones	Canalizacion
Paneles-Regulador	Máxima caída de tensión	L	20	m	2,04	4 mm ²	Cable ARAFLEX RV-K 1x4 mm2	Tubos de PVC COMPEX 16 mm
		I	8,09	A				
		p	0,0175	ohm*mm2/m				
		δ	2,781	V				
	Máxima intensidad admisible	Aislacion conductor	XLPE		1,5			
Tipo canalizacion		A						
Entre baterias en serie	Máxima caída de tensión	L	1,5	m	0,29	1,5 mm ²	Cable ARAFLEX RV-K 1x1,5 mm2	Tubos de PVC COMPEX 16 mm
		I	2,0225	A				
		p	0,0175	ohm*mm2/m				
		δ	0,36	V				
	Máxima intensidad admisible	Aislacion conductor	XLPE		1,5			
Tipo canalizacion		B						
Salida baterias - Regulador	Máxima caída de tensión	L	7	m	5,51	6 mm ²	Cable ARAFLEX RV-K 1x6 mm2	Tubos de PVC COMPEX 16 mm
		I	8,09	A				
		p	0,0175	ohm*mm2/m				
		δ	0,36	V				
	Máxima intensidad admisible	Aislacion conductor	XLPE		1,5			
Tipo canalizacion		B						
Regulador - Inversor	Máxima caída de tensión	L	1	m	0,79	1,5 mm ²	Cable ARAFLEX RV-K 1x1,5 mm2	Tubos de PVC COMPEX 16 mm
		I	8,09	A				
		p	0,0175	ohm*mm2/m				
		δ	0,36	V				
	Máxima intensidad admisible	Aislacion conductor	XLPE		1,5			
Tipo canalizacion		B						
Inversor - Empalme	Máxima caída de tensión	L	100	m	8,80	10 mm ²	Cable ARAFLEX RV-K 3x10 mm2	Tubos de PVC COMPEX 20 mm
		I	8,3	A				
		p	0,0175	ohm*mm2/m				
		δ	3,3	V				
	Máxima intensidad admisible	Aislacion conductor	XLPE		1,5			
Tipo canalizacion		A2						

3.5.4 Caso 2.B: “Diseño según mes favorable sin baterías”

3.5.4.1 Determinación del consumo eléctrico teórico

El consumo eléctrico teórico no varía para ninguno de los casos, ya que depende netamente de los elementos de consumo estudiados, los cuales son siempre los mismos. Por lo tanto, según lo obtenido en tabla 3.2 (página 35), los consumos teóricos son de 8280 y 6120 Wh/día en periodo de invierno y verano respectivamente.

3.5.4.2 Determinación del consumo eléctrico real

El consumo real varía según el rendimiento general de los componentes del sistema, en este caso, no existen baterías ni regulador y además las pérdidas del inversor que se utilizará corresponde a 3%, estos detalles modificarán el valor del coeficiente de pérdidas.

Igualmente se utilizará la ecuación 3.2 (página 35) para obtener el consumo real, y para obtener el nuevo coeficiente se recurre a la expresión 3.18 (página 57).

Obteniendo como valor del coeficiente lo siguiente:

$$Coef_{perd} = [1 - (0,03 + 0,1)] = 0,87$$

Finalmente se evalúa según 3.2, con un factor de seguridad del 15%, se tendrá:

$$E_{T\text{invierno}} = \frac{8280}{0,87} \cdot (1 + 0,15) = 10944,83 \text{ Wh/día}$$

$$E_{T\text{verano}} = \frac{6120}{0,87} \cdot (1 + 0,15) = 8089,66 \text{ Wh/día}$$

En resumen los consumos durante el periodo de invierno (abril-septiembre) y verano (octubre-marzo) son 10944,83 y 8089,66 W·h/Día respectivamente.

3.5.4.3 Cálculo de paneles

Al igual que en los casos anteriores se utilizarán los mismos paneles de 250 W, de los cuales es posible obtener una energía de 1612,9 Wh/día como valor de diseño.

De lo anterior y según ecuación 3.5 (página 39) se obtendrá el número de paneles requeridos.

$$NP = \frac{8089,66}{1612,9} = 5,02 \approx 5 \text{ paneles}$$

Con respecto a la distribución de los paneles, el cálculo se desarrolla de la misma manera que en la sección 3.5.3.3, con los mismos valores ya que se mantienen las mismas condiciones ambientales, de radiación, mismos paneles y mismas cualidades de inversor, por lo que los rangos de paneles en serie y ramales en paralelo que se podrán conectar permanecen iguales. Un rango entre 5 y 13 paneles en serie con un máximo de 2 ramas en paralelo.

Se considera para este caso la conexión de los 5 paneles en serie, tal como se aprecia en anexo de la página 107.

3.5.4.4 Cálculo del inversor

Este componente se selecciona según la potencia que generan los paneles fotovoltaicos, se rige por la ecuación 3.10 (página 43), la que muestra la potencia mínima que debe tener el inversor.

Evalutando se tendrá:

$$P_{inv} = 1,2 \cdot 5 \cdot 250 = 1500 \text{ W}$$

Para cumplir con los requerimientos de potencia calculados se selecciona inversor ZEVEARSOLAR TL1500 de 1,5 kW de potencia, cuyas especificaciones se encuentran en anexo de la página 103.

3.5.4.5 Cálculo de sombras

Este apartado tiene las mismas condiciones de trabajo que el caso 2.A, motivo por el cual el único cuidado a tener a cuenta es distanciar la corrida de paneles a un mínimo de 27,47 m desde la base de los árboles que representan su mayor obstáculo.

3.5.4.6 Cálculo de cableado

Como la metodología de cálculo del cableado ya ha sido mostrada anteriormente, se presenta por medio de la tabla 3.16 un resumen de los resultados asociados al cableado.

Tener presente que el criterio de caída de tensión será calculado para variación de 1,5% y solo con ecuación 3.16, ya que solo hay presencia de corriente continua y alterna monofásica. También para criterio de temperatura o máxima intensidad admisible se requiere de tabla 3.4.

Tabla 3.16 "Resumen de selección de cableado y canalización"

Tramo	Criterio	Parametro			Seccion minima	Seccion normalizada	Especificaciones	Canalizacion
Paneles - Inversor	Máxima caída de tensión	L	20	m	2,44	4 mm ²	Cable ARAFLEX RV-K 1x4 mm2	Tubos de PVC COMPEX 16 mm
		l	8,09	A				
		ρ	0,0175	ohm*mm2/m				
		δ	2,3175	V				
	Máxima intensidad admisible	Aislacion conductor	XLPE		1,5			
		Tipo canalizacion	A					
Inversor - Empalme	Máxima caída de tensión	L	100	m	6,63	10 mm ²	Cable ARAFLEX RV-K 3x10 mm2	Tubos de PVC COMPEX 20 mm
		l	6,25	A				
		ρ	0,0175	ohm*mm2/m				
		δ	3,3	V				
	Máxima intensidad admisible	Aislacion conductor	XLPE		1,5			
		Tipo canalizacion	A2					

Capítulo 4: Evaluación económica

4.1 Introducción

El aspecto económico y las expectativas de rentabilidad del proyecto es uno de los principales puntos a considerar antes de su ejecución. La viabilidad económica de un proyecto fotovoltaico de este tipo depende en primera instancia de la inversión a realizar y los precios de compra y venta de la electricidad.

En cada uno de los casos presentados anteriormente, los costos de inversión y la cantidad de energía por comprar y vender serán distintas, así la factibilidad económica es independiente según cada situación y corresponde ser evaluada una por una.

Debido a los costos de inversión y el desconocimiento de este tipo de tecnologías, es que no son de uso común a nivel residencial o industrial, aunque en este caso podría contar con un valor agregado debido a los beneficios que podría traer, para el recinto turístico, el marketing de unas cabañas ecológicas y la posibilidad de acercar estos sistemas de generación eléctrica a quienes no las conocen.

La alternativa más sencilla corresponde a obtener la energía eléctrica a través de la conexión tradicional a la red de distribución y esta será la alternativa base de comparación para determinar si los casos presentados de energía fotovoltaica representan algún tipo de beneficio monetario de rentabilidad o, por lo menos, de ahorro.

4.2 Indicadores económicos a considerar

Buscar los niveles de renta más altos o incluso las menores pérdidas, en casos donde los beneficios en otros aspectos sean más valiosos, es lo que se busca en cualquier tipo de emprendimiento.

Mientras lo más sencillo sería conectarse a la red eléctrica y solo consumir energía, las alternativas exhibidas pueden representar una ventaja en el mediano

o largo plazo, y es eso lo que se pretende evaluar, contrastando estos distintos casos respecto a la conexión directa a la red.

Para evaluar la rentabilidad del proyecto se utilizará como indicadores principales el valor actual neto conocida por su sigla VAN y el valor anual equivalente también llamado VAE, siendo estos valores, los que muestren la alternativa más adecuada. Para el cálculo de los indicadores mencionados se recurrirá a las expresiones 4.1, 4.2 y 4.3.

$$P = F \cdot \left[\frac{1}{(1+i)^n} \right] \quad (4.1)$$

$$F = P \cdot (1+i)^n \quad (4.2)$$

$$A = P \cdot \left[\frac{i \cdot (1+i)^n}{(1+i)^n - 1} \right] \quad (4.3)$$

Donde: P : Valor presente.

F : Valor futuro.

A : Anualidad.

i : Tasa de interés o descuento.

n : Número de periodos.

El período de tasación a considerar estará acotado por la vida útil de los paneles fotovoltaicos, esto es mientras cumplan con los niveles de rendimiento y funcionamiento, que como se especifica en los catálogos, es de 25 años. Por medio de este método también se podrá obtener otro importante indicador, que consiste en el periodo de recuperación de la inversión (PRI), el cual revelará en qué punto se ha recuperado el dinero invertido en un comienzo y la tasa de interés de retorno (TIR) que mostrará la máxima tasa de descuento que admite el proyecto.

Es necesario tener conocimiento de todos aquellos gastos e ingresos relacionados con el proyecto, y considerar la evolución de estos a lo largo del tiempo para obtener una estimación lo más certera posible.

4.3 Costos fijos

Los gastos fijos son los que se generan como consecuencia de la construcción de las instalaciones y, una vez terminada, aquellos costos que existen independientemente del funcionamiento o no del sistema. Destacaríamos entre estos el costo de inversión, reinversión y, el costo de mantenimiento.

4.3.1 Costo de inversión y reinversión

Sin duda es el ítem más importante, ya que corresponde al movimiento económico de mayor tamaño a lo largo de todo el proyecto. Este considera a todos los elementos necesarios para la puesta en marcha y la infraestructura necesaria para el funcionamiento del sistema de generación.

Se supone dentro de este punto los gastos por la adquisición de los paneles fotovoltaicos, reguladores, baterías, inversores, cableado e instalación. También es parte de la inversión la infraestructura necesaria, tal como, soportes para paneles y cobertizo de almacenaje, además de los costos de instalación, los cuales serán estimados en un 8% de la inversión.

Debido a que algunos elementos, tales como las baterías, cuya vida útil es inferior a la de los otros componentes, es necesario realizar una reinversión al acabar la vida útil de las mismas, las cuales serán reemplazadas, idealmente, por baterías de la misma marca y modelo, de no ser así tendrán especificaciones similares a las seleccionadas en un comienzo.

4.3.1.1 Inversión y reinversión para caso 1.A

Los elementos requeridos para instalación del sistema de generación eléctrica se listan en la tabla 4.1, en donde también se puede apreciar los costos de inversión a realizar.

Tabla 4.1 "Componentes y costos de inversión inicial caso 1.A"

Descripción	Unidades	Costo unitario [\$]	Costo inversión [\$]
Panel CSG PVTECH 250 W	24	\$ 145.000	\$ 3.480.000
Kit estructura montaje c/clamps 2.56 m	16	\$ 50.000	\$ 800.000
Union de riel de montaje	24	\$ 1.700	\$ 40.800
Cable ARAFLEX RV-K 1x4 mm2 (Pan.ser-Reg)	60	\$ 668	\$ 40.080
Cable ARAFLEX RV-K 1x4 mm2 (Pan.par-Reg)	14	\$ 668	\$ 9.352
Conector MC4 macho y hembra (par)	28	\$ 1.900	\$ 53.200
Conector MC4 tipo T 2M-1H	1	\$ 4.700	\$ 4.700
Conector MC4 tipo T 2H-1M	1	\$ 4.700	\$ 4.700
Regulador PHOCOS CML20	1	\$ 53.000	\$ 53.000
Cable Araflex RV-K 1x2.5 mm2 (Reg-Inv)	1	\$ 446	\$ 446
Bateria CURTISS 180 Ah AGM	10	\$ 208.000	\$ 2.080.000
Cable ARAFLEX RV-K 1x1.5 mm2 (Reg-Bat.ser)	10	\$ 378	\$ 3.780
Cable ARAFLEX RV-K 1x16 mm2 (Reg-Bat.par)	8	\$ 2.265	\$ 18.120
Inversor KACO POWADOR 10.0 TL3	1	\$ 2.390.000	\$ 2.390.000
Cable Araflex RV-K 3x6 mm2 (Inv-Emp)	180	\$ 2.685	\$ 483.300
Tubo de PVC Compex 16 mm x 3 m	27	\$ 401	\$ 10.827
Tubo de PVC Compex 20 mm x 3 m	63	\$ 625	\$ 39.375
Cobertizo	1	\$ 100.000	\$ 100.000
Protecciones	1	\$ 100.000	\$ 100.000

Total Inversión	\$ 9.711.680
-----------------	--------------

Teniendo en cuenta el costo de instalación, la inversión total será de \$10.488.614, también habrá que considerar la reinversión que en este caso estará dada por los acumuladores, cuya vida útil se considerará de unos 1200 ciclos de descarga, que equivalen a poco más de 3 años de vida útil para las condiciones de funcionamiento impuestas. Así, cada 3 años se tendrá que realizar una reinversión de \$2.080.000 que tendrá que ser considerada al momento de calcular el VAN del proyecto.

4.3.1.2 Inversión y reinversión para caso 1.B

Por medio de la tabla 4.2 se presenta un resumen de los componentes necesarios para la instalación y el costo de inversión asociado a estos materiales.

Tabla 4.2 "Componentes requeridos y costo de inversión del proyecto 1.B"

Componentes	Unidades	Costo unitario [\$]	Costo inversion [\$]
Panel CSG PVTECH 250 W	22	\$ 145.000	\$ 3.190.000
Kit estructura montaje c/clamps 2.56 m	16	\$ 50.000	\$ 800.000
Union de riel de montaje	24	\$ 1.700	\$ 40.800
cable Araflex RV-K 1x4 mm2 (Pan.ser-Inv)	60	\$ 668	\$ 40.080
Cable Araflex RV-K 1x4mm2 (Pan.par-Inv)	14	\$ 668	\$ 9.352
Conector MC4 macho y hembra (par)	26	\$ 1.900	\$ 49.400
Conector MC4 tipo T 2M-1H	1	\$ 4.700	\$ 4.700
Conector MC4 tipo T 2H-1M	1	\$ 4.700	\$ 4.700
Inversor KACO POWADOR 10.0 TL3	1	\$ 2.390.000	\$ 2.390.000
Cable Araflex RV-K 3x6 mm2(Inv-Emp)	180	\$ 2.685	\$ 483.300
Tubo de PVC Compex 16 mm x 3 m	25	\$ 400	\$ 10.000
Tubo de PVC Compex 25 mm x 3 m	60	\$ 675	\$ 40.500
Cobertizo	1	\$ 100.000	\$ 100.000
Protecciones	1	\$ 100.000	\$ 100.000

Total Inversión	\$ 7.262.832
-----------------	--------------

Por lo tanto el costo de inversión del proyecto, al incluir su instalación, corresponde a \$7.843.859 y para este caso no existe reinversión debido a que ninguno de los componentes tiene vida útil inferior a los 25 años.

4.3.1.3 Inversión y reinversión para caso 2.A

Los componentes requeridos para el funcionamiento del sistema en este caso se presentan por medio de la tabla 4.3 con sus respectivos costos monetarios.

Tabla 4.3 "Componentes y costos respectivos de inversión caso 2.A"

Descripción	Unidades	Costo unitario [\$]	Costo inversión [\$]
Panel CSG PVTECH 250 W	6	\$ 145.000	\$ 870.000
Kit estructura montaje c/clamps 2.56 m	4	\$ 50.000	\$ 200.000
Union de riel de montaje	6	\$ 1.700	\$ 10.200
Cable ARAFLEX RV-K 1x4 mm ² (Pan.ser-Reg)	20	\$ 668	\$ 13.360
Conector MC4 macho y hembra (par)	8	\$ 1.900	\$ 15.200
Regulador PHOCOS CML10	1	\$ 36.000	\$ 36.000
Cable ARAFLEX RV-K 1x1,5mm ² (Reg-Inv)	1	\$ 378	\$ 378
Bateria RITAR OPzV12-160	8	\$ 299.000	\$ 2.392.000
Cable Araflex RV-K 1x1,5mm ² (Reg-Bat.ser)	6	\$ 378	\$ 2.268
Cable Araflex RV-K 1x6mm ² (Reg-Bat.par)	7	\$ 933	\$ 6.531
Inversor ZEVERSOLAR TL2000	1	\$ 650.000	\$ 650.000
Cable Araflex RV-K 3x10mm ² (Inv-Emp)	180	\$ 4.721	\$ 849.780
Tubo de PVC Compex 16 mm x 3 m	12	\$ 401	\$ 4.812
Tubo de PVC Compex 20 mm x 3 m	60	\$ 675	\$ 40.500
Cobertizo	1	\$ 100.000	\$ 100.000
Protecciones	1	\$ 100.000	\$ 100.000

Total Inversión	\$ 5.291.029
-----------------	--------------

De acuerdo a la tabla, y considerando el costo de instalación, el monto de inversión es de \$5.714.311. Debido a que las baterías se utilizarán solo durante los meses en que la producción de energía supere al consumo, como se detallará más adelante, es que su vida útil se extiende a lo largo de todo el proyecto y no requiere de una reinversión.

4.3.1.4 Inversión y reinversión para caso 2.B

Por medio de la tabla 4.4 se muestran los componentes en los cuales se debe invertir y los costos asociados a la inversión.

Tabla 4.4 "Resumen de componentes del sistema y costos de inversión caso 2.B"

Componentes	Unidades	Costo unitario [\$]	Costo inversion [\$]
Panel CSG PVTECH 250 W	5	\$ 145.000	\$ 725.000
Kit estructura montaje c/clamps 2.56 m	4	\$ 50.000	\$ 200.000
Union de riel de montaje	6	\$ 1.700	\$ 10.200
Cable ARAFLEX RV-K 1x4 mm2 (Pan.ser-Inv)	20	\$ 900	\$ 18.000
Conector MC4 macho y hembra (par)	7	\$ 1.900	\$ 13.300
Inversor ZEVERSOLAR TL1500	1	\$ 399.000	\$ 399.000
Cable ARAFLEX RV-K 3x10mm2(Inv-Emp)	180	\$ 4.721	\$ 849.780
Tubo de PVC Compex 16 mm x 3 m	7	\$ 401	\$ 2.807
Tubo de PVC Compex 20 mm x 3 m	60	\$ 675	\$ 40.500
Cobertizo	1	\$ 100.000	\$ 100.000
Protecciones	1	\$ 100.000	\$ 100.000

Total Inversión	\$ 2.458.587
------------------------	---------------------

La inversión inicial consta de \$2.655.274, al considerar la instalación, no existiendo para este caso necesidad de reinversión durante el periodo de evaluación del proyecto.

4.3.2 Costo de mantenimiento

En general la tecnología fotovoltaica se caracteriza por los escasos requerimientos en cuanto al mantenimiento de sus componentes, principalmente limpieza superficial e inspección visual es suficiente para la mayoría de sus componentes, aunque también, algunos componentes requieren de una mantención más específica pero igualmente sencilla.

Es así como este tópico no cobra gran relevancia económica debido a los bajos costos que representan, sin embargo no debe ser despreciado ya que el no mantenimiento conducirá a una reducción del rendimiento general, deterioro o el acortamiento de la vida útil de algunos componentes.

Debido a la poca relevancia económica del mantenimiento es que este toma un muy bajo valor anual, el cual será evaluado en unos \$40.000 anuales para todos los casos considerados.

4.4 Costos variables e ingresos

Son aquellos que varían de acuerdo a la cantidad de energía generada. Dentro de estos costos se identifica el costo de la energía eléctrica. La energía eléctrica generada por el sistema es, en algunos casos, capaz de cubrir el total de la energía requerida pero cuando esto no ocurra es necesario suplir la diferencia por medio de la electricidad obtenida directamente de la red, y es aquí donde radica el principal costo a evaluar, el precio de compra de este servicio. Cada alternativa presentada requerirá de distintas cantidades eléctricas a suplir, por lo cual el costo diferirá en cada uno.

Corresponden a las fuentes de entrada de dinero a lo largo del proyecto, las cuales estarán representadas por la venta de la energía generada por los paneles, los volúmenes de producción de energía variaran de acuerdo al caso estudiado y tendrá una importante relevancia en la rentabilidad final del proyecto.

Para el presente proyecto se supondrá un precio actual de compra de la electricidad de 120 \$/kWh, este es un valor que varía en el tiempo y tiene una tendencia al alza, que para motivos de esta evaluación, se considerará que aumenta a una tasa anual del 5%.

Aunque el precio de venta de energía es menor al precio de compra, podría representar una ayuda en la disminución de los gastos por conceptos de consumo, lo que finalmente puede conducir a la conveniencia de la instalación de generación. Con respecto al precio de venta de energía se considera a un valor de 110 \$/kWh y al igual que con los precio de consumo, se considerará un incremento anual del 5%.

4.4.1 Costos e ingresos para caso 1.A

Primero es necesario conocer la energía total producida por los paneles solares para luego contrastar esta información con los datos de consumo eléctrico. Cuando la producción sea mayor que el consumo, implicará que los acumuladores pudieron ser cargados durante el día y su energía puede ser utilizada para cubrir los gastos energéticos de iluminación nocturna, sin generar gastos por conceptos de compra de electricidad. Mientras el excedente de energía producida puede ser vendido a la empresa de distribución eléctrica, siendo estos los ingresos percibidos.

En la tabla resumen 4.5 se puede apreciar la información de producción y consumo eléctrico, y los costos asociados.

Tabla 4.5 "Resumen de energía eléctrica generada, consumida, ingresos y gastos por consumo eléctrico caso 1.A"

Mes	Días del mes	Hora solar pico HSP [h/día]	Energía producida por panel [Wh/día]	Energía total producida [Wh/día]	Consumo diario [W*h/día]	Diferencial energía diario [W h/día]	Diferencial energía mensual [kW h/mes]	Ingresos por ventas mensual [\$ /mes]	Gasto por consumo mensual [\$ /mes]
Enero	31	5,52	1379,03	33096,77	8751,40	24345,38	754,71	83017,73	0
Febrero	28	5,51	1376,79	33042,86	8751,40	24291,46	680,16	74817,69	0
Marzo	31	4,97	1243,55	29845,16	8751,40	21093,76	653,91	71929,73	0
Abril	30	4,11	1028,33	24680,00	11840,13	12839,87	385,20	42371,58	0
Mayo	31	2,82	704,03	16896,77	11840,13	5056,65	156,76	17243,16	0
Junio	30	1,98	495,00	11880,00	11840,13	39,87	1,20	131,58	0
Julio	31	2,55	636,29	15270,97	11840,13	3430,84	106,36	11699,16	0
Agosto	31	3,54	884,68	21232,26	11840,13	9392,13	291,16	32027,16	0
Septiembre	30	4,32	1080,00	25920,00	11840,13	14079,87	422,40	46463,58	0
Octubre	31	4,94	1234,68	29632,26	8751,40	20880,86	647,31	71203,73	0
Noviembre	30	5,26	1314,17	31540,00	8751,40	22788,60	683,66	75202,38	0
Diciembre	31	5,19	1296,77	31122,58	8751,40	22371,18	693,51	76285,73	0

Total ingreso anual [\$]	602393,22
Total costo anual [\$]	0

La columna de hora sola pico se obtiene mediante la conversión de unidades a partir de los datos de irradiación para 180° azimut y una inclinación de 47° obtenida de la tabla 3.1 (página 32).

La energía producida por panel se obtiene mediante la ecuación 3.4. Mientras que la energía total producida se obtiene por medio de la cantidad de paneles utilizados, en este caso 24 paneles.

El consumo diario para cada mes se extrae de la sección 3.5.1.2 de este mismo documento.

El diferencial positivo representa que la energía producida es mayor que la consumida, motivo por el cual las baterías suplen por completo el consumo por iluminación, y no es necesario comprar electricidad, por lo tanto los gastos anuales para este caso son cero. La venta de ese diferencial positivo (excedente producido) representa los ingresos del proyecto cuyo valor corresponde a \$602.393.

4.4.2 Costos e ingresos para caso 1.B

Debido a que este caso no cuenta con baterías que almacenen la energía generada durante el día, el método de administración de la electricidad será la venta de la totalidad de la electricidad generada durante el día para luego comprar el total de la energía consumida en iluminación durante la noche. Así, los costos estarán dados por la compra eléctrica según los consumos mensuales especificados en 3.5.2.2 y los ingresos de acuerdo a la venta de la energía total producida por los 22 paneles. Por medio de la tabla 4.6 se presenta un resumen de la información relacionada a los costos e ingresos mensual y anual.

Tabla 4.6 "Resumen de energía eléctrica generada, consumida, ingresos y gastos por consumo eléctrico caso 1.B"

Mes	Días del mes	Hora solar pico HSP [h/día]	Energía producida por panel día [Wh/día]	Energía total producida día [Wh/día]	Energía total producida mes [kWh/mes]	Consumo diario [Wh/día]	Consumo mensual [kWh/mes]	Ingresos por ventas mensual [\$ /mes]	Gasto por consumo mensual [\$ /mes]
Enero	31	5,52	1379,03	30338,71	940,5	7997,73	247,93	103455,00	29751,55
Febrero	28	5,51	1376,79	30289,29	848,1	7997,73	223,94	93291,00	26872,36
Marzo	31	4,97	1243,55	27358,06	848,1	7997,73	247,93	93291,00	29751,55
Abril	30	4,11	1028,33	22623,33	678,7	10820,45	324,61	74657,00	38953,64
Mayo	31	2,82	704,03	15488,71	480,15	10820,45	335,43	52816,50	40252,09
Junio	30	1,98	495,00	10890,00	326,7	10820,45	324,61	35937,00	38953,64
Julio	31	2,55	636,29	13998,39	433,95	10820,45	335,43	47734,50	40252,09
Agosto	31	3,54	884,68	19462,90	603,35	10820,45	335,43	66368,50	40252,09
Septiembre	30	4,32	1080,00	23760,00	712,8	10820,45	324,61	78408,00	38953,64
Octubre	31	4,94	1234,68	27162,90	842,05	7997,73	247,93	92625,50	29751,55
Noviembre	30	5,26	1314,17	28911,67	867,35	7997,73	239,93	95408,50	28791,82
Diciembre	31	5,19	1296,77	28529,03	884,4	7997,73	247,93	97284,00	29751,55

Total ingreso anual [\$]	931276,50
Total costo anual [\$]	412287,55

La columna de hora sola pico se obtiene mediante la conversión de unidades a partir de los datos de irradiación para 180° azimuth y una inclinación de 47° obtenida de la tabla 3.1.

Por lo tanto el costo anual por conceptos de compra de electricidad asciende a los \$412.288, mientras que el ingreso anual del proyecto es de \$931.277.

4.4.3 Costos e ingresos para caso 2.A

Para este caso el uso de baterías será durante aquellos meses en que la energía generada por paneles supere a la consumida. Así, entre noviembre y febrero, el consumo eléctrico será cubierto por la energía almacenada en acumuladores, motivo por el que no existirán gastos y los ingresos estarán dados por la venta del excedente producido. Mientras que el resto de los meses, al no generar suficiente energía para cargar baterías (electricidad generada menor que consumida) estas no serán utilizadas y los consumos eléctricos serán cubiertos netamente mediante la compra a la red (representando los gastos de este caso), en tanto que los ingresos estarán dados por la venta del total de la energía producida. Considerando lo anterior, se presenta en la tabla 4.7 los costos e ingresos asociados al proyecto.

Tabla 4.7 "Resumen de energía eléctrica generada, consumida, ingresos y gastos por consumo eléctrico caso 2.A"

Mes	Días del mes	Hora solar pico HSP [h/día]	Energía producida por panel [Wh/día]	Energía total producida [Wh/día]	Consumo diario [Wh/día]	Diferencial energía diario [Wh/día]	Diferencial energía mensual [kWh/mes]	Ingresos por ventas mensual [\$/mes]	Gasto por consumo mensual [\$/mes]
Enero	31	6,45	1612,90	9677,42	8860,79	816,63	25,32	2784,70	0,00
Febrero	28	6,09	1521,43	9128,57	8860,79	267,78	7,50	824,76	0,00
Marzo	31	5,15	1286,29	7717,74	8860,79	-1143,05	-35,43	26317,50	32962,14
Abril	30	3,99	996,67	5980,00	11988,13	-6008,13	-180,24	19734,00	43157,27
Mayo	31	2,62	655,65	3933,87	11988,13	-8054,26	-249,68	13414,50	44595,84
Junio	30	1,82	456,08	2736,50	11988,13	-9251,63	-277,55	9030,45	43157,27
Julio	31	2,34	585,48	3512,90	11988,13	-8475,23	-262,73	11979,00	44595,84
Agosto	31	3,38	844,35	5066,13	11988,13	-6922,00	-214,58	17275,50	44595,84
Septiembre	30	4,38	1094,17	6565,00	11988,13	-5423,13	-162,69	21664,50	43157,27
Octubre	31	5,35	1337,10	8022,58	8860,79	-838,21	-25,98	27357,00	32962,14
Noviembre	30	6,04	1509,17	9055,00	8860,79	194,21	5,83	640,89	0,00
Diciembre	31	6,15	1537,10	9222,58	8860,79	361,79	11,22	1233,70	0,00

Total ingreso anual [\$]	152256,50
Total costo anual [\$]	329183,61

La columna de hora solar pico se obtiene mediante la conversión de unidades a partir de los datos de irradiación para 180° azimut y una inclinación de 27° obtenida de la tabla 3.1.

La energía producida por panel se obtiene mediante la ecuación 3.4. Mientras que la energía total producida se obtiene por medio de la cantidad de paneles utilizados, en este caso 6 paneles.

El consumo diario para cada mes se extrae de la sección 3.5.3.2 de este mismo documento.

Por lo tanto, cubrir el consumo eléctrico durante los meses en que no se usan los acumuladores conlleva un gasto anual de \$329.184 mientras que los ingresos anuales ascienden a \$152.257.

4.4.4 Costos e ingresos para caso 2.B

Al no contar con baterías en este caso, los costos están determinados por la compra del consumo eléctrico total de cada mes, los cuales fueron determinados en 3.5.4.2. Mientras que los ingresos estarán dados por la venta de la energía generada por los 5 paneles. El resumen se muestra por medio de la tabla 4.8.

Tabla 4.8 "Resumen de energía eléctrica generada, consumida, ingresos y gastos por consumo eléctrico caso 2.B"

Mes	Días del mes	Hora solar pico HSP [h/día]	Energía producida por panel día [Wh/día]	Energía total producida día [Wh/día]	Energía total producida mes [kWh/mes]	Consumo diario [Wh/día]	Consumo mensual [kWh/mes]	Ingresos por ventas mensual [\$/mes]	Gasto por consumo mensual [\$/mes]
Enero	31	6,45	1612,90	8064,52	250,00	8089,66	250,78	27500,00	30093,52
Febrero	28	6,09	1521,43	7607,14	213,00	8089,66	226,51	23430,00	27181,24
Marzo	31	5,15	1286,29	6431,45	199,38	8089,66	250,78	21931,25	30093,52
Abril	30	3,99	996,67	4983,33	149,50	10944,83	328,34	16445,00	39401,38
Mayo	31	2,62	655,65	3278,23	101,63	10944,83	339,29	11178,75	40714,76
Junio	30	1,82	456,08	2280,42	68,41	10944,83	328,34	7525,38	39401,38
Julio	31	2,34	585,48	2927,42	90,75	10944,83	339,29	9982,50	40714,76
Agosto	31	3,38	844,35	4221,77	130,88	10944,83	339,29	14396,25	40714,76
Septiembre	30	4,38	1094,17	5470,83	164,13	10944,83	328,34	18053,75	39401,38
Octubre	31	5,35	1337,10	6685,48	207,25	8089,66	250,78	22797,50	30093,52
Noviembre	30	6,04	1509,17	7545,83	226,38	8089,66	242,69	24901,25	29122,76
Diciembre	31	6,15	1537,10	7685,48	238,25	8089,66	250,78	26207,50	30093,52

Total ingreso anual [\$/]	224349,13
Total costo anual [\$/]	417026,48

De aquí se concluye que el costo de comprar la energía requerida en este caso es de \$417.026 en tanto que los ingresos percibidos por venta serán de \$224.349.

4.5 Flujo de caja

La realización del flujo de caja se realiza de acuerdo a los conceptos presentados anteriormente, en donde se muestra el balance anual, a lo largo del periodo de evaluación del proyecto, entre costos e ingresos, estos balances serán distintos dependiendo del caso estudiado, los cuales serán resumidos más adelante.

En los casos en que se consideran baterías, existirá como costo de inversión paneles fotovoltaicos, regulador, baterías, inversor, cableado, perfiles de soporte y cobertizo, mientras que en los casos sin batería se prescinde de elementos como el regulador y, evidentemente, el acumulador.

4.5.1 Flujo de caja caso 1.A

Luego de calcular los puntos anteriores, inversión, reinversión, mantenimiento, gastos por compra de electricidad e ingresos por venta de electricidad, se cuenta con toda la información necesaria para realizar el flujo de caja y obtener los respectivos indicadores VAN, VAE, PRI y TIR considerando una tasa de descuento del proyecto del 6%.

Al ingresar los datos de ingreso y costo anuales se debe tener presente la tasa de crecimiento anual en el precio de la electricidad, tanto para venta como compra, interés que consiste en el 5%.

En la siguiente tabla 4.9 se presentará un resumen de los valores obtenidos anteriormente y en tabla 4.10 los indicadores resultantes.

Tabla 4.9 "Resumen de valores necesarios para obtención de indicadores económicos"

Conceptos	Valor	Comentario
Inversión	\$ 10.488.614	Inicio del proyecto
Reinversión	\$ 2.080.000	Cada 3 años
Mantenimiento	\$ 40.000	Cada año
Gastos	\$ 0	Ajustar por periodo
Ingresos	\$ 602.393	Ajustar por periodo

Tabla 4.10 "Indicadores económicos caso 1.A"

VAN	-\$ 6.490.176
VAE	-\$ 507.705
PRI	No Existe
TIR	0,31%

El VAN y VAE negativos hablan de la nula rentabilidad del proyecto, por lo que no representa una buena alternativa como negocio. Así mismo lo indican los demás indicadores, un TIR muy por debajo de la tasa de descuento aplicada al proyecto y un periodo de retorno de inversión inexistente, reafirman que este caso no representará utilidades. El detalle del flujo de caja puede verse en anexo flujos de caja caso 1.A en la página 95.

4.5.2 Flujo de caja caso 1.B

A partir del flujo de caja, detallado en el anexo de flujos de cajas de la página 96, es posible extraer los indicadores que ayudarán a determinar la conveniencia del proyecto, los que se presentan en la tabla 4.12. Antes de presentar estas cifras económicas se presenta la tabla 4.11 que resume los valores calculados en los puntos anteriores.

Tabla 4.11 "Resumen de los flujos económicos necesarios para la obtención de indicadores"

Conceptos	Valor	Comentario
Inversión	\$ 7.843.859	Inicio del proyecto
Reinversión	\$ 0	No existe
Mantenimiento	\$ 40.000	Cada año
Gastos	\$ 412.288	Ajustar por periodo
Ingresos	\$ 931.277	Ajustar por periodo

Tabla 4.12 "Indicadores económicos caso 1.B"

VAN	\$ 2.594.640
VAE	\$ 202.970
PRI	17
TIR	8,55%

Todos son indicadores que hablan de un proyecto rentable en donde se encuentran utilidades anuales que son capaces de reembolsar lo invertido en un comienzo.

4.5.3 Flujo de caja caso 2.A

A continuación se presenta una tabla resumen que contiene los parámetros calculados en los puntos anteriores y que son la base para el desarrollo del flujo de caja (página 97).

Tabla 4.13 "Resumen de valores obtenidos para el cálculo de indicadores económicos"

Conceptos	Valor	Comentario
Inversión	\$ 5.714.311	Inicio del proyecto
Reinversión	\$ 0	No existe
Mantenimiento	\$ 40.000	Cada año
Gastos	\$ 329.184	Ajustar por periodo
Ingresos	\$ 152.257	Ajustar por periodo

Con la información de la tabla 4.13 es posible obtener los indicadores económicos que se buscan, y se presentan en la tabla 4.14.

Tabla 4.14 "Indicadores económicos para caso 2.A"

VAN	-\$ 9.958.523
VAE	-\$ 779.023
PRI	No existe
TIR	No existe

Estos indicadores hablan de un proyecto nada conveniente, ya que no representa ningún tipo de rentabilidad para el inversionista.

4.5.4 Flujo de caja caso 2.B

Antes de realizar el flujo de caja (detallado en anexo página 98) es necesario conocer los valores que la conformarán, estos fueron calculados en los puntos anteriores y se presentan a manera de resumen la siguiente tabla.

Tabla 4.15 "Resumen de parámetros necesarios para el cálculo de indicadores económicos"

Conceptos	Valor	Comentario
Inversión	\$ 2.655.274	Inicio del proyecto
Reinversión	\$ 0	No existe
Mantenimiento	\$ 40.000	Cada año
Gastos	\$ 417.026	Ajustar por periodo
Ingresos	\$ 224.349	Ajustar por periodo

Los indicadores que pueden obtenerse mediante la información anterior se presentan en tabla 4.16.

Tabla 4.16 "Indicadores económicos para caso 2.B"

VAN	-\$ 7.231.791
VAE	-\$ 565.719
PRI	No existe
TIR	No existe

De lo anterior se puede apreciar claramente que esta alternativa no representa una inversión atractiva ya que su utilidad es completamente nula.

4.5.5 Flujo de caja caso control (conexión directa a red sin implementación de paneles)

Tal como se mencionó durante la introducción de este capítulo, el caso base de comparación es no implementar sistema fotovoltaico, lo que implicaría cubrir los consumos eléctricos mediante la conexión a la red de distribución, llamaremos a este el caso control.

Para realizar una contrastación de datos coherente, se calculará el VAN y VAE del caso control, de acuerdo a los gastos por compra de electricidad a lo largo 25 años, que corresponde al periodo de evaluación de los proyectos.

Primero es necesario conocer los consumos eléctricos, lo cuales fueron calculados anteriormente y presentados en la tabla 3.1, 8280 y 6120 Wh/día en periodo de invierno y verano respectivamente. A partir de esta información es posible calcular el costo anual, mostrado en la tabla 4.17, considerando el precio de compra antes mencionado de 120 \$/kWh.

Tabla 4.17 "Resumen de consumo eléctrico mensual y anual para caso sin paneles fotovoltaicos"

Mes	Días del mes	Consumo diario [Wh/día]	Consumo mensual [kWh/mes]	Gasto por consumo [\$/mes]
Enero	31	6120	189,72	22766,40
Febrero	28	6120	171,36	20563,20
Marzo	31	6120	189,72	22766,40
Abril	30	8280	248,40	29808,00
Mayo	31	8280	256,68	30801,60
Junio	30	8280	248,40	29808,00
Julio	31	8280	256,68	30801,60
Agosto	31	8280	256,68	30801,60
Septiembre	30	8280	248,40	29808,00
Octubre	31	6120	189,72	22766,40
Noviembre	30	6120	183,60	22032,00
Diciembre	31	6120	189,72	22766,40
Total Gasto anual [\$/]				315489,60

Conocido el consumo anual, y considerando el 5% de aumento de precio anual de la energía eléctrica es posible conocer el VAN y VAE de esta alternativa, los que se presentan en la siguiente tabla 4.18.

Tabla 4.18 "Indicadores económicos caso control"

VAN	-\$ 7.511.657
VAE	-\$ 587.612

4.6 Resultados

Finalmente, luego de haber estudiado cada una de las alternativas fotovoltaicas, es posible comenzar a hacer comparaciones económicas respecto a la conveniencia de cada caso. El valor actual neto de cada situación, representa el más importante indicador para extraer conclusiones, por lo mismo, se presenta a continuación un resumen de estos valores.

Tabla 4.19 "Tabla resumen de VAN para cada caso y su comparación respecto al caso control"

Alternativa	Caso 1.A	Caso 1.B	Caso 2.A	Caso 2.B	Caso Control
VAN	-\$ 6.490.176	\$ 2.594.640	-\$ 9.958.523	-\$ 7.231.791	-\$ 7.511.657
Diferencia respecto Caso Control	\$ 1.021.482	\$ 10.106.298	-\$ 2.446.866	\$ 279.866	-

Otro parámetro importante para extraer conclusiones respecto a los proyectos es el VAE, que muestra el valor neto del proyecto expresado como anualidad, este valor y sus comparaciones respecto al caso control se presentan en la tabla 4.20.

Tabla 4.20 "Tabla resumen de VAE para cada caso y su comparación respecto al caso control"

Alternativa	Caso 1.A	Caso 1.B	Caso 2.A	Caso 2.B	Caso Control
VAE	-\$ 507.705	\$ 202.970	-\$ 779.023	-\$ 565.719	-\$ 587.612
Diferencia respecto Caso Control	\$ 79.907	\$ 790.582	-\$ 191.410	\$ 21.893	-

El caso control, tal como se muestra en las tablas, tendrá lógicamente un VAN y VAE negativo, ya que esta alternativa consiste en pagar el consumo eléctrico utilizado año a año sin tener ningún tipo de retorno monetario.

Respecto a los casos 1.A y 2.B, estos manifiestan VAN y VAE negativos, lo que habla de un proyecto que no presenta rentabilidad, pero el hecho de que su diferencial respecto al caso control sea positivo, es muestra de que los gastos asociados a estas alternativas son menores, esto puede ser interpretado como un ahorro de \$79.907 anuales para caso 1.A y de \$21.893 al año para caso 2.B.

El caso 2.A aparece como la alternativa menos conveniente, y la que primero se debe descartar, ya que su nula rentabilidad se ve acompañada de

diferenciales negativos respecto al control, que representan como los costos de esta alternativa son ampliamente superiores al del resto de los casos estudiados.

Finalmente, es el caso 1.B el que presenta los indicadores más alentadores, el hecho de presentar VAN y VAE positivos habla de un proyecto rentable para el inversionista, que representa una utilidad de \$2.594.640 a lo largo de 25 años más el ahorro de los \$7.511.657 correspondiente al costo del caso control, o visto según el VAE, una utilidad anual de \$202.970 más el ahorro correspondiente de \$587.612.

Conclusiones

Este estudio presentó distintas alternativas de origen fotovoltaico por las que se pudo obtener una visión global sobre el funcionamiento, requerimientos y evaluaciones de una instalación de este tipo.

La ubicación de la instalación determinará en gran parte las características y conveniencia del proyecto, ya que este aspecto establecerá las bases de la mayor parte de la información necesaria para dimensionar el sistema de generación como los niveles de radiación, temperatura de funcionamiento, sombreado, inclinación y orientación necesaria, entre otros.

En busca de alcanzar el fin principal de este estudio, que es determinar la conveniencia de generar energía eléctrica de origen fotovoltaico para su consumo en iluminación, se analizaron 4 alternativas, definidas durante el desarrollo del presente texto, las que tendrían que competir con el caso control para establecer los beneficios económicos que se pudieran obtener, y determinar cuál de las alternativas es la de mayor conveniencia. Por medio de lo expuesto se pueden observar 3 escenarios, el primero habla de aquellas alternativas que simplemente no resultan convenientes, ya que sugieren un costo incluso superior al de no realizar el proyecto, estas alternativas se descartan de forma inmediata. El segundo escenario concierne a aquellas alternativas que a pesar de no presentar rentabilidad suponen un costo inferior respecto a no realizar el proyecto, esto se traduce en un ahorro debido a que se logró disminuir los costos por concepto de iluminación. Y el último escenario, y el más próspero, corresponden a las alternativas rentables para el inversionista, ya que estas no solo permiten ahorrar íntegramente los costos asociados a no realizar el proyecto, sino que también, permiten obtener cierta utilidad de este. Aplicando estos conceptos, el caso evaluado según criterio de radiación máxima con baterías se exhibe como el peor de los escenarios, al presentar peores indicadores económicos, con un VAN de -\$9.958.523, inferior al VAN control correspondiente a -\$7.511.657, por lo que es desechada inmediatamente. Los casos según radiación mínima con baterías y según radiación máxima sin baterías, aunque no son los ideales, permiten

abaratando los costos eléctricos y generar algún nivel de ahorro respecto al caso control, según indican sus VAN de -\$6.490.176 y -\$7.231.791 respectivamente. El caso diseñado según radiación mínima sin baterías surge como la mejor de las alternativas estudiadas, aunque su nivel de rentabilidad no es demasiado alto para un periodo de 25 años, presenta un VAN de \$2.594.640, superior al caso control, lo que supone un ahorro neto de unos 10 millones de pesos. Por lo tanto, es posible concluir que es conveniente generar energía por medio de paneles en la mayoría de los casos, especialmente en último de los casos estudiados.

Es posible concluir que al ser un recinto turístico, el consumo estará determinado por el número de clientes que concurran al lugar, para efectos del estudio realizado se consideró el máximo consumo a lo largo de todo el año, lo cual es poco probable. Esto hará que, mientras la instalación de generación permanece igual, se disminuya el consumo y se mejore la vida útil de los componentes, lo cual dará un mayor margen de venta de electricidad y podría reducir los costos de reinversión haciendo que los casos se vuelvan más convenientes.

Cuando los consumos energéticos son similares a lo largo del año, es conveniente realizar proyectos diseñados según el mes de menor radiación, tal como en este estudio, donde se observa que los diseñados según mes desfavorable presentan mejores indicadores económicos respecto a sus análogos casos según mes de mayor radiación. Esto se debe a que durante los periodos de mayor radiación son capaces de generar mayor energía eléctrica la cual puede ser vendida y representar ingresos que permitan recuperar gran parte de la inversión.

Es probable que los casos según máxima radiación se conviertan en alternativas a considerar cuando el consumo es estacionario durante la época de verano, aunque esto sería materia de estudio en otro proyecto.

Los casos con baterías son claramente menos convenientes respecto a sus similares sin baterías, y aunque pudieran generar algún tipo de ahorro, este tipo de instalaciones se reserva casi exclusivamente para su uso en zonas rurales donde no existen canales de distribución de energía eléctrica.

La energía eléctrica obtenida de la red eléctrica, con fuentes de combustibles fósiles, tiene asociada a su producción la emisión de gases de efecto invernadero, el uso de paneles permite disminuir indirectamente la emanación de este tipo de contaminantes, aportando en el cambio cultural hacia un futuro más ecológico.

Al ser un recinto turístico, este se puede ver beneficiado al ser visto como un establecimiento que se adapta y es consciente con el medio ambiente, acercando las tecnologías fotovoltaicas al público, lo que puede significar un aumento en su cartera de clientes.

Bibliografía

- Díaz, T., Carmona, G. (2010). *Instalaciones solares fotovoltaicas*. (1ª ed.). McGraw-Hill Interamericana de España S.L.
- Abella, M. A. *Dimensionado de sistemas fotovoltaicos autónomos*. CIEMAT, Departamento de Energías Renovables, Madrid, España.
- Viñas, LI, P. *Dimensionado de sistemas fotovoltaicos*. Universitat Politècnica de Catalunya, Barcelona, España.
- Cámara Chilena de la Construcción. (2013). *Matriz energética y generación eléctrica: una mirada internacional*. Chile.
- De Delás, F. (2009). *Instalación solar fotovoltaica de 100kW de conexión a red en Lorca, Murcia*. (Tesis pregrado). Universidad Pontificia Comillas, Madrid, España.
- CNE, PNUD, UTFSM. (2008). *Irradiancia solar en territorios de la república de Chile*. Chile.
- Instalación Solar Fotovoltaica para Vivienda [Portal de publicación de proyecto]. En *ingemecanica*. Recuperado de <http://ingemecanica.com/tutorialsemanal/tutorialn192.html#seccion34>
- Suárez, A. (2008). *Estudio técnico económico de instalación fotovoltaica de 100kW en cubierta de nave industrial*. (Tesis pregrado). Universidad Pontificia Comillas, Madrid, España.
- Banco Mundial. Recuperado de <http://www.bancomundial.org>
- International Energy Agency. Recuperado de <https://www.iea.org>
- Sunearthtools. Recuperado de <http://www.sunearthtools.com>

Anexo flujos de caja

Flujo de caja caso 1.A

Item\ año	0	1	2	3	4	5	6	7
Ingresos								
Venta electricidad		602393,22	632512,881	664138,5249	697345,451	732212,724	768823,3598	807264,528
Costos								
Compra electricidad		0	0	0	0	0	0	0
Mantenimiento		40000	40000	40000	40000	40000	40000	40000
Total costos		40000	40000	40000	40000	40000	40000	40000
Inversión	10488614,4			2080000			2080000	
Flujo Caja Neto	-10488614,40	562393,22	592512,88	-1455861,48	657345,45	692212,72	-1351176,64	767264,53
Valores actuales	-10488614,4	530559,641	527334,355	-1222369,368	520679,166	517261,615	-952526,2145	510274,732
VA acumulado	-10488614,4	-9958054,76	-9430720,4	-10653089,77	-10132410,6	-9615148,99	-10567675,21	-10057400,5

8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
847627,754	890009,1419	934509,599	981235,079	1030296,833	1081811,675	1135902,258	1192697,371	1252332,24	1314948,852
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
40000	40000	40000	40000	40000	40000	40000	40000	40000	40000
40000	40000	40000	40000	40000	40000	40000	40000	40000	40000
	2080000			2080000			2080000		
807627,75	-1229990,86	894509,60	941235,08	-1089703,17	1041811,67	1095902,26	-927302,63	1212332,24	1274948,85
506715,644	-728029,699	499489,488	495830,898	-541549,0894	488441,9669	484718,6257	-386930,988	477230,0808	473470,6391
-9550684,83	-10278714,53	-9779225,04	-9283394,14	-9824943,231	-9336501,264	-8851782,638	-9238713,63	-8761483,545	-8288012,906

18	19	20	21	22	23	24	25
1380696,294	1449731,109	1522217,665	1598328,548	1678244,975	1762157,224	1850265,085	1942778,339
0	0	0	0	0	0	0	0
40000	40000	40000	40000	40000	40000	40000	40000
40000	40000	40000	40000	40000	40000	40000	40000
2080000			2080000			2080000	
-739303,71	1409731,11	1482217,66	-521671,45	1638244,98	1722157,22	-269734,91	1902778,34
-259010,463	465934,4729	462162,4741	-153452,476	454621,3306	450856,0446	-66618,7377	443344,7472
-8547023,37	-8081088,896	-7618926,422	-7772378,9	-7317757,568	-6866901,523	-6933520,26	-6490175,513

VAN	-\$ 6.490.175,51
VAE	-\$ 507.705,13
PRI	No Existe
TIR	0,31%

Flujo de caja caso 1.B

Item\ año	0	1	2	3	4	5	6	7
Ingresos								
Venta electricidad		931276,5	977840,325	1026732,341	1078068,96	1131972,41	1188571,027	1247999,58
Costos								
Compra electricidad		412287,545	432901,923	454547,0189	477274,37	501138,088	526194,9927	552504,742
Mantenimiento		40000	40000	40000	40000	40000	40000	40000
Total costos		452287,545	472901,923	494547,0189	517274,37	541138,088	566194,9927	592504,742
Inversión	7843858,56							
Flujo Caja Neto	-7843858,56	478988,95	504938,40	532185,32	560794,59	590834,32	622376,03	655494,84
Valores actuales	-7843858,56	451876,372	449393,38	446833,0588	444201,84	441505,773	438750,5452	435941,503
VA acumulado	-7843858,56	-7391982,19	-6942588,81	-6495755,749	-6051553,91	-5610048,14	-5171297,591	-4735356,09

8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
1310399,56	1375919,535	1444715,51	1516951,29	1592798,851	1672438,794	1756060,733	1843863,77	1936056,959	2032859,807
580129,979	609136,4784	639593,302	671572,967	705151,6159	740409,1966	777429,6565	816301,1393	857116,1963	899972,0061
40000	40000	40000	40000	40000	40000	40000	40000	40000	40000
620129,979	649136,4784	679593,302	711572,967	745151,6159	780409,1966	817429,6565	856301,1393	897116,1963	939972,0061
690269,58	726783,06	765122,21	805378,32	847647,24	892029,60	938631,08	987562,63	1038940,76	1092887,80
433083,672	430181,7743	427240,245	424263,252	421254,7071	418218,2841	415157,4306	412075,3811	408975,1701	405859,6426
-4302272,41	-3872090,641	-3444850,4	-3020587,14	-2599332,436	-2181114,152	-1765956,722	-1353881,34	-944906,1705	-539046,5278

18	19	20	21	22	23	24	25
2134502,797	2241227,937	2353289,334	2470953,8	2594501,49	2724226,565	2860437,893	3003459,788
944970,6064	992219,1367	1041830,094	1093921,598	1148617,678	1206048,562	1266350,99	1329668,54
40000	40000	40000	40000	40000	40000	40000	40000
984970,6064	1032219,137	1081830,094	1133921,598	1188617,678	1246048,562	1306350,99	1369668,54
1149532,19	1209008,80	1271459,24	1337032,20	1405883,81	1478178,00	1554086,90	1633791,25
402731,4657	399593,1382	396447,0011	393295,2459	390139,9235	386982,9528	383826,1273	380671,1233
-136315,062	263278,0761	659725,0772	1053020,323	1443160,247	1830143,199	2213969,327	2594640,45

VAN	\$ 2.594.640,45
VAE	\$ 202.970,21
PRI	17
TIR	8,55%

Flujo de caja caso 2.A

Item\ año	0	1	2	3	4	5	6	7
Ingresos								
Venta electricidad		152256,50	159869,33	167862,80	176255,94	185068,73	194322,17	204038,28
Costos								
Compra electricidad		329183,61	345642,79	362924,93	381071,18	400124,74	420130,97	441137,52
Mantenimiento		40000,00	40000,00	40000,00	40000,00	40000,00	40000,00	40000,00
Total costos		369183,61	385642,79	402924,93	421071,18	440124,74	460130,97	481137,52
Inversión	5714311,32							
Flujo Caja Neto	-5714311,32	-216927,11	-225773,46	-235062,14	-244815,24	-255056,01	-265808,81	-277099,25
Valores actuales	-5714311,32	-204648,215	-200937,578	-197362,7022	-193916,603	-190592,684	-187384,719	-184286,824
VA acumulado	-5714311,32	-5918959,53	-6119897,11	-6317259,815	-6511176,42	-6701769,1	-6889153,821	-7073440,65

8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
214240,19	224952,20	236199,81	248009,80	260410,29	273430,81	287102,35	301457,46	316530,34	332356,85
463194,40	486354,12	510671,82	536205,42	563015,69	591166,47	620724,79	651761,03	684349,09	718566,54
40000,00	40000,00	40000,00	40000,00	40000,00	40000,00	40000,00	40000,00	40000,00	40000,00
503194,40	526354,12	550671,82	576205,42	603015,69	631166,47	660724,79	691761,03	724349,09	758566,54
-288954,21	-301401,92	-314472,01	-328195,61	-342605,40	-357735,67	-373622,45	-390303,57	-407818,75	-426209,69
-181293,445	-178399,3323	-175599,53	-172889,356	-170264,3854	-167720,4396	-165253,5693	-162860,043	-160536,3352	-158279,1126
-7254734,09	-7433133,422	-7608732,95	-7781622,31	-7951886,694	-8119607,133	-8284860,703	-8447720,75	-8608257,081	-8766536,194

18	19	20	21	22	23	24	25
348974,70	366423,43	384744,60	403981,83	424180,92	445389,97	467659,47	491042,44
754494,87	792219,61	831830,59	873422,12	917093,23	962947,89	1011095,28	1061650,05
40000,00	40000,00	40000,00	40000,00	40000,00	40000,00	40000,00	40000,00
794494,87	832219,61	871830,59	913422,12	957093,23	1002947,89	1051095,28	1101650,05
-445520,17	-465796,18	-487085,99	-509440,29	-532912,30	-557557,92	-583435,81	-610607,60
-156085,226	-153951,6977	-151875,7138	-149854,613	-147885,8803	-145967,1359	-144096,13	-142270,7357
-8922621,42	-9076573,117	-9228448,831	-9378303,44	-9526189,325	-9672156,461	-9816252,59	-9958523,327

VAN	-\$ 9.958.523,33
VAE	-\$ 779.022,60
PRI	No existe
TIR	No existe

Flujo de caja caso 2.B

Item\ año	0	1	2	3	4	5	6	7
Ingresos								
Venta electricidad		224349,125	235566,581	247344,9103	259712,156	272697,764	286332,6518	300649,284
Costos								
Compra electricidad		417026,483	437877,807	459771,6972	482760,282	506898,296	532243,211	558855,372
Mantenimiento		40000	40000	40000	40000	40000	40000	40000
Total costos		457026,483	477877,807	499771,6972	522760,282	546898,296	572243,211	598855,372
Inversión	2655273,96							
Flujo Caja Neto	-2655273,96	-232677,36	-242311,23	-252426,79	-263048,13	-274200,53	-285910,56	-298206,09
Valores actuales	-2655273,96	-219506,941	-215656,128	-211942,3979	-208358,754	-204898,589	-201555,6623	-198324,08
VA acumulado	-2655273,96	-2874780,9	-3090437,03	-3302379,427	-3510738,18	-3715636,77	-3917192,433	-4115516,51

8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
315681,749	331465,836	348039,128	365441,084	383713,1384	402898,7954	423043,7351	444195,9219	466405,718	489726,0039
586798,14	616138,0472	646944,95	679292,197	713256,8068	748919,6472	786365,6295	825683,911	866968,1066	910316,5119
40000	40000	40000	40000	40000	40000	40000	40000	40000	40000
626798,14	656138,0472	686944,95	719292,197	753256,8068	788919,6472	826365,6295	865683,911	906968,1066	950316,5119
-311116,39	-324672,21	-338905,82	-353851,11	-369543,67	-386020,85	-403321,89	-421487,99	-440562,39	-460590,51
-195198,273	-192172,9829	-189243,241	-186404,352	-183651,8817	-180981,6387	-178389,6628	-175872,211	-173425,747	-171046,9262
-4310714,79	-4502887,768	-4692131,01	-4878535,36	-5062187,243	-5243168,881	-5421558,544	-5597430,76	-5770856,503	-5941903,429

18	19	20	21	22	23	24	25
514212,3041	539922,9193	566919,0653	595265,0185	625028,2694	656279,6829	689093,6671	723548,3504
955832,3375	1003623,954	1053805,152	1106495,41	1161820,18	1219911,189	1280906,749	1344952,086
40000	40000	40000	40000	40000	40000	40000	40000
995832,3375	1043623,954	1093805,152	1146495,41	1201820,18	1259911,189	1320906,749	1384952,086
-481620,03	-503701,04	-526886,09	-551230,39	-576791,91	-603631,51	-631813,08	-661403,74
-168732,588	-166479,7455	-164285,5724	-162147,398	-160062,6951	-158029,0751	-156044,278	-154106,1646
-6110636,02	-6277115,763	-6441401,335	-6603548,73	-6763611,428	-6921640,503	-7077684,78	-7231790,945

VAN	-\$ 7.231.790,95
VAE	-\$ 565.719,27
PRI	No existe
TIR	No existe

Flujo de caja caso control

Item\ año	0	1	2	3	4	5	6	7
Ingresos								
Venta electricidad		0	0	0	0	0	0	0
Costos								
Compra electricidad		315489,6	331264,08	347827,284	365218,648	383479,581	402653,5596	422786,238
Total costos		315489,6	331264,08	347827,284	365218,648	383479,581	402653,5596	422786,238
Inversión								
Flujo Caja Neto	0,00	-315489,60	-331264,08	-347827,28	-365218,65	-383479,58	-402653,56	-422786,24
Valores actuales	0	-300466,286	-300466,286	-300466,2857	-300466,286	-300466,286	-300466,2857	-300466,286
VA acumulado	0	-300466,286	-600932,571	-901398,8571	-1201865,14	-1502331,43	-1802797,714	-2103264

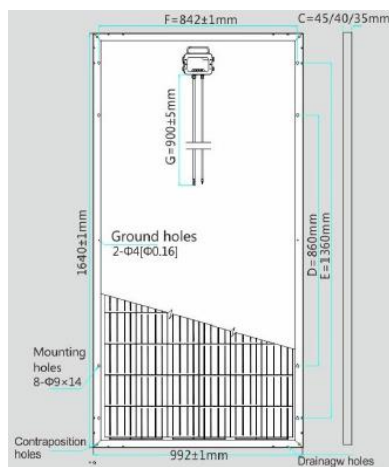
8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
443925,55	466121,827	489427,918	513899,314	539594,28	566573,994	594902,6937	624647,8283	655880,2198	688674,2307
443925,55	466121,827	489427,918	513899,314	539594,28	566573,994	594902,6937	624647,8283	655880,2198	688674,2307
-443925,55	-466121,83	-489427,92	-513899,31	-539594,28	-566573,99	-594902,69	-624647,83	-655880,22	-688674,23
-300466,286	-300466,2857	-300466,286	-300466,286	-300466,2857	-300466,2857	-300466,2857	-300466,286	-300466,2857	-300466,2857
-2403730,29	-2704196,571	-3004662,86	-3305129,14	-3605595,429	-3906061,714	-4206528	-4506994,29	-4807460,571	-5107926,857

18	19	20	21	22	23	24	25
0	0	0	0	0	0	0	0
723107,9423	759263,3394	797226,5064	837087,8317	878942,2233	922889,3344	969033,8011	1017485,491
723107,9423	759263,3394	797226,5064	837087,8317	878942,2233	922889,3344	969033,8011	1017485,491
-723107,94	-759263,34	-797226,51	-837087,83	-878942,22	-922889,33	-969033,80	-1017485,49
-300466,286	-300466,2857	-300466,2857	-300466,286	-300466,2857	-300466,2857	-300466,286	-300466,2857
-5408393,14	-5708859,429	-6009325,714	-6309792	-6610258,286	-6910724,571	-7211190,86	-7511657,143

VAN	-\$ 7.511.657
VAE	-\$ 587.612
PRI	No existe
TIR	No existe

Anexo fichas técnicas

Ficha técnica panel CSG PVTECH CSG250M2-60



Typical Electrical Characteristics

Solar cells:	Poly-Crystalline 156X156mm 60pcs (6×10) — 4 bus bars						
Max-power	250	255	260	265	270	275	280
Power Tolerance	0 to +6W						
Voltage at Pmax (Vmp)	30.9	31.1	31.3	31.5	31.7	31.9	32.1
Current at Pmax (Imp)	8.09	8.20	8.31	8.41	8.52	8.62	8.73
Open-Circuit Voltage (Voc)	37.7	37.9	38.2	38.4	38.7	38.9	39.1
Short-Circuit Current (Isc)	8.76	8.87	8.99	9.10	9.22	9.33	9.45
Max-System Voltage (VDC)	1000V(IEC), 600V(UL)						
Cell Efficiency	17.3	17.6	17.9	18.2	18.5	18.8	19.0
Module Efficiency	15.4	15.7	16.0	16.3	16.6	16.9	17.2
No. of Bypass Diodes (pcs.)	3						
Max. Series Fuse (A)	15A						
Temperature Coefficient of Pmax	-0.45%/°C						
Temperature Coefficient of Voc	-0.34%/°C						
Temperature Coefficient of Isc	0.05%/°C						
Nominal Operating Cell Temperature	45±2 °C						

*STC Conditions (1000W/m²; 1.5 AM and 25°C Cell temperature)

Mechanical Characteristics

Cable type, Diameter and Length	Φ=4mm ² , L=900±5mm
Type of Connector	Compatible type MC4
Dimension A×B×C	1640×992×45/40/35mm
Weight	18.3/18.0/17.7kg
No. of Draining Holes In Frame	16
Construction	Glass: High Transmission, Low Iron, Tempered Glass 3.2mm Encapsulation: EVA Back side: White
Junction Box	IP67 Rated
Frame	Clear anodized aluminum alloy type 6063T5 frame

Ficha técnica regulador PHOCOS CML 10 y CML 20

Type	CML 05	CML 08	CML 10	CML 15	CML 20
System voltage	12/24 V auto recognition				
Max. charge/load current	5 A	8 A	10 A	15 A	20 A
Float charge	13.7/27.4 V (25 °C)				
Boost charge	14.4 /28.8 V (25 °C), 2 h Activation: battery voltage < 12.3/24.6 V				
Equalization	14.8/29.6 V (25 °C), 2 h Activation: battery voltage < 12.1/24.2 V				
Deep discharge protection:					
State-of-charge dependent	11.4 – 11.9 V / 22.8 – 23.8 V				
Voltage dependent	11.0/22.0 V				
Reconnect level	12.8/25.6 V				
Overvoltage protection	15.5/31.0 V				
Undervoltage protection	10.5/21.0 V				
Max. panel voltage	30 V in 12 V system				
(Overvoltage protection by varistor)	50 V in 24 V system				
Temperature compensation	–25 mV/K at 12 V				
(Charge voltage)	–50 mV/K at 24 V				
Max. own consumption	< 4 mA				
Grounding	Positive grounding possible				
Ambient temperature	–40 to +50 °C				
Max. height	4,000 m above sea level				
Battery type	Lead acid (GEL, AGM, flooded)				
Wire cross section	Up to 16 mm ²				
Weight	160 g				
Dimensions (W x H x D)	80 x 100 x 32 mm				
Type of protection	IP22				

Ficha técnica inversor KACO POWADOR 10.0 TL3

Datos eléctricos	10.0 TL3	12.0 TL3
Magnitudes de entrada		
Potencia máx. recomendada del generador FV	10 000 W	12 000 W
Rango MPP	200 V ... 800 V*	200 V ... 800 V*
Tensión inicial	250 V	250 V
Tensión en vacío	1 000 V	1 000 V
Corriente de entrada máx.	2 x 18,6 A	2 x 18,6 A
Número de seguidores MPP	2	2
Potencia máx. / seguidor	9,2 kW	10,2 kW
Número de strings	2 x 2	2 x 2
Magnitudes de salida		
Potencia nominal	9 000 VA	10 000 VA
Tensión de la red	400 V / 230 V (3 / N / PE)	400 V / 230 V (3 / N / PE)
Corriente nominal	3 x 13,0 A	3 x 14,5 A
Frecuencia nominal	50 Hz	50 Hz
cos phi	0,80 inductivo ... 0,80 capacitivo	0,80 inductivo ... 0,80 capacitivo
Número de fases de alimentación	3	3
Datos eléctricos generales		
Grado de rendimiento máx.	98,0 %	98,0 %
Grado de rendimiento europ.	97,4 %	97,5 %
Consumo propio: Desconexión nocturna	≈ 1,5 W	≈ 1,5 W
Concepto de circuito	sin transformador	sin transformador
Vigilancia de red	Específica de cada país	Específica de cada país
Datos mecánicos		
Indicador	pantalla gráfica + LEDs	pantalla gráfica + LEDs
Elementos de manejo	Cruz de 4 posiciones + 2 teclas	Cruz de 4 posiciones + 2 teclas
Puertos e interfaces	Ethernet, USB, RS485, salida S0	
Relé de aviso de fallos	Contacto de cierre libre de potencial 230 V / 1 A	
Conexiones	CC: conector solar, CA: racor M40 y borne	
Temperatura ambiente	-25 °C ... +60 °C **	-25 °C ... +60 °C ***
Refrigeración	Ventilador con regulación de temperatura	Ventilador con regulación de temperatura
Tipo de protección	IP65	IP65
Emisión de ruidos	< 52 dB (A) (sin ruido sin funcionamiento de ventiladores)	
Seccionador de CC	integrado	integrado
Carcasa	Fundición de aluminio	Fundición de aluminio
Al x An x Pro	690 x 420 x 200 mm	690 x 420 x 200 mm
Peso	40 kg	40 kg

Ficha técnica inversor ZEVERSOLAR TL1500 Y TL2000



Technical Data

Eversol TL 1500 / 2000 / 2500 / 3000

Type	Eversol TL1500	Eversol TL2000	Eversol TL2500	Eversol TL3000
DC input data				
Max. PV-generator power [W]	1800	2300	2700	3300
Max. DC Voltage [V]	500	500	500	500
MPP voltage range [V]	125 - 450	125 - 450	125 - 450	125 - 450
Turn off DC Voltage [V]	90	90	90	90
Max. DC current [A]	18	18	15	15
Number of DC connection	1	2	2	2
Number of MPP trackers	1	1	1	1
Turn on power [W]	10	10	10	10
Output data				
Power connection	Single phase			
Rated AC power [W]	1500	2000	2500	3000
Max.apparent AC Power [VA]	1650	2000 (AS4777) / 2200 (others)	2500	3000
Grid voltage range	184-264 (VDE 0126-1-1) / 196-253 (RD1663) / 200-270 (AS4777)	207-264 (G83/1) / 207-264 (G83/1)	207-264 (G83/1)	200-270 (AS4777) / 207-264 (G83/1)
Grid frequency range	47.5-50.2 (VDE 0126-1-1) / 47-50.5 (G83/1) / 49-51 (RD1663) / 45-55 (AS4777)	47-50.5 (G83/1)	47-50.5 (G83/1)	45-55 (AS4777) / 47-50.5 (G83/1)
Rated current [A]	6.5 (others) / 6.25 (AS4777)	8.7 (others) / 8.3 (AS4777)	10.9	12.5
Max. current [A]	8.3 (others) / 8.0 (G83/1)	11 (others) / 10.6 (G83/1)	12.1	15
Power factor	0.99	0.99	0.99	0.99
Harmonic distortion (THD) at rated output	<2%	<2%	<2%	<2%
Power consumption at night [W]	<1	<1	<1	<1
Power consumption at standby [W]	6	6	6	6
Efficiency				
Max. efficiency	97.2%			
Euro efficiency (at 360VDC)	96.5%			
MPPT adaptation efficiency	99.5%			

Ficha técnica batería CURTISS HFT 121800 12V 180Ah

CURTISS
TECHNOLOGIES

HFT 121800

12V 180ah



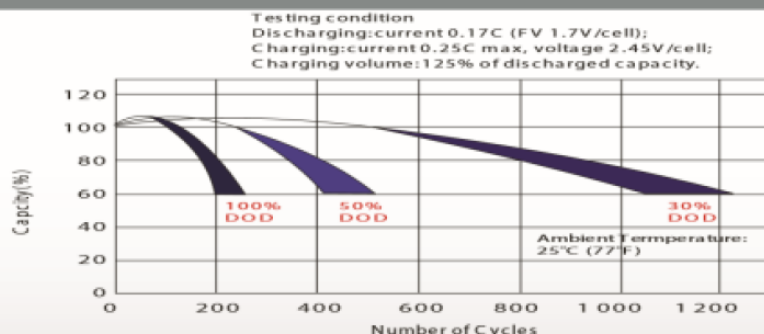
Especificaciones técnicas

Largo: 558 ± 2 mm (21.97inches)
Ancho: 125 ± 2 mm (4.92inches)
Alto: 311 ± 2 mm (12.24inches)
Peso: 55Kg (121.5 Lbs)

Especificaciones

	Voltaje Nominal	12V
	Capacidad Nominal (10HR)	180AH
Tipo de terminal	Terminal estandar	FRONT POSITION BOLT & NUT TYPE
	Terminal opcional	
Material contenido	Opción estandar	ABS
	Opción retardante de llama	ABS (UL94.VO)
Capacidad nominal	189 AH/9.45A	(20hr,1.75V/cell, 25°C / 77°F)
	180 AH/18A	(10hr,1.80V/cell, 25°C / 77°F)
	162 AH/32.4A	(5hr,1.70V/cell, 25°C / 77°F)
	116 AH/116A	(1hr,1.60V/cell, 25°C / 77°F)
	90 AH/180A	(0.5hr,1.50V/cell, 25°C / 77°F)
Máxima corriente de descarga	1,405A (3SEC.)	
Resistencia interna	Approx 3.5mΩ	
Características de descarga	Rango de temperatura de funcionamiento	Descarga: -20 ~ 50°C (-4 ~ 122°F)
		Carga: -10 ~ 45°C (14 ~ 113°F)
		Almacenaje: -20 ~ 45°C (-4 ~ 113°F)
	Rango nominal de temperatura de funcionamiento	25 ± 3°C (77 ± 5°F)
	Rango nominal de temperatura de funcionamiento	Carga corriente inicial menos de 35A Voltaje 14.4V ~14.8V at 25°C (77°F) Temp
	Uso standby	No limite en la corriente inicial de carga corriente 13.5V ~13.8V at 25°C (77°F) Temp
	Capacidad afectada por la temperatura	40°C (104°F) 105% 25°C (77°F) 100% 0°C (32°F) 85%
Diseño de vida de flotación 20°C	6 ~ 8 Years	
Autodescarga	Baterías CURTISS pueden almacenarse hasta 6 meses a 25°C(77°F), entonces una recarga será necesaria. Para temperaturas más altas el intervalo de tiempo para realizar esta recarga será menor.	

Ciclo de vida en relación a la descarga profunda



Ficha técnica batería RITAR OPzV12-160



OPzV12-160 (12V160Ah)

Ritar OPzV series is a Valve Regulated Lead Acid battery that adopts immobilized GEL and Tubular Plate technology to offer high reliability and performance. The Battery is designed and manufactured according to DIN standards and with die-casting positive grid and patent formula of active material. OPzV series exceeds DIN standard values with more than 20 years floating design life at 25°C and is even more suitable for cyclic use under extreme operating conditions.

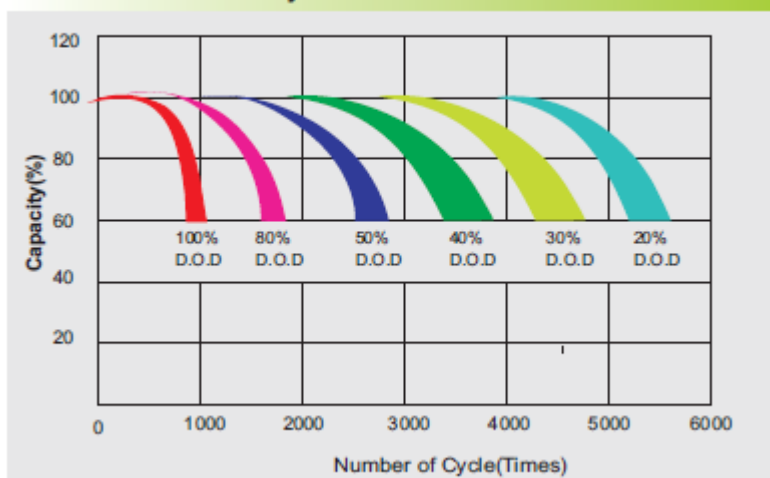


Specification

Cells Per Unit	6
Voltage Per Unit	12
Capacity	160Ah@10hr-rate to 1.80V per cell @25°C
Weight	Approx. 57.0 Kg(Tolerance ±2%)
Max. Discharge Current	1600 A (5 sec)
Internal Resistance	Approx. 6.5 mΩ
Operating Temperature Range	Discharge: -40°C~70°C Charge: 0°C~50°C Storage: -20°C~60°C
Normal Operating Temperature Range	25°C ±5°C
Float charging Voltage	13.6 to 13.8 VDC/unit Average at 25°C
Recommended Maximum Charging Current	32A
Equalization and Cycle Service	14.2 to 14.4VDC/unit Average at 25°C
Self Discharge	RITAR Valve Regulated Lead Acid (VRLA) batteries can be stored for more than 6 months at 25°C. Self-discharge ratio less than 3% per month at 25°C. Please charge batteries before using.
Terminal	Terminal F12
Container Material	A.B.S. UL94-HB, UL94-V0 Optional.

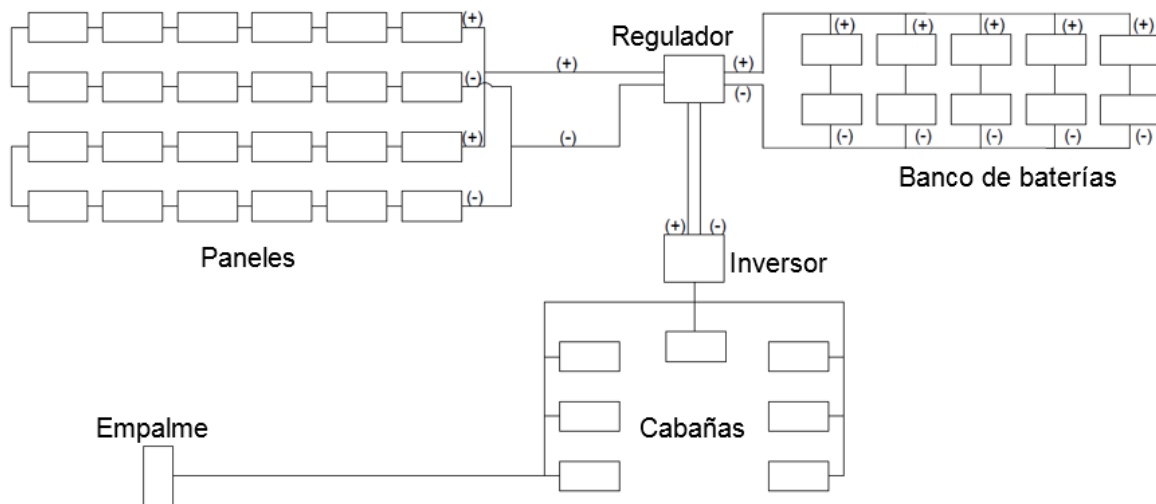


Life characteristics of cyclic use

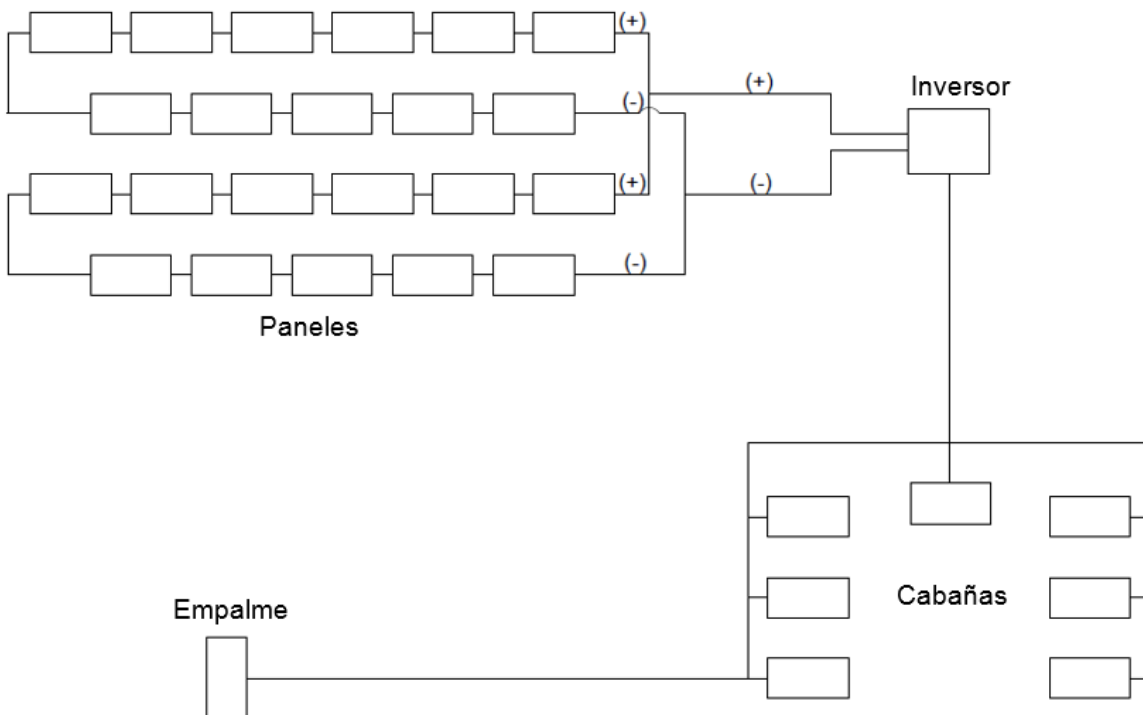


Anexo esquemas de sistemas

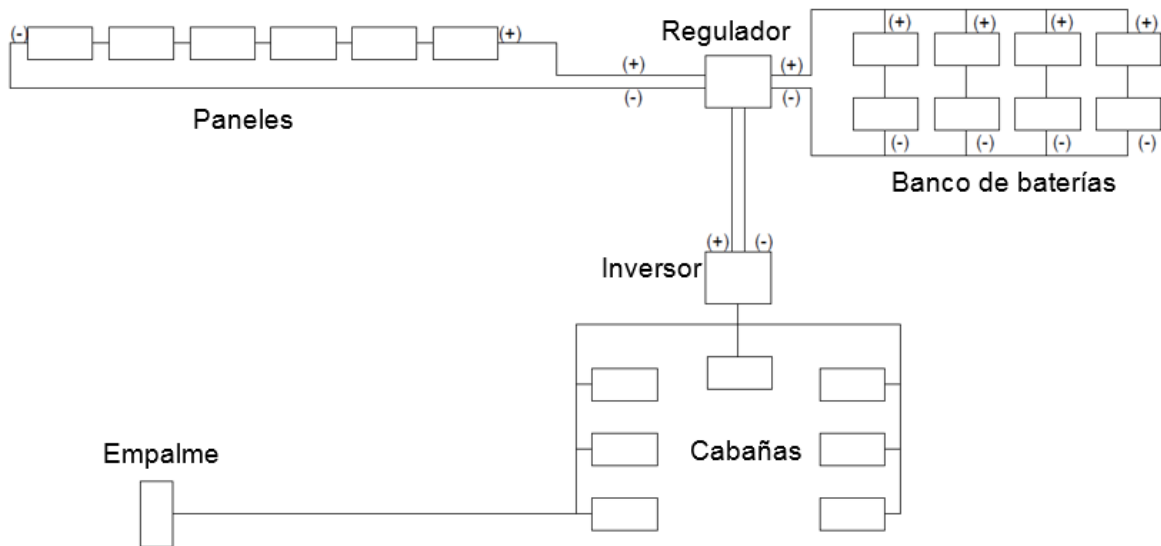
Esquema caso 1.A



Esquema caso 1.B



Esquema caso 2.A



Esquema caso 2.B

