

UNIVERSIDAD MAYOR DE SAN ANDRES
FACULTAD DE INGENIERIA
CARRERA INGENIERIA ELECTRICA



**PROPUESTA DE VIABILIDAD PARA LA IMPLEMENTACION DE
UN SISTEMA SOLAR FOTOVOLTAICO ON-GRID EN LA
FACULTAD DE INGENIERIA DE LA UMSA**

Proyecto de Grado para optar el grado académico de Ingeniero Eléctrico

Por: Adalio Misael Apaza Condori

Tutor: Ing. Samuel Morales Guaculla

LA PAZ – BOLIVIA

Octubre, 2023



**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 ANDRES
FACULTAD DE INGENIERIA
CARRERA DE INGENIERIA ELECTRICA

Proyecto de Grado:

PROPUESTA DE VIABILIDAD PARA LA IMPLEMENTACION DE UN SISTEMA
SOLAR FOTOVOLTAICO ON-GRID EN LA FACULTAD DE INGENIERIA DE LA
UMSA

Presentado por: Univ. Adalio Misael Apaza Condori

Para optar el grado académico de *Ingeniero Eléctrico*

Nota numeral:.....

Nota literal:.....

Ha sido aprobado como:.....

Ing. Juan José Torres Obleas

Director de Carrera de Ingeniería Eléctrica

Tutor: Ing. Samuel Morales Guaculla

Tribunal: Ing. Rómulo Encinas Laguna

Ing. Samuel E. Nin Zabala

Ing. Marcelo Jesús Harriague Álvarez

Fecha: 23 de Octubre de 2023

DEDICATORIA

A todas las personas que colaboraron en la elaboración de este proyecto y sobre todo a mis padres por su constante apoyo para poder cursar con éxito la Carrera de Ingeniería Eléctrica.

AGRADECIMIENTOS

A mi tutor Ing. Samuel Morales Guaculla por su orientación en el desarrollo del presente proyecto.

Al Instituto de Investigaciones de Ingeniería Eléctrica al proporcionarme el equipo y la información necesaria.

A la Unidad de Infraestructura de la Facultad de Ingeniería por su colaboración con los datos requeridos.

A mi familia por su constante apoyo.

RESUMEN

En el mundo actual la generación de electricidad empleando combustibles fósiles no solo ha alcanzado un elevado costo monetario, sino también contribuye en gran medida a la contaminación del medio ambiente.

La Energía Solar aprovecha la radiación electromagnética proveniente del Sol que llega a un determinado lugar, transformándola en energía eléctrica mediante una Instalación Fotovoltaica, compuesta por paneles fotovoltaicos que captan dicha radiación y la transforman en corriente continua, esta a su vez atraviesa un inversor que la convierte en corriente alterna.

La Facultad de Ingeniería de la Universidad Mayor de San Andrés cuenta con un consumo considerable de electricidad y por ende de un gasto monetario considerable. Se busca entonces que por medio de la Energía Solar, la Facultad sea autosuficiente en cuanto a su consumo de energía eléctrica, considerando que la Instalación solo funcionaria durante el día, se optaría por un Sistema Solar Fotovoltaico ON-GRID.

Un Sistema Solar Fotovoltaico ON-GRID tiene la característica de proporcionar energía eléctrica, estando conectada a la red de distribución de energía eléctrica, con el fin de cubrir la demanda de electricidad durante los periodos de no funcionamiento del Sistema Solar.

Para dicha Instalación se requiere un espacio adecuado, libre de sombras y que pueda soportar el peso de los paneles solares. Optando de esta manera por la terraza de la Facultad y de esta manera no solo ser parte de la Generación Distribuida, sino también ayudar a mitigar la contaminación del medio ambiente.

INDICE DE CONTENIDO

CAPÍTULO I

1. INTRODUCCIÓN	1
1.1. ANTECEDENTES	1
1.2. DESCRIPCIÓN DEL PROBLEMA.....	3
1.3. JUSTIFICACIÓN	4
1.4. ALCANCE.....	4
1.5. OBJETIVOS	4
1.5.1. Objetivo general	4
1.5.2. Objetivos específicos.....	4

CAPÍTULO II

2. MARCO TEÓRICO.....	5
2.1. CALIDAD DE ENERGÍA.....	5
2.1.1. Calidad de Energía en Sistemas Fotovoltaicos.....	8
2.2. ENERGÍA FOTOVOLTAICA.....	8
2.2.1. Energía Solar	8
2.2.2. La Luz.....	8
2.2.3. Irradiancia.....	9
2.2.4. Irradiación	9
2.2.5. Radiación Directa	10
2.2.6. Radiación Difusa	10
2.2.7. Radiación Reflejada	10
2.3. GEOMETRÍA SOLAR.....	10
2.3.1. Geometría del movimiento terrestre.....	10
2.3.2. Movimiento aparente del Sol.....	12
2.3.3. Hora Solar Pico	17
2.3.4. Geometría de la radiación incidente en Sistemas Fotovoltaicos	17
2.4. DIMENSIONAMIENTO DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO.....	29
2.4.1. Paneles Fotovoltaicos	29
2.4.2. Sistema Solar Fotovoltaico.....	31
2.4.3. Sistema ON-GRID	31

2.4.4.	Componentes de un sistema ON-GRID	32
2.4.4.1.	Módulo.....	32
2.4.4.2.	Inversor	32
2.4.4.3.	Soportes	33
2.4.4.4.	Cableado y protecciones	34
2.5.	INDICES FINANCIEROS	36
2.5.1.	VAN, TIR y Tiempo de Recuperación.....	36
2.6.	NORMATIVA NACIONAL PARA LA GENERACION DISTRIBUIDA	38
2.7.	EL MEDIO AMBIENTE Y LA GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD	44

CAPÍTULO III

3.	DESARROLLO DEL PROYECTO	45
3.1.	CASO: FACULTAD DE INGENIERÍA	45
3.1.1.	Ubicación Geográfica del Proyecto.....	46
3.1.2.	Curva de Consumo de la Facultad de Ingeniería.....	47
3.1.3.	Dimensionamiento teórico del Sistema ON-GRID	49
3.1.3.1.	Módulos Fotovoltaicos	49
a.	Calculo de la Curva de Potencia Autogenerada	51
b.	Calculo del número de paneles.....	66
3.1.3.2.	Inversor	67
3.1.4.	Dimensionamiento del Sistema Solar Fotovoltaico	68
3.1.4.1.	Módulos Fotovoltaicos	68
a.	Calculo del área del Sistema Solar Fotovoltaico.....	69
b.	Calculo del número de paneles.....	70
3.1.4.2.	Inversor	73
3.2.	ANÁLISIS DE RESULTADOS	75
3.2.1.	Radiación Global y Potencia diaria generada.....	76
3.2.2.	Comparación con el programa PVsyst	80
3.2.3.	Cotización del Sistema Solar Fotovoltaico	84
3.2.4.	Ventajas del Sistema ON-GRID para el medio ambiente	85
3.3.	CALCULO DEL VAN, TIR Y TIEMPO DE RECUPERACION DE LA INVERSION	86

3.4. ANALISIS DE VIABILIDAD DEL PROYECTO SEGÚN LOS INDICES FINANCIEROS.....	87
---	----

CAPÍTULO IV

4. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	98
4.1. CONCLUSIONES	98
4.2. RECOMENDACIONES.....	98
5. BIBLIOGRAFÍA	99
6. ANEXOS	100

INDICE DE FIGURAS

Figura 1: Generación bruta de energía por tipo de combustible (GWh).....	2
Figura 2: Evolución mensual de la generación de energía (GWh)	3
Figura 3: Pirámide de calidad de energía.....	5
Figura 4: Transitorios Impulsivos	6
Figura 5: Transitorios Oscilatorios.....	7
Figura 6: Relación de los sistemas de puesta a tierra y calidad de energía.....	7
Figura 7: Espectro Solar.....	9
Figura 8: Componentes de la Radiación Global	9
Figura 9: Trayectoria Sol-Tierra	11
Figura 10: Curva característica de la declinación	12
Figura 11: Sistema de movimiento aparente del Sol respecto a la Tierra.....	13
Figura 12: Sistema de coordenadas basado en los ejes terrestres	13
Figura 13: Sistema de movimiento en ejes locales	14
Figura 14: Sistema de coordenadas basado en los ejes locales	15
Figura 15: Relación vectorial entre los sistemas de coordenadas terrestre y local	16
Figura 16: Interpretación grafica de las horas solares pico.....	17
Figura 17: Latitud y longitud de La Tierra	18
Figura 18: Ángulos de inclinación y orientación de un panel solar	19
Figura 19: Distancia entre paneles solares	19
Figura 20: Índice de claridad para la radiación difusa diaria horizontal.....	24
Figura 21: Tipos de paneles fotovoltaicos	29
Figura 22: Componentes de un panel fotovoltaico	30
Figura 23: Cables de conexión de un panel fotovoltaico	30
Figura 24: Esquema de un Sistema Fotovoltaico ON-GRID básico.....	31
Figura 25: Panel Solar.....	32
Figura 26: Diferentes tipos de inversores.....	33
Figura 27: Soporte coplanar continuo con salvatejas-gancho para cubierta de teja. Vertical.....	34
Figura 28: Soporte inclinado abierto regulable para cubierta plana	34
Figura 29: Medidor bidireccional trifásico	35
Figura 30: Esquemático referencial, sistema de medición con conexión semidirecta MT	43

Figura 31: Evolución de la demanda de electricidad en Bolivia en (GWh).....	44
Figura 32: Facultad de Ingeniería, vista frontal	46
Figura 33: Ubicación geografica del proyecto, area 1	46
Figura 34: Ubicación geografica del proyecto, area 2	47
Figura 35: Circuitor MYeBOX 150	47
Figura 36: Curva de Consumo Promedio de la Facultad de Ingeniería de la Universidad Mayor de San Andrés.....	48
Figura 37: Panel monocristalino 460W, PEIMAR-OR6H460M	49
Figura 38: Facultad de Ingeniería, ubicación geográfica	51
Figura 39: Radiación global diaria de la Facultad de Ingeniería	52
Figura 40: Potencia generada por el panel fotovoltaico en un día típico	65
Figura 41: Curva de autogeneración del sistema fotovoltaico en un día	66
Figura 42: Curva de consumo vs. Curva de autogeneración.....	67
Figura 43: Facultad de Ingeniería, ubicación con respecto al norte.....	69
Figura 44: Facultad de Ingeniería, dimensiones de la terraza	70
Figura 45: Área de los paneles solares considerando la vista al norte	71
Figura 46: Curva de autogeneración del sistema fotovoltaico en un día promedio, considerando el área de la terraza	72
Figura 47: Curva de consumo vs. Curva de autogeneración, tomando en cuenta el área de la terraza	72
Figura 48: Disposición de los paneles solares en el área de la terraza.....	74
Figura 49: Factura de la Facultad de Ingeniería.....	75
Figura 50: Comparación entre el consumo y la energía autogenerada por el Sistema 47100W	77
Figura 51: Comparación entre el consumo y la energía autogenerada por el Sistema 16500W	79
Figura 52: Piranómetro de la GIZ	81
Figura 53: Tiempo de recuperación de la inversión inicial para el sistema de 47100W ..	88
Figura 54: Tiempo de recuperación de la inversión inicial para el sistema de 16500W ..	89
Figura 55: Curva de consumo del domingo 04 de diciembre, Sistema de 47100W	91
Figura 56: Curva de consumo del domingo 04 de diciembre, Sistema de 16500W	92
Figura 57: Triangulo de potencias	93
Figura 58: Potencia Aparente registrada por el analizador de redes para un día determinado.....	94

Figura 59: Potencia Reactiva registrada por el analizador de redes para un día determinado.....94

INDICE DE TABLAS

Tabla 1: Coeficiente de reflexión de la superficie	25
Tabla 2: Modificaciones propuestas por la Resolución AETN Nro. 485/2022	38
Tabla 3: Clasificación de la potencia instalada para la generación distribuida.....	41
Tabla 4: Potencia instalada, niveles de tensión y tipo de conexión	42
Tabla 5: Características técnicas mínimas de la generación distribuida	42
Tabla 6: Medidor de energía eléctrica Facultad de Ingeniería	45
Tabla 7: Características eléctricas de panel de 460W, PEIMAR-OR6H460M	50
Tabla 8: Características mecánicas de panel de 460W, PEIMAR-OR6H460M.....	50
Tabla 9: Características de temperatura del panel de 460W, PEIMAR-OR6H460M.....	51
Tabla 10: Radiación global promedio de cada mes del año 2019.....	52
Tabla 11: Datos característicos para el panel fotovoltaico.....	53
Tabla 12: Datos de temperatura y radiación	54
Tabla 13: Calculo del ángulo azimutal solar.....	55
Tabla 14: Calculo de la radiación solar extra-atmosférica.....	57
Tabla 15: Modelo de Collares Pereira.....	58
Tabla 16: Proyección de la radiación difusa, la directa sobre el plano inclinado y con la reflejada del suelo	60
Tabla 17: Proyección de la radiación sobre la superficie inclinada utilizando los datos del año medio típico	61
Tabla 18: Calculo de corriente y tensión.....	62
Tabla 19: Calculo de la corriente proporcionada por el panel a potencia máxima.....	64
Tabla 20: Potencia del panel entregada durante el día.....	65
Tabla 21: Valores de diseño.....	66
Tabla 22: Datos técnicos inversor SUNNY TRIPOWER SMA	67
Tabla 23: Datos técnicos inversor GROWATT-MID 17KTL3-X.....	73
Tabla 24: Detalles de los importes de la Facultad de Ingeniería.....	76
Tabla 25: Potencia generada por el sistema fotovoltaico de 47100W al mes.....	76
Tabla 26: Calculo de beneficios monetarios para el Sistema Fotovoltaico de 47100W ..	77
Tabla 27: Consumo de energía eléctrica mensual y la energía generada por el Sistema Fotovoltaico de 47100W	78
Tabla 28: Potencia generada por el sistema fotovoltaico de 16500W al mes.....	78
Tabla 29: Calculo de beneficios monetarios para el Sistema Fotovoltaico de 16500W ..	79

Tabla 30: Irradiación global horizontal promedio mensual y anual	80
Tabla 31: Datos de la radiación solar medidos por la GIZ	81
Tabla 32: Datos de la irradiación y temperatura del PVsyst.....	82
Tabla 33: Características del Sistema Fotovoltaico, software PVsyst	82
Tabla 34: Resultados del dimensionamiento del sistema fotovoltaico, software PVsyst	83
Tabla 35: Valores de energía anual calculados en Microsoft Excel	83
Tabla 36: Cotización del Sistema Fotovoltaico de 47100W	84
Tabla 37: Cotización del Sistema Fotovoltaico de 16500W	84
Tabla 38: Saldo actualizado acumulado para el sistema de 47100W	87
Tabla 39: Saldo actualizado acumulado para el sistema de 16500W	88
Tabla 40: Comparación de precios de Nodo de Energía ponderados	90
Tabla 41: Comparación de la energía consumida con la del Sistema de 47100W	91
Tabla 42: Comparación de la energía consumida con la del Sistema de 16500W	92
Tabla 43: Factor de Potencia para un día determinado	95
Tabla 44: Factor de Potencia para el Sistema Fotovoltaico de 47100W.....	96
Tabla 45: Factor de Potencia para el Sistema Fotovoltaico de 16500W.....	97

CAPÍTULO I

1. INTRODUCCIÓN

La Generación Distribuida es aquella que se conecta a la red de distribución eléctrica y que se caracteriza por encontrarse instalada en puntos cercanos al consumo.

La Generación Distribuida Fotovoltaica es la generación de energía eléctrica con paneles solares fotovoltaicos en corriente continua, con una conversión a corriente alterna a través de un inversor, donde su medición e inyección a la red de distribución de media o baja tensión, y la retribución de la electricidad inyectada se realiza mediante un sistema de compensación legalmente establecido.

Los Sistemas Fotovoltaicos ON-GRID, son los utilizados para la generación distribuida fotovoltaica por parte de los consumidores. Estos sistemas se conectan a la red interna del consumidor y generan electricidad durante el día, cubren parte o toda la carga del consumidor e inyectan el excedente a la red, a través de su acometida.

Antes de instalar sistemas de generación distribuida, la distribuidora de electricidad local debe ser informada sobre ellas, para la evaluación correspondiente de acuerdo a la normativa vigente dentro del territorio nacional.

1.1. ANTECEDENTES

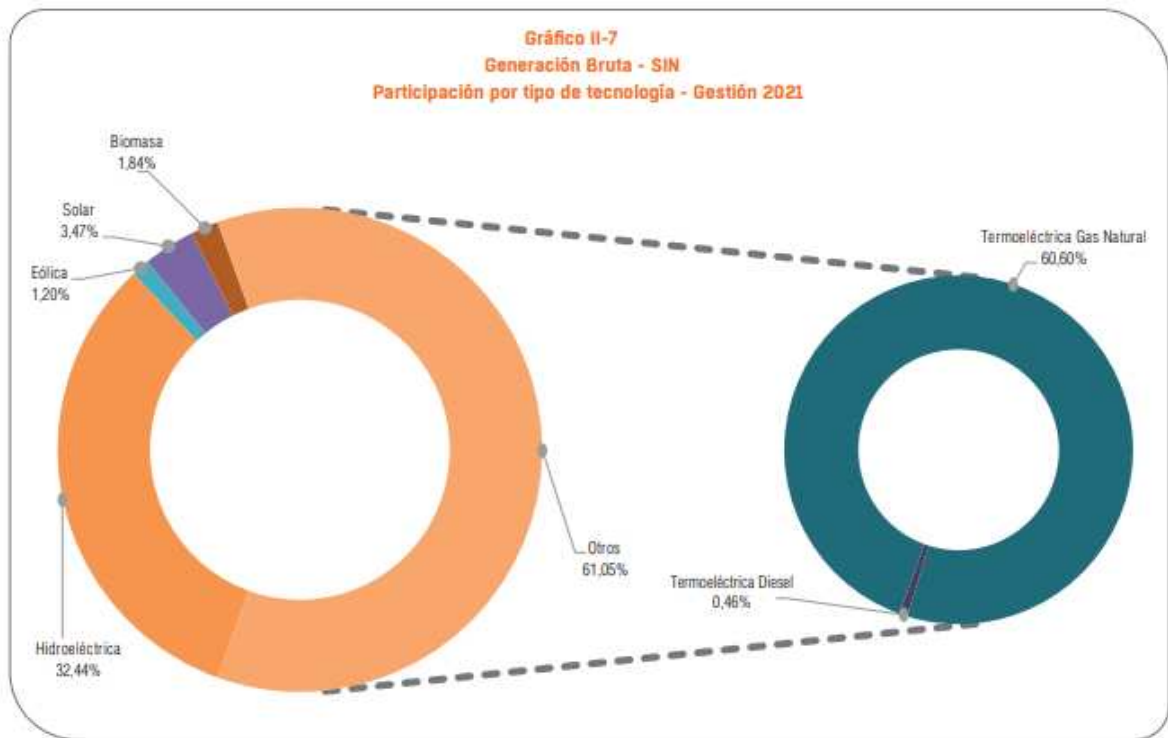
Cuando se promulgo la ley Nro. 1604 de Electricidad, del 21 de diciembre de 1994, fue diseñada pensando en centrales hidroeléctricas y térmicas a gas natural y/o diésel del Sistema Interconectado Nacional (SIN), y carece de los mecanismos o normas que regulen, incentiven o permitan la Generación Distribuida Fotovoltaica dentro del territorio nacional del Estado Plurinacional de Bolivia.

En vista a la falta de una norma específica, el 24 de marzo de 2021 se promulgo el Decreto Supremo Nro. 4477, cuyo artículo 1 señala lo siguiente:

- a) Establecer condiciones generales para normar la actividad de Generación Distribuida en los sistemas de distribución de energía eléctrica;
- b) Determinar la retribución por la energía eléctrica inyectada a la Red de Distribución por la actividad de Generación Distribuida.

En Bolivia la matriz energética es dependiente de los hidrocarburos, sobretudo en su mayor parte por el gas natural, siendo el principal combustible para las termoeléctricas llegando a un 60,60% de la generación bruta de energía (GWh) en el 2021 para el SIN.

Figura 1: Generación bruta de energía por tipo de combustible (GWh)



Fuente: Anuario AETN 2021

Observando la anterior figura se aprecia que la energía solar solo llega a un 3,47% de la generación bruta de energía. Aunque no es un aporte muy considerable, también se observa que las energías alternativas se están tomando en cuenta para proveer de electricidad a la población boliviana.

De esta manera se toma en consideración que se instalaron en territorio nacional, Sistemas de Generación Fotovoltaica con la ayuda internacional de JICA, como ser una en el aeropuerto internacional Viru Viru de 315 kW, y otra en el campus de Cota Cota de la UMSA, en la ciudad de La Paz de 50 kW.

De igual forma actualmente se cuenta con una serie de proyectos ejecutados por ENDE, como por ejemplo:

- La Planta Solar Fotovoltaica de Uyuni que inyecta 60 MW al Sistema Interconectado Nacional.
- La Planta Solar Fotovoltaica Yunchará capaz de producir 5 MW.
- El proyecto Solar Cobija que presenta una considerable cantidad de paneles de 17.334x300 W en un terreno de 30 Ha, llegando a una potencia de 5,2 MW. Asimismo la Planta Solar está conectada al Sistema Aislado de Cobija a través de una línea trifásica en 34,5 kV dedicada.

Figura 2: Evolución mensual de la generación de energía (GWh)



Fuente: Anuario AETN 2021

También se aprecia en la anterior figura como la generación de energía eléctrica ha evolucionado a lo largo de los meses, con un aporte no muy significativo de las energías alternativas.

1.2. DESCRIPCIÓN DEL PROBLEMA

La Facultad de Ingeniería de la Universidad Mayor de San Andrés pago para el mes de septiembre de 2022 la cantidad de 21989 Bs por consumo de energía eléctrica; monto que incluye no solo el importe por energía, sino también un cargo fijo, importe por potencia, alumbrado público y aseo urbano. Dichos importes señalados en la factura se replican para los demás meses del año.

En la actualidad, ambientes como la Facultad de Ingeniería incrementaron su consumo de energía eléctrica y a esto se suma el mal uso de la misma, la despreocupación que se tiene sobre la electricidad y la falta de mantenimiento en las instalaciones para mejorar este servicio.

1.3. JUSTIFICACIÓN

De acuerdo al estudio técnico de viabilidad para la introducción de Generación Distribuida realizado por la cooperación alemana GIZ, sostiene que para un consumo de 70-150 kWh o mayor a los 150 kWh por mes, es recomendable instalar un Sistema Solar Fotovoltaico como una alternativa para cubrir el consumo de energía eléctrica.

La instalación de un Sistema Fotovoltaico en la Facultad de Ingeniería no solo será rentable a largo plazo, aportara a la reducción de costos de electricidad, además de ayudar al medio ambiente reduciendo la contaminación producida por la generación de energía utilizando combustibles fósiles.

1.4. ALCANCE

Se realizaran mediciones, empleando un analizador de redes para obtener la curva de carga, dato que nos proporcionara el consumo de energía eléctrica para un determinado día.

Empleando el programa de Microsoft Excel, se calculara la radiación global y la potencia real del panel fotovoltaico por hora; información que nos ayudara en el dimensionamiento del Sistema Solar Fotovoltaico ON-GRID.

Por medio de un análisis técnico y económico se establecerá si la inversión inicial es recuperable en el tiempo; de igual manera se conocerá cuanto CO2 se reducirá al instalar dicho Sistema y su impacto al medio ambiente.

1.5. OBJETIVOS

1.5.1. Objetivo general

Analizar la viabilidad de la instalación de un Sistema Solar Fotovoltaico ON-GRID en la Facultad de Ingeniería de la UMSA, para reducir los costos de energía y generar ahorros económicos a largo plazo.

1.5.2. Objetivos específicos

- Realizar el cálculo de la radiación global y la potencia real generada del panel fotovoltaico.
- Dimensionar los componentes del Sistema Fotovoltaico ON-GRID.
- Analizar en términos económicos si la implementación de sistema ON-GRID es factible.
- Evaluar los impactos ambientales del Sistema Fotovoltaico considerando aspectos como la reducción de gases de efecto invernadero.

CAPÍTULO II

2. MARCO TEÓRICO

2.1. CALIDAD DE ENERGÍA

Se entiende por calidad de la energía cuando la energía eléctrica es suministrada a los equipos y dispositivos con las características y condiciones adecuadas que les permita mantener su continuidad sin que se afecte su desempeño ni provoque fallas a sus componentes.

La mala calidad de la energía eléctrica es cuando hay presencia de las siguientes perturbaciones: variaciones de voltaje, interrupciones, armónicos, en general eventos transitorios en sistemas eléctricos. Se ha encontrado que la mayoría de los problemas referidos a la calidad de la energía eléctrica están relacionados con problemas directos en las instalaciones eléctricas y no con el suministro eléctrico.

Se considera que hay dos tipos básicos de problemas en la calidad de la energía:

- Los que crean la interrupción de cargas eléctricas o de circuitos completos.
- Los que causan pérdidas en la operación del equipo eléctrico y el sistema de suministro eléctrico.

La calidad de energía también se puede definir como el proceso energizar y poner a tierra el equipo sensible de una manera adecuada para la operación del equipo (IEEE 1100, 1992, IEEE 1159, 1995). En la figura 3 se muestra la pirámide de calidad de energía, donde se observa que la base de la calidad de energía son los sistemas de puesta a tierra, un sistema eléctrico con diseño seguro permitirá la disminución de fallas relacionadas con interrupciones, eventos transitorios y variaciones en los parámetros fundamentales.

Figura 3: Pirámide de calidad de energía.



Fuente: Calidad de la energía eléctrica bajo la perspectiva de los sistemas de puesta a tierra, Universidad de Los Andes

➤ Interrupciones

Una interrupción se define como la pérdida total de tensión o corriente. Según su duración, una interrupción se clasifica como instantánea, momentánea, temporal o sostenida.

Las causas de las interrupciones pueden variar, pero generalmente son el resultado de algún tipo de daño a la red de suministro eléctrico, como caídas de rayos, animales, árboles, accidentes vehiculares, condiciones atmosféricas destructivas (vientos fuertes, gran cantidad de nieve o hielo sobre las líneas, etc.), falla de los equipos o disparo del disyuntor básico. Los sistemas eléctricos deberán mitigar automáticamente muchos de estos problemas, mediante protecciones.

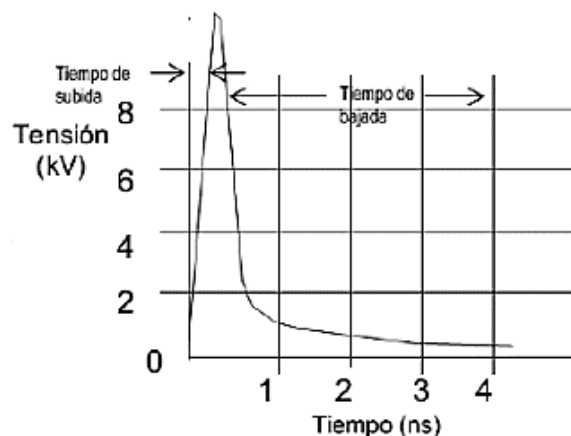
➤ Transitorios Eléctricos.

Los transitorios eléctricos se definen como perturbaciones aleatorias de alta energía y de muy corta duración, que no pueden ser detectados y/o despejados por los dispositivos de protección instalados, se dividen en dos subcategorías: transitorios impulsivos y transitorios oscilatorios.

• Transitorios Impulsivos

Son eventos repentinos de cresta alta que elevan la tensión y/o los niveles de corriente en dirección positiva o negativa. Los transitorios impulsivos pueden ser eventos muy rápidos (5 ns de tiempo de ascenso desde estado estable hasta el valor máximo del impulso) de una duración breve (menor a 1 ciclo).

Figura 4: Transitorios Impulsivos



Fuente: Calidad de la energía eléctrica bajo la perspectiva de los sistemas de puesta a tierra, Universidad de Los Andes

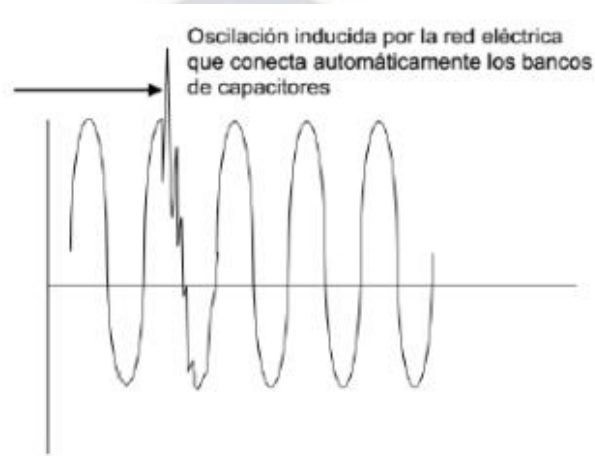
Las causas incluyen descargas atmosféricas, puesta a tierra deficiente, encendido de cargas inductivas, despeje de fallas de la red eléctrica y descargas electrostáticas (EDS = Electro Static Discharge), y sus efectos pueden ir desde pérdidas (o daño de datos) hasta el daño físico a personal o equipos.

- **Transitorios Oscilatorios**

Son eventos repentinos que afectan la condición de estado estable de la tensión o la corriente de una señal, tanto positivo como negativo, que oscila a la frecuencia natural del sistema, se produce un incremento en la tensión y luego un descenso de este valor de forma alternada y rápida.

Estos transitorios ocurren cuando se conmuta una carga inductiva o capacitiva, como un motor o un banco de capacitores. Por ejemplo un transitorio oscilatorio típico de baja frecuencia atribuible a la energización de los bancos de capacitores.

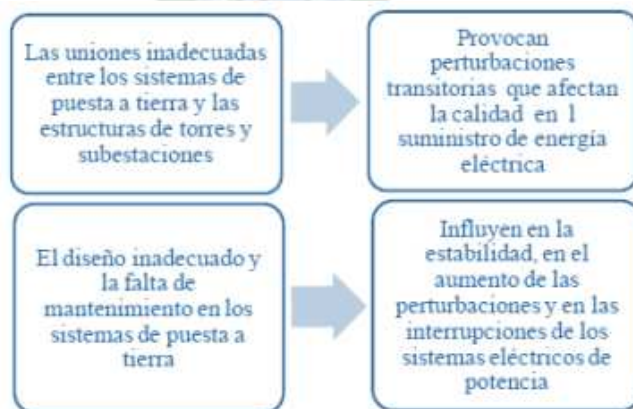
Figura 5: Transitorios Oscilatorios



Fuente: Calidad de la energía eléctrica bajo la perspectiva de los sistemas de puesta a tierra, Universidad de Los Andes

Otros problemas que relacionan los sistemas de puesta a tierra con la calidad de energía, se destacan los problemas de diseño y la falta de mantenimiento, los cuales pueden provocar perturbaciones transitorias.

Figura 6: Relación de los sistemas de puesta a tierra y calidad de energía



Fuente: Calidad de la energía eléctrica bajo la perspectiva de los sistemas de puesta a tierra, Universidad de Los Andes

2.1.1. Calidad de Energía en Sistemas Fotovoltaicos

La energía solar es una fuente discontinua, la demanda existente y la producción de energía no coinciden completamente con la disponibilidad de radiación solar. Esto supone que la energía producida o capturada a la radiación solar, o bien, se consume en el momento de su producción, o bien habrá de contar con un sistema de almacenamiento que posibilite hacer uso de la energía cuando sea necesaria.

La calidad de la energía eléctrica depende principalmente de las características de la fuente y de la carga. La contaminación armónica está directamente relacionada con la calidad de la energía eléctrica.

La mayoría de las perturbaciones presentes en los sistemas fotovoltaicos son causadas por la conmutación de los inversores (circuitos de potencia que conectan la señal proveniente de los paneles solares con la red eléctrica), según indican las estadísticas recolectadas por las distribuidoras estadounidenses que estudian estos temas.

Entre las perturbaciones provenientes de los sistemas fotovoltaicos (puntualmente de sus inversores) podemos encontrar:

- Armónicos
- Impulsos de alta frecuencia
- Huecos de tensión, sobretensiones e interrupciones
- Variaciones de frecuencia

2.2. ENERGÍA FOTOVOLTAICA

2.2.1. Energía Solar

La Energía Solar Fotovoltaica es una tecnología que genera corriente continua por medio de semiconductores cuando estos son iluminados por un haz de fotones. Mientras la luz incide sobre una célula solar, que es el nombre dado al elemento fotovoltaico individual, generando potencia eléctrica.

La potencia de la radiación varía según el momento del día, las condiciones atmosféricas que la amortiguan y la latitud. Se puede asumir que en buenas condiciones de irradiación el valor es de aproximadamente 1000 W/m^2 en la superficie terrestre.

2.2.2. La Luz

La luz es una manifestación de la energía, puede ser natural emitida por el Sol o de manera artificial generada por diferentes tipos de lámparas.

La luz se transmite a frecuencia y longitud de onda diferentes, resultando la luz visible e invisible. Las radiaciones visibles se caracterizan por ser capaces de estimular el sentido de la vista y estar comprendidas dentro de una franja de longitud de onda muy estrecha comprendida entre los 380 y 780 [nm].

Figura 7: Espectro Solar



Fuente: <https://archglassbrasil.com.br/diccionario/espectro-solar/>

2.2.3. Irradiancia

La irradiancia es la magnitud utilizada para describir la potencia incidente por unidad de superficie de todo tipo de radiación electromagnética.

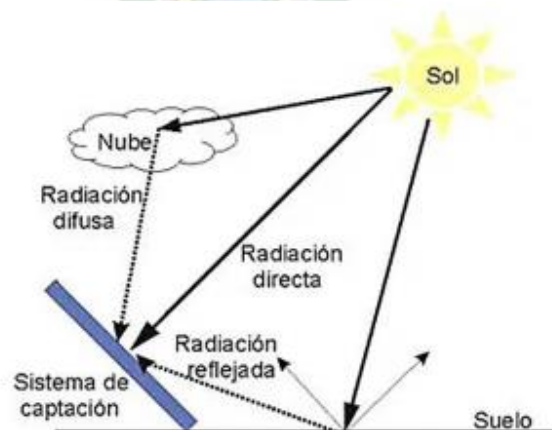
También se utiliza para definir la constante solar, cantidad de energía solar que llega a la atmósfera superior de La Tierra por unidad de superficie y tiempo. Su valor es de 1367 W/m² según la escala del World Radiation Reference Centre (WRRC), de 1373 W/m² según la Organización Mundial de Meteorología (OMM) y de 1353 W/m² según la NASA.

2.2.4. Irradiación

La Irradiación o Insolación es la cantidad de energía solar recibida en un punto geográfico dado, durante un tiempo determinado y sobre una superficie colectora conocida.

Se conoce por radiación solar al conjunto de radiaciones electromagnéticas emitidas por el Sol siendo aprovechable en sus componentes directa, difusa y reflejada, o en la suma de todas, conocida como radiación global.

Figura 8: Componentes de la Radiación Global



Fuente: Arquitectura Eficiente, radiación directa, difusa y reflejada

El Sol se comporta prácticamente como un cuerpo negro que emite energía siguiendo la ley de Planck a una temperatura de unos 6000 K. La radiación solar se distribuye desde infrarrojo hasta ultravioleta. No toda la radiación alcanza la superficie de la tierra, pues las ondas ultravioletas, más cortas, son absorbidas por los gases de la atmósfera fundamentalmente por el ozono.

2.2.5. Radiación Directa

La Radiación Directa es aquella que proviene directamente del Sol sin sufrir ningún tipo de desviación y siendo la radiación más aprovechable para transformarla en energía eléctrica. Cuanto mayor sea la cantidad de radiación solar directa que llegue al sistema fotovoltaico, mayor será la cantidad de electricidad que se podrá generar, presentando una mayor eficiencia.

2.2.6. Radiación Difusa

La Radiación Difusa es aquella que proviene de la atmósfera, por dispersión por parte de la radiación solar en ella. En los días más soleados sin presencia de nubosidades este tipo de radiación puede suponer aproximadamente el 15% del global, pero en los días nublados en los que se reduce la cantidad de radiación directa este tipo de radiación aumenta considerablemente.

2.2.7. Radiación Reflejada

La Radiación Reflejada es aquella que proviene “rebotada” de la superficie terrestre. La cantidad de este tipo de radiación depende del llamado coeficiente de reflexión de la superficie o “albedo”. Son únicamente las superficies verticales (perpendiculares a la superficie terrestre) las que reciben esta radiación.

2.3. GEOMETRÍA SOLAR

2.3.1. Geometría del movimiento terrestre

El movimiento terrestre se compone de una traslación alrededor del Sol y un giro sobre su eje. En el movimiento de traslación la Tierra se desplaza alrededor del Sol siguiendo una elipse de baja excentricidad en la que el Sol ocupa uno de los focos.

La duración de este movimiento define un año, este movimiento está contenido en el llamado plano de la eclíptica, la siguiente figura muestra estas observaciones.

Debido a la baja excentricidad de la elipse, la distancia entre Sol y Tierra durante el movimiento de traslación es variable, una ecuación simple para describir esta distancia se muestra en la ecuación:

$$r = r_o \left\{ 1 + 0,017 \sin \left[\frac{2\pi(d_n - 93)}{365} \right] \right\} \dots (1)$$

Donde:

d_n = número de día del año

r_o = distancia promedio en el trayecto, denominada unidad astronómica

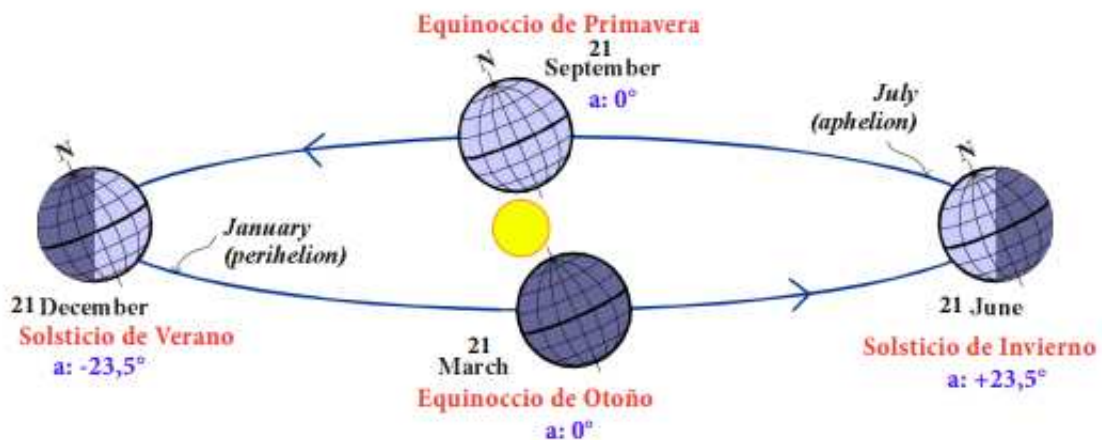
$r_o = 1,496 * 10^8 [km] = 1 UA$

La corrección debida a la excentricidad de la elipse se calcula por medio de la siguiente ecuación:

$$\varepsilon_o = \left(\frac{r_o}{r} \right) = 1 + 0,033 * \cos \left(\frac{2\pi d_n}{365} \right) \dots (2)$$

En el movimiento de giro la Tierra rota sobre si misma alrededor de su eje polar, perpendicular al plano ecuatorial terrestre. Entre el eje polar y el plano de la eclíptica hay un ángulo constante de 23,45°.

Figura 9: Trayectoria Sol-Tierra



Fuente: Energía solar fotovoltaica, Oscar Perpiñán

Sin embargo, el ángulo entre el plano ecuatorial y la línea que une Tierra y Sol es variable a lo largo del año. Este ángulo variable es la causa de las estaciones, de que el Sol aparezca más alto en los mediodías veraniegos y los días invernales sean más cortos que los de verano.

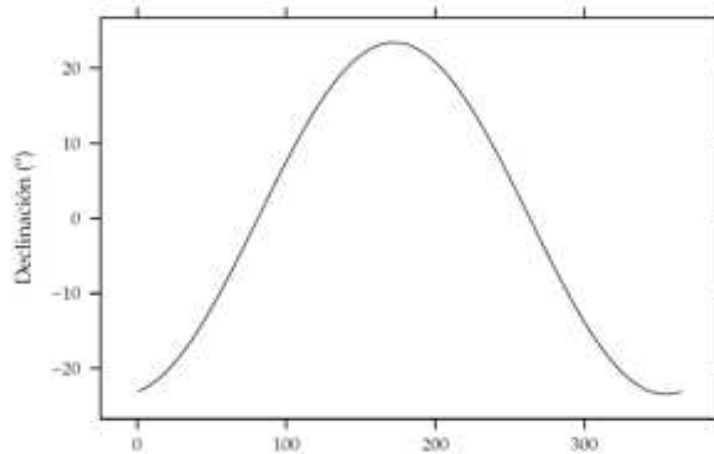
La distancia entre Sol y Tierra es mayor en el verano que en el invierno del hemisferio Norte. Así, el efecto debido a la inclinación de los rayos solares es mucho más apreciable en la meteorología que la distancia entre el Sol y la Tierra.

Este ángulo se denomina declinación y puede ser calculado de forma aproximada con la siguiente ecuación dada en grados y representado en la figura 10.

$$\delta = 23,45^\circ * \sin \left[\frac{2\pi(d_n - 284)}{365} \right] \dots (3)$$

En esta ecuación se supone que la declinación permanece constante a lo largo de un mismo día. Asimismo, el criterio de signos supone considerar positivos los ángulos situados al norte del ecuador terrestre.

Figura 10: Curva característica de la declinación



Fuente: Energía solar fotovoltaica, Oscar Perpiñán

El valor de la declinación toma ciertos valores característicos que definen las estaciones y sus fechas de transición. En los equinoccios la declinación es nula, de forma que el Sol amanece y anochece exactamente por el Este y Oeste, respectivamente, siendo equivalentes la duración de día y noche.

2.3.2. Movimiento aparente del Sol

El movimiento combinado que realiza la Tierra es percibido como un movimiento aparente del Sol a través de la esfera celeste respecto a la superficie terrestre.

Este movimiento aparente puede ser descrito mediante ecuaciones vectoriales referidas a dos sistemas de referencia, uno ligado a los ejes terrestres y otro a los ejes locales.

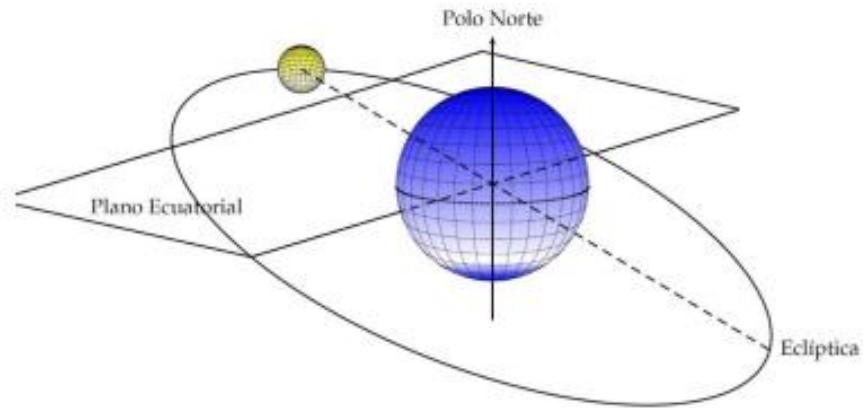
Antes, es necesario situar el punto de observación en la superficie terrestre mediante su pertenencia a un meridiano y su distancia angular al plano ecuatorial.

El meridiano es el arco imaginario que recorre la superficie terrestre desde el polo Norte hasta el polo Sur, y es el lugar geométrico de todos los puntos con la misma longitud.

La palabra meridiano proviene del latín meridiēs (mediodía); el mediodía solar es el instante en el que todos los puntos pertenecientes a un mismo meridiano observan al Sol en un lugar intermedio entre el amanecer y el ocaso, alcanzando la altura máxima en el cielo.

Por otra parte, la intersección de los planos paralelos al ecuatorial con la superficie terrestre define los círculos de latitud, o lugares geométricos de aquellos puntos con la misma distancia angular respecto al ecuador.

Figura 11: Sistema de movimiento aparente del Sol respecto a la Tierra

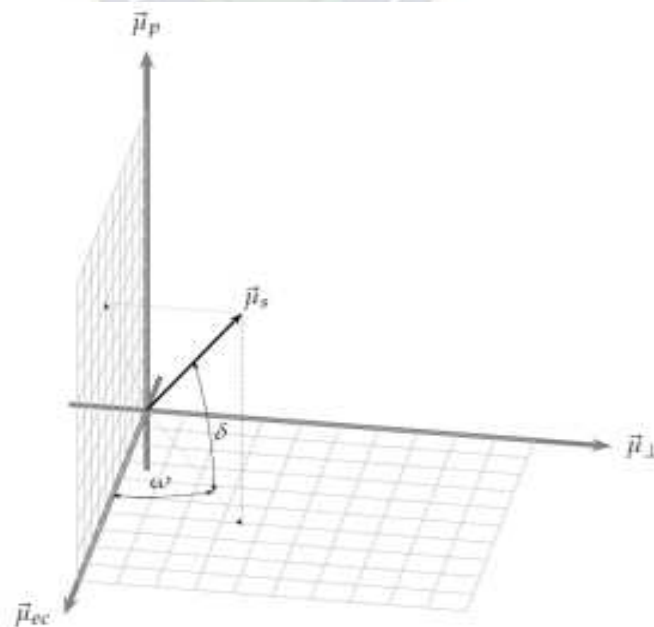


Fuente: Energía solar fotovoltaica, Oscar Perpiñán

Dado que el plano ecuatorial define dos hemisferios, la latitud es un ángulo con signo. De forma equivalente a lo convenido para la declinación, la latitud tendrá signo positivo para lugares al norte del Ecuador y negativo para los situados al sur.

El sistema basado en los ejes terrestres, ligados a un meridiano, está compuesto por los tres vectores unitarios que se muestran en la siguiente figura:

Figura 12: Sistema de coordenadas basado en los ejes terrestres



Fuente: Energía solar fotovoltaica, Oscar Perpiñán

Donde:

- $\vec{\mu}_p$: vector polar, con la dirección del eje de rotación terrestre y sentido de sur a norte.
- $\vec{\mu}_{ec}$: vector ecuatorial, contenido en el plano ecuatorial terrestre y dirigido hacia la intersección entre este plano y el meridiano (por tanto, indicando la dirección del medio día solar).
- $\vec{\mu}_\perp$: vector que resulta del producto vectorial $\vec{\mu}_p \times \vec{\mu}_{ec}$ y por tanto perpendicular al plano definido por los vectores polar y ecuatorial en dirección hacia el Este.

El vector solar $\vec{\mu}_s$ referido a los ejes terrestres depende de la declinación (δ) y de un ángulo denominado hora solar (w) de acuerdo a la siguiente ecuación:

$$\vec{\mu}_s = [\cos(\delta) \cos(w)] * \vec{\mu}_{ec} - [\cos(\delta) \sin(w)] * \vec{\mu}_\perp + \sin(\delta) * \vec{\mu}_p \dots (4)$$

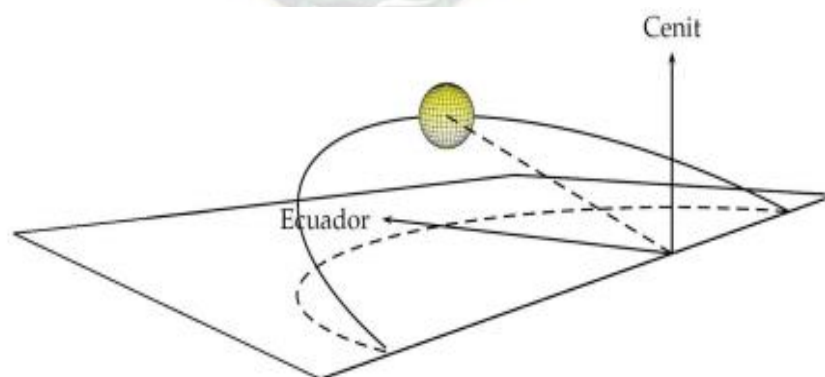
El ángulo hora solar, también denominado tiempo solar verdadero aparente, mide la diferencia entre el instante en cuestión y el mediodía solar.

De esta forma la hora solar es nula al mediodía, negativa por la mañana y positiva por la tarde, así, cuando el Sol está situado en el primer cuadrante de este sistema de referencia como en la figura ya habrá amanecido, pero aún no habrá alcanzado el mediodía solar, y por tanto el ángulo w tendrá signo negativo.

Además, en este primer cuadrante el Sol está por encima del plano ecuatorial y, por tanto, la declinación es positiva.

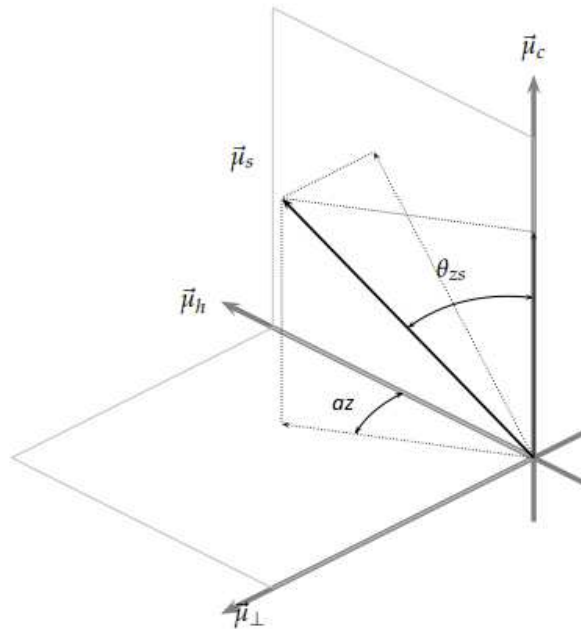
El sistema basado en los ejes locales está ligado a un meridiano y a un punto del mismo con latitud.

Figura 13: Sistema de movimiento en ejes locales



Fuente: Energía solar fotovoltaica, Oscar Perpiñán

Figura 14: Sistema de coordenadas basado en los ejes locales



Fuente: Energía solar fotovoltaica, Oscar Perpiñán

Donde:

- $\vec{\mu}_c$: vector cenital, perpendicular a la superficie terrestre.
- $\vec{\mu}_h$: vector tangente al meridiano en dirección al ecuador y por tanto dirigido hacia el horizonte sur en el hemisferio norte, y hacia el horizonte norte en el hemisferio sur.
- $\vec{\mu}_\perp$: vector perpendicular al plano definido por $\vec{\mu}_c \times \vec{\mu}_h$ en dirección hacia el Este.

El vector solar referido a los ejes locales depende del ángulo azimutal solar (az) y del ángulo cenital solar (θ_{zs}).

$$\vec{\mu}_s = [\cos(az) \sin(\theta_{zs})] * \vec{\mu}_h - [\sin(az) \sin(\theta_{zs})] * \vec{\mu}_\perp + \cos(\theta_{zs}) * \vec{\mu}_c \dots (5)$$

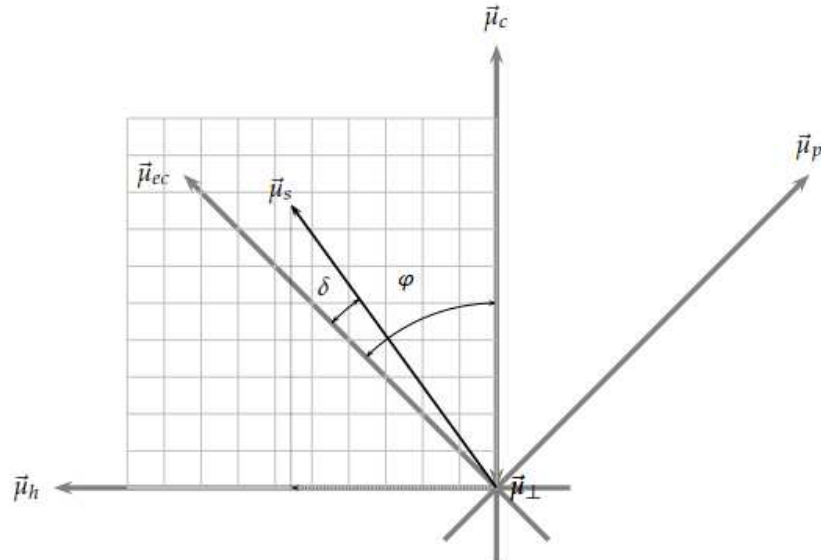
El azimut solar es el ángulo formado por el meridiano solar y el meridiano del lugar (Sur en el hemisferio Norte y Norte en el hemisferio Sur).

Este ángulo es cero en el mediodía solar, negativo por la mañana y positivo por la tarde. Este criterio explica el signo negativo que acompaña a $\vec{\mu}_\perp$ en la anterior ecuación.

El ángulo cenital solar es el ángulo formado por el vector solar y la vertical en el lugar. Su complementario es la altura o elevación solar.

El cambio de unos ejes a otros (coordenadas basadas en los ejes terrestres y coordenadas basadas en los ejes locales) se muestra en la siguiente figura y no es más que el resultado de un giro de ángulo igual a la latitud del lugar, que puede ser expresado mediante una matriz de giro.

Figura 15: Relación vectorial entre los sistemas de coordenadas terrestre y local



Fuente: Energía solar fotovoltaica, Oscar Perpiñán

De acuerdo a la figura anterior, en el ecuador terrestre se produce el cambio de signo de la latitud y el vector $\vec{\mu}_h$ de los ejes locales cambia de sentido respecto a los ejes terrestres, estas circunstancias se tienen en cuenta en la matriz añadiendo el factor *signo*(φ) en la componente del vector $\vec{\mu}_h$.

$$\begin{bmatrix} \vec{\mu}_{ec} \\ \vec{\mu}_{\perp} \\ \vec{\mu}_p \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \text{signo}(\varphi) & 0 & \cos(\varphi) \\ 0 & 1 & 0 \\ -\text{signo}(\varphi)\cos(\varphi) & 0 & \sin(\varphi) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \vec{\mu}_h \\ \vec{\mu}_{\perp} \\ \vec{\mu}_c \end{bmatrix} \dots (6)$$

Si se desea hacer la transformación en sentido inverso, basta con utilizar la traspuesta de esta matriz de giro ya que la matriz de transformación es una matriz ortogonal.

$$\begin{bmatrix} \vec{\mu}_h \\ \vec{\mu}_{\perp} \\ \vec{\mu}_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \text{signo}(\varphi)\sin(\varphi) & 0 & -\text{signo}(\varphi)\cos(\varphi) \\ 0 & 1 & 0 \\ \cos(\varphi) & 0 & \sin(\varphi) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \vec{\mu}_{ec} \\ \vec{\mu}_{\perp} \\ \vec{\mu}_p \end{bmatrix} \dots (7)$$

Para deducir las ecuaciones de movimiento solar respecto a generadores fotovoltaicos, lo más útil es utilizar el vector solar referido a los ejes locales.

Utilizando la matriz de giro correspondiente, el vector solar depende ahora de la latitud, el ángulo de declinación terrestre y la hora solar.

$$\vec{\mu}_s = \text{signo}(\varphi) [\cos(\delta) \cos(w) \sin(\varphi) - \cos(\varphi) \sin(\delta)] \vec{\mu}_h - [\cos(\delta) \sin(w)] \vec{\mu}_{\perp} + [\cos(\delta) \cos(w) \cos(\varphi) + \sin(\delta) \sin(\varphi)] \vec{\mu}_c \dots (8)$$

Por medio de las anteriores ecuaciones se deduce la relación entre el ángulo cenital y azimutal con estos tres ángulos solares:

$$\cos(\theta_{zs}) = \vec{\mu}_c * \vec{\mu}_s \cos(\delta) \cos(w) \cos(\varphi) + \sin(\delta) \sin(\varphi) \dots (9)$$

$$\vec{\mu}_s * \vec{\mu}_\perp = -\sin(az) \sin(\theta_{zs}) \dots (10)$$

$$\vec{\mu}_s * \vec{\mu}_h = \text{signo}(\varphi) \cos(az) \sin(\theta_{zs}) \dots (11)$$

$$\cos(az) = \text{signo}(\varphi) \frac{[\cos(\delta) \cos(w) \sin(\varphi) - \cos(\varphi) \sin(\delta)]}{\sin(\theta_{zs})} \dots (12)$$

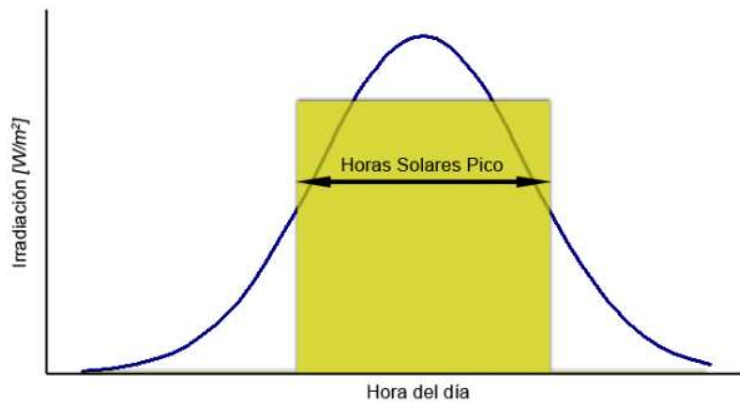
De esta manera se tiene la siguiente relación:

$$\sin(az) = \frac{\cos(\delta) \sin(w)}{\sin(\theta_{zs})} \dots (13)$$

2.3.3. Hora Solar Pico

La hora solar pico (HSP) es una unidad que mide la irradiación solar y se define como la energía por unidad de superficie que se recibiría con una hipotética irradiancia solar constante de 1000 W/m^2 . Siendo que una hora solar pico equivale a $3,6 \text{ MJ/m}^2$ o el equivalente de 1 kWh/m^2 .

Figura 16: Interpretación grafica de las horas solares pico



Fuente: https://es.wikipedia.org/wiki/Archivo:Horas_solares_pico.png

2.3.4. Geometría de la radiación incidente en Sistemas Fotovoltaicos

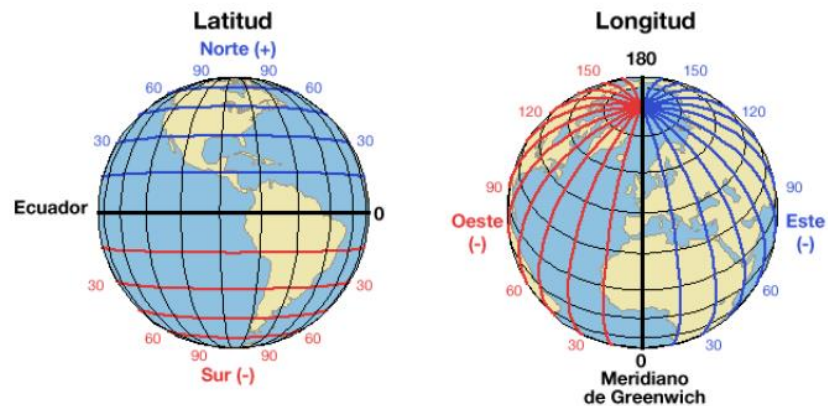
Para el presente proyecto se empleara un método de dimensionamiento para un Sistema Solar Fotovoltaico haciendo énfasis en determinar la potencia generada de un panel fotovoltaico durante un determinado día. Se tomaran las siguientes consideraciones para aplicarlas al programa de Microsoft Excel.

➤ **Latitud y Longitud.**

La Latitud mide el ángulo entre cualquier punto y el ecuador. Las líneas de latitud se llaman paralelos y son círculos paralelos al ecuador en la superficie de la Tierra.

La Longitud es la distancia que existe entre un punto cualquiera y el Meridiano de Greenwich, medida sobre el paralelo que pasa por dicho punto.

Figura 17: Latitud y longitud de La Tierra



Fuente: <https://www.portaleducativo.net/quinto-basico/686/Latitud-y-longitud>

➤ **Orientación o ángulo acimutal (α).**

Es el ángulo formado por la proyección sobre el plano horizontal de la perpendicular a la superficie del módulo y el meridiano del lugar. La orientación sur del módulo fotovoltaico se corresponde con el origen y toma el valor 0° , la orientación oeste vale 90° , la orientación norte vale 180° y la orientación este vale 270° .

Para el hemisferio norte, se recomienda instalar los paneles fotovoltaicos orientados hacia el sur considerando un ángulo de acimut óptimo de 0° , mientras que, para el hemisferio sur, se recomienda instalarlos orientados hacia el norte con un ángulo de acimut óptimo de 180° .

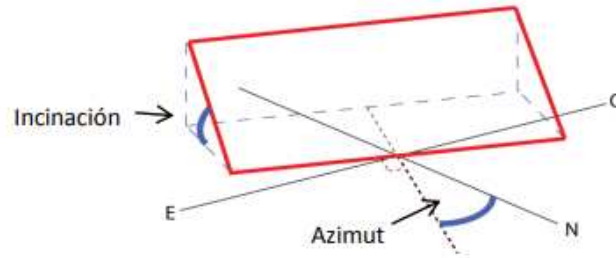
➤ **Inclinación o ángulo de elevación (β).**

Es el ángulo formado por la superficie del módulo fotovoltaico y el plano horizontal, cuyo valor es 0° para módulos en posición horizontal, y 90° para módulos en posición vertical. Para calcular el ángulo de inclinación (β) óptimo, para instalaciones fijas suele utilizarse una ecuación que proporciona resultados bastantes acertados en función de la latitud del lugar (φ).

$$\beta_{opt} = 3,7 + (0,69 * |\varphi|) \dots (14)$$

Saber cómo calcular el ángulo correcto para los paneles solares puede ayudar a generar la mayor cantidad de energía de su sistema de energía solar.

Figura 18: Ángulos de inclinación y orientación de un panel solar



Fuente: <https://selectra.es/autoconsumo/info/instalacion/inclinacion-y-orientacion>

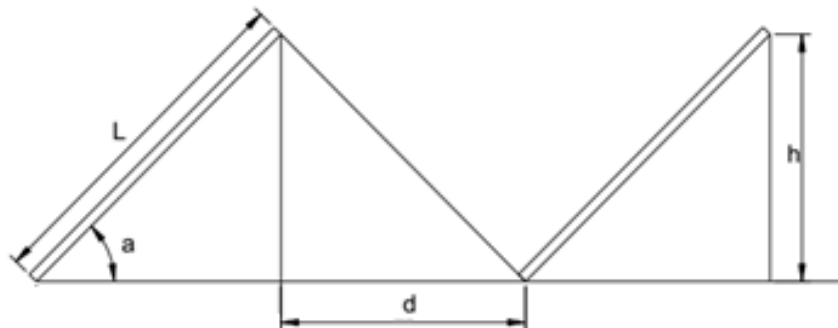
➤ **Distancia entre paneles fotovoltaicos.**

Se debe tomar en cuenta la distancia de separación entre paneles en el caso de que el Sistema requiera de una cantidad considerable de estos.

Se tiene la siguiente ecuación:

$$d = \frac{L}{\tan(61^\circ - \text{latitud})} \dots (15)$$

Figura 19: Distancia entre paneles solares



Fuente: Proyecto de Investigación, autogeneración de energía eléctrica en el Monoblock Central

➤ **Número de días en el año.**

Se considerara el día del año, comenzando a contar a partir del 1 de enero y considerando que febrero tiene 28 días, con lo que el 365 corresponde siempre al 31 de diciembre.

$$d_n = \text{entero} \left(\frac{275 * M}{9} \right) - k * \text{entero} \left(\frac{M + 9}{12} \right) + D - 30 \dots (16)$$

Donde:

d_n = Número de días del año ($d_n = 1$, el 1 de Enero)

M = Número del mes

D = Número de días

$k = 1$ (años bisiestos) y $k = 2$ (años no bisiestos)

➤ **Ángulo del día Γ .**

También conocido como ángulo diario, es el día del año expresado en radianes sobre un año normal.

$$\Gamma = (d_n - 1) * \frac{2\pi}{365} \dots (17)$$

➤ **Ecuación del tiempo.**

Es la corrección que hay que aplicar a la hora proporcionada por el reloj convencional para obtener la hora correspondiente al sol verdadero en el mismo instante. Se debe a que el sol verdadero presenta irregularidades en su movimiento diario como consecuencia de dos fenómenos; de un lado el efecto de proyección, pues el plano del movimiento no es perpendicular al eje de rotación de la Tierra y, por otro lado, el hecho de que la órbita de la Tierra es elíptica, y por tanto no se mueve al mismo ritmo en las distintas épocas del año. La corrección puede ser positiva o negativa.

$$E = 229,2 * [0,000075 + 0,001868 * \cos\Gamma - 0,032077 * \sin\Gamma - 0,014615 * \cos 2\Gamma - 0,04089 * \sin 2\Gamma] \dots (18)$$

➤ **Hora solar.**

Es una medida del tiempo fundamentada en el movimiento aparente del sol sobre el horizonte del lugar. Toma como origen el instante en el cual el Sol pasa por el meridiano, que es su punto más alto en el cielo, denominado mediodía. A partir de este instante se van contando las horas en intervalos de 24 partes hasta que completan el ciclo diario.

$$T_{SOLAR} = T_{UTC} - \frac{(L_{UTM} - L_{LOCAL})}{15} + \frac{E}{60} \dots (19)$$

Donde:

T_{Solar} = Hora solar (hr)

$T_{UTC} = \text{Hora estandar (hr)}$

$L_{UTM} = \text{Meridiano estandar para la zona horaria local en grados}$

$L_{LOCAL} = \text{Longitud del observador en grados}$

➤ **Ángulo de la hora solar.**

Se utilizaran las siguientes ecuaciones tomando en cuenta la hora solar, con valores tanto en grados como radianes.

$$w = 15 * (T_{SOLAR} - 12) \dots (20)$$

$$w = \frac{\pi}{12} * (T_{SOLAR} - 12) \dots (21)$$

➤ **Ángulo de declinación.**

Para determinar el ángulo se hará uso de la ecuación de Cooper, expresada en grados.

$$\delta = 23,45 * \sin\left(\frac{360}{365} * (d_n + 284)\right) \dots (22)$$

➤ **Ángulo de altitud solar.**

Es la altura angular del sol en el cielo medido desde la horizontal. La altitud es de 0° a la salida del sol y 90° cuando el sol está directamente encima.

$$h = \sin^{-1}(\sin \delta * \sin \varphi + \cos w * \cos \delta * \cos \varphi) \dots (23)$$

Donde:

$h = \text{Angulo de altitud solar (angulo entre la horizontal y la linea al sol)}$

$\varphi = \text{Latitud}$

➤ **Ángulo acimutal solar.**

Se aplicara la siguiente ecuación relacionada con la latitud, el ángulo de hora solar, la altitud y el ángulo de declinación.

$$az = \text{signo}(w) * \cos^{-1}\left(\text{signo}(\varphi) * \left(\frac{\sin \varphi * \sin h - \sin \delta}{\cos \varphi * \cos h}\right)\right) \dots (24)$$

Donde el ángulo acimutal solar estará expresado en radianes.

➤ **Irradiación sobre un plano horizontal.**

Es la energía que recibe durante un periodo de tiempo una superficie del plano tangencial al planeta tierra en un punto situado al exterior de la atmosfera, plano que será también el horizontal de ese punto.

$$B_{O(0)} = C_s * E_0 * \cos h \dots (25)$$

En donde C_s es la constante solar cuyo valor será 1367 W/m^2 y E_0 es el factor de corrección de la excentricidad de la órbita de La Tierra.

En la ecuación (25) el valor h representa el ángulo formado por los rayos solares con el plano horizontal, donde el $\cos h$ es igual a la componente vertical del vector de posición solar.

De esta manera obtenemos la siguiente ecuación:

$$B_{O(0)} = 1367 * \left(1 + 0.0033 * \cos \left(\frac{2\pi d_n}{365} \right) \right) * \sin h \dots (26)$$

➤ **Ángulo de incidencia.**

Debido a que el sol tiene una trayectoria elíptica, el ángulo de incidencia del sol en el colector variara a lo largo del día.

$$\cos \theta_s = f_1 + f_2 * \cos w + g_3 * \sin w \dots (27)$$

En donde θ_s es el ángulo de incidencia de los rayos solares sobre una superficie inclinada.

Por medio de las siguientes ecuaciones se obtendrán los valores buscados:

$$f_1 = g_1 * \sin \delta * \sin \varphi - g_2 \dots (28)$$

$$f_2 = g_1 * \cos \delta * \cos \varphi \dots (29)$$

$$g_3 = \cos \delta * \sin \beta \sin \alpha \dots (30)$$

De igual manera se emplearan los ángulos de orientación e inclinación del panel solar.

$$g_1 = \text{signo} \varphi * \tan \varphi * \sin \beta * \cos \alpha + \cos \beta \dots (31)$$

$$g_2 = \frac{\text{signo} \varphi * \sin \delta * \sin \beta * \cos \alpha}{\cos \varphi} \dots (32)$$

Donde:

$\alpha = \text{Angulo de orientacion}$

$\beta = \text{Angulo de inclinacion}$

➤ **Irradiación directa sobre una superficie inclinada.**

Empleando el modelo circunsolar se calculara la irradiación directa que llega al determinado lugar procedente del disco solar.

$$B_{O(\beta,\alpha)} = \frac{B_{O(0)} * \max(0; \cos \theta_s)}{\sin h} \dots (33)$$

➤ **Factor de corrección.**

Es la relación entre la distancia del sol a la tierra de un día determinado y el valor medio de esta distancia a lo largo del año.

$$\rho^2 = 1 + 0.033 * \cos\left(\frac{2\pi d_n}{365}\right) \dots (34)$$

➤ **Radiación extra-atmosférica.**

Es la radiación que recibe durante un periodo de tiempo, una superficie del plano tangencial al planeta Tierra en un punto situado al exterior de la atmosfera; plano que será también el plano horizontal de ese punto. Se calculara por medio de la siguiente ecuación empleando valores de los ángulos de inclinación y orientación.

$$B_{Oh(0)} = \frac{12}{\pi} * C_s * \rho^2 \left\{ \left(\frac{\pi}{12}\right) * \sin\delta * \sin\alpha + [\sin w_2 - \sin w_1] \cos\delta * \cos\varphi \right\} \dots (35)$$

Donde:

$B_{Oh(0)}$ = Radiación Extra – atmosférica

C_s = Constante solar 1367 (W/m^2)

ρ^2 = Factor de correccion

φ = Latitud

Determinaremos los parámetros necesarios, reemplazando la hora solar, por medio de las siguientes relaciones:

$$w_1 = \frac{\pi}{24} * (2 * T_k - 23) - \frac{\pi}{12} \text{ (rad) } \dots (36)$$

$$w_2 = \frac{\pi}{24} * (2 * T_k - 23) \text{ (rad) } \dots (37)$$

➤ **Índice de claridad.**

El índice de claridad K_t es un parámetro óptico, que nos indica de forma general el estado atmosférico local, las condiciones, características climáticas y el cambio de las mismas en el transcurso del tiempo.

Empleando al modelo de Collares Pereira se determinara el índice de claridad por medio de la relación entre la radiación global y la radiación extra-atmosférica.

$$k_t = \frac{G_h}{B_{0h(0)}} \dots (38)$$

Figura 20: Índice de claridad para la radiación difusa diaria horizontal

CORRELACIÓN DE COLLARES-PEREIRA Y RABL (1979) PARA LA RADIACIÓN DIFUSA DIARIA HORIZONTAL

$$K_{td} = \frac{G_{d(0)}}{B_{od(0)}} \qquad \frac{D_{d(0)}}{G_{d(0)}} = f(K_{td})$$

$$\frac{D_{d(0)}}{G_{d(0)}} = 0,99 \qquad \text{si } K_{td} \leq 0,17$$

$$\frac{D_{d(0)}}{G_{d(0)}} = 1,188 - 2,272 * K_{td} + 9,473 * K_{td}^2 - 21,865 * K_{td}^3 + 14,648 * K_{td}^4 \qquad \text{si } 0,17 < K_{td} < 0,75$$

$$\frac{D_{d(0)}}{G_{d(0)}} = 0,632 - 0,54 * K_{td} \qquad \text{si } 0,75 < K_{td} < 0,80$$

$$\frac{D_{d(0)}}{G_{d(0)}} = 0,2 \qquad \text{si } K_{td} \geq 0,80$$

Fuente: Collares-Pereira M. y Rabl A. (1979)

➤ **Radiación Global diaria horizontal.**

En primer lugar se determinara el ángulo de la hora solar en función del ángulo de declinación y de la latitud, donde el valor de w_s esta expresado en radianes.

$$w_s = \cos^{-1}(\tan\delta * \tan\varphi) \dots (39)$$

Entonces se calculara la radiación global diaria por medio de la siguiente ecuación:

$$r_t(w) = \frac{G_h(0)}{G_{d(0)}} = \frac{\pi}{24} (a + b * \cos w) * \frac{\cos w - \cos w_s}{\sin w_s - w_s * \cos w_s} \dots (40)$$

Donde los valores de los parámetros serán:

$$a = 0.409 + 0.5016 * \sin\left(w_s - \frac{\pi}{3}\right) \dots (41)$$

$$b = 0.6609 - 0.4767 * \sin\left(w_s - \frac{\pi}{3}\right) \dots (42)$$

➤ **Radiación Difusa diaria horizontal.**

Se calculara la radiación difusa en un día determinado, lo cual se determina por la correlación propuesta por Collares Pereira y Rabl:

$$\frac{D_{d(0)}}{G_{d(0)}} = 1.188 - 2.272 * k_t + 9.473 * k_t^2 - 21.865 * k_t^3 + 14.648 * k_t^4 \dots (43)$$

$$0.17 < k_t < 0.75$$

De igual manera obtendremos la irradiancia diaria.

$$r_d(w) = \frac{D_{h(0)}}{D_{d(0)}} = \frac{\pi}{24} * \frac{\cos w - \cos w_s}{\sin w_s - w_s * \cos w_s} \dots (44)$$

➤ **Radiación Directa sobre una superficie inclinada.**

Una vez conocido el ángulo de incidencia, como el ángulo de altitud solar, se calculara el valor de la radiación directa que se proyecta sobre una superficie con un ángulo de inclinación y orientación. En donde $B_{h(0)}$ se la considerara como la radiación directa horizontal.

$$B_{h(\beta,\alpha)} = \frac{B_{h(0)} * \max(0; \cos \theta_s)}{\sin h} \dots (45)$$

➤ **Radiación Reflejada.**

Se la calculara por medio de la siguiente ecuación, considerando el albedo del lugar escogido.

$$AL_{h(\beta,\alpha)} = G_{h(0)} * \rho_s * \left(\frac{1 - \cos \beta}{2} \right) \dots (46)$$

Donde el valor del albedo (ρ_s) será establecido por medio de la siguiente tabla 1:

Tabla 1: Coeficiente de reflexión de la superficie

Valores típicos del coeficiente de albedo	
Entorno urbano "Urban situation"	0,14 – 0,22
Hierba "Grass"	0,15 – 0,25
Hierba fresca "Fresh Grass"	0,26
Nieve pura "Fresh snow"	0,82
Nieve húmeda "Wet snow"	0,55 – 0,75
Asfalto seco "Dry asphalt"	0,09 – 0,15
Asfalto húmedo "Wet asphalt"	0,18
Hormigón "concrete"	0,25 – 0,35
Tejados rojos "red tiles"	0,33
Aluminio "aluminium"	0,85
Cobre "copper"	0,74
Acero galvanizado reciente "New galvanised steel"	0,35
Acero galvanizado oxidado o sucio "Very dirty galvanised"	0,08

Fuente: Ingelibreblog.wordpress.com

➤ **Transmitancia.**

Es la fracción o porcentaje de radiación incidente que atraviesa una muestra para unas longitudes de onda dadas.

$$\tau_{\alpha} = \frac{B_{0(\beta,0)}}{B_0} \dots (47)$$

Donde B_0 toma el valor de la radiación extra-atmosférica.

➤ **Modelo de Hay Davis.**

En el modelo de Hay Davis la radiación Difusa está compuesta por dos componentes la radiación Difusa circunsolar y la isotrópica.

$$D_{h(\beta,0)}^{circunsolar} = \tau_{\alpha} * D_{h(0)} * R_b = \tau_{\alpha} * D_{h(0)} * \frac{\max(0; \cos\theta_s)}{\sinh} \dots (48)$$

$$D_{h(\beta,0)}^{isotropica} = D_{h(0)} * \left(\frac{1 + \cos\beta}{2}\right) \left(1 - \frac{B_{h(0)}}{B_0}\right) \dots (49)$$

➤ **Radiación Global sobre una superficie inclinada.**

La siguiente ecuación considera la radiación global con sus componentes como la radiación directa, la difusa y la reflejada.

$$G_{h(\beta,\alpha)} = B_{h(\beta,\alpha)} + AL_{h(\beta,\alpha)} + D_{h(\beta,0)}^{circunsolar} + D_{h(\beta,0)}^{isotropica} \dots (50)$$

➤ **Comportamiento térmico del módulo.**

La siguiente ecuación expresa una aproximación aceptable del comportamiento térmico de una célula integrada en un módulo.

$$T_C = T_a + \frac{TONC - 20}{800} * G \dots (51)$$

Donde:

T_C = Temperatura de operación de la celda integrada al módulo

T_a = Temperatura ambiente

$TONC$ = Temperatura de operación nominal de la celda

G = Radiación efectiva en la celda, siendo el valor de la radiación global

➤ **Corriente de cortocircuito.**

Máximo valor de corriente que circula por una célula y se da cuando la célula está en cortocircuito.

$$I_{SC} = I_{SC}^{CEM} * \frac{G}{G^{CEM}} \dots (52)$$

En donde I_{SC}^{CEM} es la corriente de cortocircuito de una celda solar individual en CEM (condiciones estándares de medida). Para la condición de funcionamiento estándar STC se considera $G^{CEM} = 1000 [w/m^2]$

➤ **Tensión a circuito abierto.**

Esta será el máximo valor de tensión en extremos de la célula y se da cuando esta no está conectada a ninguna carga.

$$V_{OC} = V_{OC}^{CEM} - \gamma * (T_C - T_C^{CEM}) \dots (53)$$

Donde:

T_C = Temperatura de operación de la celda integrada al módulo

V_{OC}^{CEM} = Tensión a circuito abierto de una celda solar individual en CEM

Constante $\gamma [V/K]$ relación al coeficiente de temperatura a circuito abierto del panel

➤ **Tensión en relación a la temperatura**

$$V_T = K * \frac{(T_C + 273)}{q} \dots (54)$$

Donde:

K = Constante de Boltzman $1,38 \times 10^{-23} [J/K]$

q = carga electron $1,60 \times 10^{-19} [C]$

➤ **Cálculo del punto de máxima potencia.**

Para los cálculos se tomaran en consideración valores A y B.

$$A = \left(e^{\frac{V_{OC}}{V_T}} - 1 \right) \dots (55)$$

$$B = \left(e^{\frac{I_{SC} * R_S}{V_T}} - 1 \right) \dots (56)$$

Es un punto de trabajo en el que la potencia entregada por el panel solar a la carga externa, es máxima. En donde I_{SC} será el valor de la corriente de cortocircuito.

$$\Omega = A + 1 \dots (57)$$

$$\phi = \frac{A - B}{I_{SC}} \dots (58)$$

Consideramos lo siguiente:

$$I_{n-1} = I_{SC} * (1 - 0.025) \dots (59)$$

$$f(I) = -V_T * \phi * I - 2R_S(\Omega - \phi I)I + (\Omega - \phi I)V_T * \ln(\Omega - \phi I) = 0 \dots (60)$$

$$f'(I) = -2 * V_T * \phi - 2R_S\Omega + 4R_S\phi I - \phi V_T \ln(\Omega - \phi I) \dots (61)$$

Se tendrá una corriente y tensión máxima:

$$I_n = I_{n-1} - \frac{f(I_{n-1})}{f'(I_{n-1})} \dots (62)$$

$$I_{MAX} = I \dots (63)$$

$$V_{MAX} = V_T * \ln\left(A + 1 - (A - B) * \frac{I}{I_{SC}}\right) - I * R_S \dots (64)$$

En donde R_S será la resistencia en serie a CEM (condiciones estándares de medida) y de esta manera se encontrara una potencia máxima

$$P_{MAX} = V_{MAX} * I_{MAX} \dots (65)$$

➤ **Potencia del módulo.**

Es la potencia máxima por número de celdas.

$$P_{modulo} = P_{MAX} * N_{CELDAS_SERIE} \dots (66)$$

Donde:

P_{MAX} = Potencia máxima

N_{CELDAS_SERIE} = Número de celdas serie

➤ **Rendimiento.**

Se define como el cociente entre la máxima potencia eléctrica que se puede entregar a la carga y el producto de la radiación efectiva, cantidad y el área de la celda.

$$\eta = \frac{P_{MAX}}{G_{h(\beta,\alpha)} * N_{CELDAS} * A_{CELDA}} \dots (67)$$

Donde:

P_{MAX} = Potencia máxima

N_{CELDA} = Número de celdas

A_{CELDA} = Área de la celda

$G_{h(\beta,\alpha)}$ = Radiación efectiva sobre una superficie inclinada

2.4. DIMENSIONAMIENTO DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO

2.4.1. Paneles Fotovoltaicos

Un panel o modulo fotovoltaico, es un dispositivo semiconductor que permite transformar radiación solar en energía eléctrica, valiéndose del fenómeno físico denominado efecto fotoeléctrico. Esta tecnología se originó el año 1883 con una eficiencia de 1%. Hoy en día los paneles que se comercializan poseen eficiencias cercanas a un 17%. Los paneles fotovoltaicos se pueden clasificar en tres categorías, dependiendo del tipo de celdas que los conformen, siendo las siguientes clasificaciones:

- **Monocristalinas:** se componen de secciones de un único cristal de silicio (reconocibles por su forma circular u octogonal, donde se aprecia que los cuatro lados cortos son curvos, debido a que es una célula circular recortada).
- **Policristalinas:** cuando están formadas por pequeñas partículas cristalizadas.
- **Amorfas:** cuando el silicio no se ha cristalizado.

El parámetro estandarizado para clasificar su potencia se denomina potencia pico, y se corresponde con la potencia máxima que el módulo puede entregar bajo unas condiciones estandarizadas, que son:

- Radiación de 1000 W/m²
- Temperatura de célula de 25° C (no temperatura ambiente)

Figura 21: Tipos de paneles fotovoltaicos



Fuente: Documento PDF, NICOLOPEZFV

La estructura de un panel fotovoltaico está compuesto por:

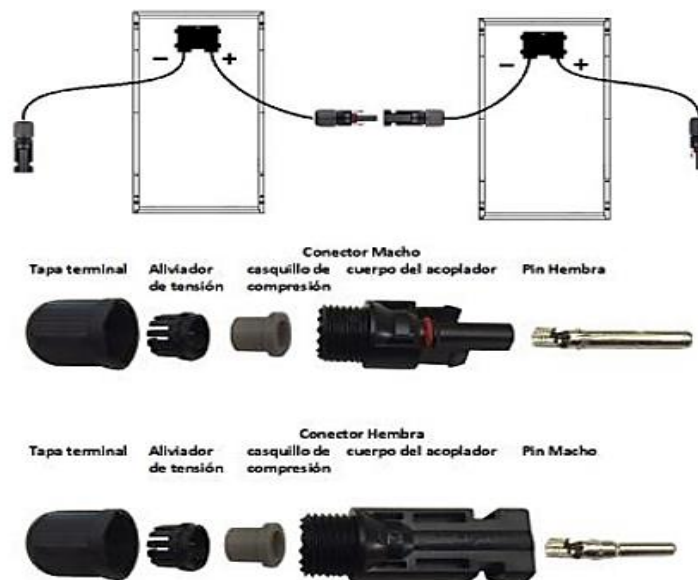
- **Marco de aluminio:** construido de aluminio anodizado para evitar su oxidación.
- **Superficie colectora:** construido de vidrio templado (típicamente de entre 3 mm y 4 mm de espesor) o un plástico de alto impacto. Resistentes al granizo y vientos portadores de arena o tierra.
- **Células fotovoltaicas:** son las encargadas de transformar los fotones del sol en electrones.
- **Material encapsulante:** que protege las células frente a la abrasión, los rayos UV y la oxidación generada por el aire y la humedad.
- **Cubierta posterior:** que puede ser plástica o metálica.
- **Caja estanca:** Se encuentra en la parte trasera del panel. Es una caja de plástico preparada para exteriores, con tapa removible y agujeros laterales para la entrada y salida de los cables de conexión.
- **Cables de conexión:** Los paneles traen los cables positivo y negativo con terminales especiales llamadas MC.

Figura 22: Componentes de un panel fotovoltaico



Fuente: Documento PDF, NICOLOPEZ FV

Figura 23: Cables de conexión de un panel fotovoltaico



Fuente: Documento PDF, NICOLOPEZ FV

2.4.2. Sistema Solar Fotovoltaico

Los Sistemas Solares Fotovoltaicos son sistemas de conversión directa de energía luminosa proveniente del sol en energía eléctrica. Esa conversión hace posible la generación de electricidad.

Los 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-GIRD para electrificación rural o para el ahorro de combustible en Sistemas Aislados.

2.4.3. Sistema ON-GRID

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 24: Esquema de un Sistema Fotovoltaico ON-GRID básico



Fuente: Documento PDF, NICOLOPEZFV

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).

2.4.4. Componentes de un sistema ON-GRID

2.4.4.1. Módulo

El módulo fotovoltaico proporciona en su salida de conexión una tensión continua y se diseña para valores concretos de tensión (6 V, 12 V, 24 V,...), que definirán la tensión a la que va a trabajar el sistema fotovoltaico.

Las células fotoeléctricas transforman la energía solar en electricidad en forma de corriente continua, y ésta suele transformarse a corriente alterna para poder utilizar equipos eléctricos.

Para el montaje del sistema solar fotovoltaico se debe tomar en cuenta la separación entre los módulos, para aprovechar de mejor manera la luz recibida.

Figura 25: Panel Solar



Fuente: Documento PDF, NICOLOPEZV

2.4.4.2. Inversor

Es el equipo encargado de transformar la energía recibida del generador fotovoltaico (en forma de corriente continua) y adaptarla a las condiciones requeridas según el tipo de cargas, normalmente en corriente alterna y el posterior suministro a la red. Los inversores vienen caracterizados principalmente por la tensión de entrada, que se debe

adaptar al generador, la potencia máxima que puede proporcionar y la eficiencia. Esta última se define como la relación entre la potencia eléctrica que el inversor entrega a la utilización (potencia de salida) y la potencia eléctrica que extrae del generador (potencia de entrada).

Al igual podemos establecer diferentes clasificaciones de los inversores:

Según el tipo de aplicación:

- Inversores para sistemas fotovoltaicos autónomos.
- Inversores para sistemas fotovoltaicos conectados a red.

Según el tipo de conmutación:

- Inversores conmutados por línea (necesitan de la red alterna).
- Inversores auto conmutados.

Según el tipo de carga:

- Inversor monofásico (< 5 [kW])
- Inversor trifásico (> 5 [kW])

Figura 26: Diferentes tipos de inversores



Fuente: Documento PDF, NICOLOPEZFV

2.4.4.3. Soportes

Los soportes tienen la función de ajustar y sostener el peso de los módulos fotovoltaicos, contruidos principalmente de aluminio, con una variedad de modelos para ser instalados tanto en techos, terrazas, el suelo e incluso en postes para aprovechar la radiación solar.

Entre los soportes más conocidos están los de techo, diferenciados más que nada para el material del cual están contruidos, ya sean de cubierta de teja o chapa metálica.

De igual manera los soportes para terraza constituyen una buena opción para aprovechar el espacio de las edificaciones dentro del entorno urbano. Teniendo en cuenta que los

módulos cuentan con un determinado peso, elegir un adecuado soporte es muy importante para tener un Sistema Solar Fotovoltaico en perfecto funcionamiento.

La mayoría de los soportes están fabricados de aluminio, siendo que los paneles solares estarán expuestos a condiciones como la lluvia, se procura que dichos soportes no sufran corrosión y su anclaje siga en buenas condiciones para evitar accidentes.

Figura 27: Soporte coplanar continuo con salvatejas-gancho para cubierta de teja. Vertical



Fuente: PDF 02V-Coplanar-con-Salvateja-Plano-de-Montaje

Figura 28: Soporte inclinado abierto regulable para cubierta plana



Fuente: AUTOSOLAR, estructura cubierta plana

2.4.4.4. Cableado y protecciones

➤ Cableado.

Su dimensionamiento tiene un rol muy importante en la reducción de pérdidas de energía en el sistema, debido a disipación de calor. Se recomienda que la máxima caída de tensión en el cableado de CC y el de CA no supere el 1%.

➤ Protecciones.

Las protecciones y maniobra tanto para corriente continua (CC) como para corriente alterna (CA), permiten una Instalación confiable y segura. Teniendo dispositivos como las protecciones de sobretensión, interruptor seccionador, fusibles o interruptor termomagnético y el disyuntor diferencial.

2.4.4.5. Medidor Bidireccional.

Un medidor bidireccional funciona de una manera similar a un medidor de luz convencional, puesto que miden la cantidad de energía utilizada, ya sea proporcionada por la Red de Distribución de Energía Eléctrica o producida con un Sistema Fotovoltaico.

A diferencia de los sistemas regulares, un equipo bidireccional recibe ese nombre porque contabiliza tanto la energía entrante como la energía saliente. Este dispositivo registra tres tipos de medidas:

- La energía recibida, es decir, la electricidad que se recibe de la red local.
- La energía neta producida por los paneles solares.
- La energía entregada, es decir, el excedente no utilizado y que se envía a la red.

Esta última medición informa acerca de la producción de los paneles, cuando estos generan más electricidad de la que se necesita. Sin embargo, actualmente los equipos que se utilizan son electrónicos, especialmente cuando se trata de instalaciones de paneles solares.

Los dispositivos electrónicos, tanto unidireccionales como bidireccionales, utilizan sistemas de medición que no requieren de partes móviles. Estos miden el flujo de la corriente eléctrica para ofrecer una lectura de consumo.

Figura 29: Medidor bidireccional trifásico



Fuente: <https://interelectricos.com/producto/medidor-bidireccional-3f-iskra/>

2.5. INDICES FINANCIEROS

2.5.1. VAN, TIR y Tiempo de Recuperación

➤ Valor actual neto (VAN)

El valor actual neto es el valor del dinero en el tiempo, donde el valor actual (VA) de una cantidad (VF) a recibir al final de “n” periodos cuando el tipo de interés por periodo es “r” será:

$$VA = \frac{VF}{(1+r)^n} \dots (68)$$

Para obtener el valor actual de una serie de pagos tomamos en cuenta el valor actual (VA) de una serie de pagos futuros recibidos al final de cada periodo (VF_t) por “n” periodos:

$$VA = \frac{VF}{(1+r)} + \frac{VF_2}{(1+r)^2} + \dots + \frac{VF_n}{(1+r)^n} \dots (69)$$

O de igual forma:

$$VA = VF \left[\frac{1}{r} - \frac{1}{r(1+r)^n} \right] \dots (70)$$

Para un cálculo general del VAN se emplea distintos métodos basados en el descuento de flujos de fondos, partiendo de la expresión:

$$VA = -I_0 + \frac{CF_1}{(1+r)} + \frac{CF_2}{(1+r)^2} + \dots + \frac{CF_n + VR_n}{(1+r)^n} \dots (71)$$

Donde:

CF_i : Flujo de fondos generado por la empresa en el periodo i.

VR_n : Valor residual de la empresa en el año n.

I_0 : Inversión inicial.

r : Tasa de descuento apropiada para el riesgo de los flujos de fondos.

De igual manera programas como Microsoft Excel ya cuentan con funciones capaces de calcular el VAN de forma precisa.

➤ **Tasa interna de retorno (TIR)**

La capacidad del planteamiento de la TIR para capturar un proyecto de inversión complicado en un número particular y la facilidad de expresar dicho número explican su sobrevivencia.

Por otro lado, se debe conocer la tasa de descuento para calcular el VAN de un proyecto, pero se debe calcular la TIR sin referirse a la tasa de descuento.

$$0 = -I + \sum_{j=1}^n \frac{V_{ent} - G_t - I_t - T}{(1+r)^j} + \frac{VR}{(1+r)^n} \dots (72)$$

Donde:

V_{ent} : Ventas o ingresos.

G_t : Gastos.

T : Impuestos.

I_t : Tasa de descuento apropiada para el riesgo de los flujos de fondos.

r : Costo de oportunidad del capital.

I : Capital invertido.

VR : Valor residual.

Para el cálculo de la TIR al igual que el VAN se cuenta con programas como Microsoft Excel que ofrece las funciones necesarias para obtener el valor de las mismas.

➤ **Tiempo o periodo de recuperación (PR)**

El periodo de recuperación es el tiempo exacto que requiere una empresa para recuperar su inversión inicial en un proyecto. Se estima a partir de las entradas de efectivo.

Si el periodo de recuperación es menor que el periodo de recuperación máximo aceptable, aceptar el proyecto.

Si el periodo de recuperación es mayor que el periodo de recuperación máximo aceptable, rechazar el proyecto.

La metodología para estimar el periodo de recuperación consiste en dividir el valor de la inversión inicial entre el flujo de ingreso anual.

$$PR = \frac{\text{Valor de inversion inicial}}{\text{Flujo de ingreso anual}} \dots (73)$$

2.6. NORMATIVA NACIONAL PARA LA GENERACION DISTRIBUIDA

➤ Decreto Supremo Nro. 4477

La normativa vigente de la generación distribuida en los sistemas de distribución de energía eléctrica del territorio nacional fue establecida en el Decreto Supremo Nro. 4477 promulgada el 24 de marzo de 2021 por el presidente en ejercicio del Estado Plurinacional de Bolivia David Choquehuanca Céspedes, con el objeto de establecer condiciones generales para normar la actividad de Generación Distribuida y determinar la retribución por la energía eléctrica inyectada a la Red de Distribución.

➤ Resolución AETN Nro. 485/2022

Para el proyecto del Sistema Fotovoltaico se tomara en consideración la Resolución Nro. 485 del 01 de septiembre de 2022 de la Autoridad de Fiscalización de Electricidad y Tecnología Nuclear (A.E.T.N.) en virtud de sus atribuciones como ente regulador, estableciendo el procedimiento técnico comercial para el registro e incorporación de los generadores distribuidos a la red de distribución en Bolivia. La Resolución Nro. 485 modifica y sugiere revocar la Resolución Nro. 344/2021 del 02 de julio de 2021.

A continuación se plantean las principales modificaciones:

Tabla 2: Modificaciones propuestas por la Resolución AETN Nro. 485/2022

REFERENCIA	RESOLUCION AETN Nro. 344/2021	MODIFICACION
Capacidad instalada de la Generacion Distribuida	<p>Numeral 5.5.5: La potencia instalada de los Sistemas de Generacion Distribuida señalados en los puntos 5.5.3 y 5.5.4, no debera exceder su demanda de potencia promedio registrada en los ultimos 12 (doce) meses, previos a la presentacion de su solicitud de acceso. En caso de no disponerse de la potencia registrada, la potencia instalada del sistema de Generacion Distribuida no debe exceder a la potencia equivalente promedio de los ultimos doce (12) meses, correspondiente a la energia registrada, considerando el factor de carga aprobado para su categoria, en el ultimo estudio tarifario</p>	<p>Se sugiere mdofificar el criterio de dimensionamiento de la capacidad del Sistema de Generacion Distribuida, considerando los siguiente:</p> <p>Numeral 5.5.5: "La potencia instalada preliminar del sistema de Generacion Distribuida sera aquella que permita generar, en un año calendario, una energia equivalente a su consumo de energia en los doce meses previos a la solicitud de acceso. En el caso en el que se trate de nuevos consumidores sin historial de consumo o cuando el consumidor no cuente con registros de consumo de los ultimos doce (12) meses se utilizara la estimacion de consumo mencionada en el numeral 12.4 de este procedimiento.</p>
		<p>El calculo de la capacidad instalada sera realizado por la empresa instaladora autorizada, que presentara la propuesta incluida en el proyecto electrico que se presenta adjunto a la solicitud de conexión y sera revisado por la empresa distribuidora u operador electrico. Este ultimo verificara que la capacidad instalada propuesta mantenga una relacion racional con el consumo anual de los ultimos doce meses o la estimacion prevista en el numeral 12.4.</p>
		<p>Las empresas distribuidoras u operadores electricos podran establecer metodologias que deberan ser aplicadas por las empresas instaladoras".</p>

REFERENCIA	RESOLUCION AETN Nro. 344/2021	MODIFICACION
Transformador de Interfaz (Aislamiento Galvanico)	<p>Numeral (3) del cuadro 3. (6.4): Transformador de Interfaz (Aislamiento Galvanico) entre el sistema de Generacion Distribuido y la red de distribucion. Obligatorio cuando el tipo de conexión del Transformador MT/BT del sistema no cumple con las condiciones del aislamiento Galvanico, requerido para la interface.</p>	<p>Eliminado, debido a que no es imprescindible la instalacion de un Transformador de interfaz (Aislamiento Galvanico) para el correcto funcionamiento del sistema de Generacion Distribuida.</p>
Sistema de Medicion de la fuente de Generacion Distribuida	<p>Numeral (14) del cuadro 3 punto (6.4): Sistema de medicion de la fuente de Generacion Distribuida, de propiedad del Generador Distribuido, tiene el objetivo de registrar toda la energia producida por el sistema de Generacion Distribuida. Los dispositivos deben tener similares características técnicas que los del sistema de medicion de facturación. Alternativamente este sistema de medicion puede considerar la instalacion de medidores "inteligentes". Este Sistema de Medicion no es obligatorio si se cumplen las condiciones establecidas en la Nota del Cuadro 3.</p>	<p>Adicionalmente a lo señalado en el anterior procedimiento (Resolucion AETN Nro. 344/2021) se considera la no obligatoriedad de la instalacion del medidor en la fuente de Generacion.</p> <p>Numeral (13) del cuadro 3 punto (6.4): "No es obligatorio en el caso en que el inversor tenga incorporada la medicion o registro de la energia generada, siempre y cuando la empresa distribuidora u operador electrico tengan acceso coordinado para realizar las lecturas correspondientes, el medidor se encuentre debidamente configurado y cumpla con las características mínimas de medicion (clase y precision) del medidor bidireccional para la categoria correspondiente. Esta ultima condicion aplica para Micro y Mini Generacion Distribuida".</p>
Certificacion de los equipos Inversores	<p>Numeral 6.4.1: Para el caso de sistemas que se conectan a la red por medio de inversores, el Consumidor Regulado con Generacion Distribuida debe presentar al Distribuidor u Operador Electrico los certificados que muestren que los inversores fueron verificados y aprobados de acuerdo con lo señalado en el presente procedimiento.</p>	<p>De acuerdo con la experiencia internacional se considera la creacion de un listado de equipos inversores con marcas y modelos definidos que cumplan con los requerimientos de calidad técnica para las cuales no sera necesario presentar su certificacion.</p> <p>Numeral 6.4.1: Para el caso de sistemas que se conectan a la red por medio de inversores, el Consumidor Regulado con Generacion Distribuida debe presentar al Distribuidor u Operador Electrico los certificados que muestren que los inversores fueron verificados y aprobados de acuerdo con lo señalado en el presente procedimiento. Asimismo, las Empresas Distribuidoras y/u Operadores Electricos elaboraran un listado en el que se incluyan las marcas y modelos de equipos que cumplen con los requerimientos establecidos en este procedimiento, para las cuales no sera necesario presentar ninguna certificacion.</p>

REFERENCIA	RESOLUCION AETN Nro. 344/2021	MODIFICACION
Vida util del sistema de Generacion distribuida	Inciso g) del numeral 7.1.1: Vida util del proyecto de Genracion Distribuida, este periodo sera establecido como plazo para la duracion del contrato a suscribirse.	Con el objetivo de obtener mayor claridad respecto a la vida util del sistema de Generacion Distribuida, se realizo la siguiente complementacion: Inciso g) del numeral 7.1.1: Vida util del proyecto de Generacion Distribuida, este periodo sera establecido como plazo para la duracion del contrato a suscribirse. La vida util se determinara como la menor de las vidas utiles de los componentes principales del sistema de Generacion Distribuida; en caso que la vida util no este determinada en la ficha tecnica o manual del equipo se adoptara la vida util establecida en las tablas de depreciacion de acuerdo a la Normativa vigente.
Contratacion de un seguro	Numeral 10.4: Para los Generadores Distribuidos clasificados en Minigeracion, es obligatoria la contratacion de un seguro contra todo riesgo por daños a personas, bienes o instalaciones. Para Nanogeneracion y Microgeneracion, la contratacion del seguro es opcional.	Eliminado, debido a que la responsabilidad y riesgo ante cualquier desperfecto sera asumida por el Usuario y/o consumidor Regulado con Generacion Distribuida, la contratacion de un seguro es prescindible para la operación del Sistema de Generacion Distribuida.
Bajo Factor de Potencia	No considerado en el procedimiento actual	Adicionalmente al anterior procedimiento (Resolucion AETN Nro. 344/2021) corresponde considerar el criterio para el calculo del bajo factor de potencia, debido a su afectacion en este parametro. Numeral 10.25: En el caso de las empresas distribuidoras u operadores electricos que aplican penalizaciones por bajo Factor de Potencia, para los Consumidores Regulados con Generacion Distribuida, el calculo de la energia activa se realizara considerando la Energia Consumida mensual mas la Energia Autoconsumida mensual.
Renovacion del contrato	Numeral 11.4: La renovacion del contrato estara en funcion a la vida util del equipamiento, la renovacion de equipos y el cumplimiento del Plan de Mantenimiento, inicialmente presentado. El plazo del nuevo contrato, se establecera en funcion a la vida util remanente del sistema de Generacion Distribuida.	Con respecto a la Renovacion del Contrato se realizo la siguiente complementacion: Numeral 11.4: La renovacion del contrato estara en funcion a la vida util del equipamiento definida en el punto 7.1.1 inciso g), la renovacion de equipos y, en el caso de Mini Generacion Distribuida, el cumplimiento del Plan de Mantenimiento, inicialmente presentado. El plazo del nuevo contrato, se establecera en funcion a la vida util remanente del sistema de Generacion Distribuida.

REFERENCIA	RESOLUCION AETN Nro. 344/2021	MODIFICACION
Acceso de nuevos Consumidores Regulados	Numeral 12.4: Acceso de nuevos Generadores Distribuidos: La solicitud de acceso de nuevos Generadores Distribuidos, que no cuenten con un suministro de consumo de energía eléctrica; se iniciara doce (12) meses despues de la conclusion del tramite que el Generador Distribuido realice con el Distribuidor u Operador Electrico, por la habilitacion de un suministro de consumo de energía eléctrica.	De acuerdo a las modificaciones citadas anteriormente corresponde realizar la siguiente complementacion: Numeral 12.4: Acceso de nuevos Consumidores Regulados sin historial de consumo: En el caso en el que se trate de nuevos consumidores sin historial de consumo o cuando el consumidor no cuente con registros de consumo de los ultimos doce (12) meses, la empresa instaladora realizara una estimacion del consumo total de energía anual del consumidor y debera presentar las planillas y la memoria de calculo correspondientes. Esta estimacion sera revisada y aprobada por la empresa distribuidora u operador electrico y se utilizara para determinar la capacidad instalada del Sistema de Generacion Distribuida y para determinar el tipo de renumeracion que corresponda aplicar.

Fuente: Anexo a la Resolución AETN Nro. 485/2022

El presente proyecto busca convertir a la Facultad de Ingeniera en un Generador Distribuido, tomando en consideración el punto 5 del Anexo a la Resolución AETN 485 que establece la potencia instalada del proyecto, establecida en el artículo 3 del Decreto Supremo Nro. 4477 e indica que los consumidores regulados solicitantes podrán acceder a un sistema de Generación Distribuida, considerando el nivel de demanda y de tensión en la categoría tarifaria asignada al suministro asociado.

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.

Tabla 3: Clasificación de la potencia instalada para la generación distribuida

Nivel de demanda de la Categoría del Consumidor Regulado	Nivel de Tension	Nanogeneracion (<=10 [kW])	Microgeneracion (>10 [kW] y <=50 [kW])	Minigeneracion (>50 [kW] <=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: Anexo a la Resolución AETN Nro. 485/2022

Tabla 4: Potencia instalada, niveles de tensión y tipo de conexión

POTENCIA INSTALADA EN CORRIENTE ALTERNA DE GENERACION DISTRIBUIDA	NIVEL DE TENSION
Hasta 10 Kw	Baja Tension (BT) o Media Tension (MT), trifasico, bifasico o monofasico
Mayor a 10 kW y Menor o Igual a 50 kW	Baja Tension (BT) o Media Tension (MT), trifasico o monofasico
Mayor que 50 y Menor o igual a 350 kW	Media Tension (MT), trifasico

Fuente: Anexo a la Resolución AETN Nro. 485/2022

En la resolución también se indica las características técnicas mínimas de la nanogeneración, microgeneración y minigeneración distribuida.

Tabla 5: Características técnicas mínimas de la generación distribuida

Equipo	Potencia Instalada		
	Nanogeneracion (Menor o Igual a 10 kW)	Microgeneracion (Mayor a 10 kW y menor o igual a 50 kW)	Minigeneracion (Mayor a 50 kW y menor o igual a 350 kW)
1 Elemento de Maniobra Generacion Distribuida en CA	SI	SI	SI
2 Elemento de Interrupcion (Puede estar integrado en el elemento de proteccion y maniobra en CA)	SI	SI	SI
3 Proteccion de sub y Sobretension	SI	SI	SI
4 Dispositivo de proteccion contra sobrevoltajes transitorios atmosfericos o de maniobra	SI	SI	SI
5 Proteccion de sub y sobrefrecuencia	SI	SI	SI
6 Rele de sincronismo	SI	SI	SI
7 Anti-isla	SI	SI	SI
8 Registro de la generacion incorporado en el inversor	SI	SI	SI
9 Medicion	Sistema de Medicion Bidireccional. Alternativamente dos (2) medidores unidireccionales, solo para Generadores Distribuidos de la categoria Pequeña Demanda.	Sistema de Medicion Bidireccional, 4 Cuadrantes	Sistemas de Medicion Bidireccional, 4 Cuadrantes

Equipo	Potencia Instalada			
	Nanogeneracion (Menor o Igual a 10 kW)	Microgeneracion (Mayor a 10 kW y menor o igual a 50 kW)	Minigeneracion (Mayor a 50 kW y menor o igual a 350 kW)	
10	Elemento de corte general	SI	SI	SI(MT)
11	Elemento Maniobra y seccionamiento de Generacion Distribuida CC	SI	SI	SI
12	Elemento de proteccion en CC	SI	SI	SI
13	Sistema de Medicion de la fuente de Generacion Distribuida en CA	SI(*)	SI(*)	SI(*)

(*) No es obligatorio en el caso que el inversor tenga incorporada la medicion o registro de la energia generada, siempre y cuando la empresa distribuidora u operador electrico tengan acceso coordinado para realizar las lecturas correspondientes, el medidor se encuentre debidamente configurado y cumpla con las características mínimas de medicion (clase y precision) del medidor bidireccional para la categoría correspondiente. Esta última condición aplica para Micro y Mini Generacion Distribuida.

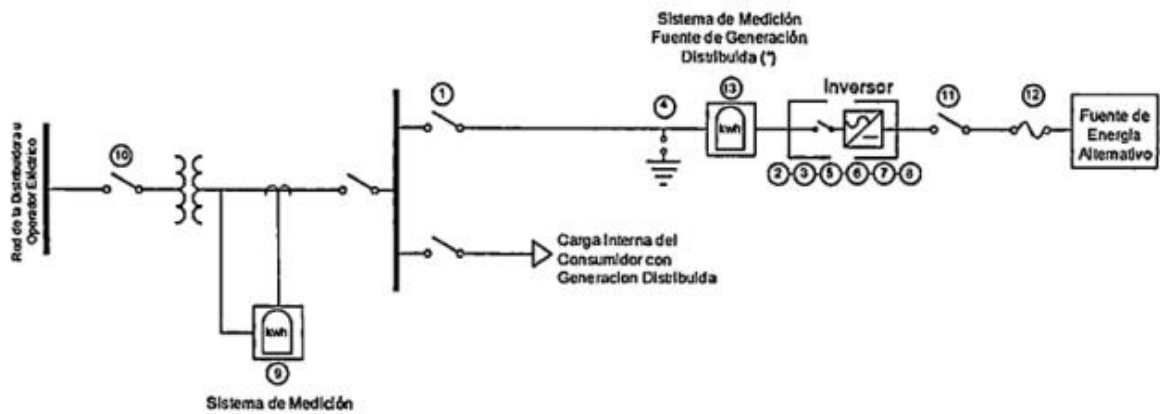
Fuente: Anexo a la Resolución AETN Nro. 485/2022

Según las características técnicas mínimas indicadas en la tabla 5 y de acuerdo al Anexo a la resolución Nro. 485/2022, se dan como referencia diagramas esquemáticos referenciales para instalaciones con generación distribuida:

- Sistema de medición con conexión directa, consumidor en BT.
- Sistema de medición con conexión semidirecta, consumidor en MT.
- Sistema de medición con conexión indirecta, consumidor en MT.

Para el caso del medidor de la Facultad de Ingeniería se muestra en la siguiente figura el esquemático sugerido por el Anexo a la resolución Nro. 485/2022.

Figura 30: Esquemático referencial, sistema de medición con conexión semidirecta MT



Fuente: Anexo a la Resolución AETN Nro. 485/2022

2.7. EL MEDIO AMBIENTE Y LA GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD

Actualmente para la generación de energía eléctrica en Bolivia se emplean mayormente combustibles fósiles, en su mayor parte gas natural, lo cual ha contribuido a la contaminación del medio ambiente incrementando la huella de carbono.

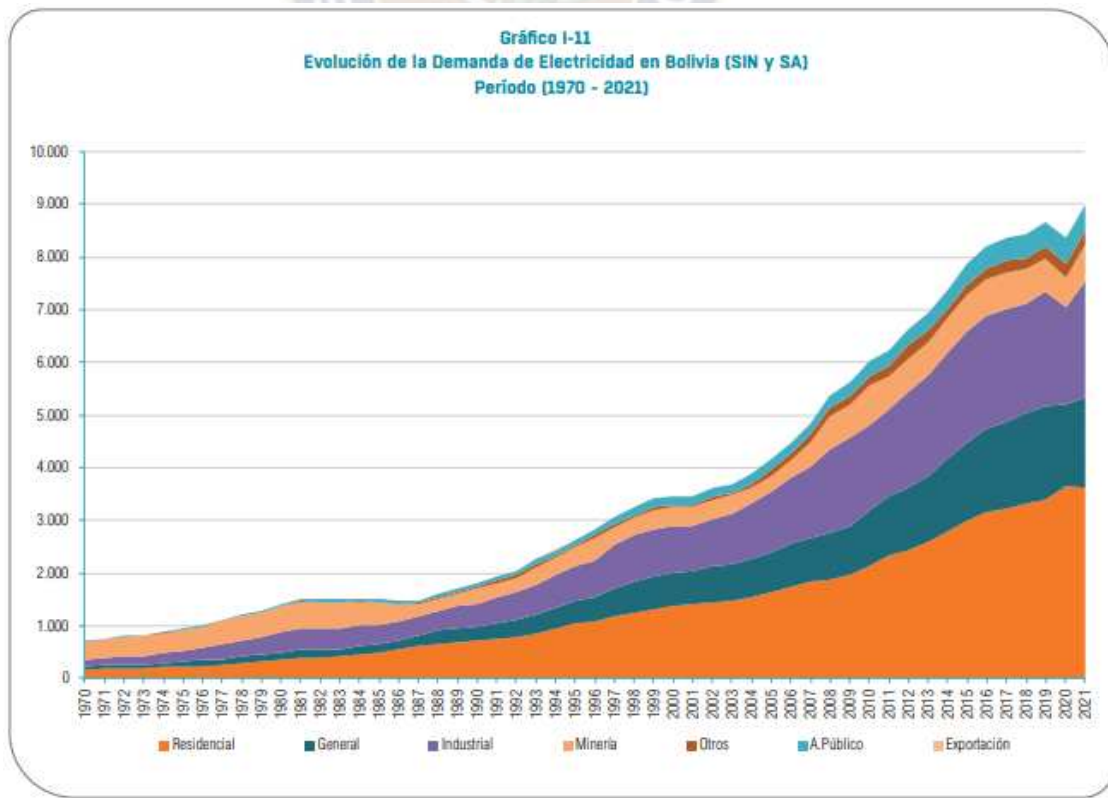
La huella de carbono se define como el conjunto de emisiones de gases de efecto invernadero producidos, directa o indirectamente, por personas, organizaciones, productos, eventos o regiones geográficas, en términos de CO₂ equivalentes.

Asumiendo que la generación de electricidad emite cerca de **0,43 [kgCO₂/kWh]** por medios convencionales, nos percatamos de la cantidad de contaminación que llega a la atmosfera, contribuyendo al efecto invernadero.

Por medio de indicadores del desarrollo mundial se registró que las emisiones de CO₂ (toneladas métricas per cápita) para Bolivia llegaron a 1,897 en 2019.

En estos últimos años se ha visto un incremento en la demanda de electricidad, lo que ha ayudado a un incremento en la contaminación del aire. Lo cual ha planteado buscar soluciones para reducir este impacto, como sustituir la generación de energía por medios convencionales por alternativas más amigables, como la Generación Distribuida.

Figura 31: Evolución de la demanda de electricidad en Bolivia en (GWh)



Fuente: Anuario AETN 2021

CAPÍTULO III

3. DESARROLLO DEL PROYECTO

3.1. CASO: FACULTAD DE INGENIERÍA

El edificio de la Facultad de Ingeniería de la Universidad Mayor de San Andrés recibe el servicio básico de energía eléctrica por parte de la distribuidora DELAPAZ que cuenta con un medidor con las siguientes características:

Tabla 6: Medidor de energía eléctrica Facultad de Ingeniería

FACULTAD DE INGENIERIA	
CLIENTE	170278-5
CATEGORIA	G-MD-MT General Mayor
DIRECCION	AYACUCHO,ESQ. MCAL STA CRUZ
No DE MEDIDOR	923998
MULTIPLICADOR	300
ACTIVIDAD	GENERAL
CIUDAD	LA PAZ

Fuente: Elaboración propia

De acuerdo al resolución 485/2022 constituida para regular las Generación Distribuida, se puede instalar un Sistema Solar Fotovoltaico en la infraestructura de la Facultad de Ingeniería, por la categoría a la que pertenece, con el fin de ahorrar gastos por consumo de electricidad.

La Facultad cuenta actualmente con ocho pisos, planta baja, mezzanine, sótano y una terraza. Espacio ocupado a su vez por aulas, área administrativa, de mantenimiento, laboratorios, bibliotecas y auditorios. Ambientes que brindan lo necesario para instruir de manera adecuada a la comunidad universitaria, y por lo cual el consumo de electricidad es indispensable para las labores que se desempeñan dentro del mismo.

En el edificio de la Facultad de Ingeniería se encuentran una serie de carreras universitarias, como ser la carrera de Ingeniería Industrial en el piso 1; la carrera de Ingeniería Química, Ambiental y de Alimentos en el piso 2; Ingeniería Electrónica ubicada en el piso 3; Ingeniería Eléctrica en el piso 4 con una serie de aulas, dirección de carrera, auditorium, biblioteca y laboratorios de computación; ubicándose en los últimos pisos instalaciones de las carreras de Ingeniería Petrolera, Ingeniería Civil e Ingeniería Metalúrgica.

También se debe considerar que en el área del mezzanine se encuentra el área administrativa como ser el Decanato, Kardex de la facultad, Unidad de Infraestructura, las cuales deben contar con energía eléctrica para realizar las diferentes labores asignadas.

Figura 32: Facultad de Ingeniería, vista frontal



Fuente: <https://www.umsa.bo/umsa-noticias/>

3.1.1. Ubicación Geográfica del Proyecto

El Sistema Solar Fotovoltaico estará ubicado en una parte del techo de la Facultad, seleccionándose la terraza, siendo el único lugar con área disponible; además esta terraza cuenta con la capacidad de soportar el peso de los paneles incluido sus soportes, el cual por conveniencia será dividido en dos áreas.

Figura 33: Ubicación geográfica del proyecto, area 1



Fuente: Imágenes capturadas

Figura 34: Ubicación geográfica del proyecto, area 2



Fuente: Imágenes capturadas

3.1.2. Curva de Consumo de la Facultad de Ingeniería

Para obtener la curva de consumo o de carga de la Facultad de Ingeniería de la U.M.S.A. se empleó un Analizador de Redes Portátil, el Circutor MYeBOX, por un periodo de una semana, entre el 29 de noviembre y el 6 de diciembre de 2022.

El MYeBOX es un analizador portátil que mide y visualiza los principales parámetros de cualquier instalación eléctrica (monofásica, dos fases con y sin neutro, trifásica equilibrada o desequilibrada). MYeBOX también permite la configuración total de forma remota y la visualización de parámetros eléctricos en un Smartphone o Tablet, gracias a una aplicación móvil que se conecta a su red Wi-Fi.

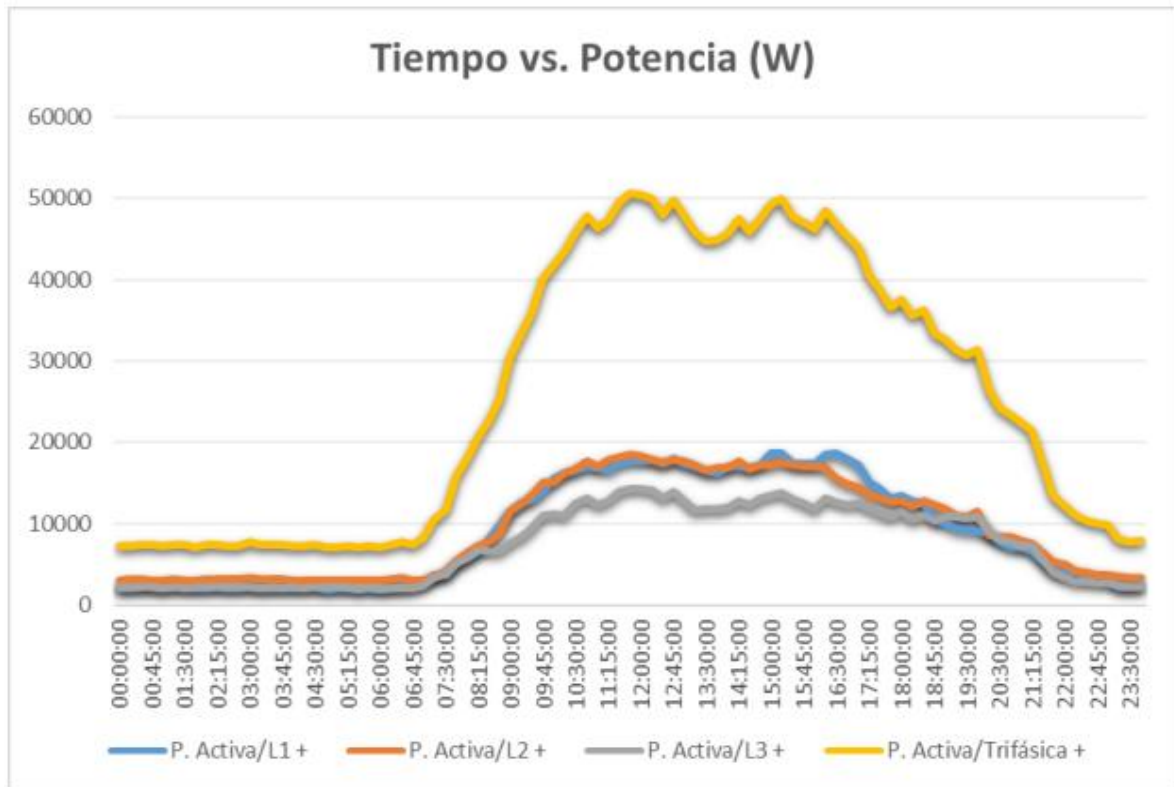
Figura 35: Circutor MYeBOX 150



Fuente: Manual Analizador de redes CIRCUTOR 150

Con el programa Power Vision para PC podemos extraer y visualizar los datos registrados por MYeBOX, siendo estos datos la potencia de cada fase y la potencia trifásica, con el fin de observar su curva característica en otros programas como el Microsoft Excel.

Figura 36: Curva de Consumo Promedio de la Facultad de Ingeniería de la Universidad Mayor de San Andrés



Fuente: Datos registrados por el analizador de redes CIRCUTOR 150

En base a los datos registrados se observó que en el transcurso de la semana, en el día jueves 01 de diciembre de 2022 se marcó el mayor consumo, registrándose una potencia activa trifásica de 50536W para las 11:45 a.m. seleccionándose este día para el dimensionamiento de nuestro Sistema Solar Fotovoltaico.

En la figura 36 se observa la curva de carga del día jueves con una potencia activa trifásica mínima de 44819W a las 13:30 p.m. dicho valor de potencia se encuentra entre el periodo de mayor consumo de energía eléctrica de la Facultad de Ingeniería, que se registró desde 10:00 a.m. hasta las 16:30 p.m.

Con los datos obtenidos se aprecia que la facultad consume energía eléctrica incluso en el transcurso de altas horas de la noche, por lo cual existe una necesidad continua de electricidad y esto repercute en el costo de la factura.

3.1.3. Dimensionamiento teórico del Sistema ON-GRID

Para la instalación de paneles solares el sitio elegido debe cumplir con ciertas características:

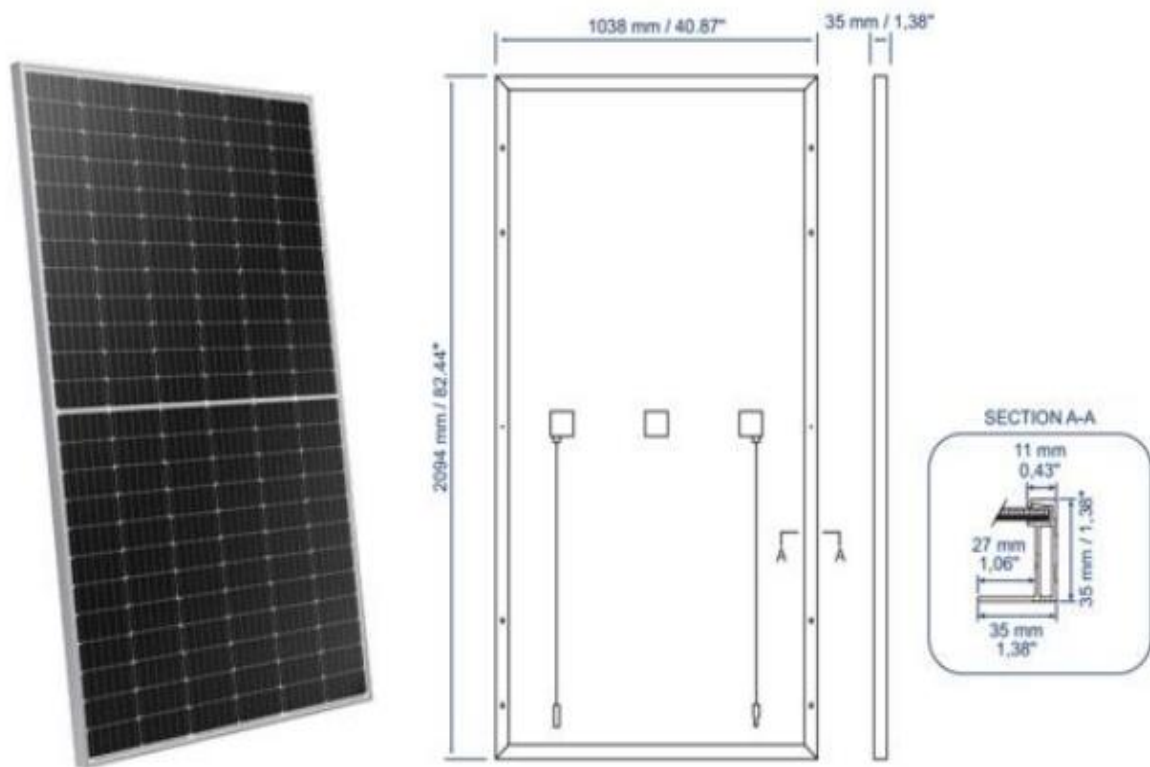
- Una considerable cantidad de horas de radiación solar.
- El espacio elegido debe estar libre de sombras.
- Si se cuenta con techos, estos deben contar con una estructura adecuada para soportar el peso de los paneles.
- En el caso de poseer terrazas, se debe contar con la mayor cantidad de superficie libre y soportar el peso de los paneles.
- Se debe contar una vista libre al norte.

3.1.3.1. Módulos Fotovoltaicos

Para el presente proyecto se seleccionó el panel fotovoltaico monocristalino de 460W, PEIMAR-OR6H460M por su considerable potencia, precio y sus dimensiones físicas.

También se tomó en cuenta las características eléctricas del panel, teniendo a su vez en consideración su vida útil cercana a los 25 años.

Figura 37: Panel monocristalino 460W, PEIMAR-OR6H460M



Fuente: PDF Peimar_ESP_OR6H460M

Tabla 7: Características eléctricas de panel de 460W, PEIMAR-OR6H460M

CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS (STC) ⁽¹⁾	OR6H460M
Potencia pico (Pmax) ⁽²⁾	460 W
Tolerancia de clasificación	0/+5 W
Tensión a Pmax (Vmp)	42.87 V
Corriente a Pmax (Imp)	10.73 A
Tensión de circuito abierto (Voc) ⁽²⁾	49.85 V
Corriente de corto circuito (Isc) ⁽²⁾	11.61 A
Tensión máxima de sistema	1500 V
Máximo valor nominal del fusible	20 A
Eficiencia Módulo	21.16%
Clase de protección contra descarga eléctrica	Clase II

Fuente: PDF Peimar_ESP_OR6H460M

Tabla 8: Características mecánicas de panel de 460W, PEIMAR-OR6H460M

CARACTERÍSTICAS MECÁNICAS	
Células	144 M6 HALF monocristalinas PERC
Tamaño Células	166x83 mm / 6.54x3.27"
Cubierta Frontal	3.2 mm / 0.13" grosor, vidrio templado
Cápsula	TPT (Tedlar-PET-Tedlar)
Cubierta Posterior	EVA (Etilene Vinil Acetato)
Marco	Aleación de aluminio anodizado doble grosor
Acabados Marco	Plata
Acabados Lámina posterior	Blanco
Diodos	3 Diodos de Bypass
Caja de conexiones	Certificado IP67
Conectores	MC4 o conectores compatibles
Longitud Cables	1300 mm / 51.18"
Sección Cables	4.0 mm ² / 0.006 in ²
Tamaño	2094 x 1038 x 35 mm / 82.44 x 40.87 x 1.38"
Peso	23.2 Kg / 51.15 lbs
Carga máxima (test de carga) - SF	5400 Pa - 1.5 ⁽³⁾

Fuente: PDF Peimar_ESP_OR6H460M

Tabla 9: Características de temperatura del panel de 460W, PEIMAR-OR6H460M

CARACTERÍSTICAS TEMPERATURA	
NMOT ⁽²⁾	45±2 °C
Coefficiente temperatura de la potencia máxima	-0.37 %/°C
Coefficiente temperatura de la tensión de circuito abierto	-0.28 %/°C
Coefficiente temperatura de la corriente de corto circuito	0.042 %/°C
Temperatura de funcionamiento	-40 °C – +85°C

Fuente: PDF Peimar_ESP_OR6H460M

a. Cálculo de la Curva de Potencia Autogenerada

Por medio de un PROGRAMA DE CALCULO PARA SISTEMAS FOTOVOLTAICOS desarrollado en Microsoft Excel, se podrá conocer la potencia generada por un determinado panel fotovoltaico, dimensionando el sistema, con datos reales de la radiación solar que llega al lugar seleccionado.

FACULTAD DE INGENIERIA.

Latitud: -16,4983

Longitud: -68,1350

Figura 38: Facultad de Ingeniería, ubicación geográfica

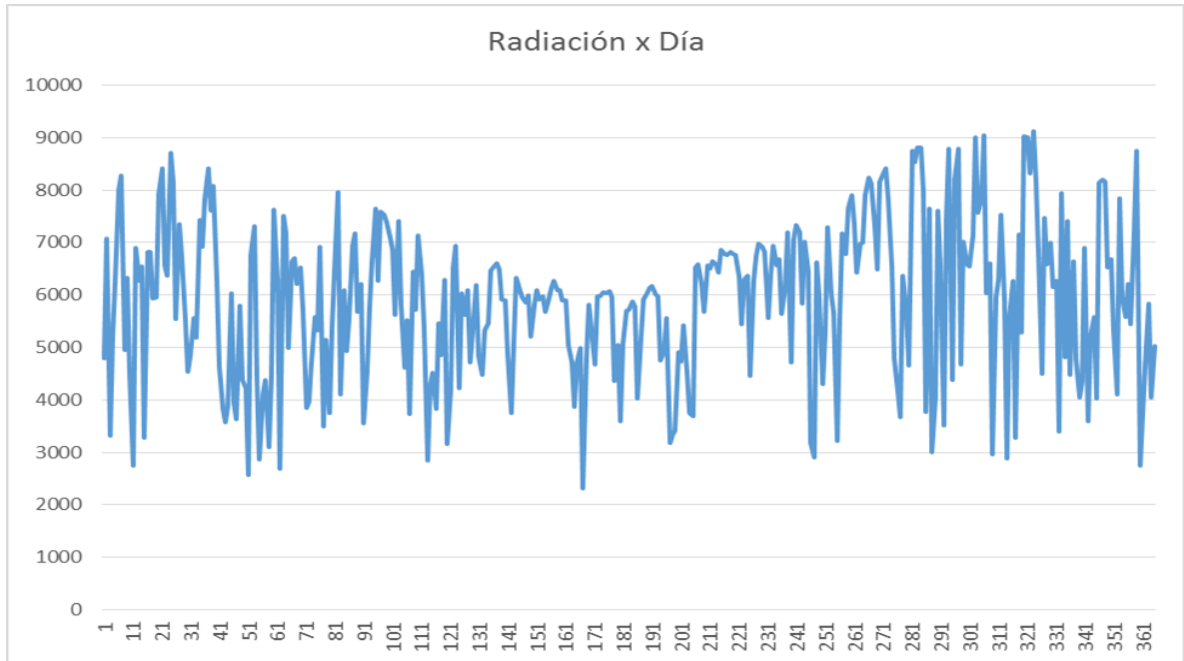


Fuente: Google Maps

Para nuestros cálculos es necesario contar con una fuente confiable de datos, que nos indiquen la radiación solar recibida en un determinado lugar de la superficie de la Tierra. De esta forma se empleó el sitio web Renewables.ninja, que es una herramienta

desarrollada por el Imperial College London y ETH Zurich que nos proporciona la temperatura del aire para cada hora del día y la irradiación solar global a nivel del suelo de la gestión 2019.

Figura 39: Radiación global diaria de la Facultad de Ingeniería



Fuente: Renewables.ninja.

Tomando los datos de la página web se calculara la radiación global total de cada mes y la radiación promedio en un día, obteniendo la siguiente tabla:

Tabla 10: Radiación global promedio de cada mes del año 2019

AÑO	MES	Nro. DIAS	Radiación MES kW/m2	Radiación Prom kW/m2/DIA
2019	ENERO	31	190,571	6,147
2019	FEBRERO	28	151,249	5,402
2019	MARZO	31	177,221	5,717
2019	ABRIL	30	169,938	5,665
2019	MAYO	31	175,181	5,651
2019	JUNIO	30	160,301	5,343
2019	JULIO	31	166,458	5,370
2019	AGOSTO	31	199,667	6,441
2019	SEPTIEMBRE	30	197,436	6,581
2019	OCTUBRE	31	201,092	6,487
2019	NOVIEMBRE	30	193,188	6,440
2019	DICIEMBRE	31	177,220	5,717

Fuente: Elaboración propia

Para realizar los cálculos, empleando la tabla 10 seleccionaremos al mes de Junio que cuenta con la menor radiación recibida, considerando el más desfavorable de los casos.

Escogeremos un día medio típico de este mes, con una radiación cercana a la radiación global promedio diaria, para obtener la potencia generada por un panel de 460W.

Una vez conocida la latitud del emplazamiento escogido, mediante la ecuación (14) se conocerá el ángulo de inclinación apropiado para nuestros paneles solares.

$$\beta = 3,7 + (0,69 * |-16,4983|) = 15,083^\circ \approx 15,1^\circ \Rightarrow \beta = 15,1^\circ$$

Seleccionamos la orientación con vista al norte del panel solar: $\alpha = 180^\circ$

Teniendo en cuenta la zona horaria de Bolivia (UTC-4) se obtiene la siguiente tabla de datos para nuestro panel solar:

Tabla 11: Datos característicos para el panel fotovoltaico

DATOS DEL LUGAR				
LATITUD φ	-16,4983	grados	-0,2879	radianes
LONGITUD L_{LOCAL}	-68,1350	grados	-1,1892	radianes
ALBEDO ρ_s	0,22			
CONSTANTE SOLAR C_s	1367	W/m2		
DATOS DE LA SUPERFICIE CAPTORA				
ORIENTACION alfa =	180	grados	3,1416	radianes
INCLINACION beta =	15,1	grados	0,2633	radianes
DATOS DEL PANEL SOLAR COMERCIAL (EN CEM)				
Voc	49,85	V		
Isc	11,61	A		
Vmax	42,87	V		
Imax	10,73	A		
Pmax	460	Wp		
Numero de celdas	144	6x24		
Area de cada celda	0,013778	m2		
y	-0,002	V/K		
NOCT =	47	°C		
DATOS DE LA CELDA SOLAR INDIVIDUAL EN CEM				
Voc	0,692	V		
Isc	11,610	A		
Vmax	0,595	V		
Imax	10,730	A		
Pmax	6,39	W		
k (constante Boltzman)	1,38E-23	J/K		
q (carga electron)	1,60E-19	C		
RESISTENCIA EN SERIE A CEM				
Tamb =	25	°C		
Tc (CEM) =	58,75	°C		
Vtermica = kt/q =	0,03	V		
FF =	0,795			
FFo =	0,85			
Rs =	0,00357	ohmios		

Fuente: Elaboración propia

Para el día escogido del 11 de junio, obtendremos los siguientes resultados:

M= Numero del mes =	6
D= Numero del día =	11

Tabla 12: Datos de temperatura y radiación

Time(UTC-4)	T2m	G(h) = Gh(0)
6	1,72	0,00
7	2,44	62,33
8	5,17	242,38
9	9,91	524,04
10	13,12	693,32
11	14,72	802,38
12	15,51	821,78
13	15,41	716,74
14	14,56	558,86
15	13,27	363,67
16	11,71	186,62
17	9,68	67,46
18	6,84	0,11
19	5,66	0,00
		5.039,68

Fuente: Elaboración propia

Para obtener el ángulo acimutal se realizan los siguientes cálculos, remplazando los datos para el primer resultado, repitiendo el mismo procedimiento para los demás valores, empleando las siguientes ecuaciones:

$$d_n = \text{entero} \left(\frac{275 * M}{9} \right) - k * \text{entero} \left(\frac{M + 9}{12} \right) + D - 30 \dots (16)$$

$$d_n = \text{entero} \left(\frac{275 * 6}{9} \right) - 2 * \text{entero} \left(\frac{6 + 9}{12} \right) + 11 - 30 = 162$$

$$\Gamma = (d_n - 1) * \frac{2\pi}{365} = (162 - 1) * \frac{2\pi}{365} = 2,771 \dots (17)$$

$$E = 229,2 * [0,000075 + 0,001868 * \cos \Gamma - 0,032077 * \sin \Gamma - 0,014615 * \cos 2\Gamma - 0,04089 * \sin 2\Gamma]$$

...(18)

$$E = 229,2 * [0,000075 + 0,001868 * \cos 2,8 - 0,032077 * \sin 2,8 - 0,014615 * \cos 22,8 - 0,04089 * \sin 2 * 2,8] = 0,806$$

$$T_{SOLAR} = T_{UTC} - \frac{(L_{UTM} - L_{LOCAL})}{15} + \frac{E}{60} \dots (19)$$

Para el cálculo de la hora solar tendremos en cuenta la zona horaria de Bolivia.

$$T_{SOLAR} = (6 + 4) - \frac{(0 - (-68,1350))}{15} + \frac{0,806}{60} = 5,471 \dots (19)$$

$$w = \frac{\pi}{12} * (T_{SOLAR} - 12) = \frac{\pi}{12} * (5,471 - 12) = -1,7093 \dots (21)$$

$$\delta = 23,45 * \sin\left(\frac{360}{365} * (d_n + 284)\right) \dots (22)$$

$$\delta = 23,45 * \sin\left(\frac{360}{365} * (162 + 284)\right) * \frac{\pi}{180} = 0,4029 \text{ rad}$$

$$h = \sin^{-1}(\sin \delta * \sin \varphi + \cos w * \cos \delta * \cos \varphi) \dots (23)$$

$$h = \sin^{-1}(\sin 0,4 * \sin(-16,4983) + \cos(-1,7093) * \cos 0,4 * \cos(-16,4983)) \\ = -0,235 \text{ rad}$$

$$h = -0,235 \text{ rad} * \frac{180}{\pi} = -13,5^\circ$$

$$az = \text{signo}(w) * \cos^{-1}\left(\text{signo}(\varphi) * \left(\frac{\sin \varphi * \sin h - \sin \delta}{\cos \varphi * \cos h}\right)\right) \dots (24)$$

$$az = \text{signo}(-1,71) * \cos^{-1}\left(\text{signo}(-16,5) * \left(\frac{\sin -16,5 * \sin -0,235 - \sin 0,4029}{\cos -16,5 * \cos -0,235}\right)\right)$$

$$az = -1,214 \text{ rad}$$

$$az = -1,214 * \frac{180}{\pi} = -69,5^\circ$$

Tabla 13: Calculo del ángulo azimutal solar

Time(UTC-4)	d_n	Γ	E	T_{SOLAR}	w
6	162	2,771	0,806	5,471	-1,7093
7	162	2,771	0,806	6,471	-1,4475
8	162	2,771	0,806	7,471	-1,1857
9	162	2,771	0,806	8,471	-0,9239
10	162	2,771	0,806	9,471	-0,6621
11	162	2,771	0,806	10,471	-0,4003
12	162	2,771	0,806	11,471	-0,1385
13	162	2,771	0,806	12,471	0,1233
14	162	2,771	0,806	13,471	0,3851
15	162	2,771	0,806	14,471	0,6469
16	162	2,771	0,806	15,471	0,9087
17	162	2,771	0,806	16,471	1,1705
18	162	2,771	0,806	17,471	1,4323
19	162	2,771	0,806	18,471	1,6941

declinacion δ (en rad)	sin (h)	h (en rad)	az (en rad)	az(en grados)	h (en grados)
0,4029	-0,233	-0,235	-1,214	-69,54	-13,48
0,4029	-0,003	-0,003	-1,150	-65,91	-0,16
0,4029	0,220	0,222	-1,063	-60,92	12,71
0,4029	0,420	0,434	-0,942	-53,99	24,85
0,4029	0,584	0,624	-0,771	-44,18	35,76
0,4029	0,701	0,777	-0,527	-30,17	44,50
0,4029	0,762	0,867	-0,197	-11,31	49,66
0,4029	0,764	0,869	0,176	10,10	49,82
0,4029	0,706	0,784	0,510	29,21	44,92
0,4029	0,592	0,634	0,759	43,49	36,33
0,4029	0,431	0,445	0,934	53,52	25,52
0,4029	0,232	0,234	1,057	60,58	13,44
0,4029	0,010	0,010	1,146	65,67	0,60
0,4029	-0,220	-0,222	1,211	69,36	-12,70

Fuente: Elaboración propia

Para calcular la radiación solar extra atmosférica se empleara los anteriores resultados y las siguientes ecuaciones, repitiendo el mismo procedimiento para los demás cálculos:

$$B_{O(0)} = 1367 * \left(1 + 0.0033 * \cos\left(\frac{2\pi d_n}{365}\right) \right) * \sin h \dots (26)$$

$$B_{O(0)} = 1367 * \left(1 + 0.0033 * \cos\left(\frac{2\pi * 162}{365}\right) \right) * -0,233 = -317,66 \text{ W/m}^2$$

$$g_1 = \text{signo}\varphi * \tan \varphi * \sin \beta * \cos \alpha + \cos \beta \dots (31)$$

$$g_1 = \text{signo}(-16,5) * \tan(-16,5) * \sin 15,1 * \cos 180 + \cos 15,1 = 0,8885$$

$$g_2 = \frac{\text{signo}\varphi * \sin \delta * \sin \beta * \cos \alpha}{\cos \varphi} \dots (32)$$

$$g_2 = \frac{\text{signo}(-16,5) * \sin 0,41 * \sin 15,1 * \cos 180}{\cos(-16,5)} = 0,1064$$

$$g_3 = \cos \delta * \sin \beta \sin \alpha = \cos 0,41 * \sin 15,1 * \sin 180 = 0,00 \dots (30)$$

$$f_1 = g_1 * \sin \delta * \sin \varphi - g_2 = 0,8885 * \sin 0,4029 * \sin(-16,5) - 0,1064 = -0,2054 \dots (28)$$

$$f_2 = g_1 * \cos \delta * \cos \varphi = 0,8885 * \cos 0,4029 * \cos(-16,5) = 0,7837 \dots (29)$$

$$\cos \theta_s = f_1 + f_2 * \cos w + g_3 * \sin w \dots (27)$$

$$\cos \theta_s = -0,2054 + 0,7837 * \cos(-1,71) + 0 * \sin(-1,7093) = -0,314$$

$$B_{O(\beta,\alpha)} = \frac{B_{O(0)} * \max(0; \cos \theta_s)}{\sin h} = \frac{-317,66 * \max(0; -0,314)}{-0,233} = 0,00 \dots (33)$$

$$\rho^2 = 1 + 0.033 * \cos\left(\frac{2\pi d_n}{365}\right) = 1 + 0.033 * \cos\left(\frac{2\pi * 162}{365}\right) = 0,9690 \dots (34)$$

$$w_1 = \frac{\pi}{24} * (2 * T_k - 23) - \frac{\pi}{12} = \frac{\pi}{24} * (2 * 5.471 - 23) - \frac{\pi}{12} = -1,840 \text{ rad ... (35)}$$

$$w_2 = \frac{\pi}{24} * (2 * T_k - 23) = \frac{\pi}{24} * (2 * 5,741 - 23) = -1,578 \text{ rad ... (36)}$$

$$B_{Oh(0)} = \frac{12}{\pi} * C_s * \rho^2 \left\{ \left(\frac{\pi}{12} \right) * \sin\delta * \sin\alpha + [\sin w_2 - \sin w_1] \cos\delta * \cos\varphi \right\} \dots (37)$$

$$B_{Oh(0)} = \frac{12}{\pi} * 1367 * 0,9690 \left\{ \left(\frac{\pi}{12} \right) * \sin 0,41 * \sin 180 + [\sin(-1,578) - \sin(-1,840)] \cos 0,41 * \cos(-16,5) \right\}$$

$$B_{Oh(0)} = -308,31 \text{ W/m}^2$$

Tabla 14: Calculo de la radiación solar extra-atmosférica

Bo(0) W/m2	g1	g2	g3	f1	f2
-317,66	0,8885	0,1064	0,0000	-0,2054	0,7837
-3,87	0,8885	0,1064	0,0000	-0,2054	0,7837
299,83	0,8885	0,1064	0,0000	-0,2054	0,7837
572,76	0,8885	0,1064	0,0000	-0,2054	0,7837
796,31	0,8885	0,1064	0,0000	-0,2054	0,7837
955,26	0,8885	0,1064	0,0000	-0,2054	0,7837
1038,76	0,8885	0,1064	0,0000	-0,2054	0,7837
1041,14	0,8885	0,1064	0,0000	-0,2054	0,7837
962,22	0,8885	0,1064	0,0000	-0,2054	0,7837
807,38	0,8885	0,1064	0,0000	-0,2054	0,7837
587,19	0,8885	0,1064	0,0000	-0,2054	0,7837
316,63	0,8885	0,1064	0,0000	-0,2054	0,7837
14,16	0,8885	0,1064	0,0000	-0,2054	0,7837
-299,63	0,8885	0,1064	0,0000	-0,2054	0,7837

cos θs	Bo(β,α) W/m2	ρ²	w₂	w₁	B _{Oh(0)} W/m2
-0,314	0,00	0,9690	-1,578	-1,840	-308,31
-0,109	0,00	0,9690	-1,317	-1,578	-4,18
0,089	121,36	0,9690	-1,055	-1,317	290,19
0,267	363,85	0,9690	-0,793	-1,055	554,74
0,413	562,47	0,9690	-0,531	-0,793	771,42
0,516	703,69	0,9690	-0,269	-0,531	925,48
0,571	777,88	0,9690	-0,008	-0,269	1006,42
0,572	779,99	0,9690	0,254	-0,008	1008,72
0,521	709,88	0,9690	0,516	0,254	932,23
0,420	572,31	0,9690	0,778	0,516	782,15
0,276	376,67	0,9690	1,040	0,778	568,72
0,100	136,29	0,9690	1,301	1,040	306,48
-0,097	0,00	0,9690	1,563	1,301	13,30
-0,302	0,00	0,9690	1,825	1,563	-290,84
					6556,53

Fuente: Elaboración propia

Para el modelo Collares Pereira, se emplearan las siguientes ecuaciones, procedimiento que nos calculara la radiación directa horizontal, reemplazaremos los datos y repetiremos los cálculos para el resto de los valores.

$$k_t = \frac{G_h}{B_{0h(0)}} = \frac{5039,68}{6556,53} = 0,769 \dots (38)$$

$$w_s = \cos^{-1}(\tan\delta * \tan\varphi) = \cos^{-1}(\tan 0,41 * \tan(-16,5)) = 1,4442 \dots (39)$$

$$a = 0,409 + 0,5016 * \sin\left(w_s - \frac{\pi}{3}\right) = 0,409 + 0,5016 * \sin\left(1,4442 - \frac{\pi}{3}\right) = 0,6030 \dots (41)$$

$$b = 0,6609 - 0,4767 * \sin\left(w_s - \frac{\pi}{3}\right) = 0,6609 - 0,4767 * \sin\left(1,4442 - \frac{\pi}{3}\right) = 0,4766 \dots (42)$$

$$r_t(w) = \frac{G_{h(0)}}{G_{d(0)}} = \frac{\pi}{24} (a + b * \cos w) * \frac{\cos w - \cos w_s}{\sin w_s - w_s * \cos w_s} \dots (40)$$

$$r_t(w) = \frac{\pi}{24} (0,6030 + 0,4766 * \cos(-1,71)) * \frac{\cos(-1,71) - \cos 1,4}{\sin 1,4 - 1,4 * \cos 1,4} = -0,0230$$

$$r_t(w) = \frac{G_{h(0)}}{G_{d(0)}} \Rightarrow G_{h(0)} = \max(r_t(w) * G_{d(0)} : 0) = \max(-0,0230 * 5039,68 : 0) = 0,00$$

Utilizando la figura 20 para un valor de $0,75 < k_t < 0,80$ escogemos la siguiente relación:

$$\frac{D_{d(0)}}{G_{d(0)}} = \frac{D_{d(0)}}{G_h} = 0,632 - 0,54 * k_t = 0,632 - 0,54 * 0,769 = 0,217$$

$$D_{d(0)} = 0,217 * 5039,68 = 1093,25$$

$$r_t(w) = \frac{D_{h(0)}}{D_{d(0)}} \Rightarrow D_{h(0)} = \frac{\pi}{24} * \frac{\cos(-1,71) - \cos 1,4}{\sin 1,4 - 1,4 * \cos 1,4} * 1093,25 = -46,71$$

$$B_{h(0)} = G_{h(0)} - D_{h(0)} = 0,00 - (-46,71) = 46,71$$

Tabla 15: Modelo de Collares Pereira

Time(UTC-4)	k_t	w_s	a	b
6	0,769	1,4442	0,6030	0,4766
7	0,769	1,4442	0,6030	0,4766
8	0,769	1,4442	0,6030	0,4766
9	0,769	1,4442	0,6030	0,4766
10	0,769	1,4442	0,6030	0,4766
11	0,769	1,4442	0,6030	0,4766
12	0,769	1,4442	0,6030	0,4766
13	0,769	1,4442	0,6030	0,4766
14	0,769	1,4442	0,6030	0,4766
15	0,769	1,4442	0,6030	0,4766
16	0,769	1,4442	0,6030	0,4766
17	0,769	1,4442	0,6030	0,4766
18	0,769	1,4442	0,6030	0,4766
19	0,769	1,4442	0,6030	0,4766

$r_t(w)$	Gh(0)		Dd(0)	Dh(0)	Bh(0)
-0,0230	0,00	0,217	1093,25	-46,71	46,71
-0,0003	0,00			-0,57	0,57
0,0315	158,93			44,09	114,84
0,0686	345,61			84,22	261,39
0,1048	528,34			117,09	411,25
0,1339	674,61			140,46	534,15
0,1502	756,89			152,74	604,15
0,1507	759,28			153,09	606,19
0,1352	681,32			141,49	539,84
0,1068	538,09			118,72	419,37
0,0708	356,59			86,34	270,25
0,0336	169,26			46,56	122,70
0,0013	6,42			2,08	4,33
-0,0219	0,00			-44,06	44,06
	4975,339				

Fuente: Elaboración propia

Para la proyección de la radiación sobre la superficie inclinada reemplazaremos los datos calculados y repetiremos el procedimiento para los demás valores, empleando las siguientes ecuaciones:

$$B_{h(\beta,\alpha)} = \frac{B_{h(0)} * \max(0; \cos\theta_s)}{\sinh} = \frac{46,71 * \max(0; -0,314)}{-0,233} = 0,00 \dots (45)$$

$$AL_{h(\beta,\alpha)} = G_{h(0)} * \rho_s * \left(\frac{1 - \cos\beta}{2}\right) = 0,0 * 0,22 * \left(\frac{1 - \cos 15,1}{2}\right) = 0,00 \dots (46)$$

$$\tau_a = \frac{B_{0(\beta,0)}}{B_0} = \frac{B_{h(\beta,\alpha)}}{B_{0h(0)}} = \frac{0,00}{-308,31} = 0,00 \dots (47)$$

$$D_{h(\beta,0)}^{circunsolar} = \tau_a * D_{h(0)} * \frac{\max(0; \cos\theta_s)}{\sinh} = 0,0 * (-46,71) * \frac{\max(0; -0,314)}{-0,233} = 0,00 \dots (48)$$

$$D_{h(\beta,0)}^{isotropica} = D_{h(0)} * \left(\frac{1 + \cos\beta}{2}\right) \left(1 - \frac{B_{h(0)}}{B_0}\right) = D_{h(0)} * \left(\frac{1 + \cos\beta}{2}\right) (1 - \tau_a) \dots (49)$$

$$D_{h(\beta,0)}^{isotropica} = (-46,71) * \left(\frac{1 + \cos 15,1}{2}\right) (1 - 0,0) = -45,90$$

$$G_{h(\beta,\alpha)} = B_{h(\beta,\alpha)} + AL_{h(\beta,\alpha)} + D_{h(\beta,0)}^{circunsolar} + D_{h(\beta,0)}^{isotropica} \dots (50)$$

$$G_{h(\beta,\alpha)} = 0,0 + 0,0 + 0,0 - 45,90 = -45,90$$

$$G_{h(\beta,\alpha)} = -45,90$$

Tabla 16: Proyección de la radiación difusa, la directa sobre el plano inclinado y con la reflejada del suelo

Time(UTC-4)	$B_{h(\beta,\alpha)}$	$AL_{h(\beta,\alpha)}$	τ_{α}	$D_{h(\beta,0)}^{Circunsolar}$	$D_{h(\beta,0)}^{Isotropica}$	$G_{h(\beta,\alpha)}$
6	0,00	0,0000	0,000	0,00	-45,90	-45,90
7	0,00	0,0000	0,000	0,00	-0,56	-0,56
8	46,48	0,6023	0,160	2,86	36,39	86,33
9	166,05	1,3098	0,299	16,01	57,99	241,37
10	290,49	2,0024	0,377	31,14	71,74	395,37
11	393,48	2,5567	0,425	43,99	79,35	519,38
12	452,42	2,8686	0,450	51,42	82,63	589,34
13	454,14	2,8776	0,450	51,64	82,72	591,37
14	398,26	2,5822	0,427	44,59	79,64	525,08
15	297,27	2,0393	0,380	31,98	72,33	403,62
16	173,36	1,3514	0,305	16,88	58,99	250,58
17	52,82	0,6415	0,172	3,45	37,87	94,78
18	0,00	0,0243	0,000	0,00	2,05	2,07
19	0,00	0,0000	0,000	0,00	-43,30	-43,30
	2724,77	18,86		293,98	571,94	3609,54

Fuente: Elaboración propia

De igual manera se calculara la radiación global sobre una superficie inclinada con un procedimiento basado en el remplazo directo de los datos extraídos de la página web Renewables.ninja.

Para los valores de $G_{(h)} = G_{h(0)}$ se tomaran los valores entregados por la página web.

Hallamos la radiación difusa por medio del índice de claridad y por la correlación de Collares Pereira. Reemplazamos los datos y repetimos el procedimiento para completar la tabla 17.

$$G_{d(h)} = D_{h(0)} \Rightarrow Si: \frac{D_{h(0)}}{G_{h(0)}} = 0,632 - 0,54 * k_t \Rightarrow D_{h(0)} = (0,632 - 0,54 * k_t) * G_{h(0)}$$

$$D_{h(0)} = (0,632 - 0,54 * 0,769) * G_{h(0)} = 0,217 * G_{h(0)} = 0,217 * 0,00 = 0,00$$

$$B_{h(0)} = G_{h(0)} - D_{h(0)} = 0,00 - 0,00 = 0,00$$

Reemplazamos en las ecuaciones (45) y (46):

$$B_{h(\beta,\alpha)} = B_{h(0)} * \frac{\max(0; \cos\theta_s)}{\sinh} = 0,00 * \frac{\max(0; -0,314)}{-0,233} = 0,00$$

$$AL_{h(\beta,\alpha)} = G_{h(0)} * \rho_s * \left(\frac{1 - \cos\beta}{2}\right) = 0,0 * 0,22 * \left(\frac{1 - \cos 15,1}{2}\right) = 0,00$$

Para el cálculo de τ_{α} usaremos la propiedad de Microsoft Excel para comprobar si cumple la condición de verdadero y falso.

$$=SI (B_{h(0)}=0; 0; B_{h(0)}/B_{0h(0)})$$

Para el primer valor obtenemos 0,0. Reemplazamos en las ecuaciones (48), (49) y (50).

$$D_{h(\beta,0)}^{circunsolar} = \tau_a * D_{h(0)} * \frac{\max(0; \cos\theta_s)}{\sinh} = 0,0 * (0,0) * \frac{\max(0; -0,314)}{-0,233} = 0,00$$

$$D_{h(\beta,0)}^{isotropica} = D_{h(0)} * \left(\frac{1 + \cos\beta}{2}\right) (1 - \tau_a) = (0,0) * \left(\frac{1 + \cos 15,1}{2}\right) (1 - 0,0) = -45,90$$

$$G_{h(\beta,\alpha)} = B_{h(\beta,\alpha)} + AL_{h(\beta,\alpha)} + D_{h(\beta,0)}^{circunsolar} + D_{h(\beta,0)}^{isotropica} = 0,0 + 0,0 + 0,0 + 0,0 = 0,0$$

Tabla 17: Proyección de la radiación sobre la superficie inclinada utilizando los datos del año medio típico

Time(UTC-4)	G(h)=Gh(0) W/m2	Gd(h)=Dh(0)	Bh(0)	Bh(β,α)
6	0,00	0,00	0,00	0,000
7	62,33	13,52	48,81	0,000
8	242,38	52,58	189,80	76,825
9	524,04	113,68	410,36	260,685
10	693,32	150,40	542,92	383,489
11	802,38	174,06	628,32	462,854
12	821,78	178,27	643,51	481,897
13	716,74	155,48	561,26	420,482
14	558,86	121,23	437,63	322,858
15	363,67	78,89	284,78	201,863
16	186,62	40,48	146,13	93,742
17	67,46	14,63	52,83	22,739
18	0,11	0,02	0,08	0,000
19	0,00	0,00	0,00	0,000
	5039,68	1093,25	3946,43	2727,43

ALh(β,α)	τa	Dcir_h(β,α)	Diso_h(β,α)	Gh(β,α)
0,000	0,0000	0,000	0,000	0,000
0,236	-11,6883	0,000	168,613	168,849
0,919	0,6540	13,920	17,877	109,540
1,986	0,7397	53,420	29,077	345,168
2,628	0,7038	74,767	43,783	504,667
3,041	0,6789	87,051	54,926	607,872
3,114	0,6394	85,358	63,175	633,545
2,716	0,5564	64,812	67,783	555,793
2,118	0,4694	41,986	63,213	430,175
1,378	0,3641	20,360	49,302	272,903
0,707	0,2570	6,673	29,562	130,684
0,256	0,1724	1,086	11,903	35,984
0,000	0,0062	0,000	0,022	0,023
0,000	0,0000	0,000	0,000	0,000
19,10	-6,45	449,43	599,24	3795,20

Fuente: Elaboración propia

En las anteriores tablas 16 y 17 se comprobó que la diferencia entre las radiaciones globales sobre una superficie inclinada no es muy significativo para ambos procedimientos, constatando la confiabilidad de los cálculos.

De igual manera ahora calculamos por medio de las siguientes ecuaciones la potencia generada por el panel fotovoltaico por cada hora del día con radiación solar.

Comenzamos calculando la corriente y tensión del panel fotovoltaico, reemplazando los datos para el primer valor, repitiendo el procedimiento, empleando las siguientes ecuaciones:

$$T_c = T_a + \frac{TONC - 20}{800} * G_{h(\beta, \alpha)} = 1,72 + \frac{47 - 20}{800} * 0,0 = 1,72 \text{ } ^\circ\text{C} \dots (51)$$

$$I_{SC} = I_{SC}^{CEM} * \frac{G}{G^{CEM}} = 11,610 * \frac{-45,90}{1000} = -0,53 \text{ A} \dots (52)$$

$$V_{OC} = V_{OC}^{CEM} - \gamma * (T_c - T_c^{CEM}) = 0,692 - (-0,002) * (1,72 - 58,75) = 0,58 \text{ V} \dots (53)$$

$$V_T = K * \frac{(T_c + 273)}{q} = 1,38x10^{-23} * \frac{(1,72 + 273)}{1,60x10^{-19}} = 0,024 \text{ V} \dots (54)$$

$$A = \left(e^{\frac{V_{OC}}{V_T}} - 1 \right) = \left(e^{\frac{0,58}{0,024}} - 1 \right) = 4,61x10^{10} \dots (55)$$

$$B = \left(e^{\frac{I_{SC} * R_s}{V_T}} - 1 \right) = \left(e^{\frac{(-0,53) * 0,00357}{0,024}} - 1 \right) = -7,71x10^{-2} \dots (56)$$

$$\Omega = A + 1 = 4,61x10^{10} + 1 = 4,61x10^{10} \dots (57)$$

$$\phi = \frac{A - B}{I_{SC}} = \frac{4,61x10^{10} - (-7,71x10^{-2})}{-0,53} = -8,65x10^{10} \dots (58)$$

Tabla 18: Calculo de corriente y tensión

Time(UTC-4)	T_c	I_{SC}	V_{OC}	V_T	A	B	Ω	ϕ
6	1,72	-0,53	0,58	0,024	4,61E+10	-7,71E-02	4,61E+10	-8,65E+10
7	8,14	-0,01	0,59	0,024	4,40E+10	-9,56E-04	4,40E+10	-6,76E+12
8	8,86	1,00	0,60	0,024	4,37E+10	1,58E-01	4,37E+10	4,36E+10
9	21,56	2,80	0,62	0,025	4,01E+10	4,82E-01	4,01E+10	1,43E+10
10	30,16	4,59	0,64	0,026	3,79E+10	8,71E-01	3,79E+10	8,27E+09
11	35,23	6,03	0,65	0,027	3,68E+10	1,25E+00	3,68E+10	6,10E+09
12	36,89	6,84	0,65	0,027	3,64E+10	1,49E+00	3,64E+10	5,32E+09
13	34,16	6,87	0,64	0,026	3,70E+10	1,52E+00	3,70E+10	5,39E+09
14	29,08	6,10	0,63	0,026	3,82E+10	1,30E+00	3,82E+10	6,27E+09
15	22,48	4,69	0,62	0,025	3,98E+10	9,27E-01	3,98E+10	8,50E+09
16	16,12	2,91	0,61	0,025	4,16E+10	5,16E-01	4,16E+10	1,43E+10
17	10,89	1,10	0,60	0,024	4,31E+10	1,74E-01	4,31E+10	3,92E+10
18	6,84	0,02	0,59	0,024	4,44E+10	3,56E-03	4,44E+10	1,85E+12
19	5,66	-0,50	0,59	0,024	4,48E+10	-7,19E-02	4,48E+10	-8,91E+10

Fuente: Elaboración propia

Una vez calculados los valores necesitados, finalmente obtenemos cual es la potencia generada por el panel fotovoltaico el día típico seleccionado, al igual que su rendimiento para la radiación solar recibida.

Calculamos la potencia mediante las siguientes ecuaciones y observamos los resultados en las siguientes tablas, repitiendo el procedimiento para todos los valores:

$$I_{n-1} = I_{SC} * (1 - 0.025) = (-0,53) * (1 - 0.025) = -0,5196 \dots (59)$$

$$I_{n-1} = -0,5196 A$$

$$f(I_{n-1}) = -V_T * \phi * I_{n-1} - 2R_S(\Omega - \phi I_{n-1})I_{n-1} + (\Omega - \phi I_{n-1})V_T * \ln(\Omega - \phi I_{n-1}) = 0 \dots (60)$$

$$\begin{aligned} f(I_{n-1}) &= -(0,024 * (-8,65 \times 10^{10}) * (-0,5196)) \\ &- 2 * (-0,00357) * (4,61 \times 10^{10} - (-8,65 \times 10^{10})(-0,5196)) * (-0,5196) \\ &+ (4,61 \times 10^{10} - (-8,65 \times 10^{10})(-0,5196)) * 0,024 * \ln(4,61 \times 10^{10} - (-8,65 \times 10^{10})(-0,5196)) \\ f(I_{n-1}) &= -4,91 \times 10^8 \end{aligned}$$

$$f^1(I_{n-1}) = -2 * V_T * \phi - 2R_S\Omega + 4R_S\phi I_{n-1} - \phi V_T \ln(\Omega - \phi I_{n-1}) \dots (61)$$

$$\begin{aligned} f^1(I_{n-1}) &= -2 * 0,024 * (-8,65 \times 10^{10}) - 2(-0,00357)(4,61 \times 10^{10}) + \\ &4(-0,00357)(-8,7 \times 10^{10})(-0,52) - (-8,7 \times 10^{10})0,024 \ln(4,6 \times 10^{10} - (-8,7 \times 10^{10})(-0,52)) \end{aligned}$$

$$f^1(I_{n-1}) = 4,72 \times 10^{10}$$

$$I_n = I_{n-1} - \frac{f(I_{n-1})}{f^1_{n-1}} = -0,5196 - \frac{(-4,91 \times 10^8)}{4,72 \times 10^{10}} = -5,09 \times 10^{-1} A \dots (62)$$

$$I_n = -5,09 \times 10^{-1} A$$

Realizaremos los cálculos para hallar la corriente máxima en función de I_n , mediante las ecuaciones (60), (61) y (62).

$$f(I_n) = -V_T * \phi * I_n - 2R_S(\Omega - \phi I_n)I_n + (\Omega - \phi I_n)V_T * \ln(\Omega - \phi I_n)$$

$$\begin{aligned} f(I_n) &= -(0,024 * (-8,65 \times 10^{10}) * (-5,09 \times 10^{-1})) \\ &- 2 * (-0,00357) * (4,61 \times 10^{10} - (-8,65 \times 10^{10})(-5,09 \times 10^{-1})) * (-5,09 \times 10^{-1}) + \\ &(4,6 \times 10^{10} - (-8,65 \times 10^{10})(-5,09 \times 10^{-1}))0,024 \ln(4,61 \times 10^{10} - (-8,65 \times 10^{10})(-5,1 \times 10^{-1})) \\ f(I_n) &= 6,68 \times 10^6 \end{aligned}$$

$$f^1(I_n) = -2 * V_T * \phi - 2R_S\Omega + 4R_S\phi I_n - \phi V_T \ln(\Omega - \phi I_n)$$

$$f'(I_n) = -2 * 0,024 * (-8,65x10^{10}) - 2(-0,00357)(4,6x10^{10}) + 4(-0,00357)(-8,65x10^{10})$$

$$(-5,09x10^{-1}) - (-8,65x10^{10}) * 0,024 * \ln(4,61x10^{10} - (-8,65x10^{10})(-5,09x10^{-1}))$$

$$f'(I_n) = 4,84x10^{10}$$

$$I_{MAX} = I \dots (63)$$

$$I_{MAX} = I = I_n - \frac{f(I_n)}{f'_n} = -5,09x10^{-1} - \frac{6,68x10^6}{4,84x10^{10}}$$

$$I_{MAX} = -0,51 A$$

$$V_{MAX} = V_T * \ln\left(A + 1 - (A - B) * \frac{I}{I_{SC}}\right) - I * R_S \dots (64)$$

$$V_{MAX} = 0,024 * \ln\left(4,6x10^{10} + 1 - \left(4,6x10^{10} - (-7,7x10^{-2})\right) * \frac{-0,51}{-0,53}\right) - (-0,51) * (-0,0019)$$

$$V_{MAX} = 0,51$$

$$P_{MAX} = V_{MAX} * I_{MAX} = 0,51 * (-0,51) = -0,26 \dots (65)$$

$$P_{MAX} = -0,26$$

$$P_{modulo} = P_{MAX} * N_{CELDAS_SERIE} = -0,26 * (144/2) = -18,69 \dots (66)$$

$$P_{modulo} = -18,69$$

$$\eta = \frac{P_{MAX}}{G_{h(\beta,\alpha)} * N_{CELDAS} * A_{CELDA}} = \frac{-18,69}{-45,90 * 144 * 0,013778} = 0,205 \dots (67)$$

$$\eta = 0,205 = 20,5\%$$

Tabla 19: Calculo de la corriente proporcionada por el panel a potencia máxima

Time(UTC-4)	I_{n-1}	$f(I)$	$f'(I)$	I_n	$f(I)$	$f'(I)$	I_n
6	-0,5196	-4,91E+08	4,72E+10	-5,09E-01	6,68E+06	4,84E+10	-0,51
7	-0,0063	-4,85E+08	3,74E+12	-6,21E-03	6,82E+06	3,84E+12	-0,01
8	0,9773	-4,91E+08	-2,39E+10	9,57E-01	7,30E+06	-2,46E+10	0,96
9	2,7322	-4,85E+08	-7,99E+09	2,67E+00	7,97E+06	-8,23E+09	2,67
10	4,4755	-4,85E+08	-4,64E+09	4,37E+00	8,73E+06	-4,79E+09	4,37
11	5,8792	-4,87E+08	-3,42E+09	5,74E+00	9,41E+06	-3,54E+09	5,74
12	6,6712	-4,90E+08	-2,97E+09	6,51E+00	9,84E+06	-3,08E+09	6,51
13	6,6942	-4,94E+08	-2,98E+09	6,53E+00	9,94E+06	-3,09E+09	6,53
14	5,9438	-4,96E+08	-3,44E+09	5,80E+00	9,63E+06	-3,56E+09	5,80
15	4,5689	-4,97E+08	-4,65E+09	4,46E+00	8,98E+06	-4,81E+09	4,46
16	2,8365	-4,94E+08	-7,83E+09	2,77E+00	8,15E+06	-8,06E+09	2,77
17	1,0729	-4,89E+08	-2,16E+10	1,05E+00	7,31E+06	-2,22E+10	1,05
18	0,0234	-4,87E+08	-1,02E+12	2,30E-02	6,86E+06	-1,04E+12	0,02
19	-0,4901	-4,85E+08	4,92E+10	-4,80E-01	6,63E+06	5,04E+10	-0,48

Fuente: Elaboración propia

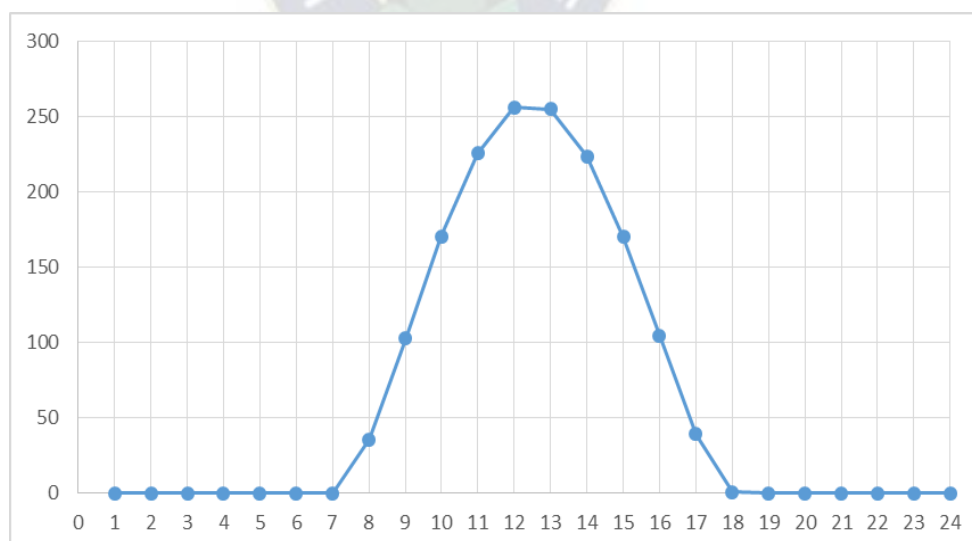
Tabla 20: Potencia del panel entregada durante el día

Time(UTC-4)	I_{MAX}	V_{MAX}	P_{MAX}	P_{MODULO}	η
6	-0,51	0,51	-0,26	-18,69	20,5%
7	-0,01	0,52	0,00	-0,23	20,9%
8	0,96	0,52	0,49	35,62	20,8%
9	2,67	0,53	1,42	102,50	21,4%
10	4,37	0,54	2,37	170,52	21,7%
11	5,74	0,55	3,13	225,49	21,9%
12	6,51	0,55	3,55	255,88	21,9%
13	6,53	0,54	3,54	254,57	21,7%
14	5,80	0,54	3,10	223,56	21,5%
15	4,46	0,53	2,36	169,83	21,2%
16	2,77	0,52	1,45	104,52	21,0%
17	1,05	0,52	0,55	39,34	20,9%
18	0,02	0,52	0,01	0,85	20,8%
19	-0,48	0,52	-0,25	-17,86	20,8%
				1,55	20,53

Fuente: Elaboración propia

De esta manera con los resultados obtenidos, tenemos la siguiente curva característica para un panel de 460W funcionando en un día medio típico.

Figura 40: Potencia generada por el panel fotovoltaico en un día típico



Fuente: Elaboración propia

b. Calculo del número de paneles

Una vez conocida la curva de consumo del edificio de la Facultad de Ingeniería, con una potencia activa mínima de 44819 W, se tomara este valor para el diseño del sistema.

Tabla 21: Valores de diseño

	watts (W)
Potencia Minima	44819
Perdidas globales 5%	2240,95
Potencia Total	47059,95
Potencia Asumida	47100

Fuente: Elaboración propia

Por la potencia asumida se observa que no supera los 50kW, por lo que entra al rango de la microgeneración según la tabla 3. Para el dimensionamiento del número total de paneles, por medio de la potencia asumida para el proyecto y la potencia del panel, se obtiene lo siguiente:

$$Nro.de\ Paneles = \frac{P_{DISEÑO}}{P_{PANEL}} \dots (74)$$

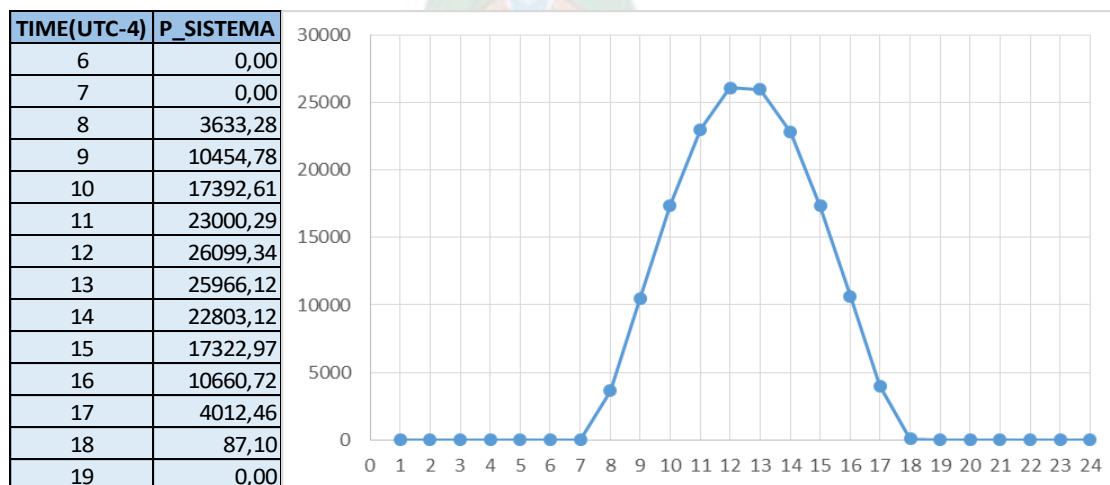
Reemplazando obtenemos:

$$Nro.de\ Paneles = \frac{47100}{460} = 102,3 \approx 102$$

$$Nro.de\ Paneles = 102$$

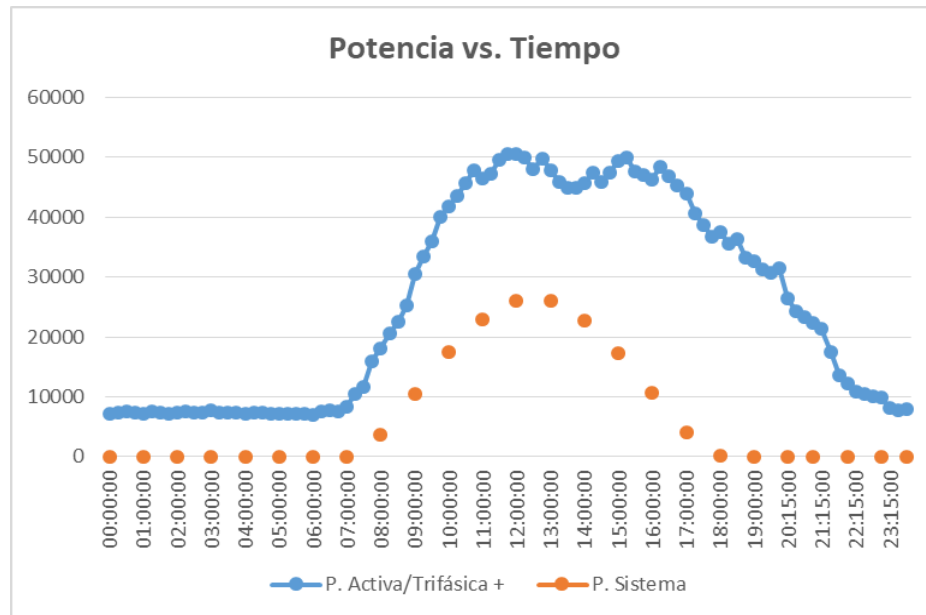
De esta forma se consideraran 102 paneles para el diseño del sistema. Obteniendo la curva de autogeneración para el Sistema Fotovoltaico. Aunque de manera efectiva para el día seleccionado solo se llega a 26099,34 W para el punto de mayor radiación solar.

Figura 41: Curva de autogeneración del sistema fotovoltaico en un día



Fuente: Elaboración propia

Figura 42: Curva de consumo vs. Curva de autogeneración



Fuente: Elaboración propia

3.1.3.2. Inversor

Como se necesita un inversor para cubrir los 47100W de potencia del Sistema Fotovoltaico, se cuenta con la opción del SUNNY TRIPOWER de la marca SMA, debido a que es adecuado para plantas comerciales y centrales fotovoltaicas de gran tamaño, las características técnicas para el cálculo del inversor se muestran a continuación.

Tabla 22: Datos técnicos inversor SUNNY TRIPOWER SMA

Datos técnicos	Sunny Tripower 20000TL	Sunny Tripower 25000TL
Entrada (CC)		
Potencia máxima de CC (con $\cos \phi = 1$)	20 440 W	25 550 W
Tensión de entrada máx.	1 000 V	1 000 V
Rango de tensión MPP/tensión asignada de entrada	320 V - 800 V/600 V	390 V - 800 V/600 V
Tensión de entrada mín./de inicio	150 V/188 V	150 V/188 V
Corriente máx. de entrada, entradas: A/B	33 A/33 A	33 A/33 A
Número de entradas de MPP independientes/strings por entrada de MPP	2/A;3; B:3	2/A;3; B:3
Salida (CA)		
Potencia asignada (a 230 V, 50 Hz)	20 000 W	25 000 W
Potencia máx. aparente de CA	20 000 VA	25 000 VA
Tensión nominal de CA	3/N/PE; 220/380 V 3/N/PE; 230/400 V 3/N/PE; 240/415 V	3/N/PE; 220/380 V 3/N/PE; 230/400 V 3/N/PE; 240/415 V
Rango de tensión nominal de CA	160 V - 280 V	160 V - 280 V
Frecuencia de red de CA/rango	50 Hz, 60 Hz/-6 Hz ... +5 Hz	50 Hz, 60 Hz/-6 Hz ... +5 Hz
Frecuencia asignada de red/tensión asignada de red	50 Hz/230 V	50 Hz/230 V
Corriente máx. de salida	29 A	36,2 A
Factor de potencia a potencia asignada	1	1
Factor de desfase ajustable	0 inductivo ... 0 capacitivo	0 inductivo ... 0 capacitivo
Fases de inyección/conexión	3/3	3/3
Rendimiento		
Rendimiento máx./europeo Rendimiento	98,4%/98,0%	98,3%/98,1%

Fuente: Solar Vertex S TSM D09

Por las características del Sistema se optará por el inversor SUNNY TRIPOWER 20000TL, observando que en el día promedio más desfavorable no se llegaría a la potencia total instalada. De esta manera obtendremos el número de inversores:

$$Nro.Inversores = \frac{P_{DISEÑO}}{P_{INV}} \dots (75)$$

Entonces se obtendrá:

$$Nro.Inversores = \frac{47100}{20000} \approx 2,3$$

$$Nro.Inversores = 2$$

Siendo que el número de paneles por inversor viene dado por:

$$NP_{INV} = \frac{Nro.Paneles}{Nro.Inversores} \dots (76)$$

Obtenemos:

$$NP_{INV} = \frac{102}{2} = 51$$

$$NP_{INV} = 51$$

El número de paneles por entrada de inversor será dado por la ecuación (77)

$$NP_{ENT} = \frac{NP_{INV}}{N_{Entradas\ Inv}} \dots (77)$$

Se dará entonces:

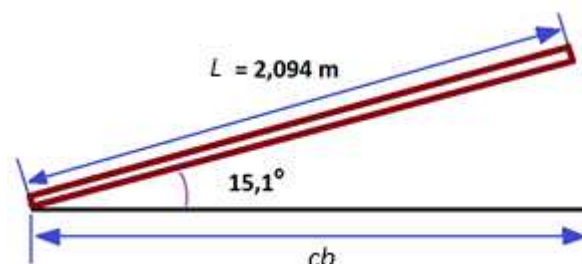
$$NP_{ENT} = \frac{51}{2} = 25,5 \approx 26$$

$$NP_{ENT} = 26$$

3.1.4. Dimensionamiento del Sistema Solar Fotovoltaico

3.1.4.1. Módulos Fotovoltaicos

Primeramente calcularemos el área del panel con el ángulo de inclinación $\beta = 15,1^\circ$:



$$cb = L \cos \beta \dots (78)$$

$$cb = L \cos \beta = 2,094 * \cos(15,1^\circ) = 2,022 \text{ m}$$

$$\text{Area Panel} = ca * cb \dots (79)$$

Donde:

$$ca = \text{Ancho del panel}$$

Se obtiene:

$$\text{Area Panel} = 1,038 * 2,022 = 2,1 \text{ m}^2 \Rightarrow \text{Area Panel} = 2,1 \text{ m}^2$$

La distancia entre paneles solares, se calculara por medio de la ecuación (15):

$$d = \frac{2,094}{\tan(61^\circ - (-16,4983^\circ))} = 0,464 \text{ m}$$

De esta manera se tiene una distancia de separación entre filas de paneles de 0,464 m o 46,4 cm.

a. Calculo del área del Sistema Solar Fotovoltaico

Una vez seleccionado el lugar para la instalación del sistema se debe ubicar su posición con respecto al norte, para de esta forma aprovechar de mejor manera la radiación solar recibida.

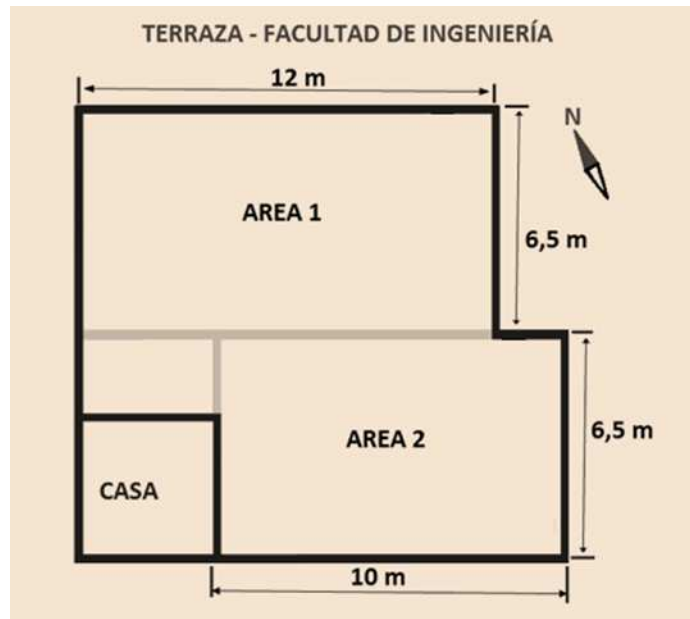
Figura 43: Facultad de Ingeniería, ubicación con respecto al norte



Fuente: Google Maps

Al seleccionar la terraza de la Facultad de Ingeniería, se realizó una inspección en el lugar, donde se tomaron las medidas correspondientes para hallar el área disponible para nuestro Sistema Solar Fotovoltaico.

Figura 44: Facultad de Ingeniería, dimensiones de la terraza



Fuente: Elaboración propia

En la figura 44 observamos que el área disponible para nuestro Sistema Fotovoltaico será respectivamente:

$$A1 = 12 * 6,5 = 78 \text{ m}^2 \Rightarrow A1 = 78 \text{ m}^2$$

$$A2 = 10 * 6,5 = 65 \text{ m}^2 \Rightarrow A2 = 65 \text{ m}^2$$

b. Calculo del número de paneles

Estableciendo la orientación de la terraza con respecto al norte se dedujo un ángulo de $63,2^\circ$ con respecto a la horizontal. De esta manera se encontrara el área que ocupa cada panel fotovoltaico con el propósito de aprovechar el espacio disponible de la terraza. También se tomara en consideración que la estructura de los soportes para paneles será para una superficie horizontal y cada soporte tendrá una capacidad para dos paneles.

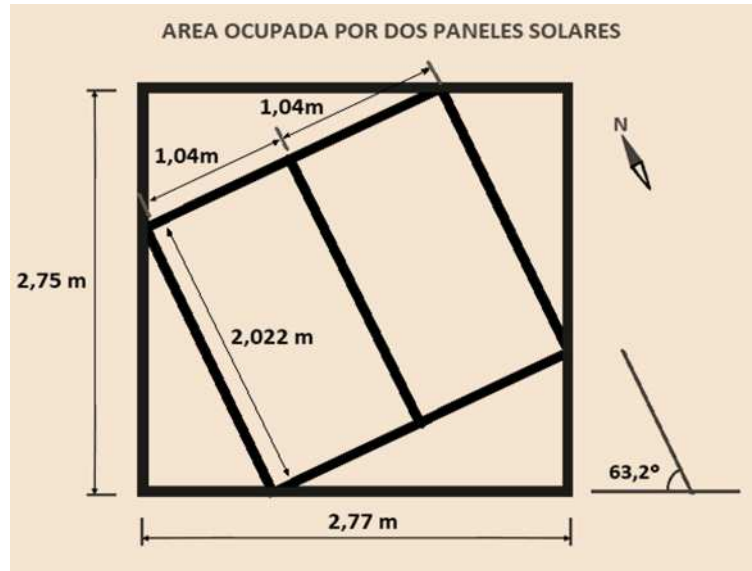
Conociendo que el área efectiva de un panel es de $2,1 \text{ m}^2$ se procederá a calcular cuánto espacio ocupa el mismo con su soporte y considerando el ángulo con respecto al norte.

Mediante cálculos trigonométricos obtenemos que el área que ocupan dos paneles forman un cuadrilátero de 2,75 m. de largo por 2,77 m. de ancho.

Deduciendo que el área que ocupa un solo panel solar será:

$$A_{\text{PANEL}} = \frac{2,75 * 2,77}{2} = \frac{7,62 \text{ m}^2}{2} = 3,81 \text{ m}^2 \Rightarrow A_{\text{PANEL}} = 3,81 \text{ m}^2$$

Figura 45: Área de los paneles solares considerando la vista al norte



Fuente: Elaboración propia

Considerando los datos obtenidos, el número de paneles fotovoltaicos para el A1 es:

$$p = \text{Area disponible} / A_{\text{PANEL}} \dots(80)$$

$$p1 = 78 \text{ m}^2 / 3,81 \text{ m}^2 = 20,47$$

De esta manera obtenemos que para el A1 se cuenta con espacio para unos 20 paneles.

Area 1 → 20 paneles

Igualmente para el número de paneles del A2 con la ecuación (80):

$$p2 = 65 \text{ m}^2 / 3,81 \text{ m}^2 = 17,06$$

Para el caso del A2 consideraremos un número par de paneles, debido a los soportes de los módulos.

Area 2 → 16 paneles

$$\text{Total paneles} = 20 + 16 = 36 \text{ paneles}$$

Se obtiene la siguiente potencia del Sistema Solar Fotovoltaico:

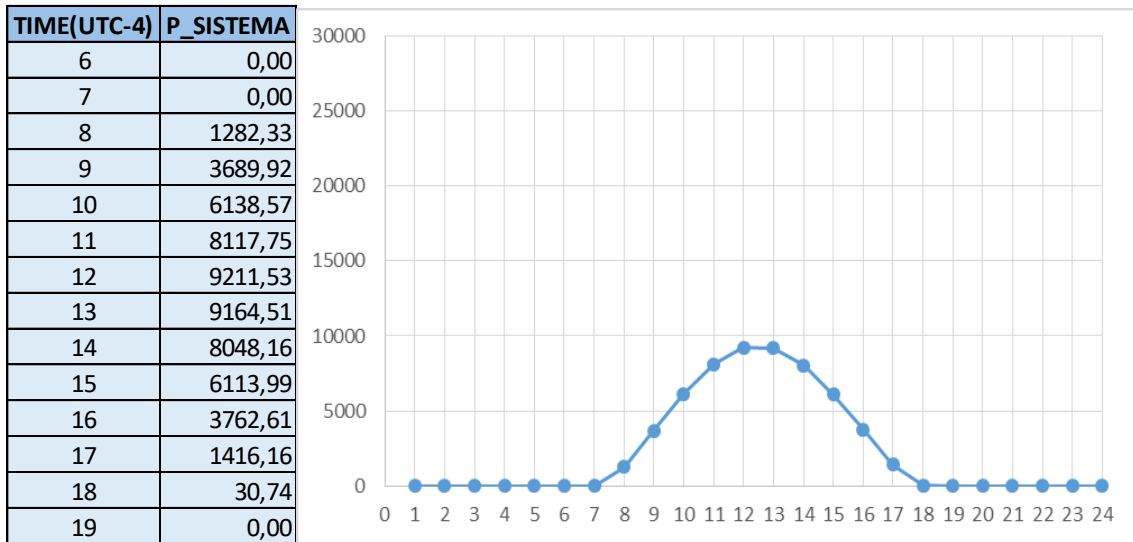
$$P = 36 * 460 \text{ W} \approx 16,5 \text{ kW}$$

$$\mathbf{P = 16500W}$$

Tomando en cuenta los resultados del día promedio escogido para la proyección de la potencia del panel solar, se modificara el número de paneles a 36. De esta manera observamos cómo se reduce el número de paneles anteriormente calculado cerca de 2/3 del mismo.

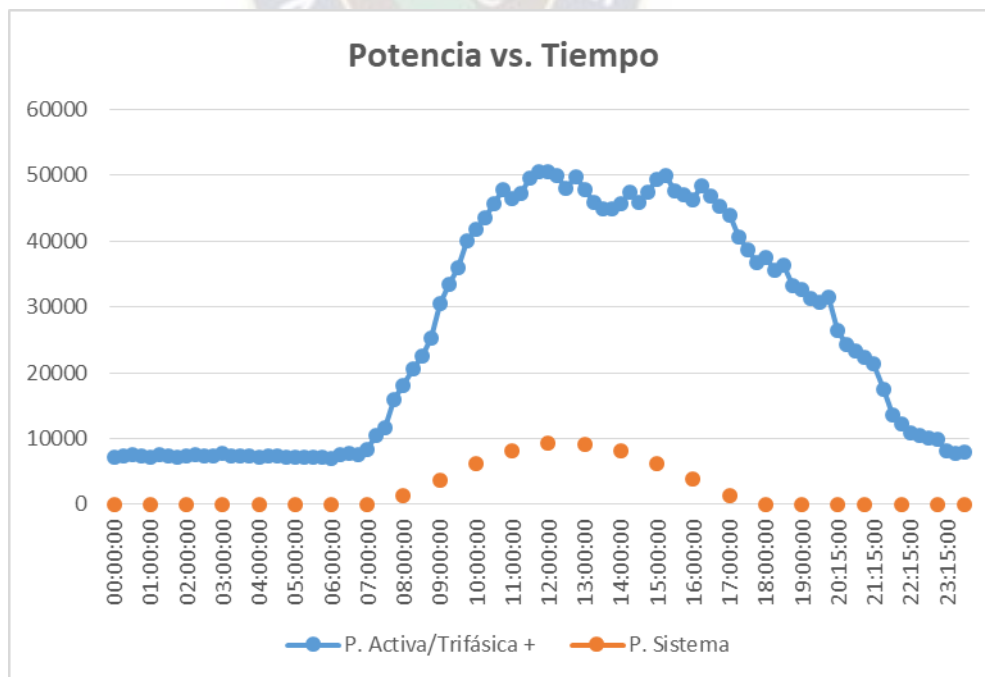
Teniendo un área reducida, la cantidad de paneles que efectivamente podemos instalar generaran una menor cantidad de energía eléctrica, llegando a los 9211,53 W para el punto de mayor radiación solar, observando el resultado en las siguientes figuras.

Figura 46: Curva de autogeneración del sistema fotovoltaico en un día promedio, considerando el área de la terraza



Fuente: Elaboración propia

Figura 47: Curva de consumo vs. Curva de autogeneración, tomando en cuenta el área de la terraza




Fuente: Elaboración propia

3.1.4.2. Inversor

Para el caso de un Sistema Solar Fotovoltaico de 36 paneles, observamos una separación de dos áreas, teniendo una potencia de diseño de 16500W. Optaremos entonces por un inversor que cubra nuestros requerimientos.

Tabla 23: Datos técnicos inversor GROWATT-MID 17KTL3-X

Descripción	Precio Unit.
<p>GROWATT Inversor trifásico MID 17KTL3-X</p> <ul style="list-style-type: none"> - Máximo voltaje DC: 1100V - Maxima corriente de entrada: 27A - Numero de controlador MPPT/Strin por controlador: 2/2 <p>Salida:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Potencia de salida: 17000W - Maxima Corriente de salida: 27,4 A - Voltage Nominal AC: 220/380V - Maxima Eficiencia: 98,75% - Grado de protección: IP65 <p>Incluye monitoreo local y remoto de energía solar producida.</p>	
	3.217,54

Fuente: DESMART

Por medio de la anterior tabla se tiene que el inversor GROWATT-MID 17KTL3-X tiene una potencia de 17000W, siendo suficiente para cubrir la potencia de diseño, obteniendo:

$$Nro.Inversores = \frac{16500}{17000} \approx 1$$

$$Nro.Inversores = 1$$

➤ Paneles en serie.

Para saber la capacidad máxima de los paneles en serie para el inversor teniendo en cuenta los paneles utilizados, se aplica una división entre la tensión máxima del inversor y la tensión de circuito abierto del panel V_{oc} , para así saber qué cantidad de paneles podríamos utilizar como máximo en serie.

$$N_{serie,max} = \frac{V_{INV,max}}{V_{OC}} \dots (81)$$

$$N_{serie,max} = \frac{1100}{49,85} = 22,07$$

$$N_{serie,max} = 22 \text{ paneles}$$

El resultado muestra que se puede conectar hasta 22 paneles en serie, por la capacidad de potencia y por capacidad de tensión para arreglos en serie, así se puede seleccionar sin ningún problema arreglos en serie de 22 paneles.

➤ **Paneles en paralelo.**

Se calcula de manera similar, teniendo la corriente máxima por cada mppt que es de 27 A, y tomando la corriente de cortocircuito I_{sc} del panel de 11,61 A, se hace el cálculo de cuantos se pueden instalar.

$$N_{paralelo,max} = \frac{I_{INV,max}}{I_{sc}} \dots (82)$$

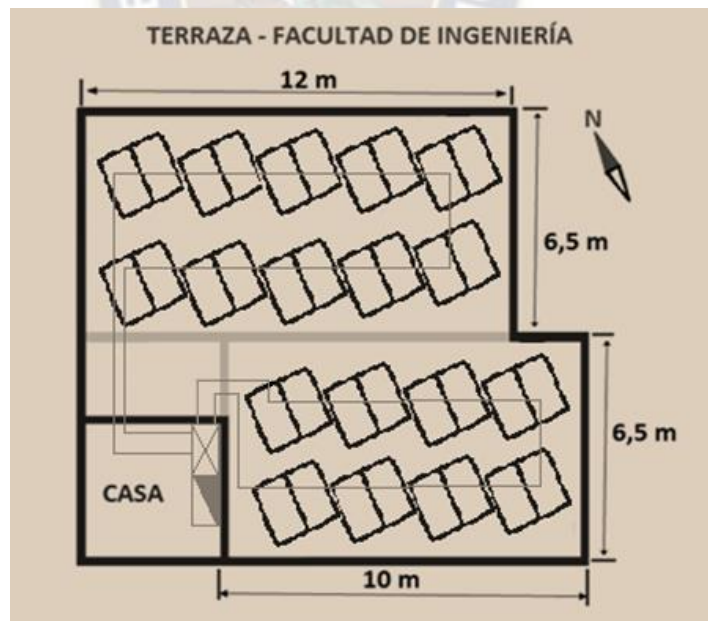
$$N_{paralelo,max} = \frac{27}{11,61} = 2,32$$

$$N_{paralelo,max} = 2$$

Para este caso se podrán tomar dos arreglos de paneles en serie.

También al momento de instalar los soportes se debe considerar que los paneles tengan una distancia de separación no menor a 46,4 cm entre filas, para no producir sombra entre los mismos.

Figura 48: Disposición de los paneles solares en el área de la terraza



Fuente: Elaboración propia

De igual forma al momento de implementar un Sistema Solar Fotovoltaico se considera el peso que ejercerá este sobre el área designada. Teniendo en cuenta el peso individual del panel de 460W siendo de unos 23,2 kg para el caso de instalarlos en la terraza de la facultad se tendrá un total de 835,2 kg para los 36 paneles calculados. Este peso será

soportado por la terraza de la facultad sin dificultad debido al material del cual está constituido como ser el concreto, sin presentar rajaduras, durante la inspección realizada al lugar.

3.2. ANÁLISIS DE RESULTADOS

Para tener una idea clara sobre los beneficios del Sistema Fotovoltaico, se realizara una proyección de la energía generada por mes, tomando como referencia un día promedio típico, empleando el programa de Microsoft Excel con el cual conoceremos no solo la cantidad de energía autogenerada para el sistema de 16500W, sino también compararlo con el sistema solar fotovoltaico teórico de 47100W.

Figura 49: Factura de la Facultad de Ingeniería

 AVISO DE COBRANZA 	
GENERACIÓN, CAPTACIÓN Y DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA	
DATOS DEL CONSUMIDOR	
La Paz 26 de Septiembre de 2022	
Señor (a): UNIVERSIDAD MAYOR DE SAN ANDRES	
NIT / CI:	1020071028 N° Consumidor: 170278 - 5 N° Medidor: 923998
Dirección: AYACUCHO,ESQ.MCAL STA CRUZ	
Ciudad o localidad:	LA PAZ
Actividad:	GENERAL
Carta Factura:	9058 Remesa y Ruta22 - 15004 - 305
Mes	SEPTIEMBRE-2022 DE1-60620-6
Categoría tarifaria	G-MD-MT General Mayor
Fecha de lectura	Anterior 25-Ago-22 Actual 26-Sep-22
Lectura Medidor	2004 2060
Tipo de Lectura	LECTURA NORMAL
Multiplicador	300
Energía consumida en (32) días	16800 kWh
Total Energía a Facturar	16800 kWh
Potencia leída	61 kW
Potencia de Punta a Facturar	72 kW
DETALLE DE IMPORTES	
Importe por Cargo Fijo	Bs 54.40
Importe por Energía	Bs 15,506.37
Importe por Potencia	Bs 4,452.77
Importe por Consumo	Bs 20,013.54
Importe Total por Consumo	Bs 20,013.54
Importe Total por el Suministro	Bs 20,013.54
Tasas para el Gobierno Municipal	
Por Alumbrado Público	Bs 1,347.36
Por Aseo Urbano	Bs 628.20
Importe Total Factura	Bs 21,989.10
SON: VEINTIÚN MIL NOVECIENTOS OCHENTA Y NUEVE 10/100. Bolivianos	

Fuente: DELAPAZ

De igual forma se realizarán los cálculos para conocer cuánto es el ahorro monetario al implementar la generación distribuida solar, conociendo el consumo de electricidad mensual y su facturación. Para el cargo por energía, se tomara en cuenta el estudio tarifario elaborado por DELAPAZ, Resolución AETN Nro. 1123/2019

Tabla 24: Detalles de los importes de la Facultad de Ingeniería

Categoría		G-MD-MT
Potencia leída		61 kW
Cargo Fijo		53,535 Bs./mes
Cargo por Energía		0,936 Bs./kWh
Cargo por Potencia		60,863 Bs./kW
TASAS PARA EL GOBIERNO MUNICIPAL		
Por alumbrado público		1347,36 Bs.
Por aseo urbano		628,2 Bs.

Fuente: Elaboración propia

3.2.1. Radiación Global y Potencia diaria generada

Para la potencia generada al mes por el Sistema Solar Fotovoltaico repetiremos el procedimiento del mes de Junio para cada uno de los demás meses, calculando la potencia producida por un día típico, tomando ese valor y multiplicándolo por todos los días de cada mes del año, para hallar la potencia mensual producida.

Realizaremos el procedimiento para los dos sistemas calculados, con 102 y 36 paneles, con el fin de compararlos.

➤ Sistema Solar Fotovoltaico en base a la curva de consumo.

Tabla 25: Potencia generada por el sistema fotovoltaico de 47100W al mes

Día típico (promedio de cada mes)							
local_time	Nro. DIAS_MES	Radiación kW/m2_día	P_modulo día kW	P_Sistema_ día kW	P_Sistema_ mes kW	Energía_Sistema_ día kWh	Energía_Sistema_ mes kWh
2019-01-13	31	6,28	2,71	277,35	8597,81	274,69	8515,45
2019-02-14	28	6,03	2,50	257,12	7199,32	255,48	7153,50
2019-03-11	31	5,72	2,28	235,64	7304,71	234,56	7271,48
2019-04-12	30	5,62	2,03	210,65	6319,58	210,15	6304,41
2019-05-14	31	5,47	1,76	183,11	5676,30	182,96	5671,77
2019-06-11	30	5,04	1,55	161,43	4842,98	159,62	4788,48
2019-07-15	31	5,55	1,73	179,94	5578,19	178,16	5523,03
2019-08-12	31	6,37	2,14	221,77	6874,84	221,70	6872,66
2019-09-15	30	6,78	2,56	263,70	7910,97	262,22	7866,59
2019-10-18	31	6,55	2,68	275,43	8538,37	272,21	8438,38
2019-11-12	30	6,27	2,68	274,68	8240,29	273,83	8215,01
2019-12-10	31	5,58	2,41	245,19	7600,89	244,77	7587,82
Energía generada por año				84,21 MWh			

Fuente: Elaboración propia

En la anterior tabla 25 observamos la energía eléctrica que genera el sistema cada mes del año en base a la radiación solar recibida de la gestión 2019.

Conocido el cargo por energía y los importes de la facultad, obtenemos cuánto dinero ahorramos al año.

Tabla 26: Calculo de beneficios monetarios para el Sistema Fotovoltaico de 47100W

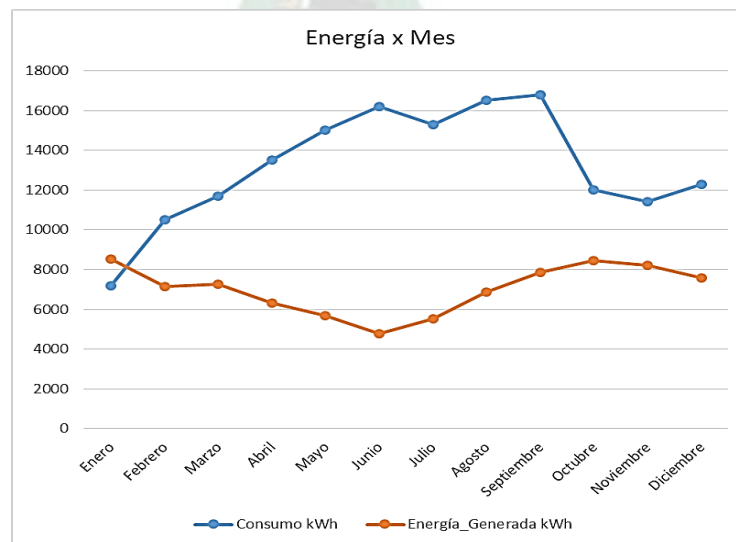
Año	Mes	Consumo kWh	Energía_Sistema_Mes kWh	Consumo_2 kWh	Importe_energia_factura	Imorte_consumo_2	Precio_energia_sistema	Ahorro_Bs.
2022	Enero	7200	8515,45	0,00	6792,74	53,54	7970,46	6739,20
2022	Febrero	10500	7153,50	3346,50	9881,54	3185,86	6695,67	6695,67
2022	Marzo	11700	7271,48	4428,52	11004,74	4198,63	6806,10	6806,10
2022	Abril	13500	6304,41	7195,59	12689,54	6788,61	5900,92	5900,92
2022	Mayo	15000	5671,77	9328,23	14093,54	8784,76	5308,77	5308,77
2022	Junio	16200	4788,48	11411,52	15216,74	10734,71	4482,02	4482,02
2022	Julio	15300	5523,03	9776,97	14374,34	9204,78	5169,56	5169,56
2022	Agosto	16500	6872,66	9627,34	15497,54	9064,73	6432,81	6432,81
2022	Septiembre	16800	7866,59	8933,41	15778,34	8415,20	7363,13	7363,13
2021	Octubre	12000	8438,38	3561,62	11285,54	3387,21	7898,33	7898,33
2021	Noviembre	11400	8215,01	3184,99	10723,94	3034,68	7689,25	7689,25
2021	Diciembre	12300	7587,82	4712,18	11566,34	4464,13	7102,20	7102,20
Ahorro por año							77.587,97	Bs.

Fuente: Elaboración propia

En la tabla 26 se muestra el beneficio económico que constituye la generación distribuida para la Facultad de Ingeniería.

También se debe considerar la diferencia entre el consumo de electricidad en contraste con la energía autogenerada.

Figura 50: Comparación entre el consumo y la energía autogenerada por el Sistema 47100W



Fuente: Elaboración propia

Teniendo en cuenta que el proyecto se centra en un autoconsumo que nos permita ahorrar el gasto por consumo de electricidad, y considerando la Resolución AETN Nro. 485/2022 observamos que nos establece un límite el cual es el equivalente de la energía que consume nuestra instalación por un año. Nos percatamos entonces que el criterio empleado de tomar la potencia mínima de la curva de consumo mantiene nuestro sistema por debajo del límite establecido por la resolución.

Tabla 27: Consumo de energía eléctrica mensual y la energía generada por el Sistema Fotovoltaico de 47100W

Año	Mes	Consumo kWh	Energía_Sistema_Mes kWh
2022	Enero	7200	8515,45
2022	Febrero	10500	7153,50
2022	Marzo	11700	7271,48
2022	Abril	13500	6304,41
2022	Mayo	15000	5671,77
2022	Junio	16200	4788,48
2022	Julio	15300	5523,03
2022	Agosto	16500	6872,66
2022	Septiembre	16800	7866,59
2021	Octubre	12000	8438,38
2021	Noviembre	11400	8215,01
2021	Diciembre	12300	7587,82
PROMEDIO_ENERGIA		13200	7017,38

Fuente: Elaboración propia

➤ **Sistema Solar Fotovoltaico en base al sitio seleccionado.**

Tabla 28: Potencia generada por el sistema fotovoltaico de 16500W al mes

Día típico (promedio de cada mes)							
local_time	Nro. DIAS_MES	Radiación kW/m2_día	P_modulo día kW	P_Sistema_ día kW	P_Sistema_ mes kW	Energía_Sistema_ día kWh	Energía_Sistema_ mes kWh
2019-01-13	31	6,28	2,71	97,89	3034,52	96,95	3005,45
2019-02-14	28	6,03	2,50	90,75	2540,94	90,17	2524,76
2019-03-11	31	5,72	2,28	83,17	2578,13	82,79	2566,40
2019-04-12	30	5,62	2,03	74,35	2230,44	74,17	2225,08
2019-05-14	31	5,47	1,76	64,63	2003,40	64,57	2001,80
2019-06-11	30	5,04	1,55	56,98	1709,29	56,34	1690,05
2019-07-15	31	5,55	1,73	63,51	1968,77	62,88	1949,31
2019-08-12	31	6,37	2,14	78,27	2426,42	78,25	2425,64
2019-09-15	30	6,78	2,56	93,07	2792,11	92,55	2776,44
2019-10-18	31	6,55	2,68	97,21	3013,54	96,07	2978,25
2019-11-12	30	6,27	2,68	96,94	2908,34	96,65	2899,42
2019-12-10	31	5,58	2,41	86,54	2682,67	86,39	2678,06
Energía generada por año			29,72 MWh				

Fuente: Elaboración propia

Tabla 29: Calculo de beneficios monetarios para el Sistema Fotovoltaico de 16500W

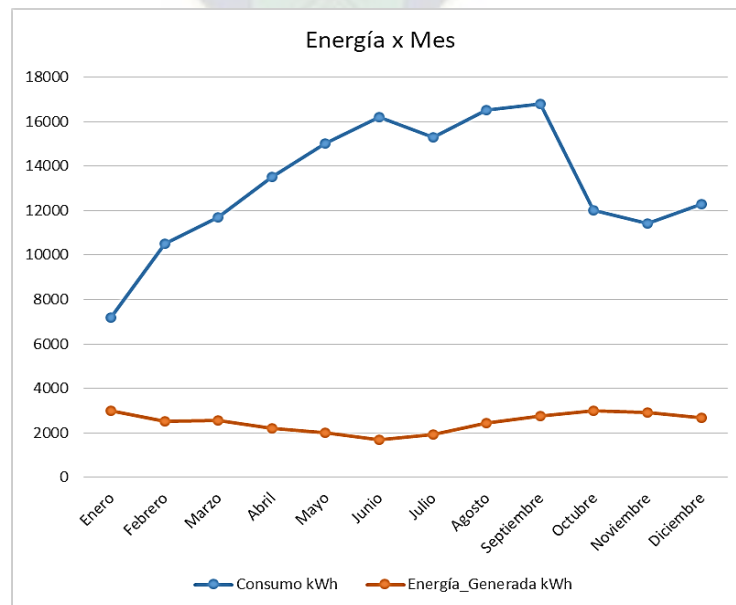
Año	Mes	Consumo kWh	Energía_Sistema_Mes kWh	Consumo_2 kWh	Importe_energia_factura	Importe_consumo_2	Precio_energia_sistema	Ahorro_Bs.
2022	Enero	7200	3005,45	4194,55	6792,74	3979,63	2813,10	2813,10
2022	Febrero	10500	2524,76	7975,24	9881,54	7518,36	2363,18	2363,18
2022	Marzo	11700	2566,40	9133,60	11004,74	8602,58	2402,15	2402,15
2022	Abril	13500	2225,08	11274,92	12689,54	10606,86	2082,68	2082,68
2022	Mayo	15000	2001,80	12998,20	14093,54	12219,85	1873,69	1873,69
2022	Junio	16200	1690,05	14509,95	15216,74	13634,85	1581,89	1581,89
2022	Julio	15300	1949,31	13350,69	14374,34	12549,78	1824,55	1824,55
2022	Agosto	16500	2425,64	14074,36	15497,54	13227,13	2270,40	2270,40
2022	Septiembre	16800	2776,44	14023,56	15778,34	13179,58	2598,75	2598,75
2021	Octubre	12000	2978,25	9021,75	11285,54	8497,89	2787,64	2787,64
2021	Noviembre	11400	2899,42	8500,58	10723,94	8010,08	2713,85	2713,85
2021	Diciembre	12300	2678,06	9621,94	11566,34	9059,68	2506,66	2506,66
Ahorro por año							27.818,55	Bs.

Fuente: Elaboración propia

Para este punto debemos tomar en consideración la diferencia entre el ahorro económico para ambos casos, siendo mayor la diferencia al hablar de cuanta energía eléctrica se puede generar para autoconsumo con respecto a la recibida por la red de distribución y apreciar la diferencia que se llega a tener.

Sin embargo una menor cantidad de paneles también constituye una menor inversión, lo cual es uno de los motivos por los cuales se puede llegar a la conclusión de formar parte o no de la generación distribuida, así como el mantenimiento que este implica.

Figura 51: Comparación entre el consumo y la energía autogenerada por el Sistema 16500W



Fuente: Elaboración propia

3.2.2. Comparación con el programa PVsyst

Actualmente existen una serie de programas que nos permiten dimensionar un sistema solar fotovoltaico, algunos de estos programas pueden ser el PVGIS solar tool que es un software de cálculo fotovoltaico online gratuito con el que se puede saber la energía solar fotovoltaica por cualquier sistema ubicado en cualquier punto de España o también el mencionado PVsyst que cuenta con una base de datos que nos muestra la radiación solar que llega a un determinado lugar de La Tierra.

Para que el programa de cálculo de Microsoft Excel pueda ser comparado con otro software se debe tomar en cuenta los datos de la radiación solar y temperatura de los cuales se partió para dichas proyecciones.

Como se mencionó anteriormente el sitio web Renewables.ninja nos proporcionó los datos requeridos de irradiación y temperatura de un lugar específico.

Tabla 30: Irradiación global horizontal promedio mensual y anual

AÑO	MES	Irradiación Global Horizontal_kWh/m2
2019	ENERO	6,15
2019	FEBRERO	5,40
2019	MARZO	5,72
2019	ABRIL	5,67
2019	MAYO	5,65
2019	JUNIO	5,34
2019	JULIO	5,37
2019	AGOSTO	6,44
2019	SEPTIEMBRE	6,58
2019	OCTUBRE	6,49
2019	NOVIEMBRE	6,44
2019	DICIEMBRE	5,72
Irradiación Promedio		5,91 kWh/m2

Fuente: Renewables.ninja

De igual forma 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 radiación. 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.

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. El piranómetro ha sido instalado horizontalmente siguiendo sus especificaciones y se ha posicionado cerca de los módulos solares, cerca del registrador de datos donde muestra el día, la hora y el valor de Irradiación Global Horizontal.

Figura 52: Piranómetro de la GIZ



Fuente: Cooperación Alemana para el desarrollo GIZ-Ciudad de La Paz

Tabla 31: Datos de la radiación solar medidos por la GIZ

MES	Irradianción Global Horizontal_Wh/m2	HSP_horas
ENERO	5389	5,38
FEBRERO	5467	5,46
MARZO	5094	5,09
ABRIL	6189	6,2
MAYO	5821	5,82
JUNIO	4596	4,6
JULIO	4923	4,92
AGOSTO	5441	5,44
SEPTIEMBRE	6875	6,87
OCTUBRE	6388	6,38
NOVIEMBRE	6293	6,29
DICIEMBRE	6402	6,4
PROMEDIO ANUAL	5740	5,74

Fuente: Cooperación Alemana para el desarrollo GIZ-Ciudad de La Paz

El PVsyst es un software de cálculo fotovoltaico, siendo una herramienta implementada por el Dr. André Mermoud de la universidad de Ginebra, que sirve para desarrollar instalaciones fotovoltaicas permitiendo el estudio, la simulación y el análisis de datos completo de los sistemas de este tipo.

Con el PVsyst obtenemos los siguientes valores para la latitud y longitud de la Facultad de Ingeniería, teniendo como base de datos NASA-SSE satélite data 1983-2005.

Tabla 32: Datos de la irradiación y temperatura del PVsyst

	Irradiación horizontal global kWh/m ² /día	Irradiación difusa horizontal kWh/m ² /día	Temperatura °C
Enero	6.24	2.39	10.6
Febrero	6.25	2.25	10.1
Marzo	5.99	1.94	9.7
Abril	5.76	1.46	8.6
Mayo	5.54	0.95	7.1
Junio	5.20	0.80	6.0
Julio	5.27	0.90	5.7
Agosto	5.69	1.21	7.2
Septiembre	6.48	1.49	8.6
Octubre	6.80	1.89	10.1
Noviembre	7.10	2.08	10.7
Diciembre	6.78	2.24	10.8
Año ?	6.09	1.63	8.8
	Pegar	Pegar	Pegar

Fuente: PVsyst

De esta manera se obtienen los siguientes resultados para un sistema fotovoltaico de 16,5 KW con paneles solares de 460W, de un archivo generado por el software.

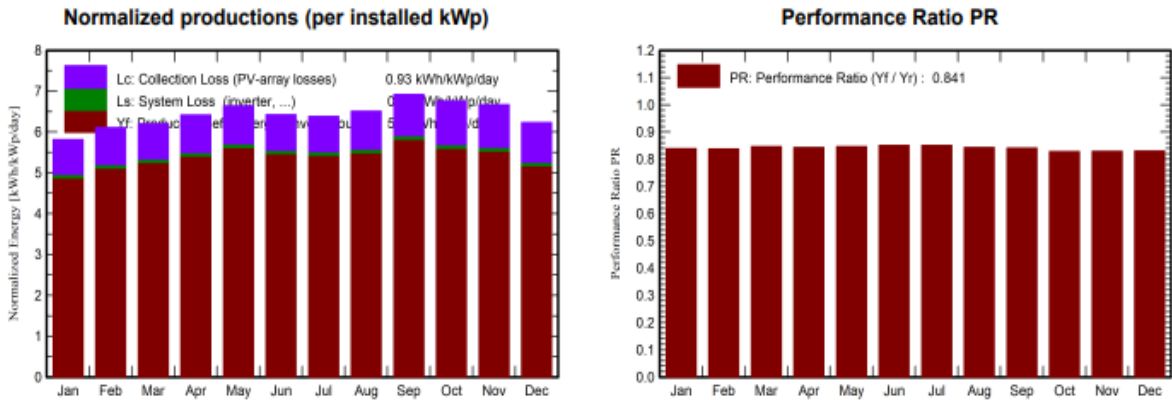
Tabla 33: Características del Sistema Fotovoltaico, software PVsyst

PV Array Characteristics			
PV module		Inverter	
Manufacturer	Generic	Manufacturer	Generic
Model	MEPV 144_Half-cut_460Wp	Model	ZCS 3PH 17000TL-V3
(Original PVsyst database)		(Original PVsyst database)	
Unit Nom. Power	460 Wp	Unit Nom. Power	17.0 kWac
Number of PV modules	36 units	Number of inverters	2 * MPPT 50% 1 unit
Nominal (STC)	16.56 kWp	Total power	17.0 kWac
Modules	2 Strings x 18 in series	Operating voltage	160-850 V
At operating cond. (50°C)		Pnom ratio (DC:AC)	0.97
Pmpp	14.99 kWp	No power sharing between MPPTs	
U mpp	676 V		
I mpp	22 A		
Total PV power		Total inverter power	
Nominal (STC)	17 kWp	Total power	17 kWac
Total	36 modules	Number of inverters	1 unit
Module area	79.5 m ²	Pnom ratio	0.97

Fuente: PVsyst

Tabla 34: Resultados del dimensionamiento del sistema fotovoltaico, software PVsyst

System Production			
Produced Energy	32659 kWh/year	Specific production	1972 kWh/kWp/year
		Perf. Ratio PR	84.08 %



Fuente: PVsyst

Con estos resultados se tiene una producción de energía autogenerada de unos 32659 kWh por año, pero con el programa de cálculo propuesto para este proyecto nos percatamos que los valores alcanzados no están alejados a los proyectados por un software profesional.

Tabla 35: Valores de energía anual calculados en Microsoft Excel

MES	P_Sistema_ día kW	Energía_Sistema_ día kWh	Energía_Sistema_ mes kWh
ENERO	94,07	96,95	3005,45
FEBRERO	86,92	90,17	2524,76
MARZO	79,26	82,79	2566,40
ABRIL	70,63	74,17	2225,08
MAYO	61,09	64,57	2001,80
JUNIO	53,46	56,34	1690,05
JULIO	59,99	62,88	1949,31
AGOSTO	74,85	78,25	2425,64
SEPTIEMBRE	89,73	92,55	2776,44
OCTUBRE	93,73	96,07	2978,25
NOVIEMBRE	93,12	96,65	2899,42
DICIEMBRE	82,34	86,39	2678,06
Energía generada al año		29720,67 kWh	

Fuente: Elaboración propia

Por medio de los resultados obtenidos no se aprecia una considerable diferencia entre la cantidad de energía autogenerada calculada por el PVsyst como por el programa de cálculo para sistemas fotovoltaicos, no llegando a una diferencia superior de 2938 kWh.

3.2.3. Cotización del Sistema Solar Fotovoltaico

La cotización de la generación solar distribuida es de gran importancia, porque esta definirá su ejecución; también se observa que al hablar de un Sistema Solar Fotovoltaico ON-GRID, no es necesario la adquisición de baterías o reguladores de carga que en general constituyen la mitad de la inversión inicial de esta clase de proyectos.

➤ **Sistema Solar Fotovoltaico en base a la curva de consumo.**

Considerando sus dimensiones y equipo a necesitar constituirá una mayor inversión.

Tabla 36: Cotización del Sistema Fotovoltaico de 47100W

SISTEMA SOLAR FOTOVOLTAICO DE 47,1 KW				
Codigo de Artículo	Cantidad	Descripción	Precio Unitario (Bs)	Precio Total (Bs)
301009	102	Panel Monocristalino 460 W-PEIMAR-OR6H460M SL460M	2412,14	246038,48
	2	Inversor de carga solar 20 KW	30009,50	60019,01
	90	Cable solar 1x4 mm2 Rojo (1 metro)	9,00	810,00
	90	Cable solar 1x4 mm2 Negro (1 metro)	9,00	810,00
	102	Conector MC4 (Macho + Hembra), Staubli	32,00	3264,00
	51	Estructura Soporte Placas Solares (2 paneles)	979,92	49975,72
	2	Tablero de protecciones	2.133,26	4266,51
	1	Retiro del medidor e instalacion medidor bidireccional	1.659,96	1659,96
	2	Reemplazo de inversor (al concluir su vida util)	30009,50	60019,01
IMPORTE TOTAL (Bs.)				426.862,68

Fuente: Elaboración propia

La inversión para este caso supera los 400.000 Bs, y al notar las ventajas señaladas es considerable su ejecución. Pero como ya se indicó el carecer del espacio necesario, se descarta la puesta en marcha de un sistema de estas dimensiones.

➤ **Sistema Solar Fotovoltaico en base al sitio seleccionado.**

Tabla 37: Cotización del Sistema Fotovoltaico de 16500W

SISTEMA SOLAR FOTOVOLTAICO DE 16,5 KW				
Codigo de Artículo	Cantidad	Descripción	Precio Unitario (Bs)	Precio Total (Bs)
301009	36	Panel Monocristalino 460 W-PEIMAR-OR6H460M SL460M	2412,14	86837,11
	1	Inversor de carga solar 17 Kw	25496,40	25496,40
	30	Cable solar 1x4 mm2 Rojo (1 metro)	9,00	270,00
	30	Cable solar 1x4 mm2 Negro (1 metro)	9,00	270,00
	36	Conector MC4 (Macho + Hembra), Staubli	32,00	1152,00
	18	Estructura Soporte Placas Solares (2 paneles)	979,92	17638,49
	1	Tablero de protecciones	2133,26	2133,26
	1	Retiro del medidor e instalacion medidor bidireccional	1659,96	1659,96
	1	Reemplazo de inversor (al concluir su vida util)	25496,40	25496,40
IMPORTE TOTAL (Bs.)				160.953,62

Fuente: Elaboración propia

La inversión es más factible, cercana a los 160.000 Bs. con su instalación en un área con amplio acceso a la luz solar y capacidad para soportar el peso del sistema.

3.2.4. Ventajas del Sistema ON-GRID para el medio ambiente

➤ **Beneficios de la Generación Solar Distribuida.**

- La energía solar es inagotable y renovable a diferencia de los combustibles fósiles, cuyas reservas pueden degradarse y acabarse.
- No emite contaminaciones al aire, las cuales pueden ser perjudiciales para la salud y el medio ambiente, tampoco emite residuos que puedan afectar a reservas de agua.
- La generación distribuida solar nos permite reducir los efectos del calentamiento global, al aprovechar la radiación solar.
- Hoy en día los paneles solares son cada vez más accesibles lo cual permite una mayor difusión de esta tecnología sobretodo en lugares alejados a las redes de distribución convencionales.

➤ **Ventajas y desventajas de los materiales de las celdas fotovoltaicas**

Las principales ventajas del uso de los paneles fotovoltaicos se tienen:

- Los paneles de silicio policristalino pueden reciclar un 96% de sus materiales.
- La vida útil de un panel es aproximadamente 25 años, lo que da un lapso de tiempo bastante amplio para que los países logren incorporar la infraestructura suficiente para su reciclaje y reutilización.
- La separación de los materiales de paneles de silicio no demanda numerosas fases, inician con separación mecánica y manual, seguida por separación a altas temperaturas y finaliza con lixiviación y/o electrolisis.
- Se siguen investigando nuevos materiales que puedan conformar la celda fotovoltaica, como los paneles de celdas orgánicas, que presentan disminución de costos y menor impacto al medio ambiente.
- Reciclar materiales como el Galio pueden ser favorables para la industria fotovoltaica, pues su extracción implica altos costos.
- Implementar materiales reciclados en un panel solar ayuda a disminuir el consumo de energía en la manufactura en un 50%.

Entre las principales desventajas del uso de los paneles fotovoltaicos se tienen:

- En los paneles de silicio policristalino se implementa el plomo el cual es un metal de toxicidad alta que puede llegar a afectar la salud de las personas y el medio ambiente, este no puede ser recuperado y debe ser tratado como material altamente peligroso.
- Las nuevas investigaciones que buscan reemplazar los paneles policristalinos aún deben mantenerse en el constante mejoramiento de la eficiencia de los paneles de celdas orgánicas, pues estos aun presentan eficiencias del 8,3%.

Finalizada la vida útil del panel algunas sustancias que se encuentran en el panel pueden degradarse al punto de ser tóxicas y corrosivas, pudiendo degenerar el panel a un punto donde el reciclaje no sea aceptable y sea necesario clasificarlo de carácter peligroso.

➤ **Análisis ambiental y de la huella de carbono.**

Realizando el cálculo para un año de generación eléctrica y para el sistema fotovoltaico de 16500W. Asumiendo un factor de emisión para Bolivia de $0,4 [tCO_2/MWh]$ es decir que por cada 1000 kWh que se consumen se emiten 400 kgCO₂, obtenemos:

$$29,72 \frac{MWh}{año} * \frac{1000 kWh}{1 MWh} * \frac{400 kgCO_2}{1000 kWh} = 11\ 888 \frac{kgCO_2}{año}$$

De esta manera apreciamos que la instalación de un Sistema Solar Fotovoltaico en los predios de la Facultad de Ingeniería reduciría en 11 888 kgCO₂/año la contaminación al medio ambiente.

3.3. CALCULO DEL VAN, TIR Y TIEMPO DE RECUPERACION DE LA INVERSION

Para nuestro sistema se pensara en un periodo de funcionamiento de unos 25 años debido a la vida útil de los paneles, considerando en caso de ser necesario solicitar otro contrato para ampliar el funcionamiento de nuestro sistema, reemplazando el inversor una vez concluya su periodo de funcionamiento cercano a los 10 años.

➤ **Sistema Solar Fotovoltaico en base a la curva de consumo.**

Empleando las anteriores tablas y con el uso de Microsoft Excel calcularemos la TIR como el VAN y se encontrara el periodo de recuperación de la inversión, con una tasa del 12% de acuerdo a la ASFI, obteniendo los siguientes resultados para el sistema de 47100W:

Costo de la Instalacion:	426.862,68	Bs.
Ahorro energía:	77.587,97	Bs./año

TASA	12,00%
-------------	---------------

VAN	181.670,54	Bs.
TIR	17,88%	
PR	9,48	años

➤ **Sistema Solar Fotovoltaico en base al sitio seleccionado.**

Se obtienen los siguientes resultados para el sistema de 16500W.

Costo de la Instalacion:	160.953,62	Bs.
Ahorro energía:	27.818,55	Bs./año

TASA	12,00%
-------------	---------------

VAN	57.231,14	Bs.
TIR	16,94%	
PR	10,42	años

3.4. ANALISIS DE VIABILIDAD DEL PROYECTO SEGÚN LOS INDICES FINANCIEROS

Para este punto analizaremos de igual manera el sistema de 47100W como el de 16500W, realizando una comparativa entre el tiempo de recuperación de la inversión; haciendo mayor énfasis en el sistema de 16500W para su instalación.

➤ **Sistema Solar Fotovoltaico en base a la curva de consumo.**

Con los datos del VAN y la TIR obtenemos este resultado para el sistema de 47100W:

Periodo de recuperacion:	114	meses	9	años
Periodo de funcionamiento de la instalación:	300	meses	25	años
Periodo de beneficio:	186	meses	16	años
Beneficio de la Instalacion:	1.889.216,56	Bs.		

En la siguiente tabla apreciamos el saldo actualizado acumulado de cada año, para nuestro sistema solar.

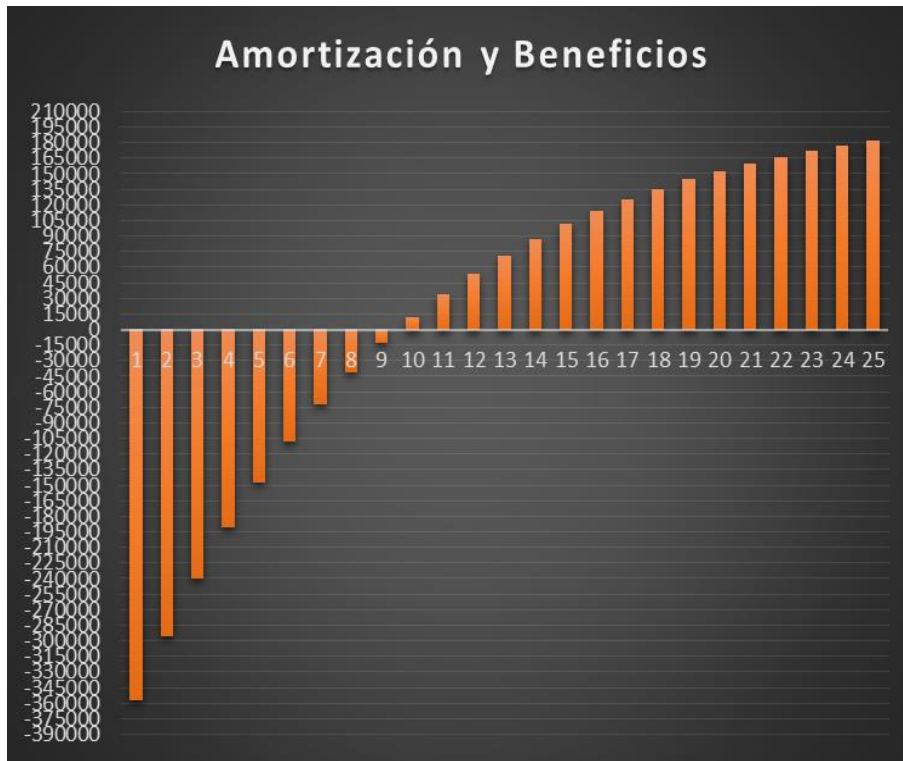
Tabla 38: Saldo actualizado acumulado para el sistema de 47100W

AÑO	Saldo actualizado Acumulado
0	-426862,68
1	-357587,71
2	-295735,06
3	-240509,47
4	-191200,92
5	-147175,42
6	-107866,94
7	-72770,09
8	-41433,61
9	-13454,61
10	11526,64
11	33831,33
12	53746,23
13	71527,39
14	87403,42
15	101578,45
16	114234,73
17	125534,98
18	135624,49
19	144632,98
20	152676,27
21	159857,78
22	166269,85
23	171994,91
24	177106,56
25	181670,54

Fuente: Elaboración propia

Con datos de la tabla 38 se conoce la cantidad de años que transcurrirán hasta el momento de recuperar la inversión inicial del proyecto, llegando hasta los 9 años.

Figura 53: Tiempo de recuperación de la inversión inicial para el sistema de 47100W



Fuente: Elaboración propia

➤ **Sistema Solar Fotovoltaico en base al sitio seleccionado.**

En vista a que un Sistema Fotovoltaico de 16500W con 36 paneles es más factible para su implementación, el periodo de duración de 25 años también debe ser considerado para determinar su puesta en marcha.

Con los datos del VAN y la TIR obtenemos el siguiente resultado:

Periodo de recuperacion:	125 meses	10 años
Periodo de funcionamiento de la instalación:	300 meses	25 años
Periodo de beneficio:	175 meses	15 años
Beneficio de la Instalacion:	554.649,94 Bs.	

Se observa un periodo de recuperación cercano a los 10 años, tiempo después se percibirá un beneficio económico de unos 554649,94 Bs para la Facultad de Ingeniería de Universidad Mayor de San Andrés.

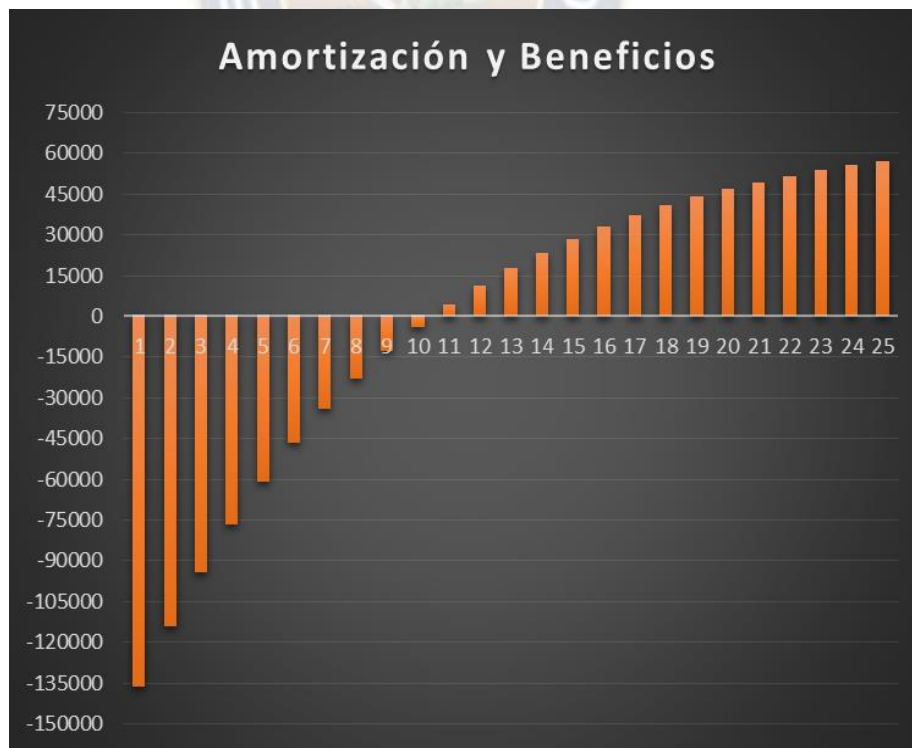
Tabla 39: Saldo actualizado acumulado para el sistema de 16500W

AÑO	Saldo actualizado Acumulado
0	-160953,62
1	-136115,63
2	-113938,85
3	-94138,16

AÑO	Saldo actualizado Acumulado
4	-76458,96
5	-60673,97
6	-46580,23
7	-33996,53
8	-22761,08
9	-12729,43
10	-3772,61
11	4224,56
12	11364,89
13	17740,19
14	23432,41
15	28514,76
16	33052,57
17	37104,18
18	40721,69
19	43951,61
20	46835,47
21	49410,35
22	51709,34
23	53762,02
24	55594,76
25	57231,14

Fuente: Elaboración propia

Figura 54: Tiempo de recuperación de la inversión inicial para el sistema de 16500W



Fuente: Elaboración propia

➤ **Retribución económica de la Generación Distribuida Solar.**

Todo Consumidor Regulado del servicio público de electricidad puede constituirse en un Generador Distribuido si desea instalar un sistema fotovoltaico domiciliario para su autoconsumo e inyectar energía a la red. La actual normativa sólo permite Generadores Distribuidos Individuales y no posibilita que una comunidad, o una asociación de varios consumidores regulados desarrollen un sistema fotovoltaico de mayor capacidad.

Se contemplan dos modelos de retribución por la energía eléctrica inyectada a la Red de Distribución: Net Metering y Net Billing.

El Net Metering es el balance neto o medición neta de electricidad. En este modelo de retribución no existe precio por la Energía Inyectada en la Red del Distribuidor, es solo un intercambio de energía. Es decir, a la energía eléctrica consumida de la Red se resta la energía que el Generador Distribuido ha entregado.

El Net Billing o facturación neta, consiste en que el Generador Distribuido recibe un pago por la Energía Inyectada a la Red del Distribuidor.

De acuerdo a la Resolución AETN Nro. 488/2022, para la categoría a la que pertenece la Facultad, la categoría general, el procedimiento para la Determinación de la Retribución por la Energía Inyectada a la Red de Distribución en la actividad de Generación Distribuida, señala que el precio de la energía inyectada corresponderá al precio del nodo de energía del sistema interconectado nacional para las empresas distribuidoras del SIN. Se considerara el precio del nodo de energía del SIN ponderado correspondiente a dos meses anteriores, del mes de facturación de la energía inyectada.

Tabla 40: Comparación de precios de Nodo de Energía ponderados

Precio de Nodo de Energia del Sistema Interconectado Nacional (SIN) ponderado (Bs/kWh)								
nov-21	dic-21	ene-22	feb-22	mar-22	abr-22	may-22	jun-22	jul-22
0,136	0,131	0,132	0,129	0,131	0,128	0,128	0,126	0,127

Fuente: Resolución AETN Nro. 488/2022

Por medio de la anterior tabla 40 podemos deducir que para el mes de Junio la energía inyectada a la Red estará valorada a 0,128 Bs/kWh. Al ser un precio tan bajo, inyectar energía a la Red no resulta muy significativo.

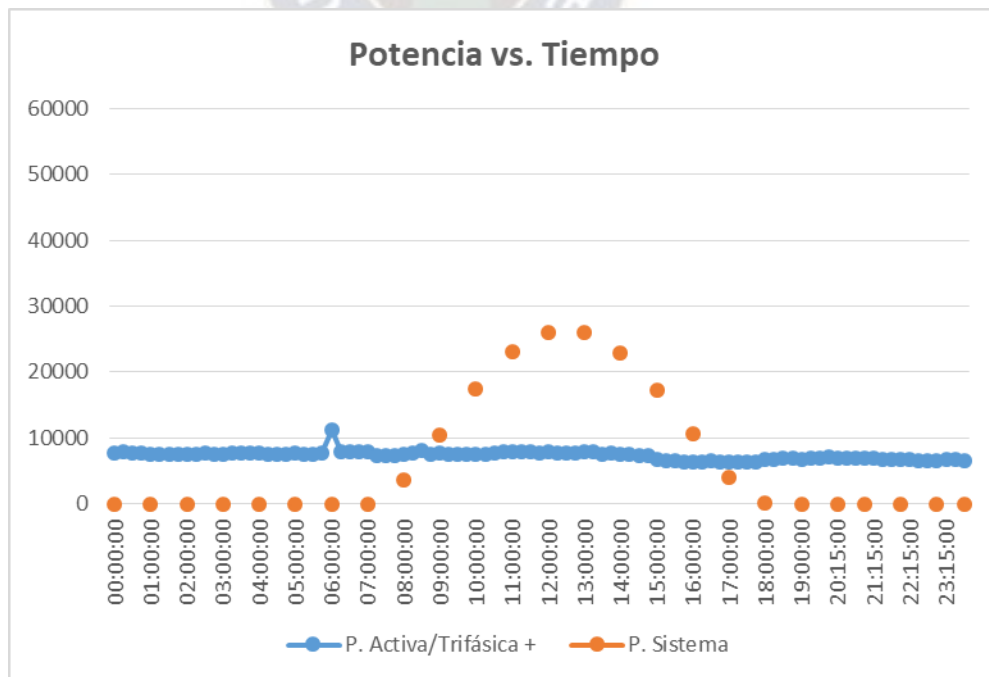
En vista a que el proyecto para la Facultad de Ingeniería está contemplado para un autoconsumo, con el fin de ahorrar en costos de electricidad y no así inyectar energía a la Red, observaremos el caso de los días sin actividad administrativa ni académica, como los días feriados o en fines de semana, para conocer la retribución económica que se pudiera recibir. Escogiéndose para este análisis el día domingo 04 de diciembre de 2022 para ambos casos en los cuales se implementara un Sistema Solar Fotovoltaico de 47100W y de 16500W.

Tabla 41: Comparación de la energía consumida con la del Sistema de 47100W

Fecha	Tiempo	P. Activa/Trifásica W	P. Sistema W	E. Consumo kWh	E. Sistema kWh
04/12/2022	00:00:00	7791	0	7,7	0,0
04/12/2022	01:00:00	7549	0	7,5	0,0
04/12/2022	02:00:00	7463	0	7,5	0,0
04/12/2022	03:00:00	7566	0	7,6	0,0
04/12/2022	04:00:00	7720	0	7,7	0,0
04/12/2022	05:00:00	7631	0	9,4	0,0
04/12/2022	06:00:00	11138	0	9,5	0,0
04/12/2022	07:00:00	7862	0	7,7	0,0
04/12/2022	08:00:00	7499	3633,3	7,6	7,0
04/12/2022	09:00:00	7659	10454,8	7,6	13,9
04/12/2022	10:00:00	7515	17392,6	7,7	20,2
04/12/2022	11:00:00	7949	23000,3	7,9	24,5
04/12/2022	12:00:00	7889	26099,3	7,9	26,0
04/12/2022	13:00:00	7903	25966,1	7,7	24,4
04/12/2022	14:00:00	7532	22803,1	7,2	20,1
04/12/2022	15:00:00	6807	17323,0	6,6	14,0
04/12/2022	16:00:00	6350	10660,7	6,4	7,3
04/12/2022	17:00:00	6403	4012,5	6,5	2,0
04/12/2022	18:00:00	6691	87,1	6,7	0,0
04/12/2022	19:00:00	6718	0	6,8	0,0
04/12/2022	20:00:00	6846	0	6,9	0,0
04/12/2022	21:00:00	6873	0	6,8	0,0
04/12/2022	22:00:00	6700	0	6,6	0,0
04/12/2022	23:00:00	6568	0	3,3	0,0
TOTAL				174,7	159,6
ENERGIA ENTREGADA POR LA RED				15,1 kWh	

Fuente: Elaboración propia

Figura 55: Curva de consumo del domingo 04 de diciembre, Sistema de 47100W



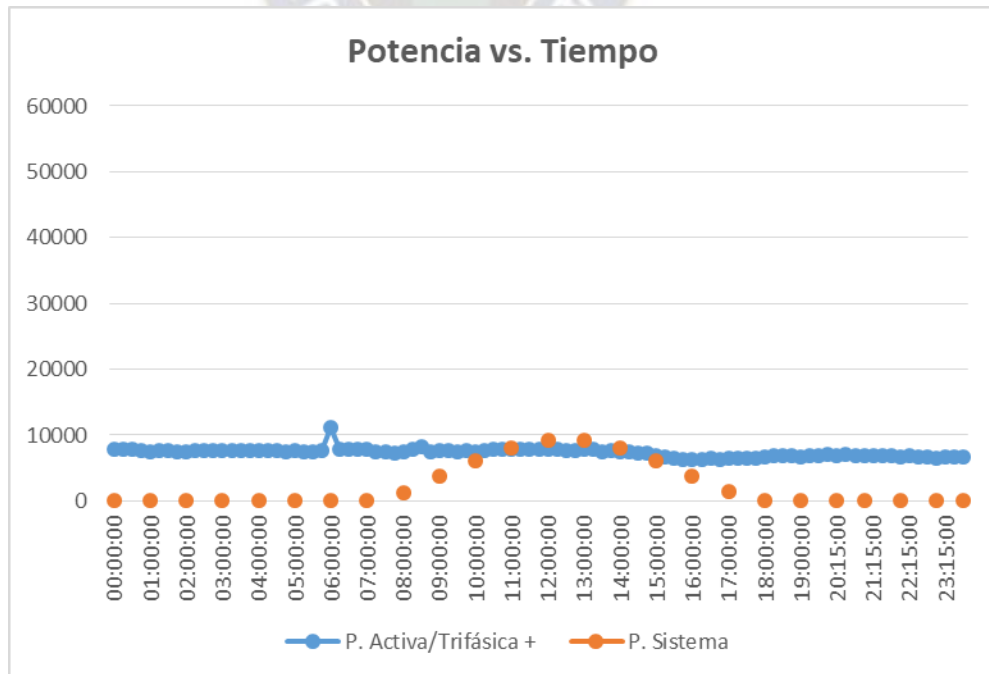
Fuente: Elaboración propia

Tabla 42: Comparación de la energía consumida con la del Sistema de 16500W

Fecha	Tiempo	P. Activa/Trifásica W	P. Sistema W	E. Consumo kWh	E. Sistema kWh
04/12/2022	00:00:00	7791	0	7,7	0,0
04/12/2022	01:00:00	7549	0	7,5	0,0
04/12/2022	02:00:00	7463	0	7,5	0,0
04/12/2022	03:00:00	7566	0	7,6	0,0
04/12/2022	04:00:00	7720	0	7,7	0,0
04/12/2022	05:00:00	7631	0	9,4	0,0
04/12/2022	06:00:00	11138	0	9,5	0,0
04/12/2022	07:00:00	7862	0	7,7	0,0
04/12/2022	08:00:00	7499	1282,3	7,6	2,5
04/12/2022	09:00:00	7659	3689,9	7,6	4,9
04/12/2022	10:00:00	7515	6138,6	7,7	7,1
04/12/2022	11:00:00	7949	8117,7	7,9	8,7
04/12/2022	12:00:00	7889	9211,5	7,9	9,2
04/12/2022	13:00:00	7903	9164,5	7,7	8,6
04/12/2022	14:00:00	7532	8048,2	7,2	7,1
04/12/2022	15:00:00	6807	6114,0	6,6	4,9
04/12/2022	16:00:00	6350	3762,6	6,4	2,6
04/12/2022	17:00:00	6403	1416,2	6,5	0,7
04/12/2022	18:00:00	6691	30,7	6,7	0,0
04/12/2022	19:00:00	6718	0	6,8	0,0
04/12/2022	20:00:00	6846	0	6,9	0,0
04/12/2022	21:00:00	6873	0	6,8	0,0
04/12/2022	22:00:00	6700	0	6,6	0,0
04/12/2022	23:00:00	6568	0	3,3	0,0
TOTAL				174,7	56,3
ENERGIA ENTREGADA POR LA RED				118,4 kWh	

Fuente: Elaboración propia

Figura 56: Curva de consumo del domingo 04 de diciembre, Sistema de 16500W



Fuente: Elaboración propia

Observando las tablas 41 y 42 existe un consumo mínimo de energía eléctrica incluso en los días feriados, que si bien existe una inyección de energía a la Red durante el transcurso del día, se consume electricidad durante la noche, donde el medidor bidireccional registra el ahorro de energía al final de la jornada, pero sin retribución monetaria. Teniendo para el sistema de 47100W un consumo de 15,1kWh y para el sistema de 16500W unos 118,4kWh de consumo de energía eléctrica de la Red al final del día domingo.

➤ Generación Distribuida Solar y el factor de potencia.

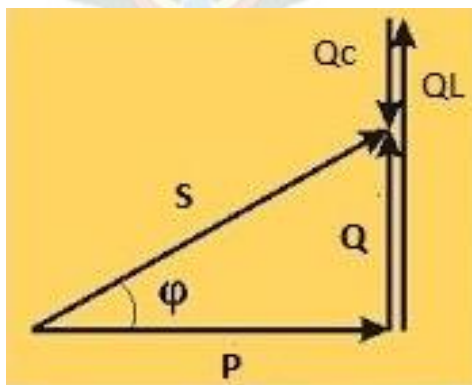
El factor de potencia es una medida de la eficiencia o rendimiento eléctrico de un receptor o sistema eléctrico. La Norma Boliviana NB 777 establece para toda instalación industrial pequeña o mediana con más de 30 kW de demanda máxima de potencia activa, se debe considerar la exigencia de que los valores medios mensuales del factor de potencia deberán ser como mínimo 0,90.

De no cumplirse con el mínimo factor de potencia establecido la empresa distribuidora podrá multar al consumidor infractor; en el caso de DELAPAZ esta penalización consistirá en un recargo porcentual de 0,4% por cada centésimo de apartamiento al factor de potencia referencial sobre el importe de la factura por consumo, para la categoría grandes demandas, es decir:

$$\text{Recargo} = (fcr - fr) * 100 * 0,4\% \dots (83)$$

Para encontrar el factor de potencia se debe considerar la potencia activa (P), la potencia reactiva (Q) y la potencia aparente (S). Siendo la potencia activa aquella que produce trabajo, midiéndose en W o kW, mientras que la potencia reactiva es un tipo de potencia eléctrica que aparece en instalaciones de corriente alterna, está asociada a la generación de campos magnéticos y disipada por las cargas reactivas (bobinas y condensadores), midiéndose en VAR (voltio amperios reactivos o kVAR), y la potencia total se la conoce como potencia aparente, midiéndose en voltio amperio VA o kVA.

Figura 57: Triangulo de potencias



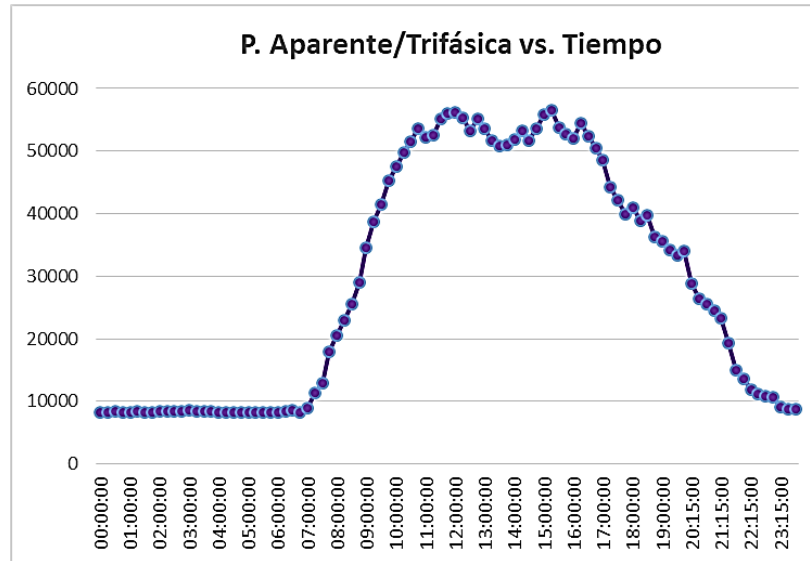
Fuente: <https://www.areatecnologia.com/electricidad/factor-de-potencia.html>

Se realizará el análisis por medio de las siguientes ecuaciones:

$$\text{Factor de potencia} = \frac{P}{S} = \cos \varphi \dots (84)$$

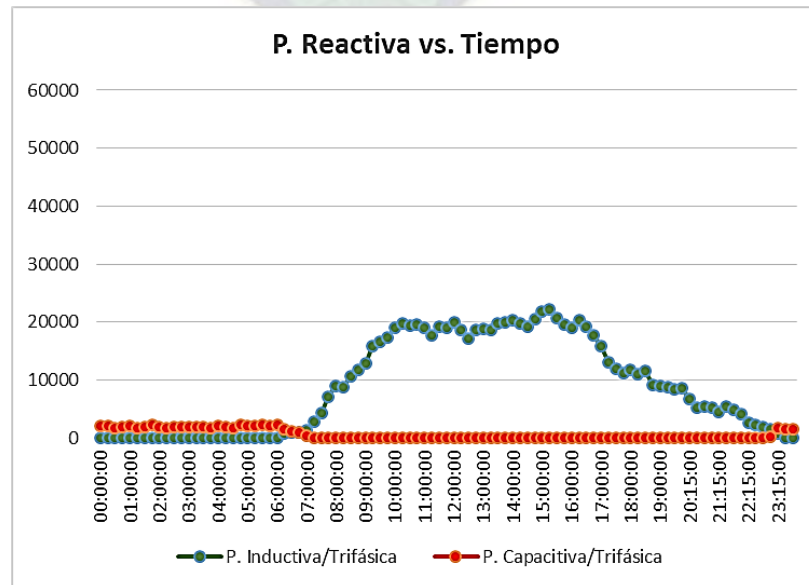
$$S^2 = P^2 + Q^2 \Rightarrow S = \sqrt{P^2 + Q^2} \Rightarrow \cos \varphi = \frac{P}{S} = \frac{P}{\sqrt{P^2 + Q^2}} \dots (85)$$

Figura 58: Potencia Aparente registrada por el analizador de redes para un día determinado



Fuente: Elaboración Propia

Figura 59: Potencia Reactiva registrada por el analizador de redes para un día determinado



Fuente: Elaboración Propia

Para nuestro análisis como ya se mencionó se escogió el día jueves 01 de diciembre de 2022 obteniéndose la siguiente tabla, observando el factor de potencia:

Tabla 43: Factor de Potencia para un día determinado

Fecha	Tiempo	P. Activa/Trifásica +	P. Aparente/Trifásica	cos ϕ = P/S
01/12/2022	00:00:00	7245	8276	0,9
01/12/2022	01:00:00	7233	8279	0,9
01/12/2022	02:00:00	7375	8396	0,9
01/12/2022	03:00:00	7673	8668	0,9
01/12/2022	04:00:00	7212	8242	0,9
01/12/2022	05:00:00	7169	8211	0,9
01/12/2022	06:00:00	7032	8169	0,9
01/12/2022	07:00:00	8281	9023	0,9
01/12/2022	08:00:00	18079	20607	0,9
01/12/2022	09:00:00	30458	34543	0,9
01/12/2022	10:00:00	41784	47578	0,9
01/12/2022	11:00:00	46376	52249	0,9
01/12/2022	12:00:00	50462	56204	0,9
01/12/2022	13:00:00	47819	53580	0,9
01/12/2022	14:00:00	45705	51936	0,9
01/12/2022	15:00:00	49378	55809	0,9
01/12/2022	16:00:00	46243	51998	0,9
01/12/2022	17:00:00	43998	48518	0,9
01/12/2022	18:00:00	37573	40876	0,9
01/12/2022	19:00:00	32639	35570	0,9
01/12/2022	20:00:00	26472	28802	0,9
01/12/2022	21:00:00	22355	24486	0,9
01/12/2022	22:00:00	12212	13606	0,9
01/12/2022	23:00:00	9829	10584	0,9

Fuente: Elaboración Propia

Realizando un análisis para el Sistema Fotovoltaico de 47100W tomando como referencia las 12:00 horas, con una potencia generada de 26099,34W y de igual manera con una potencia reactiva inductiva trifásica de 19921VAR, una potencia activa trifásica de 50460W, obtenemos el siguiente resultado:

$$P_{47,1kW} = 50460W - 26099,34W = 24362,66W$$

$$S_{47,1kW} = \sqrt{24362,66^2 + 19921^2} = 31470,39VA$$

$$\cos \varphi = \frac{P}{S} = \frac{24362,66}{31470,39} = 0,77$$



Tabla 44: Factor de Potencia para el Sistema Fotovoltaico de 47100W

Fecha	Tiempo	P. Activa/Trifásica	P. Sistema	P. Inductiva/Trifásica	P. Capacitiva/Trifásica	P. Aparente	cos ϕ
01/12/2022	00:00:00	7245	0,00	3	2158	7558,71	0,96
01/12/2022	01:00:00	7233	0,00	0	2139	7542,65	0,96
01/12/2022	02:00:00	7375	0,00	47	2006	7630,75	0,97
01/12/2022	03:00:00	7673	0,00	53	1851	7880,85	0,97
01/12/2022	04:00:00	7212	0,00	0	2082	7506,51	0,96
01/12/2022	05:00:00	7169	0,00	0	2199	7498,68	0,96
01/12/2022	06:00:00	7032	0,00	0	2244	7381,37	0,95
01/12/2022	07:00:00	8281	0,00	1425	522	8330,09	0,99
01/12/2022	08:00:00	18079	3633,28	8945	0	16990,93	0,85
01/12/2022	09:00:00	30458	10454,78	12890	0	23796,66	0,84
01/12/2022	10:00:00	41784	17392,61	19144	0	31006,97	0,79
01/12/2022	11:00:00	46376	23000,29	19138	0	30210,71	0,77
01/12/2022	12:00:00	50462	26099,34	19921	0	31470,39	0,77
01/12/2022	13:00:00	47819	25966,12	18817	0	28837,96	0,76
01/12/2022	14:00:00	45705	22803,12	20336	0	30627,59	0,75
01/12/2022	15:00:00	49378	17322,97	21899	0	38821,27	0,83
01/12/2022	16:00:00	46243	10660,72	18982	0	40328,83	0,88
01/12/2022	17:00:00	43998	4012,46	15859	0	43015,71	0,93
01/12/2022	18:00:00	37573	87,10	11867	0	39319,44	0,95
01/12/2022	19:00:00	32639	0,00	9023	0	33863,24	0,96
01/12/2022	20:00:00	26472	0,00	6709	0	27308,93	0,97
01/12/2022	21:00:00	22355	0,00	5232	0	22959,09	0,97
01/12/2022	22:00:00	12212	0,00	4170	105	12870,79	0,95
01/12/2022	23:00:00	9829	0,00	1501	213	9913,03	0,99
PROMEDIO FACTOR DE POTENCIA							0,90

Fuente: Elaboración propia

Observando la anterior tabla 44 la energía fotovoltaica presenta una influencia en el factor de potencia ya que si entrega solamente potencia activa y la potencia reactiva permanece constante, se reduce el factor de potencia en el transcurso de las horas en las cuales funciona el Sistema Solar Fotovoltaico y aunque el promedio del día permanece en los márgenes aceptables, se observa una reducción del factor de potencia.

Para el caso del Sistema Fotovoltaico de 16500W tomando como referencia la misma hora de las 12:00 con una potencia generada de 9211,53W y con los demás datos sin alterar se obtiene lo siguiente:

$$P_{16,5kW} = 50460W - 9211,53W = 41250,47W$$

$$S_{16,5kW} = \sqrt{41250,47^2 + 19921^2} = 45808,81VA$$

$$\cos \phi = \frac{P}{S} = \frac{41250,47}{45808,81} = 0,9$$



Tabla 45: Factor de Potencia para el Sistema Fotovoltaico de 16500W

Fecha	Tiempo	P. Activa/Trifásica	P. Sistema	P. Inductiva/Trifásica	P. Capacitiva/Trifásica	P. Aparente	cos ϕ
01/12/2022	00:00:00	7245	0,00	3	2158	7558,71	0,96
01/12/2022	01:00:00	7233	0,00	0	2139	7542,65	0,96
01/12/2022	02:00:00	7375	0,00	47	2006	7630,75	0,97
01/12/2022	03:00:00	7673	0,00	53	1851	7880,85	0,97
01/12/2022	04:00:00	7212	0,00	0	2082	7506,51	0,96
01/12/2022	05:00:00	7169	0,00	0	2199	7498,68	0,96
01/12/2022	06:00:00	7032	0,00	0	2244	7381,37	0,95
01/12/2022	07:00:00	8281	0,00	1425	522	8330,09	0,99
01/12/2022	08:00:00	18079	1282,33	8945	0	19030,00	0,88
01/12/2022	09:00:00	30458	3689,92	12890	0	29709,97	0,90
01/12/2022	10:00:00	41784	6138,57	19144	0	40460,96	0,88
01/12/2022	11:00:00	46376	8117,75	19138	0	42777,99	0,89
01/12/2022	12:00:00	50462	9211,53	19921	0	45808,81	0,90
01/12/2022	13:00:00	47819	9164,51	18817	0	42991,27	0,90
01/12/2022	14:00:00	45705	8048,16	20336	0	42797,09	0,88
01/12/2022	15:00:00	49378	6113,99	21899	0	48490,63	0,89
01/12/2022	16:00:00	46243	3762,61	18982	0	46528,49	0,91
01/12/2022	17:00:00	43998	1416,16	15859	0	45439,20	0,94
01/12/2022	18:00:00	37573	30,74	11867	0	39373,17	0,95
01/12/2022	19:00:00	32639	0,00	9023	0	33863,24	0,96
01/12/2022	20:00:00	26472	0,00	6709	0	27308,93	0,97
01/12/2022	21:00:00	22355	0,00	5232	0	22959,09	0,97
01/12/2022	22:00:00	12212	0,00	4170	105	12870,79	0,95
01/12/2022	23:00:00	9829	0,00	1501	213	9913,03	0,99
PROMEDIO FACTOR DE POTENCIA							0,94

Fuente: Elaboración propia

En la tabla 45 se observa que la instalación de un Sistema Fotovoltaico de 16500W no repercute mucho en el factor de potencia.

Tratándose del factor de potencia, si esta se viera afectada como en la tabla 44 existen métodos para dar solución a los efectos causados por energía fotovoltaica, por ejemplo instalar un banco de capacitores que permitan reducir la potencia reactiva, pero las mismas afectarían a la instalación eléctrica en caso de que el Sistema Fotovoltaico no funcione debido a condiciones atmosféricas como por ejemplo la lluvia; por lo cual otra forma es que los inversores modernos ya disponen de la posibilidad de manipular el factor de potencia que entregan y de esta forma mantenerse en los límites que nosotros establezcamos, como se apreciaba en hoja de datos técnicos del inversor SUNNY TRIPOWER.

Datos técnicos	Sunny Tripower 20000TL	Sunny Tripower 25000TL
Rango de tensión nominal de CA	160 V - 280 V	160 V - 280 V
Frecuencia de red de CA/rango	50 Hz, 60 Hz/-6 Hz ... +5 Hz	50 Hz, 60 Hz/-6 Hz ... +5 Hz
Frecuencia asignada de red/tensión asignada de red	50 Hz/230 V	50 Hz/230 V
Corriente máx. de salida	29 A	36,2 A
Factor de potencia a potencia asignada	1	1
Factor de desfase ajustable	0 inductivo ... 0 capacitivo	0 inductivo ... 0 capacitivo
Fases de inyección/conexión	3/3	3/3
Rendimiento		
Rendimiento máx./europeo Rendimiento	98,4%/98,0%	98,3%/98,1%

CAPÍTULO IV

4. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

4.1. CONCLUSIONES

- Observando el consumo de electricidad de la Facultad de Ingeniería de la Universidad Mayor de San Andrés, se optaría por la Generación Distribuida Solar con el fin de ahorrar en costos por energía eléctrica, pero también se debe considerar las diferentes limitaciones, como la falta de espacio, la inversión inicial, el tiempo de recuperación de la inversión y la vida útil del sistema.
- Se aprecia que para el dimensionamiento del Sistema Solar Fotovoltaico ON-GRID el programa de cálculo propuesto en Microsoft Excel es recomendable y se tomaría en consideración para tener una estimación de la energía eléctrica generada por un sistema.
- El analizador de redes portátil Circuitor MYeBOX 150, fue una herramienta practica que proporciono datos exactos de la curva de carga de la Facultad, con los cuales poder trabajar.
- El impacto ambiental que tendrá el instalar un Sistema Solar Fotovoltaico deberá considerarse como una alternativa al momento de combatir la contaminación al medio ambiente.

4.2. RECOMENDACIONES

- El presente proyecto ofrece una opción para reducir los costos por consumo de energía eléctrica de la facultad; por medio de un análisis técnico y económico se vio como el sistema fotovoltaico requiere de una inversión inicial considerable, pero que a un determinado plazo no solo recupera esa inversión sino también brindaría un beneficio económico.
- Para el caso de optar por una instalación con una mayor cantidad de paneles se puede tomar como opción aprovechar el espacio del techo ocupado por el tejado. Con este propósito las autoridades de la facultad deben procurar el buen estado de las tejas y que su estructura soporte el peso del sistema, gestionando el cambio del mismo en caso de presentar observaciones.
- En caso de optar por la instalación de un Sistema Fotovoltaico las autoridades deberían gestionar la implementación del sistema por medio del IIIE en beneficio de la comunidad universitaria.
- Se debe tener en cuenta que la potencia registrada por el analizador de redes se tomó durante una época en la cual las labores estaban siendo retomadas por la crisis de salud que atravesó el país a causa de la pandemia.

5. BIBLIOGRAFÍA

- DECRETO SUPREMO Nro. 4477; Estado Plurinacional de Bolivia.
- RESOLUCION AETN Nro. 485/2022; La Paz, 1 de septiembre de 2022.
- RESOLUCION AETN Nro. 488/2022; La Paz, 1 de septiembre de 2022.
- RESOLUCION AETN Nro. 1123/2019; La Paz, 11 de diciembre de 2019.
- ANUARIO ESTADISTICO 2021; Unidad de Fiscalización de Electricidad y Tecnología Nuclear.
- “Estudio técnico de viabilidad para la introducción de Generación Distribuida (GD) a través de Energías Alternativas Renovables a la red eléctrica en baja y media tensión (BT y MT) en Bolivia, incluyendo análisis de interconexión de sistemas híbridos (desplazamiento de diésel)”; Ministerio de Energías del Estado Plurinacional de Bolivia y Deutsche Gesellschaft fur Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH.
- Proyecto de investigación: Autogeneración de energía eléctrica con paneles solares para el predio “monoblock central” de la universidad mayor de san Andrés; Instituto de Investigaciones en Ingeniería Eléctrica, UMSA.
- ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA; Colegio oficial de ingenieros de telecomunicaciones, España.
- ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA; Oscar Perpiñán Lamigueiro.
- Guía para el dimensionamiento de sistemas solares fotovoltaicos conectados y aplicación de la resolución Creg 030 de 2018 para la inyección de excedentes a la red; Juan Camilo Pérez Álvarez

6. ANEXOS

- Instalación del analizador de redes al tablero principal de la Facultad de Ingeniería.



Fuente: Fotografía del Analizador de Redes, lectura de la curva de consumo de la Facultad de Ingeniería.

- Instalación de los amperímetros y medidores de tensión en el tablero principal.



Fuente: Fotografía del Analizador de Redes, amperímetros y voltímetros

Autor del Proyecto de Grado: Adalio Misael Apaza Condori

Correo electrónico: adaliomisael@gmail.com

Cel.: 65146404



2023-TTES-1251-D-2

DIRECCIÓN DE DERECHO DE AUTOR
Y DERECHOS CONEXOS
RESOLUCIÓN ADMINISTRATIVA NRO. 1-2989/2023
La Paz, 16 de Octubre del 2023

VISTOS:

La solicitud de Inscripción de Derecho de Autor presentada en fecha 9 de Octubre del 2023, por ADALIO MISAEL APAZA CONDORI con C.I. N° 7088412 LP, con número de trámite DA 1577/2023, señala la pretensión de inscripción del Proyecto de Grado titulado: "PROPUESTA DE VIABILIDAD PARA LA IMPLEMENTACION DE UN SISTEMA SOLAR FOTOVOLTAICO ON-GRID EN LA FACULTAD DE INGENIERIA DE LA UMSA", 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".



"2023 AÑO DE LA JUVENTUD HACIA EL BICENTENARIO"

Oficina Central - La Paz
Av. Montes, N° 95,
entre Esp. Uruguay y
C. Batallas Wimaní.
Telf.: 2192900
2192916 - 2192921

Oficina - Santa Cruz
Av. Uruguay, Calle
prolongación Quijano,
N° 29, Edif. Bicentenario.
Telf.: 3171752 - 3171753

Oficina - Cochabamba
Calle Bolívar, N° 131,
entre 16 de Julio y Artesana.
Telf.: 4144401 - 73042957

Oficina - El Alto
Av. Juan Pablo II, N° 2560
Edif. Multicentro El Cebo
Urb. Pisu 2, Of. 58,
Zona 16 de Julio.
Telf.: 2144000 - 73042109

Oficina - Oruro
Calle Kilómetro 7, N° 366
casi este, Urcuagaita,
Zona Parque Bolívar.
Telf.: 70095213

Oficina - Tarija
Av. La Paz, entre
Calleles Oro Trigo y Avenida
Edif. Santa Clara, N° 243.
Telf.: 70012186

Oficina - Oruro
Calle 6 de Octubre N° 589,
entre Ayacucho y Junín,
Galería Central, Of. 14.
Telf.: 62000888

Oficina - Potosí
Av. Villazón entre calles
Reenciso Alba y San Alberto,
Edif. AM. Salinas N° 242,
Primer Piso, Of. 11.
Telf.: 70018160

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 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: "PROPUESTA DE VIABILIDAD PARA LA IMPLEMENTACION DE UN SISTEMA SOLAR FOTOVOLTAICO ON-GRID EN LA FACULTAD DE INGENIERIA DE LA UMSA", a favor del autor y titular: ADALIO MISAEL APAZA CONDORI con C.I. Nº 7088412 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/mxaq
c.c.Arch.



"2023 AÑO DE LA JUVENTUD HACIA EL BICENTENARIO"

Oficina Central - La Paz
Av. Montes, N° 915,
entre 15a, Uruguaay y
C. Batallón Wilmasi.
Telf.: 2157100
219226 - 219251

Oficina - Santa Cruz
Av. Uruguaay, Calle
prolongación (dejarra),
N° 26, Edif. Bicentenario.
Telf.: 3121251 - 31262316

Oficina - Cochabamba
Calle Bolívar, N° 731,
entre 16 de Julio y Antezana.
Telf.: 4144493 - 31062952

Oficina - El Alto
Av. Juan Pablo II, N° 2500
Edif. Multicentro El Ceibo
Edif. Piso 2, Of. 58,
Zona 16 de Julio.
Telf.: 2140001 - 31043009

Oficina - Chuquisaca
Calle Kilómetro 7, N° 366
c/col insg. Srinidagolla,
Zona Parque Bolívar.
Telf.: 32009273

Oficina - Tarija
Av. La Paz, entre
Calle 6 de Octubre y Avenida
Edif. Santa Clara, N° 263.
Telf.: 31052886

Oficina - Oruro
Calle 6 de Octubre N° 982,
entre Apicacho y Junín.
Galería Central, Of. 16.
Telf.: 42202886

Oficina - Potosí
Av. Wilmasi entre calles
Wenceslao Alva y San Alberto,
Edif. AM, Salvo N° 264,
Primer Piso, Of. 11.
Telf.: 3202810