

UNIVERSIDAD MAYOR DE SAN ANDRÉS

FACULTAD DE INGENIERÍA

CARRERA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA



ANÁLISIS DE FACTIBILIDAD TÉCNICO – ECONÓMICA PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS DOMICILIARIOS CONECTADOS A LA RED DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA, BASADOS EN LA DEMANDA DEL PORCENTAJE MAYOR DE USUARIOS DE LA CATEGORÍA DOMICILIARIA DE LA DISTRIBUIDORA DE ELECTRICIDAD CUYA ÁREA DE CONCESIÓN ES EL DEPARTAMENTO DE LA PAZ – BOLIVIA.

Proyecto de grado para optar al grado académico de Ingeniero Eléctrico

Por: Univ. Hugo Inocencio Oliver Rios

Tutor: Ing. Lucio Mamani Choque

LA PAZ – BOLIVIA

Julio, 2022



**UNIVERSIDAD MAYOR DE SAN ANDRÉS
FACULTAD DE INGENIERIA**



LA FACULTAD DE INGENIERIA DE LA UNIVERSIDAD MAYOR DE SAN ANDRÉS AUTORIZA EL USO DE LA INFORMACIÓN CONTENIDA EN ESTE DOCUMENTO SI LOS PROPÓSITOS SON ESTRICTAMENTE ACADÉMICOS.

LICENCIA DE USO

El usuario está autorizado a:

- a) Visualizar el documento mediante el uso de un ordenador o dispositivo móvil.
- b) Copiar, almacenar o imprimir si ha de ser de uso exclusivamente personal y privado.
- c) Copiar textualmente parte(s) de su contenido mencionando la fuente y/o haciendo la cita o referencia correspondiente en apego a las normas de redacción e investigación.

El usuario no puede publicar, distribuir o realizar emisión o exhibición alguna de este material, sin la autorización correspondiente.

TODOS LOS DERECHOS RESERVADOS. EL USO NO AUTORIZADO DE LOS CONTENIDOS PUBLICADOS EN ESTE SITIO DERIVARA EN EL INICIO DE ACCIONES LEGALES CONTEMPLADAS EN LA LEY DE DERECHOS DE AUTOR.

UNIVERSIDAD MAYOR DE SAN ANDRÉS

FACULTAD DE INGENIERÍA

CARRERA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

Proyecto de grado:

Análisis de factibilidad técnico – económica para la implementación de sistemas fotovoltaicos domiciliarios conectados a la red de distribución de energía eléctrica, basados en la demanda del porcentaje mayor de usuarios de la categoría domiciliaria de la distribuidora de electricidad cuya área de concesión es el departamento de La Paz – Bolivia.

Presentada por: Univ. Hugo Inocencio Oliver Rios

Para optar por el grado académico de *Ingeniero Eléctrico*

Nota numeral:TT.....

Nota literal:

Ha sido aprobado comodistinguido.

Ing. Walter Ramirez Criales

Director a.i. de la carrera de Ingeniería Eléctrica

Tutor: Ing. Lucio Mamani Choque

Tribunal: Ing. Máximo Ovaldo Torrez Huanacu

Ing. Samuel Morales Guaculla

Ing. Javier Gonzalo Hernani Díaz

Fecha:

Dedicatoria

El presente proyecto de grado está dedicado a las personas que más amo en este mundo mis papas Irma y Hugo, mi hermano David, mi esposa Johana, mi bebe Samantha y mi manchitas que siempre estuvieron a mi lado.

Índice principal

| | |
|--|----|
| 1. Resumen. -..... | 8 |
| 2. Introducción. -..... | 10 |
| 3. Antecedentes. -..... | 11 |
| 3.1. Generación centralizada en comparación con la generación distribuida. -..... | 12 |
| 3.2. Antecedentes de la generación distribuida en Bolivia. -..... | 15 |
| 4. Descripción del problema que se pretende resolver. -..... | 16 |
| 4.1. Objetivo Principal. -..... | 17 |
| 4.2. Objetivos Secundarios. -..... | 17 |
| 5. Marco teórico. -..... | 17 |
| 5.1. Concepto de radiación e irradiancia solar. -..... | 17 |
| 5.2 Instrumentos de medición de la radiación solar. –..... | 19 |
| 5.2.1 Piranómetro. –..... | 19 |
| 5.2.2 Pirheliómetro. –..... | 20 |
| 5.2.3 Detectores termoelectricos. –..... | 20 |
| 5.2.4 Detectores fotovoltaicos. –..... | 20 |
| 5.2.5 Detectores de horas de sol. –..... | 20 |
| 5.2.6 Radiómetros. –..... | 21 |
| 5.3. Concepto de Hora Solar Pico. –..... | 21 |
| 5.4. Recurso solar en Bolivia. -..... | 23 |
| 5.5. Principio de funcionamiento de la célula fotovoltaica. -..... | 24 |
| 5.6. Módulo fotovoltaico. -..... | 25 |
| 5.7. Concepto de Standard Test Conditions (STC). –..... | 27 |
| 5.8. Métodos para determinar la eficiencia de un panel fotovoltaico. –..... | 28 |
| 5.8.1. Eficiencia en la conversión de energía. -..... | 29 |
| 5.8.2. Eficiencia de Factor de forma. -..... | 29 |
| 5.8.3. Factores que afectan la eficiencia en los módulos fotovoltaicos. -..... | 30 |
| 5.8.4. Efecto de la reflexión y suciedad en la superficie de los módulos fotovoltaicos. -..... | 31 |
| 5.8.5. Factores externos al módulo fotovoltaico que afectan la generación de energía eléctrica. -..... | 31 |

| | |
|---|----|
| 5.9. Performance Ratio (Coeficiente de Rendimiento). – | 32 |
| 5.10. Inversor. - | 32 |
| 5.11. Tipología de los módulos fotovoltaicos. - | 34 |
| 5.11.1. Silicio monocristalino. - | 34 |
| 5.11.2. Silicio policristalino. - | 35 |
| 5.11.3. Silicio amorfo con átomos de hidrógeno. - | 35 |
| 5.11.4. Tecnologías de filme fino. - | 36 |
| 5.12. Concepto general de Generación Distribuida (GD). - | 36 |
| 5.13. Características y ventajas de la Generación Distribuida. - | 38 |
| 5.14. Tipos de sistemas solares fotovoltaicos. - | 39 |
| 5.14.1. Sistemas fotovoltaicos aislado. - | 39 |
| 5.14.2. Sistema Solar Fotovoltaico conectado a la Red. - | 41 |
| 5.14.3. Sistemas híbridos. - | 43 |
| 5.15. Definición de red de distribución eléctrica. - | 44 |
| 5.16. Factor de emisión del Sistema Interconectado Nacional. – | 48 |
| 5.17. Conexiones Monofásicas y Trifásicas. - | 48 |
| 5.18. Concepto de prosumidor o generador distribuido. - | 50 |
| 5.19. Tipos de sistemas de retribución para generadores distribuidos – conceptos económicos. - | 50 |
| 5.19.1. Feed-in tariff o tarifas promocionales. – | 51 |
| 5.19.2. Net billing o facturación neta. - | 52 |
| 5.19.3. Net metering o balance neto. - | 52 |
| 5.20. Marco normativo. - | 53 |
| 5.21. Modelos de retribución definidos en la resolución N°343/2021 de AETN. - | 54 |
| 5.21.1. Net Metering. - | 54 |
| 5.21.2. Net Billing. - | 54 |
| 5.22. Modelo de retribución establecido para la Generación Distribuida en el territorio nacional. - | 55 |
| 5.22.1. Categorías domiciliarias pequeña demanda con consumos hasta 500 kWh. - | 55 |
| 5.22.2. Acumulación de energía no compensada. - | 56 |
| 5.23. Definiciones descritas en la resolución AETN N° 344/2021. - | 56 |
| 5.24. Requisitos técnicos de proyectos. - | 57 |
| 6. Ingeniería del proyecto. - | 59 |

| | |
|--|-----|
| 6.1. Determinación de los parámetros de diseño para el Sistema Fotovoltaico tipo. | 59 |
| -..... | |
| 6.2. Determinación del recurso solar. -..... | 60 |
| 6.2.1. Datos de irradiación global horizontal medidos por la GIZ. –..... | 64 |
| 6.3. Determinación del ángulo óptimo. -..... | 67 |
| 6.4. Determinación del tamaño del Sistema Fotovoltaico. -..... | 68 |
| 6.5. Determinación del número de módulos. -..... | 69 |
| 6.6. Dimensionamiento de cantidad de módulos en serie y paralelo. -..... | 72 |
| 6.7. Dimensionamiento del tamaño del inversor. -..... | 72 |
| 6.8. Dimensionamiento del cableado eléctrico. -..... | 75 |
| 6.8.1. Sección de cableado de corriente continua entre módulos fotovoltaicos e inversor. -..... | 76 |
| 6.8.2. Dimensionamiento del cableado de corriente alterna. -..... | 77 |
| 6.9. Dimensionamiento y verificación de requisitos de protecciones. -..... | 78 |
| 6.10. Cálculo de la tarifa del sistema de compensación. -..... | 80 |
| 6.11. Simulación en software especializado para diseño de Sistemas Fotovoltaicos PV – Syst. -..... | 82 |
| 6.11.1. Paso 1. -..... | 82 |
| 6.11.2. Paso 2. -..... | 83 |
| 6.11.3. Paso 3. -..... | 84 |
| 6.11.4. Paso 4. -..... | 85 |
| 6.11.5. Paso 5. -..... | 86 |
| 6.11.6. Paso 6. -..... | 87 |
| 6.12. Análisis de factibilidad económica. -..... | 88 |
| 6.13. Cálculo de la mitigación de Gases de Efecto Invernadero (GEI). –..... | 92 |
| 7. Análisis. -..... | 93 |
| 7.1. Análisis técnico. –..... | 94 |
| 7.2. Análisis económico. –..... | 94 |
| 8. Diseño. –..... | 95 |
| 9. Conclusiones. –..... | 97 |
| 10. Bibliografía. –..... | 99 |
| 11. Anexos. –..... | 104 |

1. Resumen. -

La energía solar fotovoltaica siempre ha sido uno de los recursos más abundantes y aprovechables en cualquier actividad humana que requiera del uso de energía eléctrica. Por medio del proceso fotovoltaico que consiste en la transformación de energía solar en energía eléctrica útil, se logran crear sistemas de generación que pueden suministrar electricidad para hogares, comercio y procesos industriales.

Los sistemas solares fotovoltaicos domiciliarios están enfocados principalmente al desplazamiento del uso de energía de la red eléctrica de distribución, este tipo de sistemas se clasifican en autónomos, conectados a la red e híbridos. Los sistemas solares fotovoltaicos autónomos son aquellos que son capaces de almacenar la energía eléctrica para posteriormente ser utilizada, esto se logra mediante el uso de acumuladores (baterías) los cuales se encargan de suministrar la energía a la carga, aun cuando el generador fotovoltaico no recibe radiación solar.

Los sistemas fotovoltaicos conectados a la red son aquellos que solo suministran potencia a la carga durante las horas de sol efectivas, durante las noches y al estar conectados a la red eléctrica, es quien suministra la energía a la carga.

Un sistema fotovoltaico solar híbrido es una combinación de la tecnología de la energía solar y la red eléctrica de forma de poder integrar de la mejor forma ambas fuentes de Energía. Si la energía producida a través de generadores fotovoltaicos es suficiente para el consumo de los hogares, el inversor utiliza el exceso de energía fotovoltaica para la carga de la batería.

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

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

La generación distribuida contribuye a que los usuarios tomen participación en la producción de energía eléctrica alternativa, compatible con los objetivos de desarrollo sostenible y buscando la no emisión de gases de efectos de invernadero a la atmosfera producto de la generación de energía eléctrica.

El presente proyecto de grado tiene por objetivo verificar la viabilidad técnica y económica de los sistemas fotovoltaicos a nivel domiciliario, en el departamento de La Paz - Bolivia conectados a la red de distribución, tomando como referencias de procedimiento de retribución (sistemas de compensación) e instalación descritos en el Decreto Supremo N°4477 y las reglamentaciones complementarias emitidas por la Autoridad de Fiscalización de Electricidad y Tecnología Nuclear (AETN).



2. Introducción. -

La energía solar fotovoltaica se denomina al tipo de energía eléctrica que se obtiene directamente de los rayos del sol gracias a la foto-detección cuántica de un dispositivo. La energía fotovoltaica permite producir electricidad para redes de distribución, abastecer viviendas aisladas y alimentar todo tipo de aparatos.

Estos dispositivos reciben el nombre de células fotovoltaicas cuando presentan una lámina metálica semiconductor o de capa fina si cuentan con metales situados sobre un sustrato. Las células fotovoltaicas pueden dividirse en monocristalinas (con un único cristal de silicio), policristalinas (compuestas por múltiples partículas cristalizadas) o amorfas (si el silicio no se ha cristalizado).

La unión de varias de estas células se conoce como módulo fotovoltaico. Estos módulos proporcionan corriente eléctrica continua que puede transformarse en corriente alterna a través de un aparato denominado inversor. Así, la corriente eléctrica producida por los módulos fotovoltaicos puede inyectarse en la red eléctrica.

La generación distribuida consiste en la producción de electricidad por parte de pequeños sistemas de generación de energía eléctrica que generalmente tienen como energía primaria una fuente renovable, en contraposición a una generación tradicional que utiliza combustibles fósiles y genera dióxido de carbono en el proceso. De esta forma, el consumidor de una red de distribución de energía puede realizar la producción de parte de su consumo eléctrico mediante la implementación de estos pequeños sistemas en su domicilio adquiriendo un nuevo concepto denominado Prosumidor o Generador Distribuido.

En la actualidad la generación distribuida está siendo posible gracias a las energías renovables modernas. La energía eólica y, sobre todo, la energía solar fotovoltaica, permiten instalaciones mucho más pequeñas, pero eficientes. Esto no se podía conseguir hasta ahora, porque la inversión para una central térmica es enorme y no es óptimo construir pequeñas centrales de este tipo.

Del mismo modo, otras renovables tradicionales, como la energía hidroeléctrica, requieren de la construcción de una presa en un lugar muy determinado que tiene un

caudal de agua aprovechable. No puedes levantar una planta de este tipo en cualquier sitio.

Con la energía solar fotovoltaica, sin embargo, se podría llegar a un punto donde casi cada usuario de categoría domiciliaria tuviera una instalación que, no solo cubriría sus necesidades, sino que el excedente se inyectaría a la red eléctrica de distribución, para satisfacer la demanda mayor de otros lugares, como una fábrica cercana.

Como parte del D.S. 4477 se define un sistema de compensación para la energía eléctrica inyectada a la red por este tipo de sistemas que estén legalmente registrados en AETN, que sería un reconocimiento en favor del Generador Distribuido por la energía inyectada a la Red de Distribución.

3. Antecedentes. -

El concepto de generación distribuida ha cambiado considerablemente las nuevas concepciones de transmisión y distribución de electricidad al acercar las plantas de generación al usuario final, reduciendo la inversión inicial y la infraestructura necesaria para la entrega de la energía al disminuir la pérdida de las redes.

La generación distribuida, es una manera de producir energía eléctrica minimizando las pérdidas por transporte y disminuyendo la contaminación ambiental, representando un cambio en el paradigma de la generación de energía eléctrica centralizada. Aunque se pudiera pensar que es un concepto nuevo, la realidad es que tiene su origen, de alguna forma, en los inicios mismos de la generación eléctrica.

En 1878, Thomas A. Edison empezó a trabajar en el alumbrado eléctrico y formuló el concepto de una estación de energía ubicada centralmente (central eléctrica), con un alumbrado distribuido que diera servicio a un área circundante. En los años setenta, factores energéticos (crisis petrolera), ecológicos (cambio climático) y de demanda eléctrica (alta tasa de crecimiento) a nivel mundial, plantearon la necesidad de alternativas tecnológicas para asegurar, por un lado, el suministro oportuno y de calidad de la energía eléctrica y, por el otro, el ahorro y el uso eficiente de los recursos naturales.

Históricamente ha prevalecido la idea de que un sistema eléctrico eficiente debía basarse en grandes plantas de generación y largas líneas de transporte.

Pero esto ya no es cierto. Por ejemplo, en Estados Unidos la potencia media de las nuevas plantas ha descendido desde los 600 MW a mediados de los años ochenta a 100 MW en 1992 y a 22 MW en 1998.

Como indican los datos anteriores, estamos inmersos en una revolución tecnológica en el sector eléctrico, que se manifiesta por el acelerado desarrollo de la micro generación o generación distribuida. La tecnología disponible para proyectos de GD incluye todo tipo de energías renovables (fotovoltaica, aerogeneradores, minihidráulica, biomasa, marea motriz, geotérmica y energía por fenómeno de inducción electromagnética y efecto corona), como también de energía convencional (máquinas de combustión interna y microturbinas).

3.1. Generación centralizada en comparación con la generación distribuida. -

Las cinco desventajas más evidentes de un sistema tradicional de generación son las siguientes:

1. La construcción de una gran central es un proyecto a largo plazo con el objetivo de satisfacer la demanda prevista en el futuro; cada uno de estos proyectos es diferente, exigiendo cada vez un diseño y una construcción exclusiva: se necesitan extensos terrenos, permisos para pasar las líneas de la red por otras propiedades y estudios detallados sobre su impacto ambiental en la región de la instalación. De esto nacen dos inconvenientes: primero añaden más al ya largo tiempo de construcción, segundo provocan reacciones y discrepancias por parte de la población. Hoy en día la oposición a grandes proyectos surge, no solo en los países desarrollados, sino también en los en vía de desarrollo, tales como India y China.
2. La manera como se produce la electricidad, en grandes centrales alejadas del sitio del consumo, obliga a mantener una larga red de transmisión y distribución con los adecuados transformadores para los cambios del voltaje. Este gran sistema necesita para funcionar de una energía que constituye unas pérdidas del sistema. Además, el sistema tiene que mantener algunos de sus

componentes siempre en disponibilidad para los casos de emergencia. Usualmente en la generación, esto se consigue teniendo un grupo de reserva, con una capacidad igual al generador más grande que esté operando en el sistema, para que cuando falle uno el sistema siga sirviendo la carga adecuadamente.

3. En los países desarrollados los problemas se identifican con la calidad del servicio y la fiabilidad del suministro. Toda la gente ha sido testigo de caídas de tensión o de apagones del suministro en horas pico o en épocas con gran aumento de la demanda. Por ejemplo, en verano cuando numerosos aires acondicionados se ponen en funcionamiento a la misma hora del día. Hoy día, y cada vez más, parte de la vida cotidiana se basa en mecanismos electrónicos u ordenadores, por lo tanto, la fiabilidad del suministro de la electricidad es un requisito.
4. La generación eléctrica, aparte de su impacto ambiental en la fase de construcción y de funcionamiento, es el más importante emisor de CO₂ en la atmósfera.
5. Globalmente, hay 1800 millones de seres humanos sin acceso a algún tipo de energía comercial. La mayoría de ellos viven en los países menos desarrollados, donde la infraestructura es insuficiente o no existe. Llevar extensas redes de transporte a áreas remotas o poco controladas puede hacer su mantenimiento y su operación imposible o extremadamente caro. Por lo tanto, es muy improbable que proyectos de generación tradicional alcancen a satisfacer las necesidades, continuamente crecientes, de esta gente.

La generación distribuida por su parte en contraposición con la generación tradicional cuenta con las siguientes ventajas:

1. La tecnología de la GD es modular y puede ser producida en masa por la industria, esto significa que sus costos bajarán con la producción masiva, además, una estandarización de los componentes, de la interconexión y de los permisos de instalación facilitará su producción e implementación. La producción en masa hará las unidades de la GD disponibles para comprarlas e instalarlas en un tiempo muy corto. Aparte de los grandes parques eólicos los

proyectos de energía renovable son de pequeña escala, en los que el usuario puede ser desde una empresa generadora hasta una casa residencial. Así, la GD es un modelo donde la energía renovable tiene todas las oportunidades de surgir. El uso de la GD puede difundir más la energía renovable y comunicar sus beneficios ampliamente.

2. Una generación dispersa y basada en las fuentes energéticas locales, diversifica los recursos y aumenta la autosuficiencia de una región. Generadores pequeños interconectados, formando una micro red, pueden ofrecer un servicio fiable ya que la probabilidad de un fallo de todos es muy baja. Cuando uno falla es muy fácil para los otros compartir la carga. Generalmente, la GD hará el sistema eléctrico menos vulnerable a desastres naturales o provocados. A esto se puede añadir la conveniencia de la GD para proyectos de cogeneración. Una gran parte de la energía primaria se consume para producir calor ya sea en las residencias o en la industria. Debido a que la generación distribuida está en el sitio del consumo, facilita la explotación del calor que en otros casos se rechazaría. Casi toda la tecnología de la GD permite los proyectos de cogeneración. Hay tecnologías de turbinas de gas y células de combustible que son adecuadas para proyectos de ciclo combinado. Así, en los proyectos de la GD hay un aumento de la eficiencia.
3. La decisión de uso de la GD por una empresa eléctrica le ayuda a afrontar los problemas del aumento de la demanda en regiones urbanas o rurales, donde la distribución es restringida. Así, el uso de la GD por parte de la empresa permite, evitando costos extensos y obras largas, suministrar la demanda. Si se usa la GD como reserva, puede aliviar la carga de la red en horas pico. El uso, finalmente, de la GD por empresas eléctricas o consumidores disminuye drásticamente las pérdidas de energía en el transporte y la distribución.
4. El uso de las energías renovables, donde sea posible, el aumento de la eficiencia, la disminución de las pérdidas del transporte, la posibilidad del uso de combustibles renovables o menos contaminantes tal como el gas natural, convierten la GD en un importante contribuidor de la disminución de los impactos ambientales. En general, se puede decir que los proyectos de GD se enfocan a un mayor desarrollo sostenible. Comparado con la producción de

energía eléctrica en estaciones centrales, la generación por electricidad distribuida produce menos contaminación y es más confiable y eficiente energéticamente. Por ejemplo, la generación distribuida elimina las pérdidas de electricidad en cerca de un 8%, que ocurren cuando la electricidad se desplaza desde la estación central a través de las líneas de transmisión hasta el lugar de consumo.

3.2. Antecedentes de la generación distribuida en Bolivia. -

La Ley N°1604 de Electricidad, de fecha 21 de diciembre de 1994, fue diseñada pensando en centrales hidroeléctricas y térmicas a gas natural y/o diésel del Sistema Interconectado Nacional (SIN), y carece de los mecanismos o normas que regulen, incentiven o permitan la Generación Distribuida Fotovoltaica.

Sin embargo, señala también que las actividades relacionadas con la industria eléctrica se regirán entre otros por el principio de adaptabilidad que promueve la incorporación de tecnología y sistemas de administración modernos, que aporten mayor calidad y eficiencia en la prestación del servicio.

Basándonos en este aspecto y en el aporte de las energías alternativas al reducir la dependencia que tiene Bolivia en la generación de electricidad con base a combustibles fósiles, disminuyendo además las emisiones de gases de efecto invernadero, contribuyendo a la mejora del medio ambiente, el ahorro y eficiencia energética; en este sentido, la generación distribuida contribuye a la generación de energía eléctrica por medio de fuentes renovables que están conectadas a la red de distribución de energía eléctrica en puntos cercanos al consumo.

Por estas razones el 24 de marzo de 2021 surge el Decreto Supremo N°4477 que tiene como objetivo principal dos puntos:

1. Establecer las condiciones generales para normar la actividad de Generación Distribuida en los sistemas de distribución de energía eléctrica.
2. Determinar la retribución por la energía eléctrica inyectada a la Red de Distribución por la actividad de Generación Distribuida.

En el Decreto Supremo se incluyen también las definiciones, la clasificación de potencia instalada para la Generación Distribuida, condiciones generales, retribución por la actividad de Generación Distribuida y el registro correspondiente a la información de los usuarios que cuenten con Generación Distribuida.

El decreto N° 4477 instruye también a la Autoridad de Fiscalización de Electricidad y Tecnología Nuclear (AETN), elaborar la reglamentación complementaria a través de los siguientes documentos:

1. Aprobación de aranceles para el trámite de inscripción de empresas instaladoras de generación distribuida.
2. Procedimiento para la inscripción de empresas dedicadas a la elaboración de proyectos e instalación de generación distribuida, en el registro de empresas instaladoras del ente regulador.
3. Procedimiento para la recolección y remisión de información al ente regulador de los generadores distribuidos.
4. Procedimiento técnico comercial para el registro e incorporación de los generadores distribuidos a la red de distribución en Bolivia.
5. Procedimiento para la determinación de la retribución por la energía inyectada a la red de distribución en la actividad de generación distribuida.

4. Descripción del problema que se pretende resolver. -

La Generación Distribuida al tratarse de un paradigma y una reglamentación relativamente nueva en Bolivia, el porcentaje de usuarios más grande perteneciente a la categoría domiciliaria de la empresa de distribución de energía eléctrica DELAPAZ de la ciudad de La Paz – Bolivia, necesita contar con un punto de referencia relativo a la factibilidad técnico y económica de la implementación de sistemas fotovoltaicos domiciliarios.

El presente proyecto de grado tiene los siguientes objetivos:

4.1. Objetivo Principal. -

- Verificar la factibilidad Técnico – Económica de la implementación de sistemas fotovoltaicos domiciliarios conectados a la red eléctrica de distribución, basados en la demanda del porcentaje mayor de usuarios de la categoría domiciliaria de la Distribuidora de Electricidad cuya área de concesión es el departamento de La Paz – Bolivia.

4.2. Objetivos Secundarios. -

- Determinar la demanda con la que se dimensionará el sistema fotovoltaico tipo para poder realizar la verificación de la viabilidad técnico – económica de este tipo de sistema.
- Verificar distintas fuentes de datos de Irradiación (bases de datos climatológicas, datos medidos) para ver la factibilidad de su uso a la hora de realizar el dimensionamiento del Sistemas Solar Fotovoltaico conectado a la Red.
- Dimensionamiento de los componentes eléctricos que componen el sistema de generación fotovoltaica (número de módulos, tamaño de inversor, protecciones eléctricas, etc.).
- Aprender el uso de una herramienta informática, mediante el software de diseño de sistemas fotovoltaicos conectados a la red PV – SYST.
- Verificar la viabilidad económica mediante la elaboración del flujo de caja y los indicadores económicos VAN y TIR.
- Calcular la mitigación en emisiones de dióxido de carbono durante la vida útil del sistema solar fotovoltaico en base al factor de emisión de red actual del Sistema Interconectado Nacional.

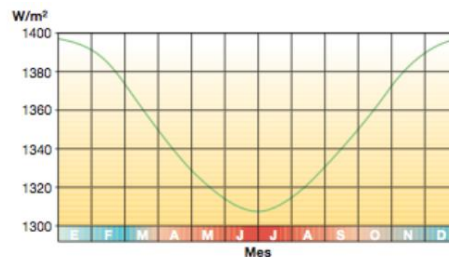
5. Marco teórico. -

5.1. Concepto de radiación e irradiancia solar. -

A la capa exterior de la atmosfera terrestre llega una irradiancia promedio de $1367 \text{ W/m}^2 \pm 3\%$, que depende de la distancia entre la tierra y el sol y de la actividad solar

(manchas solares). En la figura 1 se puede observar el cambio según el mes del nivel de intensidad de irradiancia.

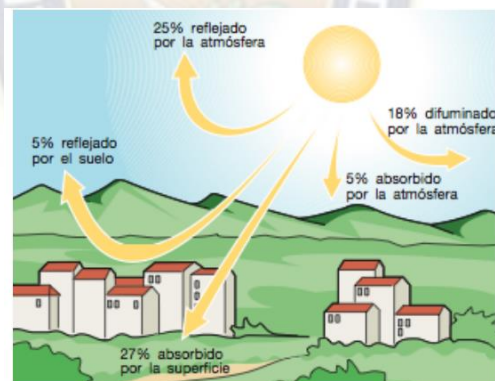
Figura 1: Irradiancia anual



Fuente: ABB

Al atravesar la atmósfera, esta intensidad de radiación solar decae porque es parcialmente reflejada y absorbida. Después de atravesarla, además, queda parcialmente difusa por el aire y las partículas sólidas suspendidas en el un ejemplo claro se observa en la figura 2.

Figura 2: Flujo energético entre la irradiación solar, la atmósfera y el suelo

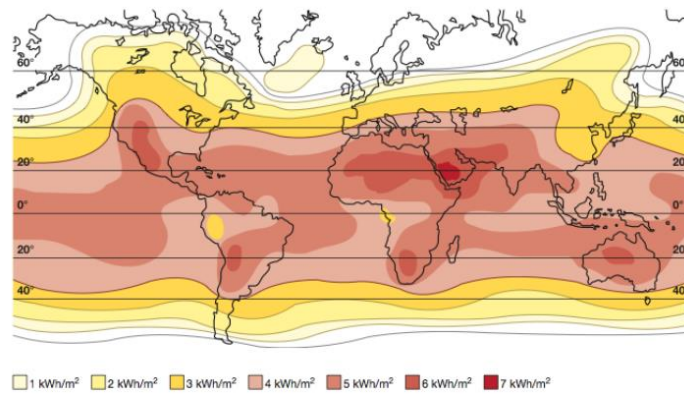


Fuente: ABB

La radiación que incide sobre una superficie horizontal tiene tres componentes:

- Radiación directa, relacionada con la irradiancia que llega del sol.
- Radiación difusa, proveniente de todo el firmamento.
- Radiación albedo es aquella que se produce por el reflejo en determinadas superficies del entorno próximo.

Figura 3: Irradiancia solar promedio en un plano inclinado de 30° hacia el norte [kWh/m²/día]



Fuente: ABB

5.2 Instrumentos de medición de la radiación solar. –

Existen distintos tipos de instrumentos de medición a continuación se detallarán algunos instrumentos de medición directa e indirecta.

5.2.1 Piranómetro. –

Instrumento de medición directa ampliamente utilizado por su exactitud para la medición de la radiación incidente en una superficie, tanto la directa como la difusa y la total. Su campo de observación es de 180°.

Figura 4: Piranómetro



Fuente: <http://www.geonica.com>

5.2.2 Pirheliómetro. –

A diferencia del piranómetro, su campo de visión es de 5° por lo que es utilizado, generalmente, para medir la radiación directa, frecuentemente sirve para calibrar piranómetros.

Figura 5: Pirheliómetro



Fuente: <http://www.geonica.com>

5.2.3 Detectores termoelectricos. –

Consiste en una serie de termocuplas unidas para generar un voltaje proporcional a la diferencia de temperatura de sus uniones y por ende a la radiación solar.

5.2.4 Detectores fotovoltaicos. –

Utilizan celdas solares de silicio las cuales generan una corriente proporcional a la radiación incidente sobre ellos. Tiene limitaciones en cuanto a frecuencias bajas, donde los fotones no tienen la suficiente energía para generar movimiento de electrones en el semiconductor.

5.2.5 Detectores de horas de sol. –

Son sensores que miden la cantidad de horas sol incidentes en un día, son menos precisos que los piranómetros, ya que debe intervenir un modelo numérico posterior para obtener propiamente radiación solar. Este tipo de información es muy común todavía, ya que las estaciones antiguas contaban con dichos sensores.

Figura 6: Detector de Horas Sol



Fuente: <http://www.geonica.com>

5.2.6 Radiómetros. –

Son medidores del espectro solar sin embargo son muy complejos y caros. Su ancho de banda es de 280 a 2500 nm.

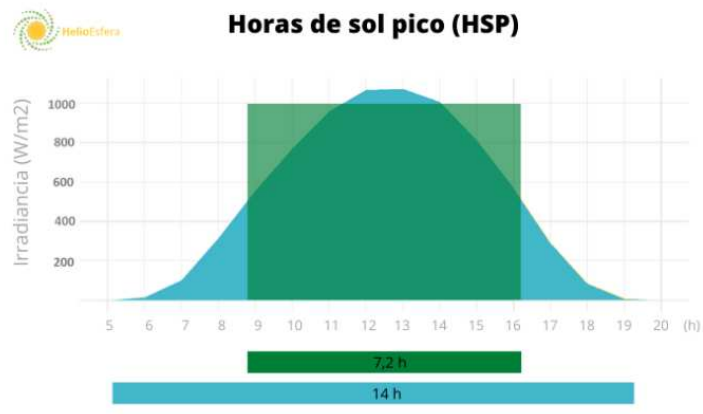
5.3. Concepto de Hora Solar Pico. –

Las Horas Solar Pico (HSP) es una unidad de medida de irradiación (energía) suponiendo una radiación constante de 1000 W/m^2 . Por lo tanto, es una magnitud que se mide en horas.

Cuando hablamos de 1 hora de sol pico (HSP), nos referimos a la energía recibida por una radiación de 1000 W/m^2 durante 1 hora. Este parámetro nos permite calcular de forma sencilla la energía recibida en un periodo de tiempo.

En la gráfica 4 se puede observar en color azul muestra la irradiancia normal (potencia en W/m^2) a lo largo de un día, ésta va aumentando hasta llegar a su máximo (1100 W/m^2), a partir del cual empieza a disminuir, es decir, la irradiancia va variando. Si embargo, en la gráfica de color verde, la irradiancia es constante (1000 W/m^2) durante un periodo más corto de tiempo (7,2 h).

Figura 7: Concepto de Hora Solar Pico



Fuente: <https://www.helioesfera.com/horas-de-sol-pico-que-es-y-para-que-sirve/>

La energía generada, es la superficie de la gráfica, que para el caso de la gráfica azul es una forma de campana y en el caso de la gráfica verde es un rectángulo, y en ambos casos es la misma, 7200 W/m^2 .

Es una forma de simplificar el dato la energía de recibida con una única unidad, horas de Sol pico. Esto facilita a la hora de hacer cálculos, estimaciones y dimensionamiento.

La HSP depende de los siguientes parámetros:

- Localización: Las zonas cercanas al ecuador tienen mayor HSP.
- Fecha: En los meses de verano existe más irradiación que en los meses de invierno.
- Inclinación: cuanto mayor sea la perpendicularidad de la superficie que estamos midiendo con el sol, mayor será la radiación.

Algunos beneficios de la HSP son:

1. Nos permite comparar la radiación en diferentes puntos y periodos de tiempo, el que tenga mayor HSP, significará que tiene mayor radiación.
2. Nos permite calcular la irradiación por unidad de superficie (Wh/m^2) simplemente multiplicando las HSP por 1000 W/m^2 .
3. Nos permite calcular la irradiación total en una superficie dada (Wh) simplemente multiplicando las HSP por 1000 W/m^2 y por la superficie en m^2 .

Se trata de un concepto muy útil cuando trabajamos haciendo cálculos de producción, estimaciones, pérdidas de rendimiento y análisis de producción.

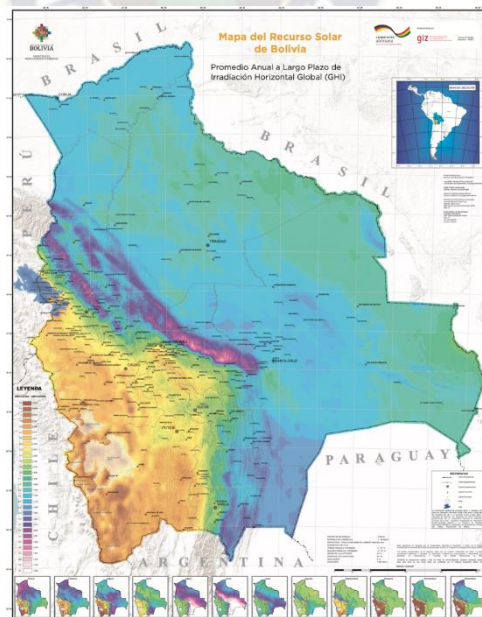
5.4. Recurso solar en Bolivia. -

Bolivia es uno de los países que mayor radiación solar recibe en el mundo. Dos terceras partes de Bolivia cuentan con uno de los mayores niveles de intensidad solar del planeta. La mayor radiación solar diaria media anual se presenta en el altiplano, seguido por los valles y, con menor potencial, en el trópico.

Si tomamos el promedio anual de radiación solar de Bolivia (IGH) de los años 1999 al 2013, veremos que en el altiplano sur del país alcanzamos 2.700 kWh/m²-año (Kilowatts hora por metro cuadrado al año) y en el oriente del país 1.800 kWh/m²-año.

La radiación solar que recibe Bolivia es dos a tres veces más alta que la de país pionero en la implementación de generación distribuida como Alemania y que tiene una radiación global horizontal de 1.000 a 1200 kWh/m²-año. En la figura 4 se puede observar el mapa del recurso solar de Bolivia.

Figura 8: Mapa del recurso solar en Bolivia



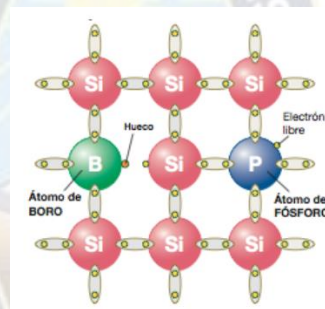
Fuente: Programa de Energías Renovables – GIZ.

5.5. Principio de funcionamiento de la célula fotovoltaica. -

La célula fotovoltaica es el componente elemental de los generadores fotovoltaicos esta suele estar fabricada en un material semiconductor que es normalmente silicio tratado.

El silicio que es tetravalente se “dopa” con átomos trivalentes (dopaje positivo Tipo P) en una capa y átomos pentavalentes en otra (dopaje negativo tipo N). La primera tiene exceso de huecos mientras que la segunda tiene un exceso de electrones, este fenómeno se observa en la figura 5 y 6.

Figura 9: Silicio dopado



Fuente: ABB

Figura 10: Unión P-N



Fuente: ABB.

En el área de contacto en una unión PEN, los electrones se desplazan desde la mitad con exceso de electrones hasta la que tiene déficit (de N a P), quedando carga negativa acumulada en la región P. Con los huecos ocurre lo contrario, quedando una acumulación de carga positiva en la región N. De este modo se crea en la unión un campo eléctrico que se opone a la difusión de las cargas eléctricas. Con esto, al aplicar

una tensión exterior la unión solo permite el flujo de corriente en un sentido comportándose como un diodo.

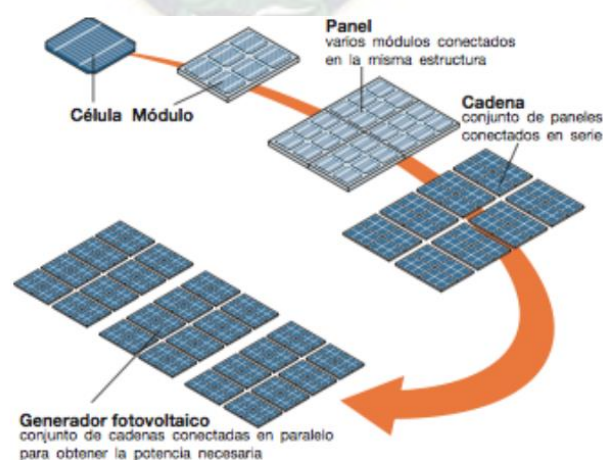
Así, cuando la célula está expuesta a la radiación solar, se crean varios pares de electrones a causa del efecto fotovoltaico en ambas regiones. Al conectar la unión a un conductor externo y obtener un circuito cerrado la corriente va desde la capa P, con un potencial mayor, hasta la capa N, con un potencial menor, creando así un flujo de electrones cuando la célula esta iluminada.

La región de silicio que realmente interviene en la generación de corriente eléctrica es la que rodea la unión PEN, ya que las cargas generadas en el interior acaban recombinándose. Por esto, es importante que la superficie de la célula fotovoltaica sea grande (a mayor superficie mayor intensidad generada).

5.6. Módulo fotovoltaico. -

Un módulo fotovoltaico es la asociación de células fotovoltaicas conectadas mecánica y eléctricamente. A su vez la conexión en serie de varios módulos fotovoltaicos conforma una cadena o array y varios arrays en paralelo componen un generador fotovoltaico. Esta explicación se aprecia en la figura 7.

Figura 11: De la célula fotovoltaica al generador fotovoltaico



Fuente: ABB

Las células que componen cada módulo pueden no ser exactamente iguales por defectos de fabricación y por tanto no tener la misma tensión. Cuando esto ocurre, se genera una corriente que va desde el bloque de células de mayor tensión hasta el de

menor tensión produciéndose pérdidas por desequilibrio. También puede ocurrir por otras razones, como por ejemplo una irradiancia solar diferente, células deterioradas o sombras parciales.

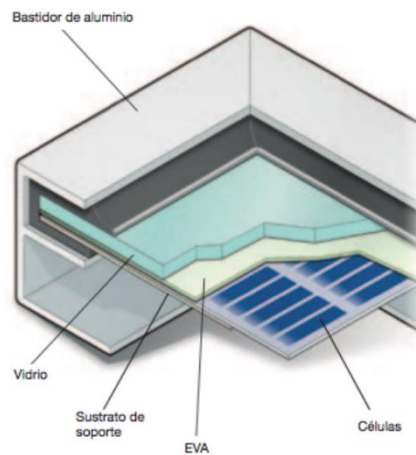
Las células que se encuentran en este estado se comportan como diodos, bloqueando la intensidad que generan otras células y pudiendo perforar la unión por sobrecalentamiento, provocando daños locales en el módulo fotovoltaico.

Para paliar este problema los módulos poseen diodo bypass que cortocircuitan estas zonas problemáticas. Tal y como ocurre entre las células de un mismo panel, también ocurre entre paneles del campo. Así, que también se insertan diodos para impedir el flujo de corriente inversa.

En cuanto a la estructura de los módulos fotovoltaicos, el módulo de silicio cristalino este compuesto por:

- Lámina protectora superior con elevada transparencia (vidrio templado normalmente).
- Material encapsulante que evita el contacto directo de la célula y la lámina protectora y aísla eléctricamente del resto de células (etileno vinilo acetato EVA).
- Soporte posterior (vidrio, metal o plástico).
- Bastidor metálico (Aluminio).

Figura 12: Composición de un módulo fotovoltaico



Fuente: ABB

5.7. Concepto de Standard Test Conditions (STC). –

STC son las siglas en inglés de Standard Test Condition, y se refiere a las condiciones bajo las cuales se deben ensayar los módulos para establecer sus parámetros básicos. También podemos encontrarnos en documentación en castellano con sus siglas CEM (Condiciones estándares de medida). Estas condiciones fijan los tres parámetros siguientes:

- Irradiancia: es la potencia de la radiación solar que llega, se establece en 1000 W/m².
- Temperatura: es la temperatura de la célula fotovoltaica, no del ambiente, y es de 25 °C (77 Fahrenheit).
- Masa de aire: es un parámetro que indica cuánta atmósfera debe atravesar la radiación, este parámetro varía en función del lugar, el día y la hora. En la STC se establece una masa de aire de 1,5.

Figura 13: Standard Test Condition (STC)



Fuente: <https://www.helioesfera.com/que-significan-las-siglas-stc-y-noct/>

5.8. Métodos para determinar la eficiencia de un panel fotovoltaico. –

La conversión de energía y el factor de forma son dos métodos para determinar la eficiencia de panel fotovoltaico. En ambos casos es indispensable conocer el punto de máxima potencia (P_{mp}), el P_{mp} corresponde cuando el panel puede entregar su máxima potencia. Este se obtiene cuando el voltaje (V_{mp}) y la corriente (I_{mp}) alcanzan sus valores máximos de forma simultánea.

Este valor se determina de acuerdo a la siguiente ecuación:

$$P_{MP} = V_{MP} * I_{MP}$$

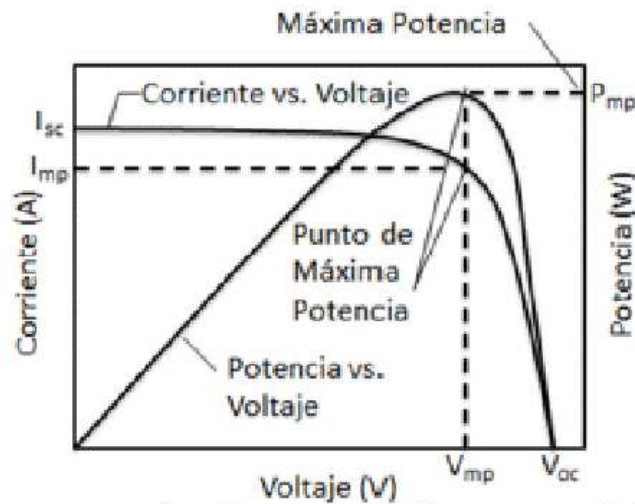
Donde:

P_{mp} : Punto de potencia máxima.

V_{mp} : Voltaje de máxima potencia.

I_{mp} : Corriente de máxima potencia.

Figura 14: Punto de Potencia Máximo (MPPT)



Fuente: Juan Cepeda, Adriana Serna (Artículo científico).

5.8.1. Eficiencia en la conversión de energía. -

Corresponde al porcentaje de energía eléctrica generada en relación a la cantidad de energía luminosa recibida desde el sol, cuando el panel se encuentra conectado a un circuito eléctrico. Se determina con la siguiente ecuación:

$$\eta = \frac{P_{MP}}{E * A_c}$$

Donde:

E : Nivel de radiación sobre la superficie del panel (W/m^2), bajo condiciones estándar.

A_c : Superficie del panel fotovoltaico (m^2)

5.8.2. Eficiencia de Factor de forma. -

Define la eficiencia de un panel solar, relacionando el punto de máxima potencia, dividido por el producto entre el voltaje a circuito abierto y la corriente de cortocircuito.

$$\eta = \frac{P_{MP}}{V_{oc} * I_{sc}}$$

donde:

V_{oc} : Voltaje a circuito abierto

I_{sc}: Corriente de cortocircuito

5.8.3. Factores que afectan la eficiencia en los módulos fotovoltaicos. -

En la última década se han desarrollado investigaciones para identificar los factores que afectan el funcionamiento de los paneles fotovoltaicos, con el fin de mitigar sus efectos y lograr mejoras significativas en términos de eficiencia para este tipo de sistemas. Dichos factores se clasifican en propios o externos de acuerdo con su naturaleza, de operación o de entorno respectivamente. Variaciones climáticas, alta temperatura de la célula solar y exposición al medio ambiente, por ejemplo, pueden afectar el rendimiento de los paneles solares considerablemente.

Factores propios del panel

Los factores propios son condiciones con las que cuenta el panel solar en su estructura interna que pueden llegar a afectar su funcionamiento, se pueden encontrar factores como temperatura de funcionamiento del panel y efectos de reflexión y suciedad.

Temperatura de funcionamiento del panel fotovoltaico

La temperatura de funcionamiento del panel fotovoltaico desempeña un papel clave en el proceso de conversión de energía. Tanto en el rendimiento eléctrico como la potencia de salida del módulo, dependen linealmente de la temperatura de funcionamiento del panel.

Los paneles solares absorben en promedio el 80% de la irradiación solar recibida. Sin embargo, una parte de esta irradiancia se convierte en electricidad y la restante se convierte en calor. La fracción que se convierte en calor aumenta la temperatura del módulo, formando concentraciones de portadores intrínsecos produciendo una mayor saturación de corriente, lo que provoca una reducción en la eficiencia y deterioro en el panel fotovoltaico.

Para regular la temperatura de los paneles solares se utilizan varios métodos con el fin de mejorar su eficiencia. Las técnicas más utilizadas y viables para controlar el aumento de la temperatura de los paneles fotovoltaicos son:

- Aire acondicionado.

- Enfriamiento a base de agua.
- Enfriamiento por inmersión líquida.
- Refrigeración termoeléctrica.
- Refrigeración del tubo de calor.
- Microcanales.
- Intercambiadores de calor mejorado.
- Enfriamiento por chorros.
- Microcanales híbridos.
- Sistemas de cambio de fase.

Este tipo de técnicas para controlar la temperatura de los módulos fotovoltaicos tiene una mejora en la eficiencia hasta del 4% y un aumento en la generación anual de electricidad del sistema entre 4,7 a 5,7%.

5.8.4. Efecto de la reflexión y suciedad en la superficie de los módulos fotovoltaicos. -

La cantidad de radiación recibida por las células solares en el interior del módulo fotovoltaico es inferior a la que llega a la superficie del mismo, debido a la reflexión y la suciedad de la superficie del módulo. Las pérdidas de reflexión óptica en la interfaz (vidrio o polímero), debido a la diferencia en los índices de refracción, puede llegar hasta 8 o 9% en el espectro visible de la radiación solar. Este efecto resulta indeseable para los fotones a la hora de cargar los portadores, por lo cual las modificaciones superficiales de las células solares se hacen con el fin de reducir la reflexión en la interfaz del material.

5.8.5. Factores externos al módulo fotovoltaico que afectan la generación de energía eléctrica. -

En los factores externos al módulo fotovoltaico, se pueden encontrar aspectos como variaciones climáticas, ángulo de inclinación y sombreado, que pueden afectar el rendimiento del panel solar considerablemente.

Efecto de las variaciones climáticas

Las variaciones climáticas en los sistemas fotovoltaicos hacen referencia especialmente a las condiciones de radiación solar y temperatura ambiente. Cuando un panel solar es sometido a variaciones climáticas drásticas o repentinas, el sistema presenta una variación de su punto máximo de potencia, esto se debe a la relación que existe entre la radiación solar, la temperatura y la resistencia, lo que genera una variación en la curva “Corriente – Tensión”.

Las técnicas de seguimiento del punto de máxima potencia (MPPT) son el método más simple para mejorar el rendimiento del módulo fotovoltaico.

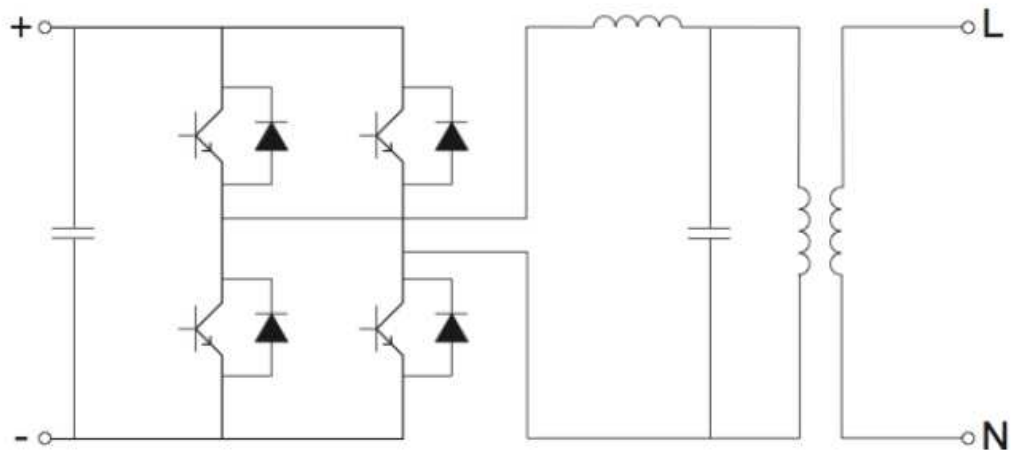
5.9. Performance Ratio (Coeficiente de Rendimiento). –

El coeficiente de rendimiento (PR, Performance Ratio) de un sistema fotovoltaico es la relación entre la producción real de un sistema fotovoltaico y la irradiación solar recibida in situ, y se utiliza para evaluar la calidad del sistema.

5.10. Inversor. -

La función principal del inversor es la de transformar la corriente continua generada por las células fotovoltaicas en corriente alterna, así como de controlar la energía destinada a la red eléctrica de distribución a través de un filtro LEC, que con un conjunto de protecciones se encuentran embebidas dentro del inversor. Todo esto para garantizar parámetros de seguridad y calidad.

Figura 15: Esquema básico de funcionamiento de un inversor monofásico

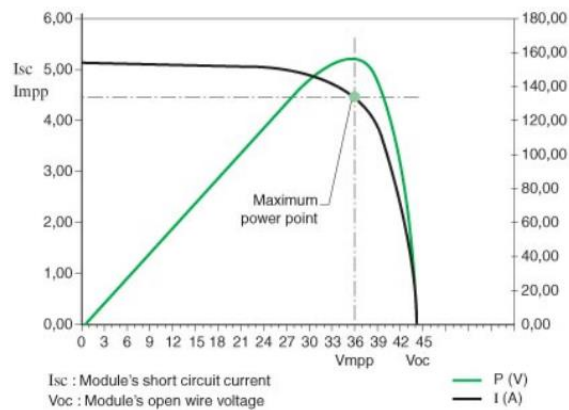


Fuente: ABB

Para que la onda de salida se ajuste lo mejor posible a una onda sinusoidal perfecta, se utiliza la técnica de la modulación de ancho de pulso PWM (Pulse Width Modulation). Con esto se consigue variar la frecuencia de la onda de salida, así como su valor RMS (Root Mean Square).

En el inversor se utiliza el seguimiento del punto máximo de potencia MPPT (Maximum Power Point Tracker) para adaptarse de forma óptima a la carga. Este MPPT calcula continuamente el valor de la curva I vs V del generador y obtiene el punto de máxima potencia obtenible del inversor. Esto se puede conseguir a través de varios algoritmos MPPT, que inducen pequeñas variaciones de carga a intervalos regulares para estudiar si las desviaciones provocadas por la intensidad y tensión provocan un resultado mayor o menor de potencia obtenida (producto I por V).

Figura 16: Ejemplo de Punto de Máxima Potencia (MPPT) de un generador fotovoltaico



Fuente: www.electrical-installation.org

5.11. Tipología de los módulos fotovoltaicos. -

5.11.1. Silicio monocristalino. -

Estructura regular de silicio de alta pureza. Tiene un comportamiento predecible y uniforme, y se puede dopar fácilmente. Principalmente, sus ventajas son la eficiencia y la larga duración de sus propiedades en el tiempo. Sin embargo, su proceso de fabricación es lento y costoso y son los más caros de fabricar. Tiene una eficiencia media del 20 %.

Figura 17: Módulo fotovoltaico monocristalino



Fuente: www.trinasolar.com

5.11.2. Silicio policristalino. -

Estructura regular por zonas separadas por “grain boundaries” que reducen la eficiencia. En cambio, su proceso de fabricación es más barato y sencillo. Su duración también es buena y la mayor parte del rendimiento se mantiene a lo largo de su vida útil (pierde alrededor del 15% de eficiencia después de 20 años de operación). Tiene una eficiencia media de alrededor de 16%.

Figura 18: Módulo fotovoltaico policristalino



Fuente: www.trinasolar.com

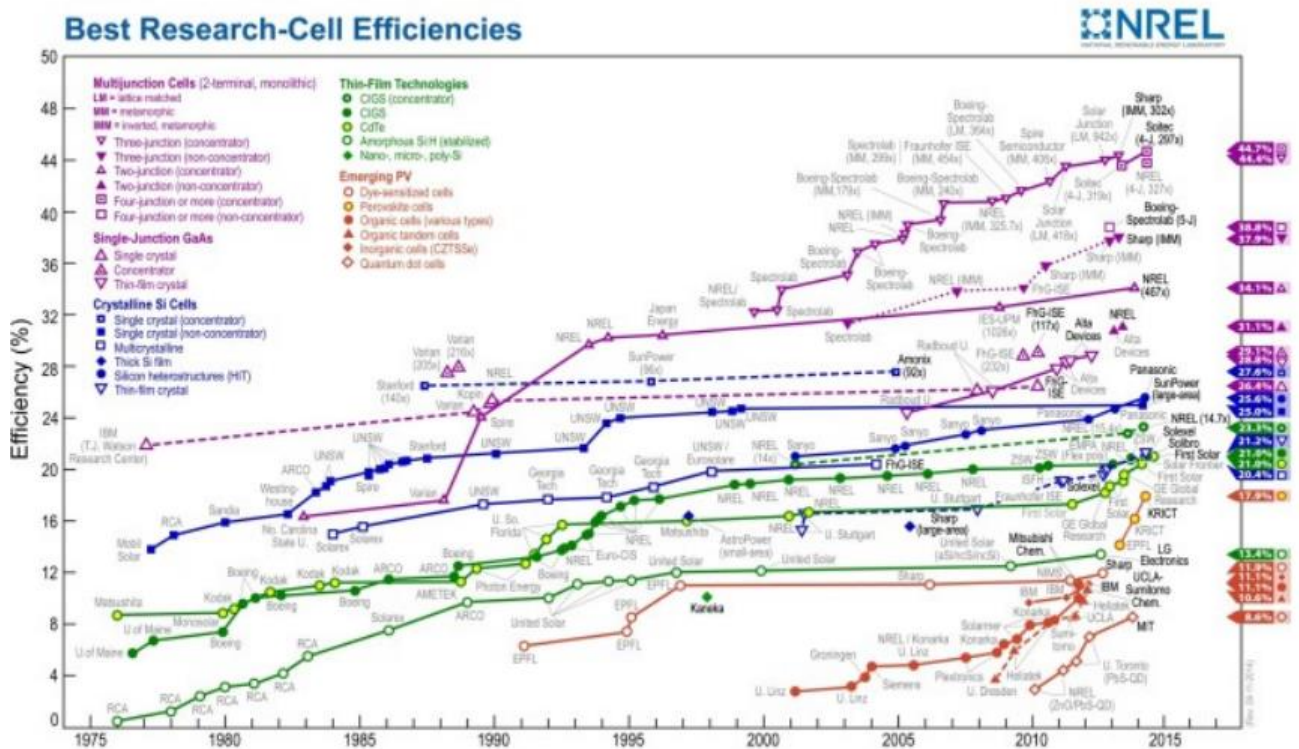
5.11.3. Silicio amorfo con átomos de hidrógeno. -

Poseen una estructura muy irregular y una peor eficiencia debido a los enlaces colgantes (dangling bonds) que imposibilitan un correcto dopado. Se suelen añadir átomos de hidrogeno para saturar estos enlaces y obtener un mejor rendimiento. Su principal ventaja es su precio y suelen utilizarse en ocasiones en las que es necesario minimizar peso de los módulos y adaptarse a superficies planas. Tiene un rendimiento medio de 8 %.

5.11.4. Tecnologías de filme fino. -

Este tipo de tecnologías se basan en depositar capas finas de cierto material semiconductor sobre un sustrato como por ejemplo cristal. Así, se pueden conseguir células más baratas y finas con prestaciones similares al silicio cristalino. Las principales desventajas de estas son la disponibilidad de materiales y la toxicidad de alguno de estos.

Figura 19: Eficiencia de los distintos tipos de células fotovoltaicas



Fuente: National Renewable Energy Laboratory (NREL)

5.12. Concepto general de Generación Distribuida (GD). -

Existen numerosas definiciones sobre la Generación Distribuida con aproximaciones o enfoques técnicos, económicos o legales. No hay una definición o concepto universal. En las diversas normas que regulan sobre la materia en diferentes países se presentan así también diversas definiciones.

Generalmente hablando, la generación distribuida (GD) es aquel tipo de generación de energía eléctrica que se conecta a la red de distribución eléctrica y que se caracteriza por encontrarse instalada en puntos cercanos al consumo.

La Agencia Internacional de Energía define a la GD como los sistemas de generación que sirven a un usuario en el sitio o que alimenta una red de unidades de consumo y que se conecta a la red pública de distribución a los voltajes corrientes de distribución. Las tecnologías de generación generalmente incluyen motores de generación a combustible, turbinas menores y sistemas fotovoltaicos. En general no incluye generadores eólicos, ya que la mayoría de estos funcionan agrupados en parques eólicos en calidad de centrales eléctricas conectadas por lo general a los sistemas de transmisión de energía.

Figura 20: Estructura de la Generación Distribuida



Fuente: Cooperativa Rural de Electrificación de Santa Cruz (CRE)

Por su parte, el Departamento de Energía de los Estados Unidos define a la GD como el conjunto de sistemas de escala menor y modular diseñados para suministrar electricidad y a veces energía térmica en localidades cercanas a los consumidores.

En términos generales, la Generación Distribuida son sistemas de generación de tamaño pequeño y mediano generalmente sistemas fotovoltaicos, instalados cerca de las cargas individuales de sistemas interconectados, los mismos que suelen conectarse a las redes de distribución de baja o media tensión mediante el uso de inversores.

5.13. Características y ventajas de la Generación Distribuida. -

Entre sus características esenciales, se tiene que la GD reduce la necesidad de las centrales de generación eléctrica de mayor potencia y la infraestructura requerida para el transporte de la electricidad hasta el usuario final, tales como extensas líneas de transmisión, subestaciones, transformadores, etc.

En los últimos años la GD se ha desarrollado mayormente para el Autoconsumo de usuarios residenciales y comerciales y cada vez más se van sumando consumidores industriales. Así como en Bolivia, en otros países los usuarios industriales gozan de tarifas relativamente bajas y por ende tienen un menor incentivo para implementar este tipo de sistemas, pues continúa siendo más económico tomar la energía eléctrica de la red. Luego de satisfacer la demanda de autoconsumo, estos sistemas generan excedentes de energía eléctrica cuya única posibilidad de aprovechamiento es la inyección a la red de distribución para el consumo de otros usuarios. Este último elemento viene a completar el concepto de la GD, es decir, la inyección de los excedentes para su aprovechamiento.

Sin embargo y, más bien desde un punto de vista económico, existe un elemento esencial para comprender la GD, el mismo que constituye la forma de remunerar o compensar esos excedentes que se despachan a la red de distribución. Es así como surge el concepto de los “mecanismos de compensación” de la Generación Distribuida que, así como el mismo concepto de la GD no presenta una definición universal y que, por lo general, se definen o clasifican de acuerdo con el objetivo o a la función que persiguen. Así por ejemplo pueden estar destinados a una remuneración tarifaria o a una promoción o incentivo, una subvención para mitigar los costos de inversión, o también pueden presentarse como créditos. También se presentan como ajustes o como sistemas de compensación.

En un intento por aunar todas estas concepciones se pueden definir como la retribución establecida legalmente para viabilizar la implementación y conexión de los sistemas de Generación Distribuida.

Gracias al desarrollo tecnológico, la generación distribuida puede realizarse a partir de varias fuentes de energía renovable, como son la solar, eólica, biomasa, hidráulica, etc., pues existen sistemas de generación de todo tamaño.

Sin embargo, los sistemas de generación distribuida más usuales son los solares fotovoltaicos por la facilidad de instalación y mantenimiento.

El desarrollo evidenciado en países como México y Brasil, en los que más del 80% de los sistemas de GD son solares fotovoltaicos, respalda lo afirmado anteriormente. Separando por tipo de fuente, la solar fotovoltaica sigue liderando en Brasil con 41.235 unidades o 414 MW de potencia instalada, seguida por 52 MW de pequeñas centrales hidroeléctricas, 120 térmicas a biogás (35,1 MW) e 57 eólicas (10,3 MW). En total son 512 MW de capacidad instalada.

En ese sentido, es coherente enfocar los primeros esfuerzos para desarrollar la GD en base a la tecnología fotovoltaica. En adelante veremos qué características presentan estos sistemas, para comprender sus ventajas y el rol como el sistema de “punta de lanza” de la GD en Bolivia.

5.14. Tipos de sistemas solares fotovoltaicos. -

Los Sistemas Solares Fotovoltaicos (SSFVs) pueden dividirse como aquellos de aplicación off grid cuando son instalados para el suministro de electricidad de unidades de consumo no conectadas a la red eléctrica pública o Sistema Interconectado Nacional o sistemas on grid cuando se instalan para el suministro eléctrico de unidades de consumo dentro de una red de distribución pública. En Bolivia, los primeros sistemas fotovoltaicos surgieron más bien como soluciones off grid para electrificación rural o para el ahorro de combustible en Sistemas Aislados.

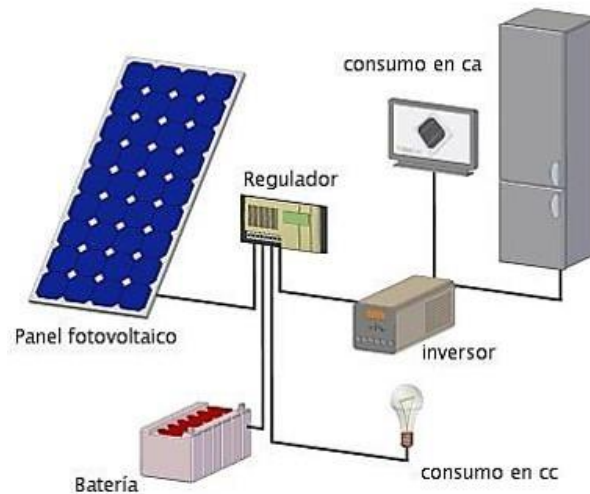
Ahora bien, los SSFVs también pueden ser clasificados de acuerdo con sus componentes y funciones en los siguientes tipos:

5.14.1. Sistemas fotovoltaicos aislado. -

El sistema descrito (panel, equipo electrónico y baterías) es un sistema autónomo, el cual permite cubrir la demanda, por ejemplo, de una casa, sin necesidad de la red eléctrica. Estos sistemas son llamados también off grid (fuera de red), pues, aunque

producen electricidad similar a la de la red (por ejemplo, 230Vac), no pueden conectarse a una, debido a que no tienen las funciones de sincronización, control y protección necesarias para ello.

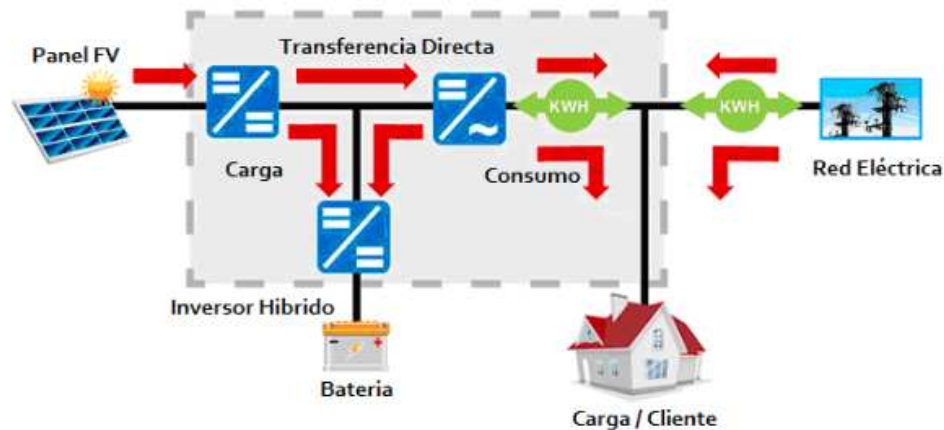
Figura 21: Sistema fotovoltaico aislado



Fuente: <https://www.tecnicasei.com/energia-solar-fotovoltaica/>

Existen también los sistemas autónomos híbridos, que son similares a los anteriores, pero que tienen una ENTRADA para la conexión de un generador (normalmente a diésel) o de la red (cuando estuviera disponible), desde donde se alimentan las baterías y/o la carga en el caso de que la energía generada por los paneles solares no sea suficiente y las baterías estén descargadas. En este caso el sistema es un consumidor más de la red, como cualquier otro, pero tiene un consumo bajo y/u ocasional.

Figura 22: Sistemas Solar Fotovoltaico con batería



Fuente: <http://www.energiasinteligentes.com>

Todos estos sistemas autónomos son una tecnología que se aplica desde hace décadas como una de las soluciones más comunes de electrificación rural, donde es difícil llegar con la red eléctrica.

5.14.2. Sistema Solar Fotovoltaico conectado a la Red. -

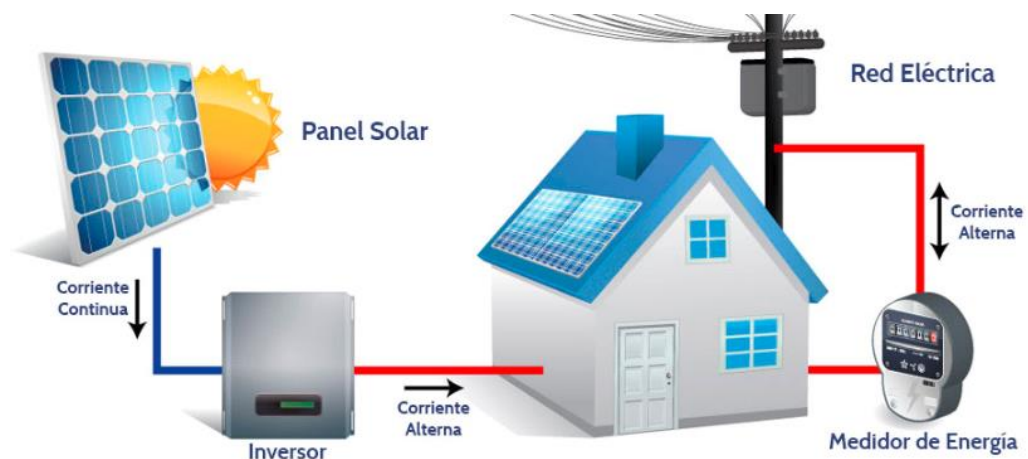
En la última década, la caída del costo de los sistemas fotovoltaicos de gran y pequeña escala, además del incremento de las tarifas de electricidad, junto con la preocupación a nivel internacional de ir cambiando la matriz energética, teniendo más responsabilidad socioambiental, impulsó el desarrollo de equipos electrónicos que permitan no solo la alimentación de la carga, sino también la conexión e inyección de los excedentes de los sistemas fotovoltaicos a la red. Es así como aparecieron los equipos con inversores on grid (en red), también llamados grid tie (enlace a red), los cuales tienen las funciones de sincronización, control y protección necesarias para la conexión a la red.

Los inversores de conexión a red son aquellos que permiten transformar la electricidad proveniente de uno o de más paneles solares (dependiendo del modelo y marca del inversor) en electricidad a 230V apta para el consumo en viviendas o para verter a la red eléctrica y obtener una rentabilidad por ello.

Un sistema básico on grid está compuesto por los paneles fotovoltaicos y el inversor, el cual está conectado al sistema eléctrico del domicilio, comercio o industria donde esté instalado. El sistema fotovoltaico produce electricidad cuando hay luz solar, la

inyecta al sistema del consumidor y cubre parte o toda la carga del mismo; si hubiera excedente de energía, esta entra directamente a la red de distribución y, si hubiera déficit, por ejemplo, por la noche o cuando este nublado, la carga es cubierta por la energía que entra desde la red.

Figura 23: Esquema básico de un Sistema Solar Fotovoltaico conectado a la Red



Fuente: <http://moenergy.cl/diferencia-entre-sistemas-fotovoltaicos-on-grid-off-grid-e-hibridos>.

Para poder conectarse a la red, los inversores básicos on grid toman la tensión de la red como referencia y en base a ella inyectan la corriente generada por los paneles solares. Si no hay tensión de la red, o no está dentro de los rangos normales de operación (por ejemplo, por alguna falla en la red), estos inversores se desconectan de la misma automáticamente por seguridad (para evitar inyectar tensión por ejemplo en caso de mantenimiento de las líneas de transmisión de la red).

Por dicha característica de seguridad, estos sistemas no son un sistema de respaldo (no suministran energía cuando la red no está disponible) y por el hecho de no tener baterías, no suministran energía cuando no está presente la luz del sol (durante la noche o cuando está nublado).

Desde el punto de vista del propietario de un sistema como este, el mismo debe ser visto como un apoyo para reducir la compra de energía de la red y no para sustituirla completamente. Los países con una regulación más avanzada y moderna permiten que el excedente de energía (generado y no consumido durante las horas de luz) sea

inyectado a la red y compensado con las compras de energía de la red durante la noche, de tal forma que el consumidor puede cubrir toda su demanda con su propia energía, utilizando la red como lugar de almacenaje.

Desde el punto de vista de la red, estos sistemas de generación distribuida permiten reducir la energía generada con combustible fósil y reducir las pérdidas de transmisión, pero necesitan tener disponible la capacidad de suministro de la red para los periodos en los que no esté disponible la luz solar. Es decir, la red funciona como una infraestructura de respaldo y almacenaje.

En los países donde la inyección de excedentes no es pagada o compensada, se utilizan los sistemas on grid con baterías para almacenar la energía que no se consume durante las horas de luz y utilizarla durante la noche. La desventaja de estos sistemas es que cuestan el doble que un sistema sin baterías y las mismas deben ser reemplazadas cada cierto periodo, el cual depende de su calidad y representa un costo operativo adicional importante y una carga para el medio ambiente si el país no cuenta con un sistema de reciclaje desarrollado.

Los sistemas on grid son modulares, existiendo desde unidades monofásicas de Panel + Micro inversor de 250W que pueden conectarse en paralelo en el mismo circuito Fase-Tierra o en los 3 circuitos Fase-Tierra para formar un sistema trifásico, hasta bloques de varios paneles con un inversor trifásico de mayor potencia.

5.14.3. Sistemas híbridos. -

Los Sistemas híbridos para la generación de energía pueden ser definidos como la asociación de dos o más fuentes de energía con el objetivo básico de generar energía eléctrica, para una determinada carga aislada de la red o integrada al sistema. Los sistemas híbridos son normalmente compuestos por fuentes renovables cuyos recursos son prácticamente inagotables y de ser necesario se complementan con grupos de generación con motores a combustión, constituyéndose en una concreta opción, compatible a nivel medio ambiental y social.

La característica principal de un sistema híbrido es el uso de dos o más fuentes de alimentación distintas.

Además de la energía solar, en los sistemas híbridos fotovoltaicos se utiliza generalmente un generador diésel, un aerogenerador o la red pública como fuente de alimentación. Los inversores con cargadores de batería integrados, que se emplean en los sistemas híbridos, alimentan los consumidores de corriente alterna conectados, o a partir del banco de baterías, que usa energía solar, o a partir de la segunda fuente de alimentación. Mediante este aparato también se puede recargar la batería a partir de la fuente de alimentación adicional.

Los sistemas híbridos fotovoltaicos presentan la ventaja de que no se necesita sobredimensionar notablemente el generador solar para los períodos de baja irradiación. Esto supone un ahorro de gastos considerable. En el sistema siempre se usa prioritariamente la energía producida por el módulo. Al combinarlo con una segunda fuente controlable se obtiene un suministro de energía fiable y disponible las 24 horas del día durante los 365 días del año.

5.15. Definición de red de distribución eléctrica. -

Es indispensable describir la Red Distribución (RD) para poder analizar y comprender el alcance de la Generación Distribuida, desde el punto de vista de posibles afectaciones, tanto técnicas como económicas, que puede generar la implementación y el crecimiento de la GD en Bolivia. Así mismo, la empresa distribuidora, es decir, el operador del Red ejecuta el proceso de conexión y acceso de los SSFVs, por tanto, es importante entender el funcionamiento general de la red, para entender tanto los posibles impactos como las normativas técnicas de seguridad que implemente la distribuidora.

Los sistemas eléctricos son los que suministran electricidad a los consumidores y están compuestos por sistemas de generación, sistemas de transmisión, y las redes de distribución.

Los sistemas de generación son aquellos donde se produce la energía eléctrica a partir de otras fuentes de energía primaria como el petróleo, hidráulica, solar, eólica, etc. y esta es entregada a un sistema de transmisión, o a una red de distribución.

Los sistemas de transmisión son las subestaciones transformadoras de voltaje y las líneas de transmisión de alto voltaje, las cuales vinculan centrales eléctricas con redes de distribución, o sistemas eléctricos entre sí, a través de distancias largas.

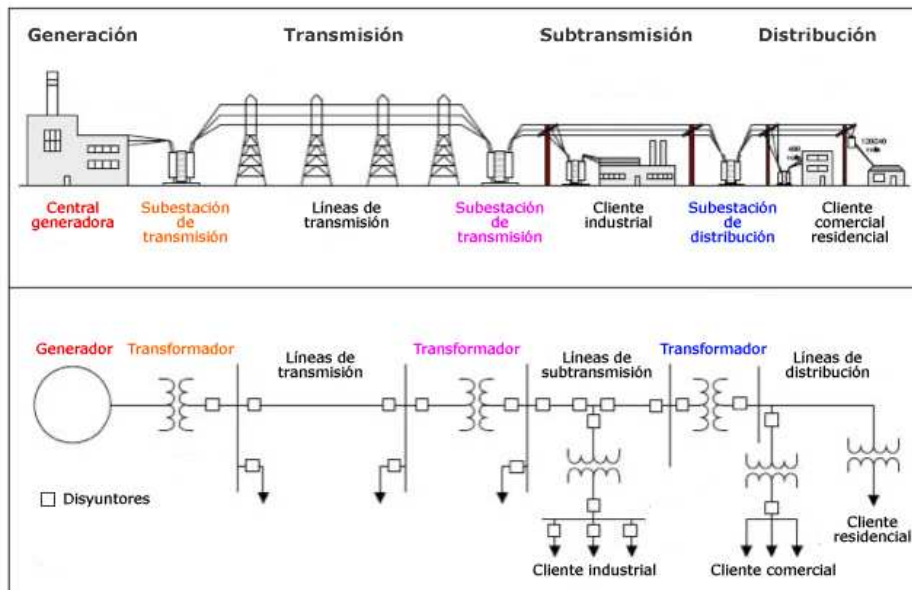
Las redes de distribución son las líneas de alta, media y baja tensión (voltaje), así como los transformadores de voltaje de menor potencia que llevan la energía eléctrica hasta los consumidores finales. Partimos afirmando que la Red de Distribución eléctrica es la última etapa de la integración vertical de un Sistema Eléctrico Nacional. Los sistemas eléctricos son los que suministran electricidad a los consumidores y están compuestos por sistemas de generación, sistemas de transmisión, y las redes de distribución.

Si analizamos el Sistema Eléctrico Nacional desde el punto de vista de su integración vertical, se puede afirmar que el RD es la última etapa de esta cadena integrada.

En Bolivia la Red de Distribución, es el sistema necesario para el cumplimiento de la actividad de suministro de electricidad a Consumidores Regulados y/o Consumidores No Regulados, mediante instalaciones de Distribución primarias y secundarias (Primaria es el tendido de red eléctrica y Secundaria es la instalación eléctrica de carga que demanda cada consumidor). La actividad de Distribución constituye servicio público. Es decir, la Red de Distribución es una “Essential Facility” (Infraestructura Esencial) y por ende está sujeta a la regulación eléctrica.

Esto último es importante comprender, pues toda afectación a la Red de Distribución, como lo es la GD, también debe estar sujeta a regulación y debe cumplir con estrictas normas técnicas que más adelante se detallan.

Figura 24: Esquema de Sistema Eléctrico



Fuente: <http://www.averiaselectricas.com/component/content/article?id=41:el-suministro-electrico>

Con relación a los niveles de tensión (alta, media y baja), estos se refieren a los voltajes nominales de las redes y su aplicación está vinculada a la capacidad de transporte de la energía, pues mientras más energía se requiere transportar, se requiere mayor tensión (voltaje).

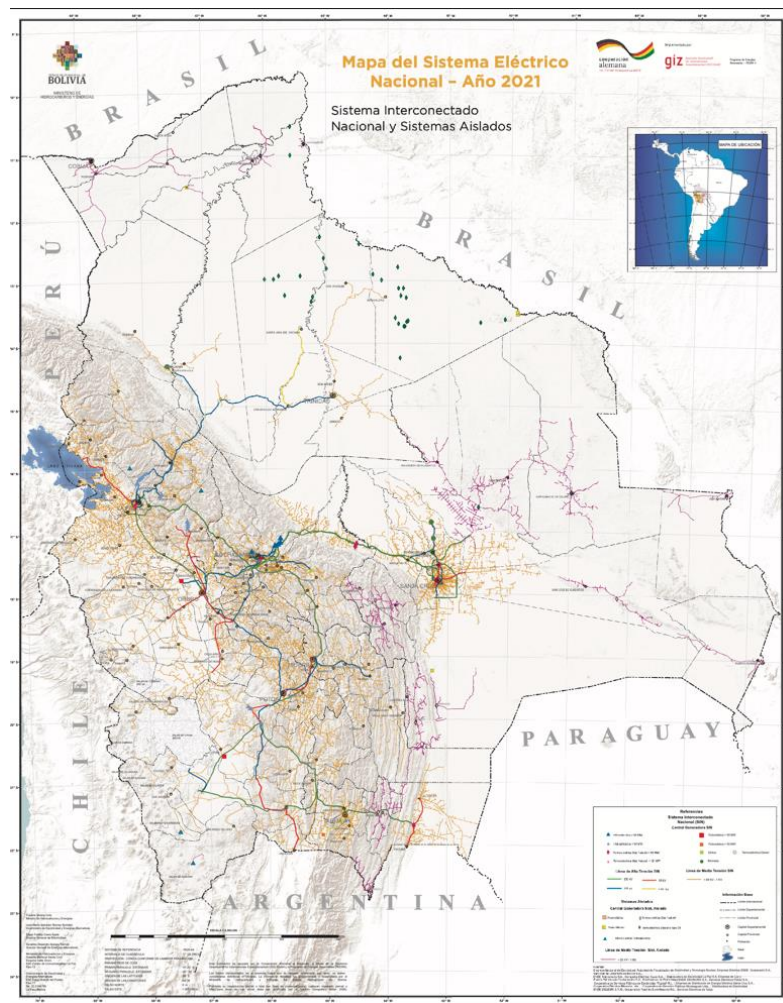
En otras palabras, las redes de alta, media y baja tensión eléctrica se clasifican por la cantidad de energía que son capaces de transportar, distribuir o aprovechar, por lo que se hace necesario limitarse a las cifras de voltaje para comprender exactamente cuándo se puede hablar con exactitud de cada uno de los tipos de tensión eléctrica.

De acuerdo con lo anteriormente mencionado, Bolivia cuenta con una categorización para identificar cada una de las redes según su tensión, lo cual se detalla a continuación:

Redes de alta tensión son aquellas que superan los 69.000 voltios (69 kV), estas instalaciones son vitales para el transporte de energía en grandes cantidades dejando de lado la distancia que esta recorra.

Es necesario hacer mención que, en Bolivia el Sistema Interconectado Nacional, maneja tensiones de 69, 115 y 230 kV, como se aprecia en la siguiente figura:

Figura 25: Sistema Interconectado Nacional



Fuente: Programa de Energías Renovables (PEERR – GIZ)

En cuanto a las redes de media tensión, se refieren a las líneas de transmisión que manejan tensiones inferiores a los 69.000 V (69 kV) y superiores a 1.000 V (1kV), en este punto las subestaciones de transmisión procesan la tensión con la misión de producir la energía que debe llegar hasta el consumidor final.

Finalmente, las redes de baja tensión son aquellas transportan tensiones menores a los 1.000 V (1 kV), las cuales son aprovechadas en los consumidores comerciales y residenciales.

Se debe tomar en cuenta que las distancias y la sección de los conductores (cables) generan pérdidas, es decir la caída de tensión, la cual es una disminución en el voltaje transportado por las redes eléctricas, dicha disminución en cierto punto o distancia se

mantienen en un voltaje (-20%) no soportado por los equipos eléctricos, lo que ocasiona el deterioro de estos.

5.16. Factor de emisión del Sistema Interconectado Nacional. –

El factor de emisión de red es una representación de la intensidad de emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI), asociada a la generación de energía eléctrica de las plantas conectadas al Sistema Interconectado Nacional (SIN).

EL factor de emisión del SIN es la base para la estimación de emisiones de proyectos de generación de energía eléctrica y es el siguiente:

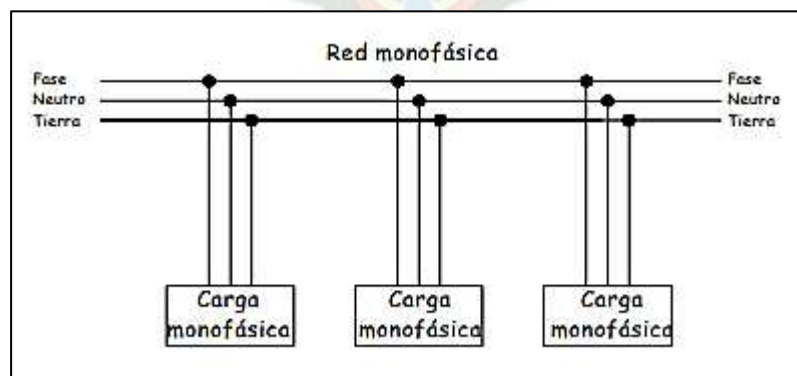
- El factor actual representativo es 0.4 tCO_{2-e}/MWh, es decir que por cada 1000 kWh que consumimos se emiten 400 kg de CO₂ a la atmósfera.

5.17. Conexiones Monofásicas y Trifásicas. -

Las redes eléctricas pueden ser de tipo monofásicas o trifásicas, una red monofásica es aquella donde la conexión se basa en dos conductores de alimentación (fase y neutro), y para contar con la protección de la instalación y de los equipos conectados se debe considerar un conductor denominado “tierra”.

La figura 21 demuestra la instalación típica de este tipo de conexiones, las cuales son utilizadas comúnmente en consumidores residenciales, manejando un voltaje entre 220 y 230 V a una frecuencia de 50 Hz en Bolivia.

Figura 26: Sistema de red de distribución típica de Bolivia



Fuente: <http://www.oocities.org/stselectricos/clase1.pdf>

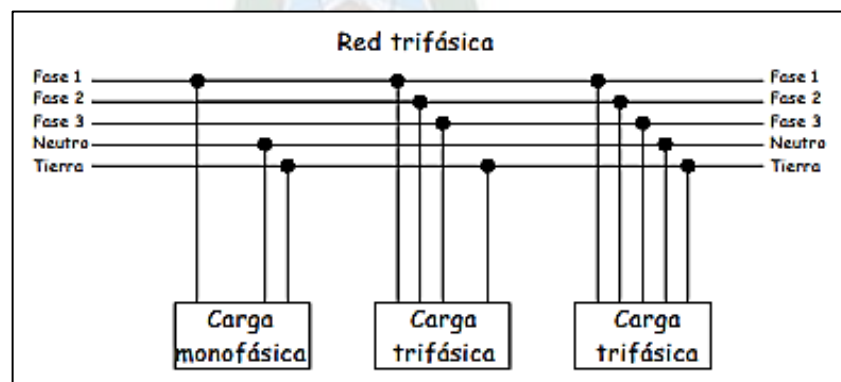
Por otro lado, las redes trifásicas se pueden identificar como de cuatro hilos o de tres hilos, las redes trifásicas de cuatro hilos cuentan con un número mayor de conductores, en este caso presentan tres conductores de fase, además de un conductor neutro y un conductor de tierra, en el caso de las de tres hilos se compone solamente por tres conductores y el conductor de tierra. Generalmente en Bolivia las redes trifásicas manejan voltajes entre 380 y 400 V.

De acuerdo con las exigencias de la carga o los consumidores, estos pueden efectuar diferentes tipos de instalaciones a partir de la red trifásica.

- Una de ellas es la instalación monofásica, de igual manera que se indica anteriormente se toma una de las fases en conjunto con el neutro y el conductor de tierra.
- Otro tipo de instalación es la de conectar solamente los tres conductores de fase y la protección de tierra.
- Y, por último, con la instalación de los cinco conductores, es decir, las tres fases, el neutro y la conexión de tierra.

Estos tipos de instalación son utilizados comúnmente en industrias o consumidores con demandas grandes, debido a los equipos que utilizan, los cuales exigen mayor consumo como por ejemplo motores eléctricos trifásicos. En la figura 22, se muestran los tres tipos de instalaciones mencionados precedentemente.

Figura 27: Esquema de conexiones trifásicas típico de Bolivia



Fuente: <http://www.oocities.org/stselectricos/clase1.pdf>

5.18. Concepto de prosumidor o generador distribuido. -

La GD como nuevo concepto energético ha traído consigo un nuevo actor: el Prosumidor o según las definiciones del Decreto Supremo N° 4477 se define al prosumidor como Generador Distribuido. Este término se compone de dos vocablos castellanos: consumidor y productor. Esta definición ilustra la idea de que el consumidor de electricidad tradicional consigue tener el rol de productor de energía eléctrica gracias a la GD. Este concepto ya ha sido introducido formalmente en estudios, normas y tratados, pero es aún más utilizado en conferencias, encuentros, talleres y seminarios internacionales relacionados a la GD. El concepto rompe con el esquema tradicional unidireccional, en el que el flujo de la electricidad era únicamente de las centrales eléctricas al consumidor final, trayendo un enfoque bidireccional en el cual el flujo eléctrico puede también provenir del usuario final.

El prosumidor o Generador Distribuido es, por un lado, el portador del Derecho a la Generación Distribuida constituido en la conexión y acceso a la red y, por el otro, es el responsable de cumplir con los requerimientos técnicos y económicos exigidos por la normativa al respecto.

Según las normas implementadas en países como Argentina, Brasil, Chile y México, entre otros países, pueden ser prosumidores personas naturales para su consumo residencial, empresas privadas para consumos comerciales e industriales y entidades públicas para consumos de edificios y actividades ejercidas por la función pública.

La definición de Generador Distribuido según el Decreto Supremo N° 4477 es la del usuario del servicio público de electricidad que ejerce la actividad de Generación Distribuida.

5.19. Tipos de sistemas de retribución para generadores distribuidos – conceptos económicos. -

Para dar impulso a la Generación Distribuida, las nuevas normativas deben estar acompañadas de sistemas de retribución que reconozcan el valor de la energía que se inyecta a la red de distribución (cuando ésta no es consumida por el pequeño productor) y de esta manera, aparte de suministrar energía, la red de distribución

también funciona como lugar de almacenaje. Estos elementos son fundamentales a la hora del análisis de “costo-beneficio” que haga cualquier potencial auto productor, ya que son variables que ayudan a compensar los costos de inversión realizados en las pequeñas centrales de generación.

De manera general, y según IRENA (2016), existen tres grandes mecanismos comúnmente utilizados por los Sistemas de Generación Distribuida (SGD) en el mundo para la fijación de precios con el objetivo de compensar la electricidad inyectada por el prosumidor. Estos son el Feed in Tariff, Net Metering y el Net Billing. A continuación, se explica en mayor detalle las características de cada uno.

5.19.1. Feed-in tariff o tarifas promocionales. –

El sistema de tarifas especiales en inglés “feed-in tariff (FIT) o renewable energy payments” consiste en una fijación del precio para las energías renovables. Este sistema fue altamente utilizado en años anteriores cuando los costos de inversión en energías renovables eran todavía más altos. Las ventajas de las tarifas FIT son que al establecer tarifas diferenciadas dependiendo del tipo de energía renovable, permite desarrollar todas las tecnologías y no sólo las que se encuentren en una situación más competitiva. De esta forma se puede esperar que las tecnologías menos maduras logren avanzar, y puedan bajar sus costos.

Los elementos esenciales para el funcionamiento de la FIT son 3, y son entendidas como obligaciones:

- La autoridad establece una tarifa mínima, sobre precio o premio para la electricidad inyectada proveniente de energías alternativas renovables, tarifa que se tiende a diferenciar según el tipo de energía, tamaño y ubicación de la planta.
- Se establece una obligación de acceso a las redes eléctricas a las centrales de energías alternativas, para de esta forma asegurar que los generadores estarán en condiciones de entregar su producto.
- Debe existir una obligación de compra de toda la electricidad inyectada al sistema.

5.19.2. Net billing o facturación neta. -

Consiste en comparar y determinar los montos a favor o en contra teniendo en cuenta el precio de la energía consumida del sistema versus el precio de la energía inyectada al mismo por un generador residencial. Se necesita siempre que la energía aportada y la recibida se midan separadamente. El net metering, por el contrario, en lugar de hallar el resultado neto de la energía valorizada solo compara las cantidades de energía física inyectada y recibida de la red, dándoles así igual valor en un solo medidor.

Podemos encontrar tres tipos de Facturación Neta más comúnmente utilizada en la normativa a nivel internacional:

- Facturación neta con compra monetaria de electricidad: En este esquema, como se mencionó anteriormente, se contabilizan por separado la electricidad consumida por el generador distribuido y la inyectada a la red. Esta última se reconoce mediante un pago monetario, al final del período de facturación. A la vez, el prosumidor paga a la empresa distribuidora por la energía consumida durante el período de facturación.
- Facturación neta con opción de crédito: Este esquema funciona de la misma manera que la de medición neta con opción de crédito, con la diferencia de que se utilizan dos medidores en lugar de uno solo, para estimar el excedente de electricidad brindado a la red.
- Facturación neta con opción de crédito y compra monetaria: Es una variante del esquema de facturación neta, en la cual se pueden acumular los excedentes de electricidad inyectados al sistema y al final de un tiempo, previamente establecido de varios períodos de facturación, el excedente de inyección no compensado se remunera monetariamente al prosumidor.

5.19.3. Net metering o balance neto. -

El funcionamiento consiste en reconocer la energía que el contribuyente inyecta en la red eléctrica y restar de la tarifa eléctrica los kWh de energía inyectados por sobre los consumidos. Si existen excedentes, deben ser reconocidos por la distribuidora en un periodo de tiempo. Acá no existe precio por la energía inyectada y solo es un

intercambio de energía. De este esquema podemos encontrar 3 tipos de Balance Neto más utilizados.

- Medición Neta Simple: Cuando la compensación por el excedente de energía inyectada se debe producir dentro del mismo período de facturación (generalmente 1 o 2 meses). Esa compensación se da en especie y tiene un límite: no más del valor de la energía consumida en el período de facturación.
- Medición neta con compra monetaria: Esta es una variante del esquema de medición neta simple, en la cual el distribuidor paga en efectivo por el exceso de electricidad generado por el prosumidor dentro del período de facturación correspondiente.
- Medición neta con opción de crédito: En la cual el excedente de electricidad al final de un período de facturación constituye un crédito que es reconocido por el distribuidor y que puede ser retribuido mediante canje por energía consumida por el prosumidor en períodos posteriores.
- Medición neta con opción de crédito y compra monetaria: Esa es una variante de la opción de medición neta con opción de crédito, en la cual el prosumidor recibe un pago monetario por el exceso de electricidad transferida, al final del lapso de varios períodos de facturación que sea establecido.

El uso de estos tipos de regulación no es excluyente y muchas veces existen aspectos de más de uno que se mezclan, según la necesidad y realidad de cada país.

5.20. Marco normativo. -

Se tiene el siguiente marco normativo vigente referente a la Generación Distribuida en Bolivia y en el que se basará el análisis de factibilidad técnico – económico de este proyecto de grado, tomando en cuenta como el sistema de retribución correspondiente a la potencia y categoría tarifaria que se definirá más adelante y a las características técnicas mínimas para cada tipo de nivel de Generación Distribuida.

1. Decreto Supremo N° 4477 de 24 de marzo de 2021.
2. Resolución Autoridad de Fiscalización de Electricidad y Tecnología Nuclear (AETN) N° 343/2021 referente al Procedimiento para la determinación de la

retribución por la Energía Inyectada a la red de distribución en la actividad de la Generación Distribuida.

3. Resolución Autoridad de Fiscalización de Electricidad y Tecnología Nuclear (AETN) N° 344/2021 referente al Procedimiento técnico comercial para el registro e incorporación de los generadores distribuidos a la red de distribución de Bolivia.
4. Norma Boliviana NB 777 referente al Diseño y Construcción de instalaciones eléctricas interiores de baja tensión.

Para el análisis de factibilidad técnico – económico describiremos las definiciones descritas en ambas resoluciones emitidas por la AETN referentes a modelos de retribución, el nivel de demanda de la categoría tarifaria asignada al suministro asociados, requisitos técnicos de los proyectos y los diagramas unifilares esquemáticos referenciales.

5.21. Modelos de retribución definidos en la resolución N°343/2021 de AETN. -

Los países que han desarrollado mercados para la energía eléctrica obtenida de fuentes renovables *in situ*, aplican diversos modelos de retribución para la energía inyectada por parte del Generador Distribuido a la red de distribución.

5.21.1. Net Metering. -

El balance neto o medición neta de electricidad (Net Metering), es un modelo que consiste en reconocer la energía eléctrica que el Generador Distribuido inyecta en la red del distribuidor, restando los kWh de energía inyectados por sobre los kWh de energía consumidos de la red de distribución. Si existen excedentes, estos deben ser reconocidos por la empresa de distribución en un periodo de tiempo.

En este modelo de retribución no existe precio por la energía inyectada y solo es un intercambio de energía.

5.21.2. Net Billing. -

La facturación neta (Net Billing), es un modelo que consiste en comparar y determinar los montos a favor o en contra teniendo en cuenta el precio de la energía consumida

de la red de distribución versus el precio de la energía inyectada a la red de distribución por un generador distribuido.

Es necesario que la energía aportada y la recibida se midan separadamente para poder aplicar el precio asignado a la energía inyectada y a la energía consumida de la red de distribución.

5.22. Modelo de retribución establecido para la Generación Distribuida en el territorio nacional. -

La AETN ha definido que es necesario diferenciar la aplicación de la forma de retribución a ciertos sectores, debido al impacto esperado de estos respecto a los niveles de demanda eléctrica.

La facturación mensual al consumidor será efectuada de acuerdo a la siguiente fórmula:

$$I_E = E_c * C_{ET} - E_i * P_{Ei} \quad (1)$$

Donde:

I_E : Importe por energía en bolivianos (Bs).

C_{ET} : Cargos tarifarios de energía de la estructura tarifaria en bolivianos por kilovatio hora (Bs/kWh).

E_c : Energía consumida en kilovatios hora (kWh).

E_i : Energía inyectada en kilovatios hora (kWh).

P_{Ei} : Precio de energía inyectada en bolivianos por kilovatio hora (Bs/kWh).

5.22.1. Categorías domiciliarias pequeña demanda con consumos hasta 500 kWh.

-

Para los Generadores Distribuidos que pertenezcan a las categorías domiciliarias en pequeña demanda (Sistema Interconectado Nacional – SIN) o domiciliarias (Sistemas aislados – SA) con consumos iguales o inferiores a 500 kWh, la energía consumida y la energía inyectada serán valorizados mediante la aplicación de los cargos de la estructura tarifaria correspondiente a la categoría de consumo del mes de facturación.

El importe de energía del mes de facturación se obtiene de la diferencia entre la cantidad de energía consumida mensual de la red del distribuidor y la cantidad de energía inyectada mensual, a la cual se aplica los cargos de la estructura tarifaria de la categoría correspondiente.

5.22.2. Acumulación de energía no compensada. -

Para las categorías domiciliarias pequeña demanda con consumos hasta 500 kWh en el caso de que la energía inyectada sea mayor a la energía consumida de la red de distribución, se registrará la diferencia como energía no compensada en el mes y este podrá ser acumulada por el distribuidor para ser utilizada en la facturación de los meses siguientes.

Cada cantidad de energía no compensada mensual podrá ser acumulada individualmente por un periodo de 12 meses al cabo del cual, si la energía acumulada no hubiese sido utilizada por el consumidor como parte de la energía inyectada a esa fecha, será considerada como una inyección a la red de distribución sin costo.

5.23. Definiciones descritas en la resolución AETN N° 344/2021. -

Los consumidores regulados solicitantes podrán acceder a un sistema de Generación Distribuida, considerando el nivel de demanda y de tensión de la categoría tarifaria asignada al suministro asociado que se encuentra desglosado en la tabla 1.

Tabla 1: Nivel de demanda y tensión según categoría tarifaria

| Nivel de demanda la categoría del consumidor regulado | Nivel de tensión | Nanogeneración (menor o igual a 10kW) | Microgeneración (mayor a 10 kW y menor o igual a 50 kW) | Minigeneración (mayor a 50 kW y menor o igual a 350 kW) |
|--|-------------------------|--|--|--|
| PD | BT | Si | No | No |
| | MT | Si | No | No |
| MD | BT | Si | Si | No |
| | MT | Si | Si | No |

| | | | | |
|----|----|----|----|----|
| GD | BT | Si | Si | No |
| | MT | Si | Si | Si |

Fuente: Resolución AETN N° 344/2021

Los consumidores de pequeña demanda (PD – con demandas máximas de hasta 10 kW), podrán acceder a la nanogeneración para estos consumidores la potencia instalada del sistema de Generación Distribuida no debe exceder a la potencia equivalente promedio de los últimos 12 meses previos a la presentación de su solicitud de acceso, correspondiente a la energía registrada, considerando el factor de carga aprobado para su categoría, en el último estudio tarifario.

El Generador Distribuido no podrá dividir la potencia instalada de su sistema de Generación Distribuida con el objetivo de acceder a otros sistemas de generación distribuida de menor potencia, según la clasificación establecida en el artículo 3 del Decreto Supremo N° 4477.

5.24. Requisitos técnicos de proyectos. -

Para la aplicación y uso adecuado de los equipos eléctricos en las instalaciones de los consumidores regulados solicitantes con Generación Distribuida, se deben cumplir las normas técnicas, según la potencia instalada, con este objetivo se definen los niveles y tipo de conexión detallados en la tabla 2.

Tabla 2: Niveles y tipos de conexión

| Potencia instalada en corriente alterna de generación distribuida | Nivel de tensión |
|--|--|
| Hasta 10 kW | Baja Tensión (BT) o Media Tensión (MT), trifásico, bifásico o monofásico |
| Mayor a 10 kW y menor o igual a 50 kW | Baja Tensión (BT) o Media Tensión (MT), trifásico o monofásico |
| Mayor que 50 y menor o igual a 350 kW | Media Tensión (MT), trifásico |

Fuente: Resolución AETN N° 344/2021

La tabla 3 indica las características técnicas mínimas de la Nanogeneración, Microgeneración y Minigeneración distribuida.

Tabla 3: Características técnicas mínimas para Generación Distribuida

| Equipo | | Potencia Instalada | | |
|--------|--|---|--|--|
| | | Nanogeneración (Menor o igual a 10 kW) | Microgeneración (Mayor a 10 kW y menor o igual a 50 kW) | Minigeneración (Mayor a 50 kW y menor o igual a 350 kW) |
| (1) | Elemento de maniobra Generación Distribuida en CA | Si | Si | Si |
| (2) | Elemento de interrupción (Puede estar integrado en el elemento de protección y maniobra en CA) | Si | Si | Si |
| (3) | Transformador de acoplamiento (Aislamiento galvánico de acuerdo a la conexión del sistema de generación) | No | No | Si |
| (4) | Protección de sub y sobretensión | Si | Si | Si |
| (5) | Dispositivo de protección contra sobrevoltajes transitorios atmosféricos o de maniobra | Si | Si | Si |
| (6) | Protección de sub y Sobrefrecuencia | Si | Si | Si |
| (7) | Relé de sincronismo | Si | Si | Si |
| (8) | Anti – isla | Si | Si | Si |

| | | | | |
|------|--|---|---|--|
| (9) | Registro de la generación incorporado al inversor | Si | Si | Si |
| (10) | Medición | Sistema de medición bidireccional alternativamente dos medidores unidireccionales, solo para generadores distribuidos de la categoría Pequeña Demanda | Sistema de medición bidireccionales, 4 cuadrantes | Sistema de medición bidireccional 4 cuadrantes |
| (11) | Elemento de corte general | Si | Si | Si |
| (12) | Elemento de maniobra y seccionamiento de Generación Distribuida CC | Si | Si | Si |
| (13) | Elemento de protección en CC | Si | Si | Si |
| (14) | Sistemas de medición de la fuente de Generación Distribuida en CA | Si | Si | Si |

Fuente: Resolución AETN N° 344/2021

Para el análisis de factibilidad técnica se deberán tomar en cuenta todas estas consideraciones.

6. Ingeniería del proyecto. -

6.1. Determinación de los parámetros de diseño para el Sistema Fotovoltaico tipo.

-

Para el estudio de la factibilidad técnico – económica de los Sistemas Fotovoltaicos Domiciliarios, se deberá determinar los parámetros técnicos para el diseño que son los siguientes:

- Recurso solar.

- Angulo ideal de inclinación del sistema para las coordenadas de La Paz – Bolivia.
- Determinación del tamaño del SFV a partir de los datos de número de usuarios y consumo promedio de la categoría domiciliaria para el área de concesión de DELAPAZ.
- Número de módulos fotovoltaicos.
- Potencia del inversor.
- Calibre de los conductores.
- Protecciones eléctricas.
- Determinación de la generación para el tiempo de vida útil del SFV tomando en cuenta la degradación de los módulos.

6.2. Determinación del recurso solar. -

Para la determinación de la energía aproximada que generara un sistema fotovoltaico es necesario conocer el dato de las Horas Solar Pico (HSP) para las coordenadas geográficas donde se busca instalar el SFV. Para el presente proyecto de grado se utilizarán las coordenadas geográficas de la ciudad de La Paz – Bolivia, ya que la mayor cantidad de usuarios de la distribuidora de electricidad DELAPAZ se encuentran en esta localización que en la siguiente:

Tabla 4: Coordenadas Geográficas

| Coordenadas Geográficas La Paz – Bolivia | |
|---|-------------------------|
| Coordenadas Decimales (Formato simple) | -16.5; -68.15 |
| Coordenadas Grados Decimales | 16.5° S; 68.15° O |
| Coordenadas Grados, minutos y segundos | 16°30'0'' S; 68°9'0'' O |

Fuente: [http: www.geodatos.net](http://www.geodatos.net)

En base a estas coordenadas necesitamos descargar datos climatológicos donde se identifiquen temperatura anual media, Hora Sol Pico (HSP) anual promedio como datos principales de diseño, tomando en cuenta base de datos ampliamente utilizadas como los datos meteorológicos de la National Aeronautics and Space Administration (NASA) y de una fuente local, la aplicación para celulares IntiVitu desarrollada por el Viceministerio de Electricidad y Energías Alternativas en colaboración con la

Cooperación Alemana al Desarrollo (GIZ) y como una tercera opción usaremos los datos de la calculadora de predimensionamiento de Sistemas Fotovoltaicos conectados a la red de acceso libre de la National Renewable Energy Laboratory (NREL). También se realizará un cálculo de generación de energía en base a datos medidos de Irradiancia Global Horizontal, para las coordenadas preestablecidas.

Datos climatológico NASA. –

La NASA-SEE (Surface Meteorological and Solar Energy Programme) es otra fuente que podemos consultar para obtener datos meteorológicos. Los datos son obtenidos mediante mediciones por satélites en todo el mundo. Las mediciones se hacen en celdas 1 x 1 (111 km), por lo que la información de dicha celda es la media que tendrá toda el área, pudiendo haber zonas de ella que no sean representativa de dicha información, cosa que deberemos tener en cuenta.

Tabla 5: Datos climatológicos NASA

| Mes | Temperatura del aire [°C] | Horas Solar Pico [horas] |
|-----------------------|----------------------------------|---------------------------------|
| Enero | 10.6 | 6.24 |
| Febrero | 10.1 | 6.25 |
| Marzo | 9.7 | 5.99 |
| Abril | 8.6 | 5.76 |
| Mayo | 7.1 | 5.54 |
| Junio | 6.0 | 5.2 |
| Julio | 5.7 | 5.27 |
| Agosto | 7.2 | 5.69 |
| Septiembre | 8.6 | 6.48 |
| Octubre | 10.1 | 6.8 |
| Noviembre | 10.7 | 7.1 |
| Diciembre | 10.8 | 6.78 |
| Promedio Anual | 8.8 | 6.09 |

Fuente: National Aeronautics and Space Administration (NASA)

Datos climatológicos IntiVitu. –

Esta aplicación ha sido creada con el objetivo de visualizar el potencial de fuentes de energías renovables, como la solar y eólica en Bolivia, a través de la geolocalización de mapas y reportes en línea. La información resultante es de gran interés para la planificación de proyectos de energías renovables.

Navegando por INTiVITU se puede acceder a datos promedio mensuales y anuales como:

- Velocidad media anual de viento m/s.
- Densidad del aire Kg/m³.
- Densidad de potencia W/m².
- Rosa de los vientos.
- Curva de Weibull.
- Irradiación global horizontal kWh/m²/día.
- Irradiación normal directa kWh/m²/día.
- Irradiación Horizontal Difusa. kWh/m²/día.
- Temperatura °C.

La Aplicación está a cargo del Ministerio de Hidrocarburos y Energías del Estado Plurinacional de Bolivia.

Tabla 6: Datos climatológicos IntiVitu

| Mes | Temperatura del aire [°C] | Horas Solar Pico [horas] |
|----------------|----------------------------------|---------------------------------|
| Enero | 13.4 | 4.91 |
| Febrero | 13.3 | 5.17 |
| Marzo | 13.7 | 5.11 |
| Abril | 12.7 | 5.24 |

| | | |
|-----------------------|------|------|
| Mayo | 11.1 | 5.4 |
| Junio | 10.3 | 5.19 |
| Julio | 9.6 | 5.2 |
| Agosto | 10.8 | 5.25 |
| Septiembre | 11.5 | 5.03 |
| Octubre | 13.5 | 6.05 |
| Noviembre | 14.5 | 6.33 |
| Diciembre | 13.9 | 5.31 |
| Promedio Anual | 12.3 | 5.35 |

Fuente: Aplicación para celulares IntiVitu

Datos climatológicos de la National renewable Energy Laboratory (NREL). –

La base de datos nacional de radiación solar (NREL) es una colección completa en serie de valores horarios y semestrales de datos meteorológicos y las tres medidas más comunes de radiación solar: irradiancia horizontal global, normal directa y horizontal difusa.

Cubre los Estados Unidos y un subconjunto creciente de ubicaciones internacionales. Estos datos se han recopilado en un número suficiente de ubicaciones y escalas temporales y espaciales para representar con precisión los climas regionales de radiación solar. Para una ubicación determinada cubierta por el conjunto de datos, es posible ver la cantidad de energía solar que había en un momento dado y predecir la disponibilidad futura potencial de energía solar en función de las condiciones pasadas.

Tabla 7: Datos climatológicos National Renewable Energy Laboratory (NREL)

| Mes | Temperatura del aire [°C] | Horas Solar Pico [horas] |
|----------------|----------------------------------|---------------------------------|
| Enero | 9.4 | 5.65 |
| Febrero | 9.2 | 5.92 |
| Marzo | 8.9 | 6.05 |
| Abril | 7.7 | 6.32 |
| Mayo | 6.25 | 7.04 |

| | | |
|-----------------------|------|------|
| Junio | 5.05 | 6.91 |
| Julio | 4.55 | 7.00 |
| Agosto | 5.35 | 7.1 |
| Septiembre | 7.15 | 7.1 |
| Octubre | 8.4 | 6.58 |
| Noviembre | 9.55 | 6.44 |
| Diciembre | 9.65 | 5.81 |
| Promedio Anual | 7.6 | 6.49 |

Fuente: National Renewable Energy Laboratory (NREL)

En base a estas tres bases de datos climatológicos de Hora Solar Pico y temperatura promedio se realizarán los cálculos para el dimensionamiento del Sistema Solar Fotovoltaico conectado a la red tipo para el análisis de factibilidad. Y se realizara la comparación de la producción de energía con la estimación en base a los datos reales obtenidos de las mediciones de la Cooperación Alemana para el Desarrollo.

6.2.1. Datos de irradiación global horizontal medidos por la GIZ. –

Una de las principales limitantes a la hora de estimar el potencial de generación de energía eléctrica en sistemas fotovoltaicos en Bolivia es la falta de datos medidos de Irradiancia. Por este motivo la Cooperación Alemana para el Desarrollo (GIZ) decidió crear una base de datos a partir de mediciones de un piranómetro instalado en sus oficinas ubicadas en la Av. Sánchez Bustamante, zona de Calacoto.

Figura 28: Piranómetro de la GIZ



Fuente: Cooperación Alemana para el Desarrollo (GIZ)

La radiación solar ha sido medida con un piranómetro SP Lite 2 de Kipp&Zonen. Este dispositivo mide el rango espectral entre los 400 y los 1100 nm. Las especificaciones principales son mostradas en la tabla de la figura 40. Más detalles pueden encontrarse en el Anexo B.

El piranómetro ha sido instalado horizontalmente siguiendo sus especificaciones y se ha posicionado cerca de los módulos solares, cerca del registrador de datos.

Tabla 8: Características técnicas del piranómetro SP Lite 2 Kipp&Zonen

| | | |
|--|------------------------------|------------------------------------|
| Rango espectral | | De 400 a 1100 nm |
| Tiempo de respuesta | 95 % | < 500 ns |
| No linealidad | De 0 a 1000 W/m ² | < 1 % |
| Dependencia de la temperatura | -40°C hasta 80 °C | -0,15 %/°C |
| Error direccional | Hasta 80°C | < 10 W/m ² |
| Sensibilidad | | De 60 a 100 μV/W/m ² |
| Variación anual de la estabilidad | | < 2 % |

Fuente: Cooperación Alemana para el Desarrollo (GIZ)

Para el almacenamiento de datos se utilizó un datalogger en base a una placa Arduino que tomaba datos cada 30 min.

El propio Arduino tiene incorporada una pantalla LCD donde muestra el día, la hora y el valor de Irradiancia Global Horizontal.

Figura 29 : Datalogger



Fuente: Cooperación Alemana para el Desarrollo (GIZ)

Después del procesamiento de la información suministrada amablemente por la GIZ tenemos los siguientes datos:

Tabla 9: Datos de irradiación global horizontal medidos por la GIZ

| Mes | Irradiancia Global Horizontal [Wh/m²] | Horas Solar Pico [horas] |
|-------------------|---|---------------------------------|
| Enero | 5389 | 5.38 |
| Febrero | 5467 | 5.46 |
| Marzo | 5094 | 5.09 |
| Abril | 6189 | 6.20 |
| Mayo | 5821 | 5.82 |
| Junio | 4596 | 4.60 |
| Julio | 4923 | 4.92 |
| Agosto | 5441 | 5.44 |
| Septiembre | 6875 | 6.87 |
| Octubre | 6388 | 6.38 |
| Noviembre | 6293 | 6.29 |

| | | |
|-----------------------|------|------|
| Diciembre | 6402 | 6.40 |
| Promedio Anual | 5740 | 5.74 |

Fuente: Cooperación Alemana para el Desarrollo (GIZ)

Tabla 10: Datos climatológicos promedios anuales según su fuente

| Fuente datos climatológicos | Temperatura del aire [°C] | Horas Solar Pico [horas] |
|---------------------------------------|----------------------------------|---------------------------------|
| NASA | 8.8 | 6.09 |
| IntiVitu | 12.3 | 5.35 |
| NREL | 7.6 | 6.49 |
| Datos para el dimensionamiento | 9.56 | 5.97 |

Fuente: Elaboración propia

6.3. Determinación del ángulo óptimo. -

Para la determinación del ángulo óptimo de inclinación de los módulos fotovoltaicos se utilizarán los datos geográficos descritos en la tabla 4 y la siguiente fórmula:

$$\beta_{opt} = 3.7 + 0.69 * |\varnothing| \quad (2)$$

$$\beta_{opt} = 3.7 + 0.69 * |16.5|$$

$$\beta_{opt} = 15.085^\circ$$

Donde:

β_{opt} : Ángulo óptimo de inclinación de los módulos.

\varnothing : Latitud del lugar donde se instalará el Sistema Fotovoltaico.

El ángulo óptimo de inclinación de los módulos fotovoltaicos debe ser de 15.085° y por encontrarse La Paz en el hemisferio sur deberán estar orientados al norte (azimut 0°) para poder obtener el máximo rendimiento.

6.4. Determinación del tamaño del Sistema Fotovoltaico. -

Como objetivo principal del presente proyecto de grado es el de verificar la factibilidad Técnico – Económica de la implementación de sistemas fotovoltaicos domiciliarios basados en la demanda del mayor porcentaje de usuarios de la categoría domiciliaria de la Distribuidora de Electricidad (DELAPAZ) cuya área de concesión es el departamento de La Paz – Bolivia. Esto se logrará realizando un análisis de la cantidad de usuarios y su consumo específico, mediante la revisión de información estadística de la Autoridad de Fiscalización de Electricidad y Tecnología Nuclear (AETN). Se tiene lo siguiente:

Tabla 11: Cantidad de usuarios en la ciudad de La Paz

| Ciudad | N° de usuarios | Consumo [kWh-año] | N° Usuarios domiciliarios | % de Usuarios | Consumo[kWh-año] | % Consumo |
|--------|----------------|-------------------|---------------------------|---------------|------------------|-----------|
| La Paz | 300300 | 790507645 | 256545 | 85.4 | 447736795 | 56.6 |

Fuente: Autoridad de Fiscalización de Electricidad y Tecnología Nuclear

Se debe aclarar que el número de usuarios deja afuera de la estadística a los usuarios de las provincias. De esta forma tenemos las demandas disgregadas para el sector domiciliario según la tabla 10.

Tabla 12: Número de usuarios por segmento de demanda

| [kWh-mes] | La Paz | |
|------------------|-------------|-------------------|
| | N° Usuarios | Consumo [kWh-año] |
| 0 - 70 | 86862 | 31101677 |
| 71 – 150 | 77377 | 100571981 |
| 151 – 300 | 64425 | 160248147 |
| >= 301 | 27881 | 155814991 |
| Total | 256545 | 447736795 |

Fuente: Autoridad de Fiscalización de Electricidad y Tecnología Nuclear

En base a estos datos se debe analizar el mayor porcentaje de usuarios según su segmento de demanda, el mayor porcentaje definirá la demanda para el

dimensionamiento del tamaño del sistema de fotovoltaico que cubra el 100% de la misma.

Tabla 13: Consumo promedio kWh-mes

| [kWh-mes] | La Paz | | |
|------------------|------------|---------------------|----------------------------|
| | % Usuarios | % Consumo [kWh-año] | Consumo promedio [kWh-mes] |
| 0 - 70 | 33.86 | 6.95 | 30 |
| 71 – 150 | 30.16 | 22.46 | 108 |
| 151 – 300 | 25.11 | 35.49 | 207 |
| >= 301 | 10.87 | 34.80 | 466 |
| Total | 100 | 100 | |

Fuente: Autoridad de Fiscalización de Electricidad y Tecnología Nuclear

Analizando la tabla 11 se puede observar que el mayor número de usuarios domiciliarios que pertenecen a DELAPAZ es el segmento de demanda de 0 a 70 kWh-mes, sin embargo tomando en cuenta las limitantes descritas en el Decreto Supremo N° 4477 cita en su Disposición Adicional Segunda: Los Generadores Distribuidos establecidos en el presente Decreto Supremo, no podrán acogerse al beneficio de la aplicación de la Tarifa Dignidad en el marco de los Decretos Supremos N° 28653, de 21 de marzo de 2006, N° 0465, de 31 de marzo de 2010, y N° 1948, de 31 de marzo de 2014.

En este entendido los usuarios del segmento de demanda de 0 a 70 kWh-mes se encuentran en la tarifa dignidad y no pueden establecerse como Generadores Distribuidos.

Para fines de cálculo se utilizará el segmento de demanda de 71 a 150 kWh-mes que representa el 30.16% del total de usuarios y cuyo consumo promedio sobre el cual se dimensionara el tamaño del sistema fotovoltaico es de 108 kWh-mes.

6.5. Determinación del número de módulos. -

Como paso inicial del dimensionamiento se debe determinar la energía máxima producida por un módulo fotovoltaico en las coordenadas del sitio de instalación en este caso se tomarán los datos de Hora Solar Pico promedio definidos en la tabla 8, se

tomarán las características técnicas de un módulo solar ampliamente utilizado en el mercado local como es el TSM – 330 PE 14A de la empresa china Trina Solar.

Figura 30: Módulo fotovoltaico TSM – 330 PE 14A



Fuente: https://static.trinasolar.com/sites/default/files/EN_TSM_PE14A_datasheet_B_2017_web.pdf

Las características eléctricas del módulo son:

Tabla 14: Características eléctricas módulo fotovoltaico

| Características eléctricas | TSM – 330 PE 14A |
|--|------------------|
| Potencia pico STC P_{Max} [Wp] | 330 |
| Tolerancia de potencia de salida P_{Max} [W] | 0/+5 |
| Voltaje de Máxima Potencia V_{MPP} [V] | 37.4 |
| Corriente de Máxima Potencia I_{MPP} [A] | 8.83 |
| Voltaje de circuito abierto V_{oc} [V] | 45.8 |
| Corriente de corto circuito I_{sc} [A] | 9.28 |
| Eficiencia del módulo [%] | 17.0 |

Fuente: https://static.trinasolar.com/sites/default/files/EN_TSM_PE14A_datasheet_B_2017_web.pdf

Tabla 15: Características mecánicas del módulo

| Datos mecánicos | TSM – 330 PE 14A |
|------------------------|------------------------------|
| Células solares | Policristalino 156.75x156.75 |
| Orientación de células | 72 células (6x12) |
| Dimensión de módulo | 1960x992x40 mm |

| | |
|---------------------------------|---|
| Peso | 22.5 kg |
| Tipo de vidrio | 3.2 mm, alta transparencia |
| Parte trasera del módulo | Blanco |
| Carcasa | Aluminio anodizado |
| Caja de conexiones | IP 67 o IP 68 |
| Cables | Cable de tecnología fotovoltaica 4.0 mm ² , 1200mm |
| Tipo de Conector | MC4 EVO2/UTX/TS4 |

Fuente: https://static.trinasolar.com/sites/default/files/EN_TSM_PE14A_datasheet_B_2017_web.pdf

Se elaboran dos cálculos de energía eléctrica generada en bases a los datos de bases climatológicas y los datos medidos por la Cooperación Alemana para el Desarrollo (GIZ).

Para calcular la máxima energía generada por día teórica para este módulo utilizamos la potencia en STC (Condiciones estándar de testeo) y las Horas Solar Pico definidas en la tabla 10.

Cálculo de la energía máxima generada por un módulo en base a los datos de bases climatológicas:

$$E_{MAXMódulo} = HSP * P_{MAX} \quad (3)$$

$$E_{MAXMódulo} = 5.97 * 0.33$$

$$E_{MAXMódulo} = 1.97 \text{ [kWh – día]}$$

Cálculo de la energía máxima generada por un módulo en base a los datos de radiación solar medidos por la GIZ:

$$E_{MAXMódulo} = HSP * P_{MAX}$$

$$E_{MAXMódulo} = 5.74 * 0.33$$

$$E_{MAXMódulo} = 1.9 \text{ [kWh – día]}$$

En base a la demanda de 108 kWh-mes y considerando que el mes cuenta con 30 días se tendrá una demanda diaria de energía para el usuario de la categoría domiciliaria promedio de 3,6 kWh-día. Para definir el número de módulos se tiene:

Números de módulos en base a los datos climatológicos de las bases de datos

$$\text{N}^\circ \text{ de Módulos fotovoltaicos} = \frac{\text{Energía diaria demandada}}{\text{Energía máxima generada por módulo}} \quad (4)$$

$$\text{N}^\circ \text{ de Módulos fotovoltaicos} = \frac{3,6 \text{ kWh} - \text{ día}}{1,97 \text{ kWh} - \text{ día}}$$

$$\text{N}^\circ \text{ de Módulos fotovoltaicos} = 1,83 \approx 2$$

Números de módulos en base a los datos climatológicos medidos por GIZ

$$\text{N}^\circ \text{ de Módulos fotovoltaicos} = \frac{\text{Energía diaria demandada}}{\text{Energía máxima generada por módulo}}$$

$$\text{N}^\circ \text{ de Módulos fotovoltaicos} = \frac{3,6 \text{ kWh} - \text{ día}}{1,9 \text{ kWh} - \text{ día}}$$

$$\text{N}^\circ \text{ de Módulos fotovoltaicos} = 1,89 \approx 2$$

Para ambas bases de datos se tendrá un sistema fotovoltaico constituido por 2 módulos de 330 Wp con una potencia total pico de 660 W.

6.6. Dimensionamiento de cantidad de módulos en serie y paralelo. -

Al ser solo dos módulos fotovoltaicos la única forma de conexión posible será en serie.

6.7. Dimensionamiento del tamaño del inversor. -

Se debe dimensionar el inversor en función de los módulos fotovoltaicos, además los valores calculados deberán estar dentro del margen de operación del inversor.

Se calcula el valor del voltaje a la entrada del inversor para el numero de módulos calculado, de la siguiente manera:

$$V_{\text{Entrada del inversor}} = \text{N}^\circ \text{ de modulos en serie} * V_{\text{MPP del módulo}} \quad (5)$$

$$V_{\text{Entrada del inversor}} = 2 * 37.4 = 74.8[V]$$

Para calcular la corriente máxima que soporta el inversor se deberá la corriente máxima de cortocircuito de los módulos en función de la máxima temperatura de trabajo estos datos se obtuvieron de la tabla 10.

$$I_{CCMax.DcMOD} = I_{CC} - [(25 - T_{MAX})] * \frac{\Delta I}{\Delta T} \quad (6)$$

Donde:

$I_{CC Max.DcMOD}$ = Intensidad máxima capaz de soportar el módulo fotovoltaico.

I_{SC} = Intensidad máxima de cortocircuito

T_{MAX} = Temperatura máxima de trabajo suministrada en el datasheet del módulo fotovoltaico.

$\frac{\Delta I}{\Delta T}$ = Variación de la corriente en función de la temperatura promedio del lugar de instalación del módulo en este caso se utilizará la temperatura de la tabla 8 que es 9.56 ° C, se debe realizar el ajuste del coeficiente de temperatura suministrado por el fabricante dato que se encuentra en el datasheet del módulo fotovoltaico y es 0.05%/°K.

Realizando el cálculo se tiene:

$$I_{CC Max.DcMOD} = 9.28 - [(25 - 44)] * 0.00478$$

$$I_{CC Max.Dc MOD} = 9.37[A]$$

La máxima corriente que ingresará al inversor al no tener conexiones en paralelo será la $I_{CC Max.Dc MOD}$, calculada anteriormente.

Con los parámetros calculados de máximo voltaje de entrada y la máxima corriente de cortocircuito DC se procede a la elección del inversor que deberá cumplir con estos valores. Se tiene una potencia pico total del sistema 660 Wp por lo tanto se deberá elegir un inversor de potencia similar en caso de no encontrar un inversor de la potencia exacta se deberá seleccionar el inmediato superior.

Para el presente proyecto de grado se eligió un inversor ampliamente utilizado para aplicaciones de Sistemas Fotovoltaicos Domiciliarios de la marca china Growatt modelo 750 – S, que cuenta con las siguientes características técnicas:

Tabla 16: Características técnicas inversor

| Parámetros de entrada | Growatt 750 - S |
|--|------------------------|
| Potencia pico máxima del campo fotovoltaico en STC [Wp] | 970 |
| Voltaje máximo en DC [V] | 450 |
| Voltaje de arranque [V] | 50 |
| Rango de voltaje de trabajo MPP [V] | 50 – 450 |
| Voltaje nominal [V] | 120 |
| Máxima corriente de entrada [A] | 10 |
| Máxima corriente de entrada por string [A] | 10 |
| Número de seguidores MPP | 1 |

Fuente: <https://www.ginverter.com/>

Para la verificación de los parámetros calculados y los descritos en el datasheet del inversor seleccionado para realizar la validación del inversor se tiene lo siguiente:

Tabla 17: Validación del inversor seleccionado

| Parámetros | Valor calculado para el SFV en STC | Valores datasheet Inversor | Observaciones |
|--|---|-----------------------------------|--|
| Potencia pico máxima del campo fotovoltaico en STC [Wp] | 660 | 970 | Dentro del parámetro de operación del inversor |
| Máxima corriente de entrada [A] | 9.37 | 10 | Dentro del parámetro de operación del inversor |
| Voltaje de arranque [V] | 74.8 | 50 | Dentro del parámetro de |

| | | | |
|--|--|--|------------------------|
| | | | operación del inversor |
|--|--|--|------------------------|

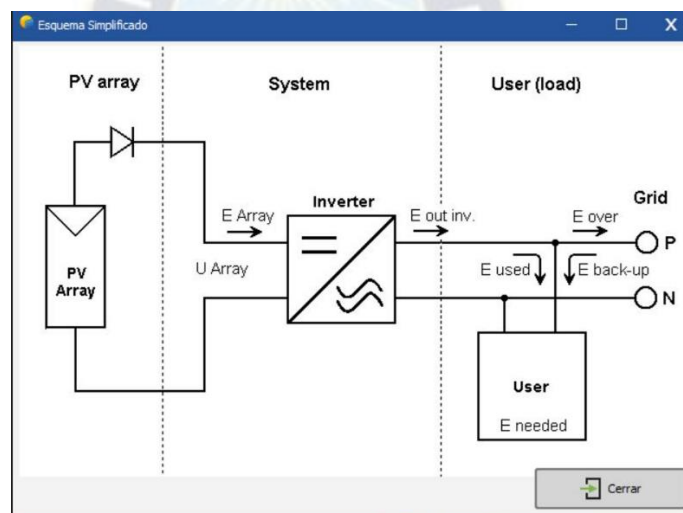
Fuente: Elaboración propia

Se puede observar que los principales parámetros de operación del inversor están dentro de los parámetros eléctricos calculados para el sistema fotovoltaico en STC. Por lo tanto, el inversor seleccionado no tendrá problemas para su operación.

6.8. Dimensionamiento del cableado eléctrico. -

Claramente se distinguen dos tipos de cableado, el cableado de corriente continua y el de corriente alterna que vienen delimitados por el inversor.

Figura 31: Esquema simplificado del Sistema Fotovoltaico



Fuente: Simulación PV - Syst

Para el cálculo deberán tomarse en cuenta las especificaciones técnicas de la norma NB 777, respetando las máximas intensidades admisibles y los valores de caída de tensión.

Para el cálculo de la sección en corriente continua emplearemos la siguiente formula:

$$S = \frac{2xLxI}{Cx\Delta U} \quad (7)$$

Donde:

S= Sección del conductor en mm^2

L= Longitud del conductor en [m]

C = Conductividad [$\Omega * mm^2$]

ΔU = Caída de tensión para corriente continua, se tomará un valor máximo de 1.5%

I= Corriente de línea [A]

6.8.1. Sección de cableado de corriente continua entre módulos fotovoltaicos e inversor. -

Esta sección comprende el cableado de corriente continua del String que se conectara a la entrada del inversor.

En el caso de la longitud del conductor se tomará el caso más desfavorable de 50 [m]. Y los datos de intensidad y caída de tensión de toman de los cálculos realizados para el dimensionamiento del inversor.

Se considerará una caída máxima de tensión de 1.5%, ya que el voltaje máximo en el string es de 91.6 V el 1.5% es 1.374 V. También no se realizará la corrección por temperatura ya que la temperatura promedio en La Paz según la tabla 9.56° C y se tomará un factor de potencia 1.

$$S = \frac{2 \times 9.37 \times 0.0175 \times 50 \times 1}{1.374}$$

$$S = 12.12 [mm^2]$$

Según la norma NB 777 esta sección de conductor corresponde a un cable N° 6 AWG para una capacidad de 55 [A] en ducto.

Se deberá por norma sobre dimensionar la corriente de línea según la siguiente formula:

$$I_{SC \text{ línea}} = 1.25 \times I_{SC} \quad (8)$$

$$I_{SC \text{ Línea}} = 1.25 \times 9.37$$

$$I_{SC \text{ Línea}} = 11.71 [A]$$

Se observa que el calibre del conductor del conductor cumple perfectamente la máxima corriente calculada. La única consideración es que el conductor deberá ser exclusivo para su aplicación en sistemas fotovoltaicos.

6.8.2. Dimensionamiento del cableado de corriente alterna. -

Esta sección comprende el cableado de corriente alterna se conectará a la red interna del domicilio de 220 V y el inversor Growatt 750 – S, máximo puede proveer 3.3 A.

En el caso de la longitud del conductor se tomará el caso más desfavorable de 50 [m]. Y los datos de intensidad y caída de tensión se tomarán directamente del datasheet de inversor.

Se considerará una caída máxima de tensión de 1.5%, ya que el voltaje. También no se realizará la corrección por temperatura ya que la temperatura promedio en La Paz según la tabla 9.56° C y se tomará un factor de potencia 1.

$$S = \frac{2 \times 3.3 \times 0.0175 \times 50 \times 1}{3.3}$$
$$S = 1.75 [mm^2]$$

Según la norma NB 777 esta sección de conductor corresponde a un cable N° 14 AWG para una capacidad de 15 [A] en ducto.

Se deberá por norma sobre dimensionar la corriente de línea según la siguiente fórmula:

$$I_{SC \text{ línea}} = 1.25 \times I_{SC} \quad (8)$$

$$I_{SC \text{ Línea}} = 1.25 \times 3.3$$

$$I_{SC \text{ Línea}} = 4.125 [A]$$

Se observa que el calibre del conductor del conductor cumple perfectamente la máxima corriente calculada. La única consideración es que el conductor deberá ser exclusivo para su aplicación en sistemas fotovoltaicos.

6.9. Dimensionamiento y verificación de requisitos de protecciones. -

Según la resolución de AETN N° 344/2021 y a los requisitos técnicos de la tabla 1 donde se describen los niveles de demanda y de tensión de la categoría tarifaria asignada al suministro asociado, el sistema dimensionado en el presente proyecto de grado tendría la siguiente definición:

- Sistema fotovoltaico de Nanogeneración Distribuida, Pequeña Demanda (PD), Baja Tensión (BT) categoría domiciliaria.

En base a la definición del Sistema Fotovoltaico se deben cumplir las características técnicas mínimas descritas en la tabla 3.

En el presente apartado se analizarán y dimensionarán los elementos de protección que exige la resolución y compararlos con los elementos de protección embebidos en el inversor. Para esto analizamos la hoja técnica del inversor en su apartado de protecciones y los comparamos con los requisitos de la resolución.

Tabla 18: Datos técnicos apartado de protecciones – Inversor

| Dispositivos | | Nanogeneración (Menor o igual a 10 kW) | Protecciones embebidas en el inversor Growatt 750 - S |
|--------------|--|---|--|
| (1) | Elemento de maniobra Generación Distribuida en CA | Si | No |
| (2) | Elemento de interrupción (Puede estar integrado en el elemento de protección y maniobra en CA) | Si | Si |
| (3) | Transformador de acoplamiento (Aislamiento galvánico de acuerdo con la conexión del sistema de generación) | No | No |

| | | | |
|------|--|---|---|
| (4) | Protección de sub y sobretensión | Si | Si |
| (5) | Dispositivo de protección contra sobrevoltajes transitorios atmosféricos o de maniobra | Si | Si |
| (6) | Protección de sub y sobrefrecuencia | Si | Si |
| (7) | Relé de sincronismo | Si | Si |
| (8) | Anti – isla | Si | Si |
| (9) | Registro de la generación incorporado al inversor | Si | Si |
| (10) | Medición | Sistema de medición bidireccional alternativamente dos medidores unidireccionales, solo para generadores distribuidos de la categoría Pequeña Demanda | Sistema de medición bidireccionales, 4 cuadrantes |
| (11) | Elemento de corte general | Si | No |
| (12) | Elemento de maniobra y seccionamiento de Generación Distribuida CC | Si | Si |
| (13) | Elemento de protección en CC | Si | Si |
| (14) | Sistemas de medición de la fuente de Generación Distribuida en CA | Si | Si |

Fuente: Elaboración propia

Para el dimensionamiento de las protecciones contra sobrecorrientes se tienen las siguientes ecuaciones según la NB 777:

$$I_C \leq I_N \leq I_Z \quad (9)$$

$$I_F \leq 1.45 * I_Z \quad (10)$$

Donde:

I_C : Corriente del proyecto o carga.

I_F : Corriente del interruptor automático.

I_Z : Máxima corriente admisible permanente del conductor eléctrico

I_N : Corriente nominal del interruptor automático.

Para la corriente alterna se tiene:

I_C : 3.3 A

I_Z : 15 A

I_F : 21.75 A

La corriente nominal del interruptor automático será la siguiente:

$$3.3 A \leq I_N \leq 21.75 A$$

El interruptor automático contra sobrecorrientes seleccionado estandarizado será de 20 A.

En el lado de corriente continua se deberá seleccionar un fusible de corriente continua estandarizado de 15 A.

6.10. Cálculo de la tarifa del sistema de compensación. -

Recordemos que la AETN ha definido que es necesario diferenciar la aplicación de la forma de retribución a ciertos sectores, debido al impacto esperado de estos respecto a los niveles de demanda eléctrica.

La facturación mensual al consumidor será efectuada de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$I_E = E_c * C_{ET} - E_i * P_{Ei} \quad (1)$$

Donde:

I_E : Importe por energía en bolivianos (Bs).

C_{ET} : Cargos tarifarios de energía de la estructura tarifaria en bolivianos por kilovatio hora (Bs/kWh).

E_c : Energía consumida en kilovatios hora (kWh).

E_i : Energía inyectada en kilovatios hora (kWh).

P_{Ei} : Precio de energía inyectada en bolivianos por kilovatio hora (Bs/kWh).

El Sistema Fotovoltaico dimensionado en el presente proyecto de grado tendrá las siguientes características:

Tabla 19: Características técnicas del Sistema Fotovoltaico

| | |
|--|-----------------|
| Nivel de Generación Distribuida | Nanogeneración |
| Nivel de demanda | Pequeña Demanda |
| Nivel de tensión | Baja Tensión |
| Potencia del sistema | 660 Wp |
| Categoría Tarifaria | Domiciliaria |
| Consumo mensual promedio | 108 kWh |

Fuente: Elaboración propia

En este entendido y basándonos en la resolución de la AETN para pequeñas demandas y consumos hasta 500 kWh la energía inyectada a la red de distribución de energía eléctrica de DELAPAZ, será valorizada mediante la aplicación de los cargos de la estructura tarifaria correspondiente a la categoría de consumo del mes de facturación.

El importe de energía del mes de facturación se obtiene de la diferencia entre la cantidad de energía consumida mensual de la red del distribuidor y la cantidad de energía inyectada mensual, a la cual se aplica los cargos de la estructura tarifaria de la categoría correspondiente.

Esta consideración es muy importante a la hora de realizar la evaluación económica y elaborar el flujo de caja y determinar el tiempo de retorno de la inversión.

6.11. Simulación en software especializado para diseño de Sistemas Fotovoltaicos PV – Syst. -

Como un objetivo secundario de este proyecto de grado es la elaboración de una simulación utilizando software especializado para diseño de sistemas fotovoltaicos PV – Syst, ampliamente utilizado en la industria de generación distribuida y de diseño de grandes parques fotovoltaicos conectados a la red.

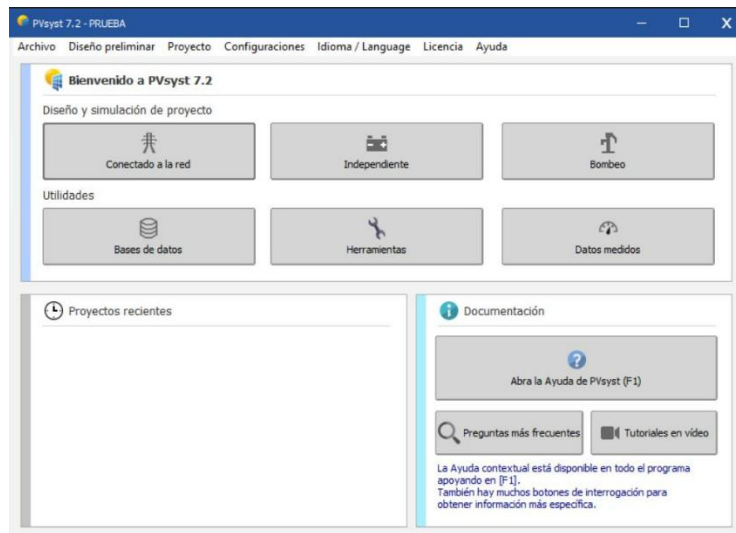
PV – Syst es una herramienta que sirve para desarrollar instalaciones fotovoltaicas que permite el estudio, la simulación y análisis de datos completa de los sistemas fotovoltaicos. Este software permite dimensionar el tamaño de las instalaciones tomando en cuenta la radiación solar que recibiría en función de su ubicación gracias a su base de datos meteorológica. PV – Syst es una herramienta de pago que se puede obtener durante un periodo de prueba gratis de un mes.

A continuación, se realizará la descripción del proceso de elaboración del informe de dimensionamiento del Sistema Fotovoltaico tomando en cuenta los datos climatológicos y técnicos utilizados anteriormente.

6.11.1. Paso 1. -

En la pantalla de inicio de la figura 32, se observa que se debe elegir el tipo de sistema fotovoltaico que se quiere diseñar, se puede elegir entre conectados a la red, independiente (aislado) o específicos para bombeo de agua. Para esta simulación se eligió conectado a la red.

Figura 32: Paso 1 de la simulación en PV – Syst

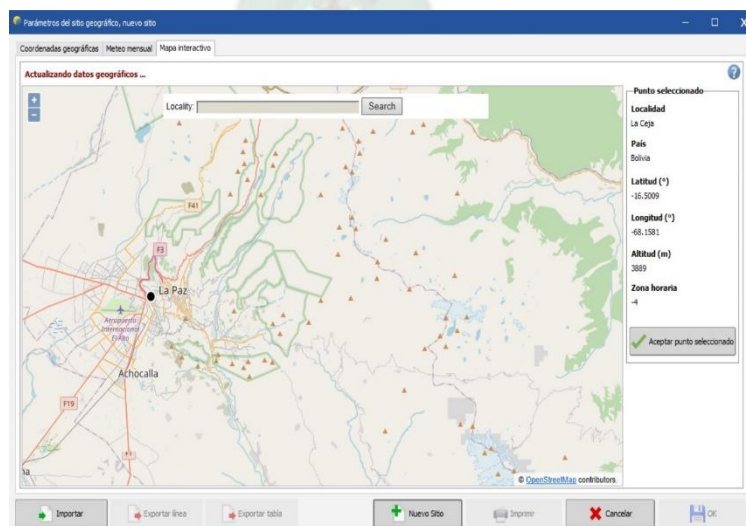


Fuente: Software PV – Syst

6.11.2. Paso 2. -

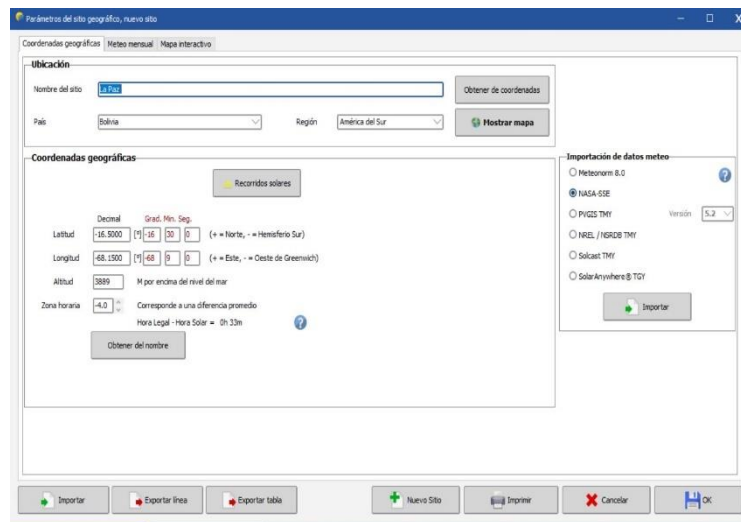
El segundo paso es la determinación de las coordenadas geográficas del sitio donde se quiere instalar el sistema fotovoltaico PV – Syst permite dos formas de selección del lugar de proyecto la primera (figura 32) es la de desplazarse en un mapamundi hasta encontrar de forma manual el sitio, la segunda (figura 33) donde se pueden colocar las coordenadas geográficas, para nuestro caso usaremos las coordenadas descritas en la tabla 4.

Figura 33: Paso 2 de la simulación en PV – Syst



Fuente: Software PV – Syst

Figura 34: Paso 2 de la simulación en PV – Syst



Fuente: Software PV – Syst

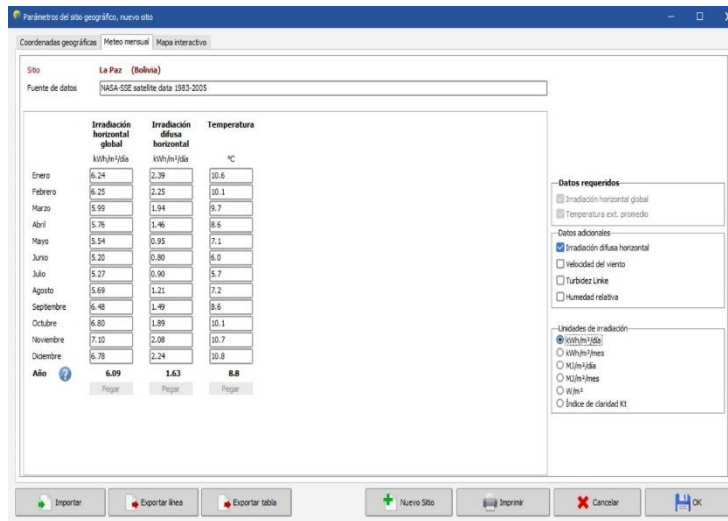
6.11.3. Paso 3. -

Una vez definido el lugar geográfico del sitio del proyecto se procede a elegir la fuente de los datos climáticos, PV – Syst ofrece varias fuentes de datos de distintas agencias climatológicas las cuales son:

- Meteonorm 8.0.
- NASA – SSE.
- PVGIS TMY
- NREL / NSRDB TMY
- Solcast TMY
- Solar Anywhere TGY

También se puede utilizar una base de datos climatológica propia. Para nuestro caso de estudio se utilizó la base de datos de la NASA – SSE ya que fue parte de la determinación del recurso solar previamente utilizado en los cálculos.

Figura 35: Paso 3 de la simulación en PV – Syst



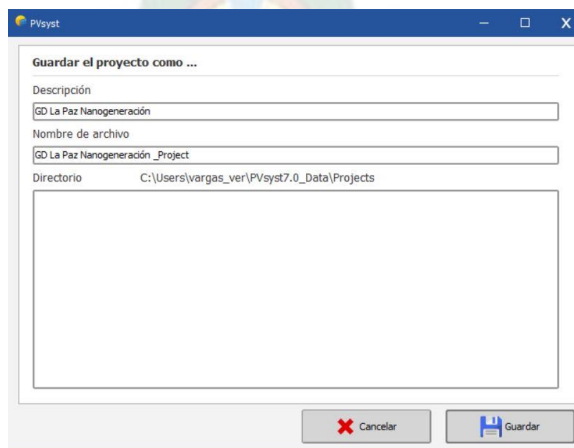
Fuente: Software PV – Syst

Se puede observar que el promedio de las Horas Solar Pico anual de esta base de datos climatológica es 6.09, para el estudio se utilizó 5.97 que es prácticamente igual.

6.11.4. Paso 4. -

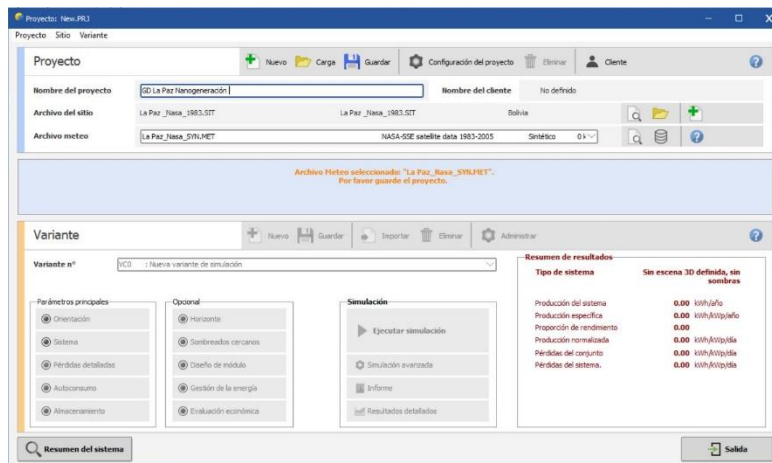
Después de definir las coordenadas geográficas y la fuente de datos climatológicos se debe guardar el proyecto (figura 35) y se crea oficialmente el proyecto en PV – Syst (figura 36), para proceder a la introducción de los parámetros técnicos del proyecto empezando por la orientación y tipo de estructura del Sistema Fotovoltaico (figura 36).

Figura 36: Paso 4 de la simulación en PV – Syst



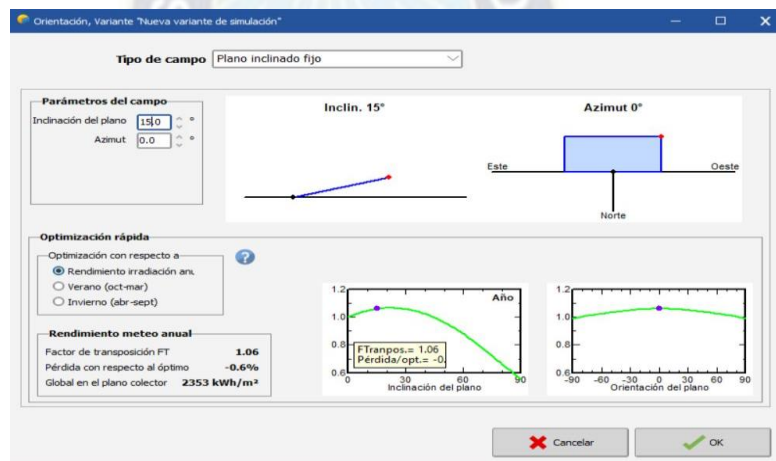
Fuente: Software PV – Syst

Figura 37: Paso 4 de la simulación en PV – Syst



Fuente: Software PV – Syst

Figura 38: Paso 4 de la simulación en PV – Syst



Fuente: Software PV – Syst

En la figura 38 se verifica que el ángulo óptimo utilizado en la simulación es el mismo que se definió como óptimo para el dimensionamiento del sistema fotovoltaico de 15° grados y un azimut de 0° para que el módulo fotovoltaico quede orientado al norte debido a que nos encontramos en el hemisferio sur. También se define la estructura como plano inclinado fijo debido a que al ser domiciliario lo óptimo es en la instalación en los techos de las casas.

6.11.5. Paso 5. -

El paso 5 es muy importante ya que se introducen los componentes del Sistema fotovoltaico previamente utilizados, gracias a la amplia base de datos de PV – Syst se

pueden localizar los modelos exactos de módulo fotovoltaico (Trina Solar TSM – 330 PE 14A) y el inversor (Growatt 750 - S).

Figura 39: Paso 4 de la simulación en PV – Syst

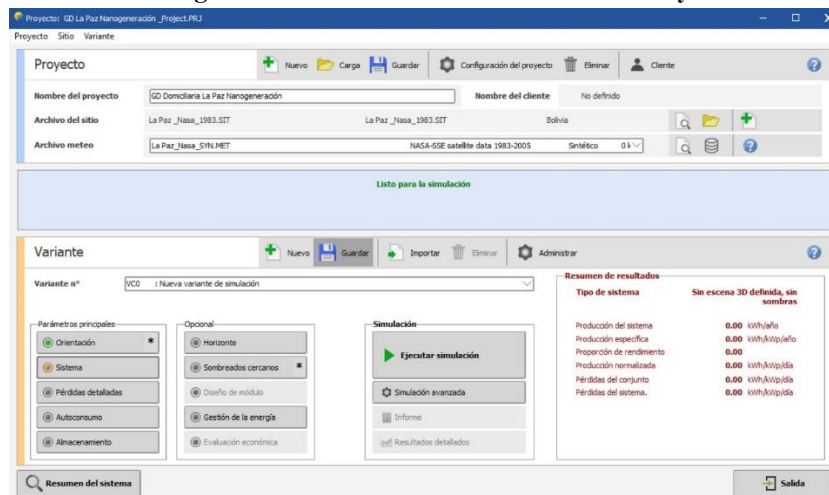
Fuente: Software PV – Syst

Se puede observar que en los cálculos preliminares el software nos arroja resultados tales como el área mínima de instalación de los módulos fotovoltaicos que sería de 4 m². Todos los cálculos los realiza en STC.

6.11.6. Paso 6. -

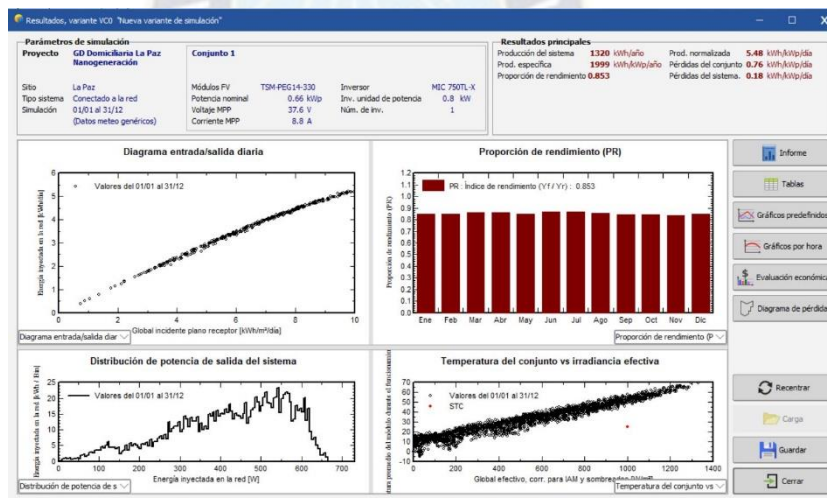
El paso 6 es el final ya que con todos los datos introducidos hasta el momento PV – Syst puede realizar la simulación, se puede observar que se pueden introducir más parámetros técnicos como pérdidas, nivel de autoconsumo, tarifas para el análisis económico. Sin embargo, por el tamaño del sistema se pueden obviar estos pasos.

Figura 40: Paso 6 de la simulación en PV – Syst



Fuente: Software PV – Syst

Figura 41: Paso 6 de la simulación en PV – Syst



Fuente: Software PV – Syst

El software nos ofrece la opción de imprimir un informe (en adjunto), en la figura 41 se puede observar el informe preliminar con un dato de suma importancia para los cálculos de viabilidad económica posteriores como el Performance Ratio que para este sistema fotovoltaico obtenemos 0.853.

6.12. Análisis de factibilidad económica. -

Para el análisis de viabilidad económica se debe tomar en cuenta la generación a lo largo de la vida útil del sistema fotovoltaico que es de 25 años, considerando los siguientes factores que afectan el flujo de caja y los indicadores de factibilidad económica (TIR y VAN):

- Degradación de los módulos fotovoltaicos.
- Performance Ratio (PR) propio del sistema.
- Tarifa que surge del análisis del sistema de compensación.
- Tarifa para la categoría domiciliaria.
- Costos de puesta en marcha.

Para poder elaborar el flujo de caja determinaremos la generación en el primer año de operación del sistema según la siguiente ecuación:

$$E_{Gen} = \text{Días} - \text{año} * HSP * \text{Degradación módulo} * \text{Potencia pico sistema} * \text{Performance Ratio} \quad (11)$$

Donde:

E_{Gen} = Generación anual [kWh-año].

HSP = Hora Solar Pico.

Degradación del módulo = Dato proporcionado por el fabricante.

Potencia Pico del Sistema = Dato previamente calculado según la demanda.

Performance Ratio = Dato obtenido de la simulación.

Para el cálculo de la generación en el primer año de operación tenemos los siguientes datos:

Tabla 20: Datos para el cálculo de la energía anual

| | |
|------------------------------------|-------|
| HSP (Base de datos climatológicas) | 5.97 |
| HSP (Datos medidos GIZ) | 5.74 |
| Degradación del módulo p.u. | 1 |
| Performance Ratio | 0.853 |
| Potencia pico del Sistema [kWp] | 0.66 |

Fuente: Elaboración propia

Efectuando el cálculo de la energía anual en el primer año de operación en bases a los datos de las agencias climatológicas se tiene:

$$E_{Gen} = 365 * 5.97 * 1 * 0.66 * 0.853$$

$$E_{Gen} = 1226.8 \text{ [kWh} - \text{año]}$$

Efectuando el cálculo de la energía anual en el primer año de operación en bases a los datos climatológicos de las agencias climatológicas se tiene:

$$E_{\text{Gen}} = 365 * 5.74 * 1 * 0.66 * 0.853$$

$$E_{\text{Gen}} = 1179.5 \text{ [kWh – año]}$$

Como se puede observar la diferencia entre el valor calculado entre la generación de energía eléctrica a partir de datos radiación de agencias climatológicas y la generación de energía a partir de los datos de radiación solar medidos por la GIZ. Son mínimos por lo tanto es indiferente de utilizar una u otra.

Para tener un valor más exacto compararemos este valor teórico calculado con el valor encontrado en la simulación y se utilizara el promedio para la generación anual en el primer año de operación del sistema fotovoltaico.

Tabla 21: Comparativa de datos de generación anual

| | |
|---|--------|
| Generación anual datos climatológicos [kWh-año] | 1226.8 |
| Generación anual simulación [kWh-año] | 1319.6 |
| Generación anual datos medidos GIZ [kWh-año] | 1179.5 |
| Generación anual promedio [kWh-año] | 1242 |

Fuente: Elaboración propia

Se debe determinar el costo total de instalación del sistema para eso acudimos a un proveedor de sistemas fotovoltaicos local muy reconocido como ENERSOL S.A. que tiene los siguientes datos de costos llave en mano:

Tabla 22: Costos del Sistema Solar Fotovoltaico

| Cant. | Descripción | Precio Unitario [USD] | Precio Total [USD] |
|--------------|---|----------------------------------|-------------------------------|
| 2 | Módulo Fotovoltaico Trina Solar TSM – 330 PE 14A | 255 | 500 |
| 1 | Inversor monofásico Growatt 750 – S | 200 | 200 |
| 1 | Cableado y protecciones | 140 | 140 |
| 1 | Instalación y transporte | 80 | 80 |

| | | | |
|--------------|--|----|------|
| 1 | Estructura para módulos directo en techo | 80 | 80 |
| Total | | | 1000 |

Fuente: ENERSOL S.A.

Para completar los datos necesarios para la elaboración del flujo de caja necesitamos fijar la tarifa, anteriormente y en base a la reglamentación vigente se fijó que la energía inyectada a la red valdría lo mismo que la energía consumida por lo tanto se tendría una tarifa única para monetizar la energía y verificar el tiempo de retorno de inversión.

Se sabe que la tarifa para la categoría domiciliaria, Baja Tensión (BT), Pequeña Demanda para consumos entre 100 y 500 kWh mes es de 0.8 Bs – kWh.

Con los datos anteriormente definidos se tiene el flujo de caja

Tabla 23: Flujo de caja Sistema Solar Fotovoltaico 0.66 kWp

| Años de operación | Degradación de los Módulos Fotovoltaicos | Energía Anual Producida [kWh-año] | Costo del Bloque Medio [Bs-kWh] | Ahorro Anual [BS] | Flujo de caja [Bs] |
|--------------------------|---|--|--|--------------------------|---------------------------|
| | | | | | -6960,00 |
| 1 | 1 | 1242,00 | 0,800 | 993,60 | -5966,40 |
| 2 | 0,968 | 1202,26 | 0,816 | 981,04 | -4985,36 |
| 3 | 0,96 | 1154,17 | 0,832 | 960,27 | -4025,09 |
| 4 | 0,953 | 1099,92 | 0,848 | 932,73 | -3092,36 |
| 5 | 0,945 | 1039,42 | 0,864 | 898,06 | -2194,30 |
| 6 | 0,938 | 974,98 | 0,880 | 857,98 | -1336,32 |
| 7 | 0,923 | 899,91 | 0,896 | 806,32 | -530,00 |
| 8 | 0,915 | 823,41 | 0,912 | 750,95 | 220,95 |
| 9 | 0,908 | 747,66 | 0,928 | 693,83 | 914,78 |
| 10 | 0,9 | 672,89 | 0,944 | 635,21 | 1550,00 |
| 11 | 0,893 | 600,89 | 0,960 | 576,86 | 2126,85 |
| 12 | 0,885 | 531,79 | 0,976 | 519,03 | 2645,88 |

| | | | | | |
|--------------|-------|-----------------|-------|-----------------|---------|
| 13 | 0,878 | 466,91 | 0,992 | 463,18 | 3109,06 |
| 14 | 0,87 | 406,21 | 1,008 | 409,46 | 3518,53 |
| 15 | 0,863 | 350,56 | 1,024 | 358,98 | 3877,50 |
| 16 | 0,855 | 299,73 | 1,040 | 311,72 | 4189,22 |
| 17 | 0,848 | 254,17 | 1,056 | 268,41 | 4457,63 |
| 18 | 0,84 | 213,50 | 1,072 | 228,88 | 4686,51 |
| 19 | 0,833 | 177,85 | 1,088 | 193,50 | 4880,01 |
| 20 | 0,825 | 146,73 | 1,104 | 161,99 | 5041,99 |
| 21 | 0,82 | 120,32 | 1,120 | 134,75 | 5176,74 |
| 22 | 0,812 | 97,70 | 1,136 | 110,98 | 5287,73 |
| 23 | 0,805 | 78,65 | 1,152 | 90,60 | 5378,33 |
| 24 | 0,798 | 62,76 | 1,168 | 73,30 | 5451,63 |
| 25 | 0,791 | 49,64 | 1,184 | 58,78 | 5510,40 |
| Total | | 12183,30 | | 11143,14 | |

Fuente: Elaboración propia

También se realizó los cálculos del Valor Actual Neto, Tasa Interna de Retorno y del Tiempo para recuperar la inversión inicial.

Tabla 24: Valor Actual Neto, Tasa Interna de Retorno y Tiempo de recuperación de inversión inicial

| | |
|--|----------|
| Van | -Bs11401 |
| TIR | 5% |
| Tiempo de recuperación de inversión | 8 años |

Fuente: Elaboración propia

6.13. Cálculo de la mitigación de Gases de Efecto Invernadero (GEI). –

Uno de los objetivos secundarios del presente proyecto de grado es el de determinar la cantidad de Gases de Efecto de Invernadero (GEI), durante la vida útil del proyecto (25 años) para este cálculo se utilizará el factor de emisión del SIN.

Se tiene una generación total a lo largo de la vida del proyecto de 12.49 MWh si multiplicamos ese valor por el factor de emisión de red del Sistema Interconectado Nacional se tiene 4.996 toneladas de CO₂ que no se emitieron al medio ambiente.

7. Análisis. -

Una vez concluido el dimensionamiento de los principales componentes del sistema solar fotovoltaico se tiene la siguiente tabla resumen de los resultados obtenidos:

Tabla 25: Tabla resumen

| | |
|---|---------------------------------|
| Localización | La Paz, Bolivia |
| Distribuidora de energía eléctrica | DELAPAZ |
| Categoría | Domiciliaria |
| Tarifa | 0.8 Bs – kWh |
| Nivel de Tensión | Baja Tensión |
| Nivel de Generación Distribuida | Nanogeneración |
| Angulo de Inclinación de los módulos fotovoltaicos | 15 ° |
| Modelo Módulo fotovoltaico | Trina Solar TSM – 330 PE 14A |
| Nº de módulos fotovoltaicos | 2 |
| Modelo del inversor | Growatt 750 – S Monofásico |
| Potencia total del SFV | 0.66 kWp |
| Protecciones según resolución AETN | Cumple |
| Tarifa de energía inyectada según resolución AETN | 0.8 Bs – kWh |
| Costo del SFV | 6960 Bs. |
| TIR | 5% |
| VAN | - 11401Bs. |
| Tiempo de recuperación de la inversión | 8 años |

Fuente: Elaboración propia

El análisis se dividirá en dos en base a los objetivos del proyecto de grado.

7.1. Análisis técnico. –

Parte del objetivo principal era el de analizar la factibilidad técnica para la instalación de sistemas fotovoltaicos en la categoría domiciliaria, para el dimensionamiento del tamaño del sistema se realizó el análisis del número de usuarios a nivel del área de concesión de la Distribuidora de Energía Eléctrica DELAPAZ. Tomando en cuenta las consideraciones vertidas en el Decreto Supremo N° 4477 de Generación Distribuida se tuvo que excluir al grueso de usuarios de la categoría domiciliaria que son los pertenecientes al rango de 0 a 70 kWh – mes ya que previamente cuentan con el beneficio de la tarifa dignidad.

En este entendido y en base al promedio de consumo mensual del siguiente segmento mayoritario de clientes dentro de la categoría domiciliaria se dimensiono el tamaño del Sistema Fotovoltaico para cubrir dicha demanda.

Se realizaron los cálculos eléctricos correspondientes en base a la disponibilidad del recurso solar y temperatura de la ubicación geográfica seleccionada para el proyecto.

Se analizo a profundidad las características técnicas del inversor que al tratarse del elemento principal del Sistema y el de mayor necesidad de protecciones por su interacción con la red se concluyó que gran parte de las protecciones requeridas para la conexión del Sistema Fotovoltaico con la red eléctrica de distribución se encuentran embebidas en el inversor lo que facilita el análisis a la hora de realizar cálculos de protecciones.

Finalmente, después de haber realizado el análisis técnico en base a la reglamentación vigente que se describe en las resoluciones de AETN 343 y 344 del 2021 se considera que el sistema fotovoltaico dimensionado en el presente proyecto de grado cumple con los requisitos técnicos por los tanto existe una viabilidad económica real para la conexión de este tipo de sistemas por lo que el usuario que quiera volverse un generador distribuido deberá tener en cuenta estos aspectos técnicos.

7.2. Análisis económico. –

A partir del costo total del sistema fotovoltaico y tomando consideraciones técnicas para el cálculo de la energía anual generada tales como la degradación de los módulos

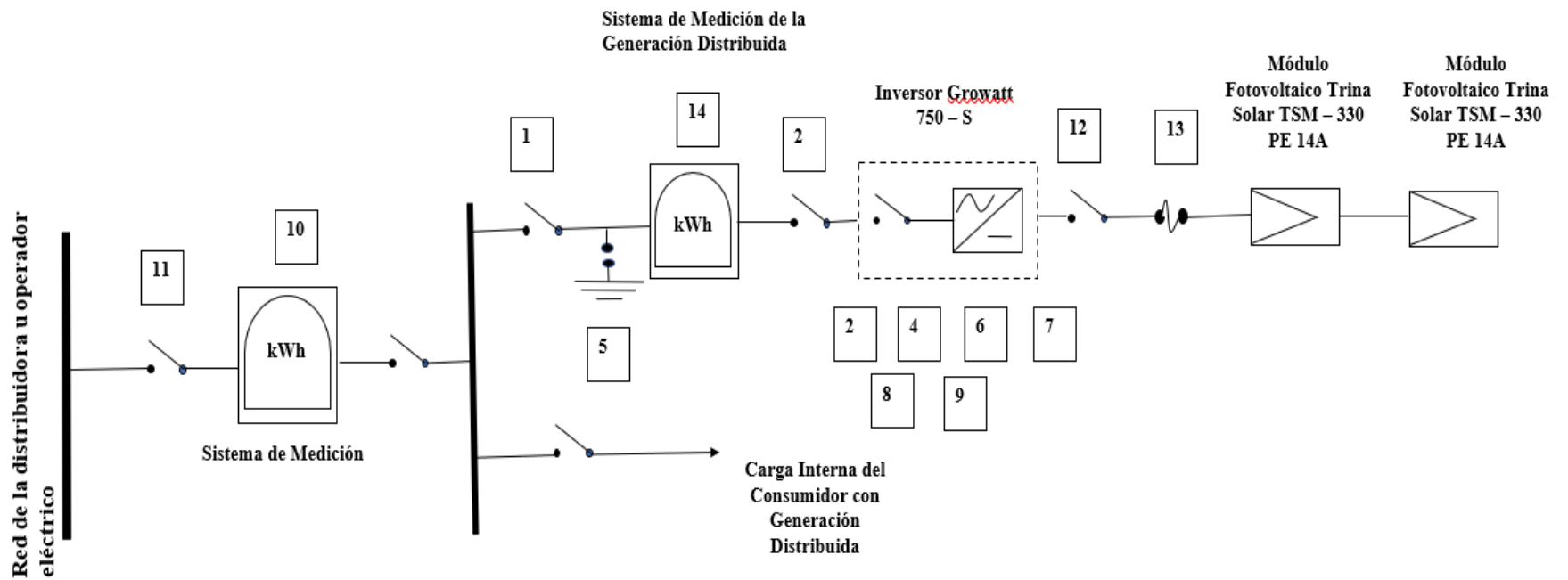
a lo largo de la vida útil del proyecto (25 años), el Performance Ratio en base a la simulación en software especializado en el diseño de este tipo de sistemas PV – Syst, las Hora Solar Pico propias de la ubicación geográfica y la indexación de la tarifa anualmente. Se elaboro el flujo de caja y los indicadores de viabilidad económica (VAN, TIR y Tiempo de retorno de la inversión) del proyecto que nos brindan las herramientas para el análisis de factibilidad económica.

8. Diseño. –

A continuación, el esquemático referencial con la descripción de las protecciones previamente calculados y analizados en base a los requerimientos técnicos descritos en la resolución N° 344/2021 de la AETN.



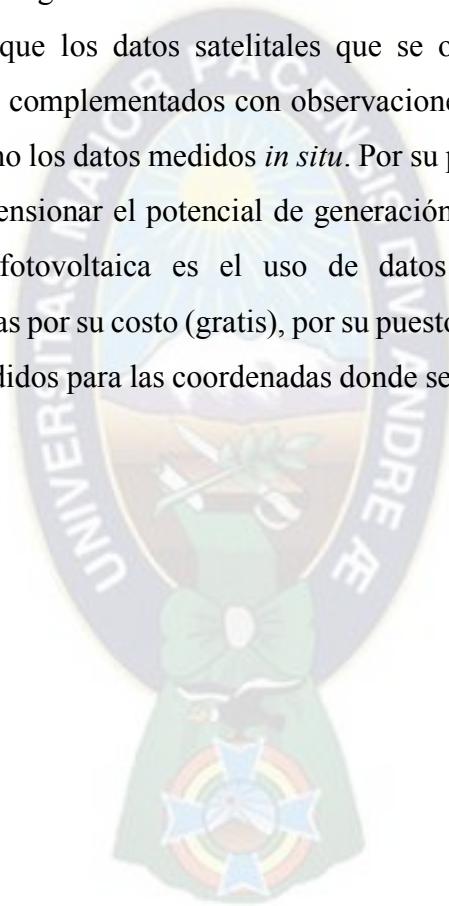
Figura 36: Esquemático Referencial del Sistema Fotovoltaico Domiciliario de 0.66 kWp



9. Conclusiones. –

- En el presente proyecto de grado se analizaron las características del sitio elegido para el dimensionamiento del sistemas fotovoltaico tipo para el análisis de la factibilidad técnica y económica en base a los requisitos de las resoluciones N° 344 y 343 del 2021 emitidas por la Autoridad de Fiscalización de Electricidad y Tecnología Nuclear (AETN), se concluyó que las Horas Solar Pico es decir el recurso solar disponible varía de acuerdo a las latitudes afectando directamente a la generación anual. Esto afecta claramente el flujo de caja y el tiempo de recuperación de la inversión.
- Se constato que los inversores actuales modernos cuentan con gran parte de las protecciones pedidas en la resolución N° 344/2021, el cálculo del resto de protecciones es bastante simple, por lo que se verifica la viabilidad técnica por parte de los componentes eléctricos del Sistema Fotovoltaico. Teniendo como única limitante la correcta elección del inversor ya que este es el elemento que interactúa con la red eléctrica de distribución.
- Se realizo la simulación utilizando el software especializado en el diseño de sistemas fotovoltaicos conectados a la red PV – Syst, la simulación fue de ayuda para verificar el cálculo de la generación anual teórica y el Performance Ratio. Esto mejora de sobre manera la estimación de generación de energía eléctrica mejorando así la elaboración del flujo de caja. También el software ayudo en el cálculo del espacio necesario para la implementación del proyecto factor clave a la hora de realizar la instalación.
- Se verifico la no viabilidad económica de la implementación de este tipo de sistemas a nivel de la categoría domiciliaria esto debido al bajo costo del kWh. Se pudo observar un Valor Actual Neto negativo que indica la inviabilidad económica, aunque se cuente con un TIR relativamente bajo del 6%.
- Como recomendaciones se debería verificar la viabilidad económica de este tipo de sistemas en las demás categorías de tarifación de energía eléctrica (comercial e industrial), ya que como se constató puntos arriba la viabilidad técnica está garantizada.

- Se podría verificar la viabilidad económica en un sitio geográfico con un mejor recurso solar por ejemplo la ciudad de Oruro o Potosí, lo que mejoraría la generación anual mejorando el tiempo de retorno de la inversión y el Valor Actual Neto.
- Se logro calcular la cantidad en toneladas de los Gases de Efecto Invernadero que no se emiten fruto de la generación de energía eléctrica limpia propia de los sistemas de generación fotovoltaica.
- Se verifico que los datos satelitales que se obtienen a través de modelos matemáticos complementados con observaciones satelitales son tan válidos y precisos como los datos medidos *in situ*. Por su puesto una recomendación a la hora de dimensionar el potencial de generación para este tipo de sistemas de generación fotovoltaica es el uso de datos climatológicos de agencias especializadas por su costo (gratis), por su puesto en caso de no existir una base de datos medidos para las coordenadas donde se quiera instalar estos sistemas.



10. Bibliografía. –

- Bolaños, J. A. (2011). *Diseño de un sistema solar fotovoltaico de 20 kWp conectado a la red* .
- Bolivia, E. P. (2021). *Decreto Supremo de Generación Distribuida*.
- Desarrollo, C. A. (2019). *Guía para la cuantificación de la reducción de las emisiones actuales y futuras de la inversión en energía renovable y eficiencia energética en Bolivia*.
- Energyavm. (2018). Obtenido de Energyavm : <http://www.energyavm.es>
- Energypedia. (2008). *Energypedia* . Obtenido de <http://www.energypedia.org>
- Energys. (2010). *Energys* . Obtenido de <http://www.energys-bo.com>
- Estebaranz, A. P. (2012). *Análisis de los datos técnicos de los inversores fotovoltaicos de conexión a la red eléctrica* .
- Estellés, M. M. (2014). *Instalación fotovoltaica conectada a la red de 100 kWp en el PUIG de Santa María, Valencia* .
- GIZ, C. A. (2022). *Estudio de caracterización sobre el consumo eléctrico en hogares y su potencialidad para la aplicación de medidas de eficiencia energética* .
- IBNORCA, I. B. (2007). *Diseño y construcción de instalaciones eléctricas interiores de baja tensión NB 777* .
- Laboratory, N. R. (2005). *National Renewable Energy Laboratory* . Obtenido de <http://www.nrel.gov>
- Nuclear, A. d. (2021). *Resolución AETN N° 344/2021 Procedimiento Técnico comercial para el registro e incorporación de Generadores Distribuidos a la red de distribución de Bolivia* .
- Nuclear, A. d. (2021). *Resolución AETN N° 343/2021 Procedimiento para la determinación de la retribución de la Energía Inyectada a la Red* .

Portero, A. V. (2009). *Diseño de una instalación fotovoltaica de 200 kW en un edificio* .

Quintero, J. P. (2008). *Generación Distribuida: Democratización de la Energía Eléctrica* . *Criterio Libre* .

Solar, F. (2019). *Fundación Solar* . Obtenido de <http://fundacionsolar.org>

Solar, S. (2014). *Suelo Solar* . Obtenido de <http://www.suelosolar.com.es>



Índice de Tablas

| | |
|---|----|
| Tabla 1: Nivel de demanda y tensión según categoría tarifaria | 56 |
| Tabla 2: Niveles y tipos de conexión | 57 |
| Tabla 3: Características técnicas mínimas para Generación Distribuida | 58 |
| Tabla 4: Coordenadas Geográficas | 60 |
| Tabla 5: Datos climatológicos NASA | 61 |
| Tabla 6: Datos climatológicos IntiVitu | 62 |
| Tabla 7: Datos climatológicos National Renewable Energy Laboratory (NREL)..... | 63 |
| Tabla 8: Características técnicas del piranómetro SP Lite 2 Kipp&Zonen | 65 |
| Tabla 9: Datos de irradiación global horizontal medidos por la GIZ | 66 |
| Tabla 10: Datos climatológicos promedios anuales según su fuente | 67 |
| Tabla 11: Cantidad de usuarios en la ciudad de La Paz | 68 |
| Tabla 12: Número de usuarios por segmento de demanda | 68 |
| Tabla 13: Consumo promedio kWh-mes | 69 |
| Tabla 14: Características eléctricas módulo fotovoltaico | 70 |
| Tabla 15: Características mecánicas del módulo | 70 |
| Tabla 16: Características técnicas inversor | 74 |
| Tabla 17: Validación del inversor seleccionado | 74 |
| Tabla 18: Datos técnicos apartado de protecciones – Inversor | 78 |
| Tabla 19: Características técnicas del Sistema Fotovoltaico | 81 |
| Tabla 20: Datos para el cálculo de la energía anual | 89 |
| Tabla 21: Comparativa de datos de generación anual..... | 90 |
| Tabla 22: Costos del Sistema Solar Fotovoltaico | 90 |
| Tabla 23: Flujo de caja Sistema Solar Fotovoltaico 0.66 kWp..... | 91 |
| Tabla 24: Valor Actual Neto, Tasa Interna de Retorno y Tiempo de recuperación de inversión inicial..... | 92 |
| Tabla 25: Tabla resumen..... | 93 |

Índice de Figuras

| | |
|---|----|
| Figura 1: Irradiancia anual | 18 |
| Figura 2: Flujo energético entre la irradiación solar, la atmósfera y el suelo | 18 |
| | 18 |
| Figura 3: Irradiancia solar promedio en un plano inclinado de 30° hacia el norte [kWh/m ² /día] | 19 |
| Figura 4: Piranómetro | 19 |
| Figura 5: Pirheliómetro | 20 |
| Figura 6: Detector de Horas Sol..... | 21 |
| Figura 7: Concepto de Hora Solar Pico..... | 22 |
| Figura 8: Mapa del recurso solar en Bolivia | 23 |
| Figura 9: Silicio dopado | 24 |
| Figura 10: Unión P-N..... | 24 |
| Figura 11: De la célula fotovoltaica al generador fotovoltaico | 25 |
| Figura 12: Composición de un módulo fotovoltaico..... | 27 |
| Figura 13: Standard Test Condition (STC) | 28 |
| Figura 14: Punto de Potencia Máximo (MPPT)..... | 29 |
| Figura 15: Esquema básico de funcionamiento de un inversor monofásico | 33 |
| Figura 16: Ejemplo de Punto de Máxima Potencia (MPPT) de un generador fotovoltaico | 34 |
| Figura 17: Módulo fotovoltaico monocristalino | 34 |
| Figura 18: Módulo fotovoltaico policristalino | 35 |
| Figura 19: Eficiencia de los distintos tipos de células fotovoltaicas..... | 36 |
| Figura 20: Estructura de la Generación Distribuida..... | 37 |
| Figura 21: Sistema fotovoltaico aislado | 40 |
| Figura 22: Sistemas Solar Fotovoltaico con batería..... | 41 |
| Figura 23: Esquema básico de un Sistema Solar Fotovoltaico conectado a la Red... | 42 |
| Figura 24: Esquema de Sistema Eléctrico..... | 46 |
| Figura 25: Sistema Interconectado Nacional | 47 |
| Figura 26: Sistema de red de distribución típica de Bolivia | 48 |
| Figura 27: Esquema de conexiones trifásicas típico de Bolivia..... | 49 |
| Figura 28: Piranómetro de la GIZ | 64 |
| Figura 29 : Datalogger | 66 |

| | |
|---|----|
| Figura 30: Módulo fotovoltaico TSM – 330 PE 14A | 70 |
| Figura 31: Esquema simplificado del Sistema Fotovoltaico..... | 75 |
| Figura 32: Paso 1 de la simulación en PV – Syst..... | 83 |
| Figura 33: Paso 2 de la simulación en PV – Syst..... | 83 |
| Figura 34: Paso 2 de la simulación en PV – Syst..... | 84 |
| Figura 35: Paso 3 de la simulación en PV – Syst..... | 85 |
| Figura 36: Paso 4 de la simulación en PV – Syst..... | 85 |
| Figura 37: Paso 4 de la simulación en PV – Syst..... | 86 |
| Figura 38: Paso 4 de la simulación en PV – Syst..... | 86 |
| Figura 39: Paso 4 de la simulación en PV – Syst..... | 87 |
| Figura 40: Paso 6 de la simulación en PV – Syst..... | 88 |
| Figura 41: Paso 6 de la simulación en PV – Syst..... | 88 |
| Figura 42: Esquemático Referencial del Sistema Fotovoltaico Domiciliario de 0.66 kWp..... | 96 |

11. Anexos. –

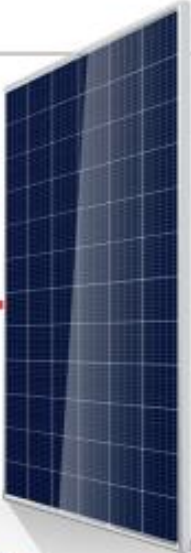
Datasheet Módulo Fotovoltaico

Mono
Multi
Solutions

TALLMAX

TSM-PE14A

THE FRAMED 72-CELL MODULE (1500V)



72 CELL
MULTICRYSTALLINE MODULE

320-340W
POWER OUTPUT RANGE


17.5%
MAXIMUM EFFICIENCY

0/+5W
POSITIVE POWER TOLERANCE





Found in 1997, Trina Solar is the world's leading comprehensive solutions provider for solar energy. We believe close cooperation with our partners is critical to our success. Trina Solar now distributes 31 PV products to over 50 countries all over the world. Trina Solar is able to provide exceptional service to each customer in each market and support our innovative, reliable products with the backing of Trina Solar as a strong, bankable partner. We are committed to building strategic, mutually beneficial collaborations with installers, developers, distributors and other partners.

Comprehensive Product And System Certificates

ISO 9001 Quality Management System
 ISO 14001 Environmental Management System
 ISO 45001 Occupational Health and Safety Management System
 ISO 14084 Greenhouse Gas Emissions Verification




72 CELL MULTICRYSTALLINE MODULE

-  **Ideal for large scale installations**
 - High power footprint reduces installation time & BOS costs
 - Optimized for tracker installation
 - Reduce BOS cost by connecting more modules in a string
 - 1500V UL/1500V IEC certified
-  **One of the industry's most trusted modules**
 - Field proven performance
 - Trina Solar's financial solidity consistently confirmed by banks and investors
-  **Highly reliable due to stringent quality control**
 - All modules have to pass electroluminescence (EL) inspection
 - Over 30 in-house tests (UV, TC, HF, and many more)
 - In-house testing goes well beyond certification requirements
 - PID resistant
-  **Certified to withstand challenging environmental conditions**
 - Module coating resistant to sand, acid, and alkali
 - 2400 Pa wind load
 - 5400 Pa snow load
 - 35 mm hail stones at 97 km/h

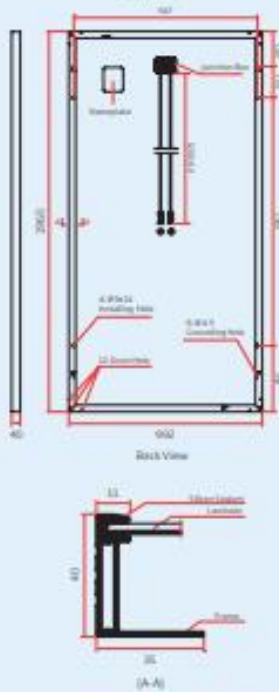
LINEAR PERFORMANCE WARRANTY

10 Year Product Warranty - 25 Year Linear Power Warranty

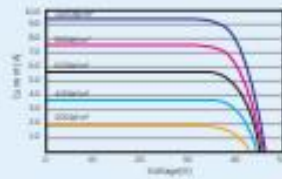




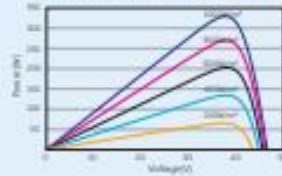
DIMENSIONS OF PV MODULE
TSM-PE14A
(unit: mm)



I-V CURVES OF PV MODULE (335W)



P-V CURVES OF PV MODULE (335W)



| ELECTRICAL DATA @ STC | TSM-320 PE14A | TSM-325 PE14A | TSM-330 PE14A | TSM-335 PE14A | TSM-340 PE14A |
|---------------------------------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|
| Peak Power P_{max} (W) [*] | 320 | 325 | 330 | 335 | 340 |
| Power Output Tolerance P_{out} (W) | 0/+5 | 0/+5 | 0/+5 | 0/+5 | 0/+5 |
| Maximum Power Voltage V_{mp} (V) | 37.1 | 37.2 | 37.4 | 37.6 | 37.8 |
| Maximum Power Current I_{mp} (A) | 8.63 | 8.73 | 8.83 | 8.93 | 9.03 |
| Open Circuit Voltage V_{oc} (V) | 45.5 | 45.6 | 45.8 | 46.0 | 46.2 |
| Short Circuit Current I_{sc} (A) | 9.15 | 9.19 | 9.28 | 9.35 | 9.42 |
| Module Efficiency η (%) | 26.5 | 26.7 | 27.0 | 27.2 | 27.5 |

STC: Irradiance 1000W/m², Cell Temperature 25°C, Air Mass AM1.5
*Measuring tolerance: ±3%

| ELECTRICAL DATA @ NOCT | TSM-320 PE14A | TSM-325 PE14A | TSM-330 PE14A | TSM-335 PE14A | TSM-340 PE14A |
|------------------------------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|
| Maximum Power P_{max} (W) | 237 | 241 | 245 | 249 | 252 |
| Maximum Power Voltage V_{mp} (V) | 34.3 | 34.4 | 34.6 | 34.8 | 35.0 |
| Maximum Power Current I_{mp} (A) | 6.92 | 7.00 | 7.08 | 7.14 | 7.21 |
| Open Circuit Voltage V_{oc} (V) | 42.1 | 42.2 | 42.4 | 42.6 | 42.8 |
| Short Circuit Current I_{sc} (A) | 7.39 | 7.42 | 7.49 | 7.55 | 7.60 |

NOCT: Irradiance at 800W/m², Ambient Temperature 35°C, Wind Speed 1 m/s

MECHANICAL DATA

| | |
|-------------------|--|
| Solar Cells | Multicrystalline 156.75 × 156.75 mm |
| Cell Orientation | 72 cells (6 × 12) |
| Module Dimensions | 1960 × 992 × 40 mm |
| Weight | 22.5 kg |
| Glass | 3.2 mm, high transparency, AR coated and heat tempered solar glass |
| Backsheet | White |
| Frame | Silver Anodized Aluminium Alloy |
| J-Box | IP 67 or IP 68 rated |
| Cables | Photovoltaic Technology Cable 4.0mm ² , 1200 mm |
| Connector | MC4 EVO2/UTX/T54 |

TEMPERATURE RATINGS

| | |
|---|-----------|
| Nominal Operating Cell Temperature (NOCT) | 44°C (±2) |
| Temperature Coefficient of P_{max} | -0.42%/K |
| Temperature Coefficient of V_{oc} | -0.32%/K |
| Temperature Coefficient of I_{sc} | 0.05%/K |

MAXIMUM RATINGS

| | |
|-------------------------------------|---------------------------------|
| Operational Temperature | -40 to +85°C |
| Maximum System Voltage | 1500V DC (IEC) 1500V DC (UL) |
| Max Series Fuse Rating [*] | 15 A |
| Mechanical Load | 5400 Pa |
| Wind Load | 2400 Pa |

*DC/AC converter/fuse should be selected according to the system voltage.

WARRANTY

- 10 year Product Workmanship Warranty
- 25 year Linear Performance Warranty

(Please refer to product literature for details)

PACKAGING CONFIGURATION

- Modules per box: 27 pieces
- Modules per 40' container: 548 pieces



TSM-PE14A-18

Datasheet Inversor

Growatt 750~3000-S

- Maximum efficiency of 97.6%
- Optional DC switch
- Max.DC voltage up to 550V
- Flexible Interfaces



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

Growatt

www.glinverter.com

| DataSheet | 750-S | 1000-S | 1500-S | 2000-S | 2500-S | 3000-S |
|--|------------------------|------------------------|------------------------|------------------------|------------------------|------------------------|
| Input Data | | | | | | |
| Max. recommended P _{in} power (96 modules DC) | 170W | 120W | 160W | 200W | 250W | 300W |
| Max. DC voltage | 300V | 450V | 450V | 450V | 500V | 500V |
| Hot voltage | 30V | 30V | 30V | 30V | 30V | 30V |
| MPPT max. voltage range | 50V-420V | 75V-420V | 75V-420V | 75V-420V | 75V-500V | 75V-500V |
| Nominal voltage | 120V | 140V | 150V | 160V | 180V | 180V |
| Max. input current | 10A | 10A | 10A | 11A | 12A | 12A |
| Max. input current per string | 10A | 10A | 10A | 11A | 12A | 12A |
| Number of independent MPPT for each string per MPPT tracker | 1:1 | 1:1 | 1:1 | 1:1 | 1:1 | 1:1 |
| Output (AC) | | | | | | |
| Rated AC output power | 750W | 1000W | 1400W | 2000W | 2500W | 3000W |
| Max. AC power | 750W | 1000W | 1400W | 2000W | 2500W | 3000W |
| Max. output current | 3.3A | 4.7A | 7.0A | 9.0A | 11.0A | 14.3A |
| AC nominal voltage | 220V/230V/240V | 220V/230V/240V | 220V/230V/240V | 220V/230V/240V | 220V/230V/240V | 220V/230V/240V |
| AC per-phase voltage | 220V/230V/240V | 220V/230V/240V | 220V/230V/240V | 220V/230V/240V | 220V/230V/240V | 220V/230V/240V |
| Adjustable power factor | 0.8leading-0.8lagging | 0.8leading-0.8lagging | 0.8leading-0.8lagging | 0.8leading-0.8lagging | 0.8leading-0.8lagging | 0.8leading-0.8lagging |
| THD | <3% | <3% | <3% | <3% | <3% | <3% |
| AC connection | Single phase | Single phase | Single phase | Single phase | Single phase | Single phase |
| Efficiency | | | | | | |
| Max. efficiency | 97.2% | 97.2% | 97.2% | 97.2% | 97.2% | 97.2% |
| Full range efficiency | 96% | 96.2% | 96% | 96% | 97.2% | 97.2% |
| MPP efficiency | 98.2% | 98.5% | 98.2% | 98.5% | 98.2% | 98.5% |
| Protection Devices | | | | | | |
| DC reverse polarity protection | Yes | Yes | Yes | Yes | Yes | Yes |
| DC switch | Yes | Yes | Yes | Yes | Yes | Yes |
| Output over current protection | Yes | Yes | Yes | Yes | Yes | Yes |
| Output AC overvoltage protection (Voltage) | Yes | Yes | Yes | Yes | Yes | Yes |
| Ground fault monitoring | Yes | Yes | Yes | Yes | Yes | Yes |
| Isd monitoring | Yes | Yes | Yes | Yes | Yes | Yes |
| Integrated 40 pin parallel string current monitoring unit | Yes | Yes | Yes | Yes | Yes | Yes |
| General Data | | | | | | |
| Dimensions (H x W x D, mm) | 271/296/141 | 271/296/141 | 271/296/141 | 271/296/141 | 271/296/141 | 271/296/141 |
| Weight | 4.300 | 4.300 | 4.300 | 4.300 | 4.300 | 4.300 |
| Operating temperature range | -20°C ~ +40°C | -20°C ~ +40°C | -20°C ~ +40°C | -20°C ~ +40°C | -20°C ~ +40°C | -20°C ~ +40°C |
| Max. ambient temp. | <35 (38)°C | <35 (38)°C | <35 (38)°C | <35 (38)°C | <35 (38)°C | <35 (38)°C |
| Max. Consumption night | <0.5 W | <0.5 W | <0.5 W | <0.5 W | <0.5 W | <0.5 W |
| Topology | Full-bridge | Full-bridge | Full-bridge | Full-bridge | Full-bridge | Full-bridge |
| Cooling concept | Natural | Natural | Natural | Natural | Natural | Natural |
| Environmental Protection Rating IP65 | IP65 | IP65 | IP65 | IP65 | IP65 | IP65 |
| IP65 | 2200h without decaying | 2200h without decaying | 2200h without decaying | 2200h without decaying | 2200h without decaying | 2200h without decaying |
| Relative humidity | 100% | 100% | 100% | 100% | 100% | 100% |
| Features | | | | | | |
| DC connection | M4/MC quick | M4/MC quick | M4/MC quick | M4/MC quick | M4/MC quick | M4/MC quick |
| AC connection | Connector | Connector | Connector | Connector | Connector | Connector |
| Display | LED | LED | LED | LED | LED | LED |
| Reference Temperature T _{ref} (25°C) | yes/no/optional | yes/no/optional | yes/no/optional | yes/no/optional | yes/no/optional | yes/no/optional |
| Warranty (years/10 years) | year/5 | year/5 | year/5 | year/5 | year/5 | year/5 |

DE: 44 4753 411 AC 6319 546 94777 4942 2192 040 01 102-944608 3000000 CDE US: 2 714 712 80 4194 BC 4444 80 4197 BC 0214 944 94

Informe de simulación en PV – Syst



Version 7.2.16

PVsyst - Simulation report

Grid-Connected System

Project: GD Domiciliaria La Paz Nanogeneración

Variant: Nueva variante de simulación

No 3D scene defined, no shadings

System power: 660 Wp

La Paz - Bolivia

| Author



Project: GD Domiciliaria La Paz Nanogeneración

Variant: Nueva variante de simulación

PVsyst V7.2.16
VCO, Simulation date:
19/07/22 13:50
with v7.2.16

Project summary

| | | |
|---|---------------------|-------------------------|
| Geographical Site | Situation | Project settings |
| La Paz | Latitude -16.50 °S | Albedo 0.20 |
| Bolivia | Longitude -68.15 °W | |
| | Altitude 3750 m | |
| | Time zone UTC-4 | |
| Meteo data | | |
| La Paz | | |
| NASA-SSE satellite data 1983-2005 - Satellite | | |

System summary

| | | | |
|------------------------------|----------------------------------|-----------------------|--------|
| Grid-Connected System | No 3D scene defined, no shadings | | |
| PV Field Orientation | Near Shadings | User's needs | |
| Fixed plane | No Shadings | Unlimited load (grid) | |
| Tilt/Azimuth 15 / 0 ° | | | |
| System information | | Inverters | |
| PV Array | | Nb. of units | 1 unit |
| Nb. of modules | 2 units | Power total | 750 W |
| Power total | 660 Wp | Power ratio | 0.860 |

Results summary

| | | | | | |
|-----------------|---------------|---------------------|------------------|----------------|---------|
| Produced Energy | 1320 kWh/year | Specific production | 1099 kWh/Wp/year | Perf. Ratio PR | 85.26 % |
|-----------------|---------------|---------------------|------------------|----------------|---------|

Table of contents

| | |
|---|---|
| Project and results summary | 2 |
| General parameters, PV Array Characteristics, System losses | 3 |
| Main results | 4 |
| Loss diagram | 5 |
| Special graphs | 6 |



PVsyst V7.2.16
 VCO, Simulation date:
 19/07/22 13:50
 with v7.2.16

Project: GD Domiciliaria La Paz Nanogeneración

Variant: Nueva variante de simulación

General parameters

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

PV Array Characteristics

| | |
|-------------------------------------|---------------------------------|
| PV module | Inverter |
| Manufacturer Generic | Manufacturer Generic |
| Model TSM-PEG14-330 | Model MIC 750TL-X |
| (Custom parameters definition) | (Original PVsyst database) |
| Unit Nom. Power 330 Wp | Unit Nom. Power 0.75 kWac |
| Number of PV modules 2 units | Number of inverters 1 unit |
| Nominal (STC) 660 Wp | Total power 0.75 kWac |
| Modules 1 String x 2 in series | Operating voltage 50-500 V |
| At operating cond. (50°C) | Prm ratio (DC:AC) 0.88 |
| Pmpp 593 Wp | |
| U mpp 87 V | |
| I mpp 6.8 A | |
| Total PV power | Total inverter power |
| Nominal (STC) 0.660 kWp | Total power 0.8 kWac |
| Total 2 modules | Number of inverters 1 unit |
| Module area 4.0 m² | Prm ratio 0.88 |
| Cell area 3.5 m² | |

Array losses

| | | | | | | | | |
|--|---------------------------------|----------------------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| Thermal Loss factor | DC wiring losses | Module Quality Loss | | | | | | |
| Module temperature according to irradiance | Global array res. 120 mΩ | Loss Fraction 0.8 % | | | | | | |
| Uc (cond) 20.0 W/m²K | Loss Fraction 1.5 % at STC | | | | | | | |
| Uv (wind) 0.0 W/m²K/m/s | | | | | | | | |
| Module mismatch losses | Strings Mismatch loss | | | | | | | |
| Loss Fraction 2.0 % at MPP | Loss Fraction 0.1 % | | | | | | | |
| IAM loss factor | | | | | | | | |
| Incidence effect (IAM): Fresnel, AR coating, n(glass)=1.528, n(AR)=1.290 | | | | | | | | |
| 0° | 30° | 50° | 60° | 70° | 75° | 80° | 85° | 90° |
| 1.000 | 0.999 | 0.987 | 0.962 | 0.892 | 0.816 | 0.681 | 0.440 | 0.000 |



Project: GD Domiciliaria La Paz Nanogeneración

Variant: Nueva variante de simulación

PVsyst V7.2.16

VCO: Simulation date:
19/07/22 13:50
with v7.2.16

Main results

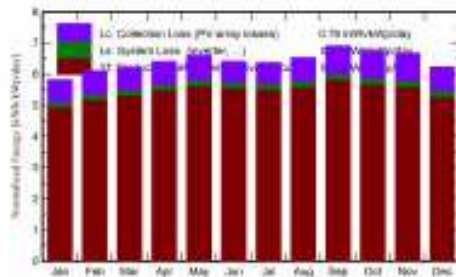
System Production

Produced Energy 1320 kWh/year

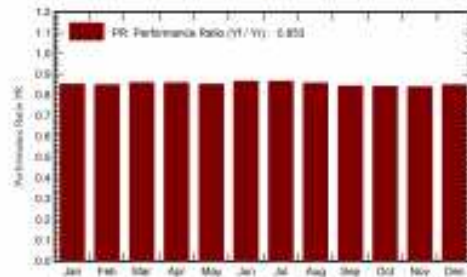
Specific production
Performance Ratio PR

1999 kWh/kWp/year
85.28 %

Normalized productions (per installed kWp)



Performance Ratio PR



Balances and main results

| | GlobHor kWh/m ² | DiffHor kWh/m ² | T_Amb °C | GlobInc kWh/m ² | GlobEff kWh/m ² | EArray kWh | E_Grid kWh | PR ratio |
|-----------|-------------------------------|-------------------------------|-------------|-------------------------------|-------------------------------|---------------|---------------|-------------|
| January | 193.4 | 74.09 | 10.55 | 180.5 | 175.4 | 105.1 | 101.5 | 0.852 |
| February | 175.0 | 63.00 | 10.14 | 171.2 | 168.8 | 90.3 | 96.0 | 0.850 |
| March | 185.7 | 60.14 | 9.74 | 192.5 | 188.0 | 112.9 | 100.2 | 0.880 |
| April | 172.8 | 43.80 | 8.82 | 192.4 | 188.0 | 112.6 | 108.0 | 0.859 |
| May | 171.7 | 29.45 | 7.08 | 204.8 | 200.2 | 119.0 | 115.2 | 0.852 |
| June | 156.0 | 24.00 | 5.97 | 192.7 | 188.6 | 113.7 | 110.1 | 0.866 |
| July | 183.4 | 27.90 | 5.72 | 197.6 | 193.8 | 116.7 | 113.0 | 0.866 |
| August | 176.4 | 37.51 | 7.18 | 202.5 | 198.2 | 118.4 | 114.8 | 0.858 |
| September | 194.4 | 44.70 | 8.58 | 207.3 | 202.9 | 119.2 | 115.4 | 0.844 |
| October | 210.8 | 58.59 | 10.07 | 209.5 | 204.8 | 120.3 | 116.4 | 0.842 |
| November | 213.0 | 62.40 | 10.72 | 200.3 | 194.7 | 114.7 | 110.0 | 0.839 |
| December | 210.2 | 69.44 | 10.76 | 193.2 | 188.0 | 112.1 | 108.3 | 0.849 |
| Year | 2222.8 | 595.02 | 8.75 | 2344.5 | 2280.3 | 1304.1 | 1319.8 | 0.853 |

Legends

GlobHor Global horizontal irradiation
DiffHor Horizontal diffuse irradiation
T_Amb Ambient Temperature
GlobInc Global incident in cell plane
GlobEff Effective Global, corr. for IAM and shadings

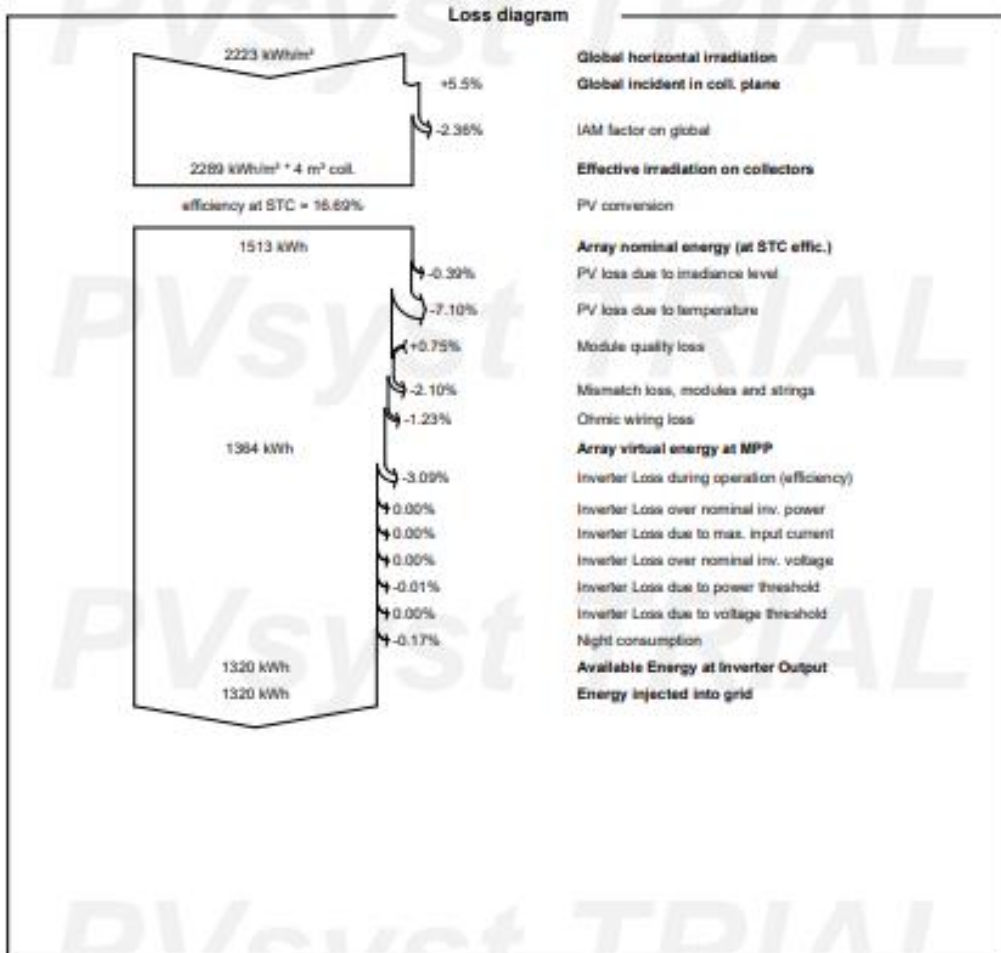
EArray Effective energy at the output of the array
E_Grid Energy injected into grid
PR Performance Ratio



PVsyst V7.2.16
VCO, Simulation date:
19/07/22 13:50
with v7.2.16

Project: GD Domiciliaria La Paz Nanogeneración

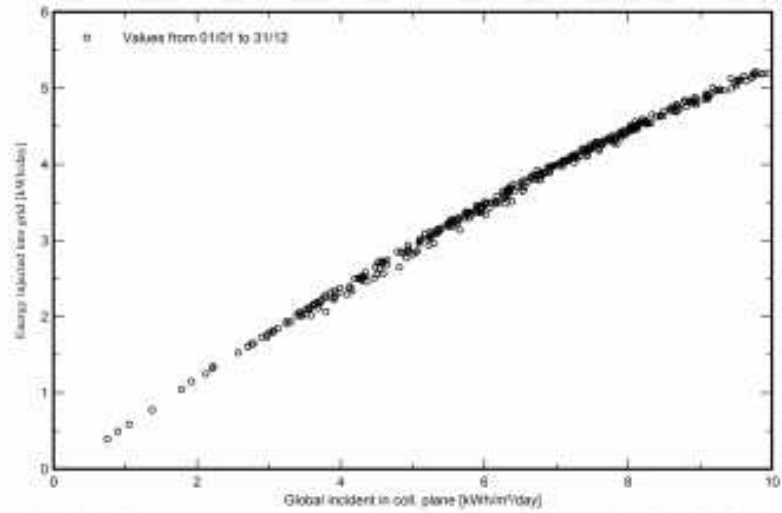
Variant: Nueva variante de simulación



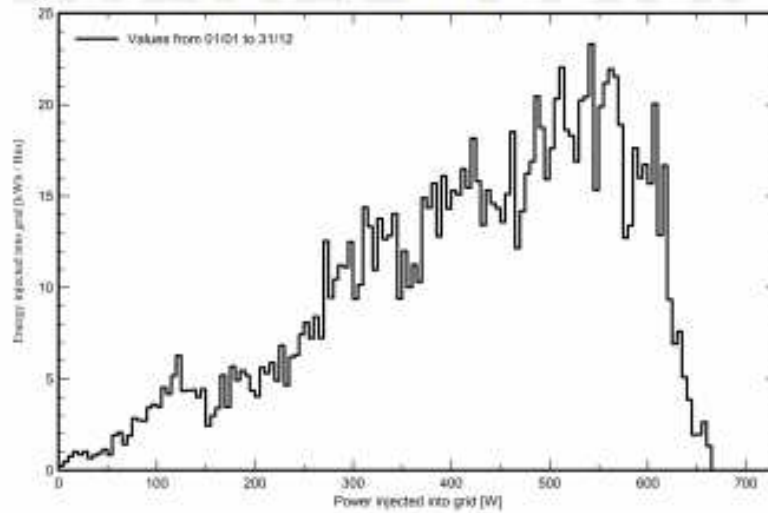


Special graphs

Diagrama entrada/salida diaria



Distribución de potencia de salida del sistema



Autor: Hugo Inocencio Oliver Rios

Celular: 77745610

Correo electrónico: hugo.oliver.r@gmail.com



**DIRECCIÓN DE DERECHO DE AUTOR
Y DERECHOS CONEXOS
RESOLUCIÓN ADMINISTRATIVA NRO. 1-029-D/2023
La Paz, 7 de Junio del 2023**

VISTOS:

La solicitud de Inscripción de Derecho de Autor presentada en fecha **7 de Junio del 2023** vía online, por **HUGO INOCENCIO OLIVER RIOS** con **C.I. N° 4915200 LP.**, con número de trámite **DA 025-DIG/2023**, señala la pretensión de inscripción del Proyecto de Grado titulado: **"ANÁLISIS DE FACTIBILIDAD TÉCNICO - ECONOMICA PARA LA IMPLEMENTACION DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS DOMICILIARIOS CONECTADOS A LA RED DE DISTRIBUCION DE ENERGIA ELECTRICA, BASADOS EN LA DEMANDA DEL PORCENTAJE MAYOR DE USUARIOS DE LA CATEGORIA DOMICILIARIA DE LA DISTRIBUIDORA DE ELECTRICIDAD CUYA AREA DE CONCESION ES EL DEPARTAMENTO DE LA PAZ - BOLIVIA"**, cuyos datos y antecedentes se encuentran adjuntos y expresados en el Formulario de Declaración Jurada.



CONSIDERANDO

Que, en observación al Artículo 4º del Decreto Supremo N° 27938 modificado parcialmente por el Decreto Supremo N° 28152 el *"Servicio Nacional de Propiedad Intelectual SENAPI, administra en forma desconcentrada e integral el régimen de la Propiedad Intelectual en todos sus componentes, mediante una estricta observancia de los regímenes legales de la Propiedad Intelectual, de la vigilancia de su cumplimiento y de una efectiva protección de los derechos de exclusiva referidos a la propiedad industrial, al derecho de autor y derechos conexos; constituyéndose en la oficina nacional competente respecto de los tratados internacionales y acuerdos regionales suscritos y adheridos por el país, así como de las normas y regímenes comunes que en materia de Propiedad Intelectual se han adoptado en el marco del proceso andino de integración"*.



Que, el Artículo 16º del Decreto Supremo N° 27938 establece *"Como núcleo técnico y operativo del SENAPI funcionan las Direcciones Técnicas que son las encargadas de la evaluación y procesamiento de las solicitudes de derechos de propiedad intelectual, de conformidad a los distintos regímenes legales aplicables a cada área de gestión"*. En ese marco, la Dirección de Derecho de Autor y Derechos Conexos otorga registros con carácter declarativo sobre las obras del ingenio cualquiera que sea el género o forma de expresión, sin importar el mérito literario o artístico a través de la inscripción y la difusión, en cumplimiento a la Decisión 351 Régimen Común sobre Derecho de Autor y Derechos Conexos de la Comunidad Andina, Ley de Derecho de Autor N° 1322, Decreto Reglamentario N° 23907 y demás normativa vigente sobre la materia.

Que, la solicitud presentada cumple con: el Artículo 6º de la Ley N° 1322 de Derecho de Autor, el Artículo 26º inciso a) del Decreto Supremo N° 23907 Reglamento de la Ley de Derecho de Autor, y con el Artículo 4º de la Decisión 351 Régimen Común sobre Derecho de Autor y Derechos Conexos de la Comunidad Andina.

Que, de conformidad al Artículo 18º de la Ley N° 1322 de Derecho de Autor en concordancia con el Artículo 18º de la Decisión 351 Régimen Común sobre Derecho de Autor y Derechos Conexos de la Comunidad Andina, referentes a la duración de los Derechos Patrimoniales, los mismos establecen que: *"la duración de la protección concedida por la presente ley será para toda la vida del autor y por 50 años después de su muerte, a favor de sus herederos, legatarios y cesionarios"*.



- | | | | | | | | |
|---|--|--|---|--|--|--|--|
| <p>Oficina - Cochabamba - La Paz Calle: Sucre, N° 1000 Tel.: 2020 - 2020</p> | <p>Oficina - Santa Cruz Calle: Sucre, N° 1000 Tel.: 2020 - 2020</p> | <p>Oficina - Cochabamba Calle: Sucre, N° 1000 Tel.: 2020 - 2020</p> | <p>Oficina - Oruro Calle: Sucre, N° 1000 Tel.: 2020 - 2020</p> | <p>Oficina - Chuquisaca Calle: Sucre, N° 1000 Tel.: 2020 - 2020</p> | <p>Oficina - Tarija Calle: Sucre, N° 1000 Tel.: 2020 - 2020</p> | <p>Oficina - Potosí Calle: Sucre, N° 1000 Tel.: 2020 - 2020</p> | <p>Oficina - Beni Calle: Sucre, N° 1000 Tel.: 2020 - 2020</p> |
|---|--|--|---|--|--|--|--|

Que, se deja establecido en conformidad al Artículo 4º de la Ley Nº 1322 de Derecho de Autor, y Artículo 7º de la Decisión 351 Régimen Común sobre Derecho de Autor y Derechos Conexos de la Comunidad Andina que: *"...No son objeto de protección las ideas contenidas en las obras literarias, artísticas, o el contenido ideológico o técnico de las obras científicas ni su aprovechamiento industrial o comercial"*.

Que, el Decreto Supremo, Nº 4218 del 14 de Abril de 2020, regula el teletrabajo como una modalidad especial de prestación de servicios caracterizada por la utilización de Tecnologías de la Información y Comunicación - TIC, en los sectores públicos y privados, estableciendo a través de su Artículo 12 que *"con el objeto de implementar y, promover el teletrabajo, las entidades públicas, deben desarrollar e implementar una estrategia de digitalización para la atención de trámites y servicios en línea en el marco del Plan de Implementación del Gobierno Electrónico ..."*.

Que, mediante Resolución Administrativa Nº 14/2020 del 22 de Abril de 2020, el Director General Ejecutivo del SENAPI, Resuelve: *"... Aprobar el Reglamento para trámites On-Line de la Dirección de Derecho de Autor y Derechos Conexos del Servicio Nacional de Propiedad Intelectual..."*.



Que, el artículo 4, inciso e) de la ley 2341 de Procedimiento Administrativo, instituye que: *"... en la relación de los particulares con la Administración Pública, se presume el principio de buena fe. La confianza, la cooperación y la lealtad en la actuación de los servidores públicos y de los ciudadanos..."*, por lo que se presume la buena fe de los administrados respecto a las solicitudes de registro y la declaración jurada respecto a la originalidad de la obra.

POR TANTO



El Director de Derecho de Autor y Derechos Conexos sin Ingresar en mayores consideraciones de orden legal, en ejercicio de las atribuciones conferidas

RESUELVE:

INSCRIBIR en el Registro de Tesis, Proyectos de Grado, Monografías y Otras Similares de la Dirección de Derecho de Autor y Derechos Conexos, el Proyecto de Grado titulado: **"ANÁLISIS DE FACTIBILIDAD TÉCNICO - ECONOMICA PARA LA IMPLEMENTACION DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS DOMICILIARIOS CONECTADOS A LA RED DE DISTRIBUCION DE ENERGIA ELECTRICA, BASADOS EN LA DEMANDA DEL PORCENTAJE MAYOR DE USUARIOS DE LA CATEGORIA DOMICILIARIA DE LA DISTRIBUIDORA DE ELECTRICIDAD CUYA AREA DE CONCESION ES EL DEPARTAMENTO DE LA PAZ - BOLIVIA"**, a favor del autor y titular: **HUGO INOCENCIO OLIVER RIOS** con C.I. Nº **4915200 LP.**, quedando amparado su derecho conforme a Ley, salvando el mejor derecho que terceras personas pudieren demostrar.

Regístrese, Comuníquese y Archívese.



Abg. Carlos Alberto Soruco Arroyo
DIRECTOR DE DERECHO DE AUTOR
Y DERECHOS CONEXOS

SERVICIO NACIONAL DE PROPIEDAD INTELECTUAL

CASA/masg
cc:Arch.



Oficina Central - La Paz
Av. Argentina, 80, 500,
Edif. Argentina Plaza, entre
Wences y José Pío,
CASA Placero Tello, 2º piso,
Tel: 2249 - 2249 - 2249

Oficina - Santa Cruz
Av. Uruguay, 140
Parque del Siglo 20, 2º p.
Edif. Bicentenario,
Tel: 2222 - 2222

Oficina - Sucre
Calle Cochabamba, 8º Piso,
Frente a la Biblioteca y Museo,
CASA Central - Sucre,
Tel: 2222 - 2222

Oficina - El Alto
Av. San Pedro, 8º Piso,
Edif. Ministerio de Trabajo,
CASA, Bloque 11, 1º,
CASA de la Paz,
Tel: 2222 - 2222

Oficina - Oruro
Calle Villarroel, 8º Piso,
Edif. del Ministerio,
CASA Plaza Bolívar,
Tel: 2222

Oficina - Tarija
Calle Argente, 8º Piso,
Edif. Santa Cruz,
CASA, Calle
La Sampa,
Tel: 2222

Oficina - Beni
Calle 2 de Febrero,
8º Piso, entre España
y Lucha, Calle Central,
Edif. 22 de Setiembre,
Tel: 2222

Oficina - Potosí
Av. Villarroel entre Lucha
Bicentenario y José J. Basso,
Edif. A.M. Salinas 1º p.
Frente Plaz. 8º p.

Oficina - Cochabamba
Av. Bolívar entre 2º y 4º p.
Edif. 22 de Setiembre, entre
José Ballivián,
Ed. Placero Tello