

Área de Conocimiento de Ingeniería y Afines

**Estudio de generación de energía eléctrica,
mediante el diseño de un sistema solar
fotovoltaico aislado para el departamento de
Nueva Segovia.**

Tesis Monográfica para optar al título de
Ingeniero Eléctrico

Elaborado por:

Br. Bayardo Isaack Cuadra
Guerrero
Carnet: 2013-60955

Br. Joel Javier
Martínez Reyes
Carnet: 2014-0942U

Tutor:

Msc. Sandro Y.
Chavarría Condega

Índice General

Índice General	2
Índice de tabla	4
Resumen	5
Objetivos	7
Objetivos Generales	7
Objetivos Específicos	7
Antecedentes	8
Justificación	11
Problemática	12
Diagnóstico de la situación	13
Análisis de causas y efectos.	16
Análisis de los medios y fines.	18
Alternativa de solución	19
Estudio de mercado.	21
Estructura económica del país.	21
Instrumento de política económica.	23
Descripción del producto o servicio.	23
Paneles Solares	24
Inversor	24
Controlador	24
Baterías	24
Medidor-Bidireccional	25
Beneficiario del proyecto	25
Demanda.	26
Proyección de la demanda.	27
Oferta	33
Demanda potencial insatisfecha DPI	34
Estudio técnico.	35
Tamaño de planta.	35
Volumen de generación	35
Macro localización.	36
Micro localización	36

Ubicación Geográfica.....	41
Método cualitativo por punto.	42
Ingeniería del proyecto.....	43
Planteamiento.....	44
Determinar la carga del sistema.	44
Cálculo de la potencia pico.	46
Voltaje del sistema.	49
Arreglo de acumuladores	50
Arreglo de paneles.....	51
Ángulo de inclinación (β).....	53
Cálculo de la altura del arreglo.	54
Determinar el ángulo de elevación y el azimut.	55
Distancia de la sombra proyectada.....	56
Cálculo de inversor	58
Cálculo de caída de tensión.....	59
Salida del inversor a la red.	61
Cálculo de tubería CONDUIT.....	62
Cálculo de run time con referente a la carga instalada.....	64
Cálculo de puesta a tierra.	64
Equipos Requeridos.	66
Diagrama unifilar.	70
Distribución de planta	71
Diagrama SLP	72
Plano arquitectónico.....	74
Área disponible de distribución.....	75
Plan de ejecución de la obra.....	76
Estudio Financiero	77
Costos del Proyecto.....	77
Estudio de los Ingresos del Proyecto.....	78
Conclusiones	82
Referencias.....	83

Índice de tabla

Tabla 1.1 Censo de carga realizado al consumidor	14
Tabla 1.2 Matriz causa efecto	16
Tabla 1.3 Matriz de efecto del problema.....	17
Tabla 1.4 Acciones para los medios identificados	20
Tabla 2.1 Historial de consumo.....	26
Tabla 2.2 Valores de las variables X e Y.	29
Tabla 2.3 Valores calculados de $X_i - X_m$ y $Y_i - Y_m$	29
Tabla 2.4 Proyección de la demanda.....	32
Tabla 3.1 Generación del arreglo fotovoltaico	35
Tabla 3.2 Método cualitativo por puntos en las zonas	43
Tabla 3.3 Censo de carga del consumidor. para el sistema con conexión a red.....	45
Tabla 3.4 Pérdidas generales de un arreglo Fotovoltaico.....	46
Tabla 3.5 Criterio de selección del sistema dependiendo del consumo diario.	49
Tabla 3.6 Ángulo de inclinación (β).....	53
Tabla 3.7 Relación entre el ICV y el AWG.	60
Tabla 3.8 Número máx. de conductores eléctricos en tubería Conduit.....	63
Tabla 3.9 Tamaño mínimo de los conductores de puesta a tierra para canalización y equipos.	65
Tabla 3.10 Equipos y accesorios	68
Tabla 3.11 Orden de proximidad.....	71
Tabla 3.12 Código de razones	71
Tabla 4.1 Costos del Sistema fotovoltaico que se pretende instalar.....	78
Tabla 4.2 Costo promedio del kWh mensual y anual desde el año 2018 al 2021.	80
Tabla 4.3 Ahorro generado por el proyecto en un periodo de 10 años	81

Resumen

Actualmente, el mundo enfrenta una crisis energética. Los países industrializados consumen enormes cantidades de energía, por lo que no habrá suficiente en un futuro para cubrir las necesidades de la población mundial. El consumo es tan grande que la naturaleza tarda un millón de años en producir sedimentos fósiles y el hombre lo consume en poco tiempo.

Aproximadamente el 80% de la energía mundial está basada en los derivados de recursos no renovables como: el petróleo, el carbón y el gas natural. El petróleo está actualmente al límite de su producción, este es uno de los problemas que enfrentan los sistemas energéticos actuales, ocasionando precios muy altos en las tarifas energéticas, su combustión ocasiona contaminación tales como lluvias ácidas y el efecto invernadero.

Una de las varias opciones es la energía solar siendo la más abundante en el planeta, lo que la convierte en una de las principales opciones para la producción de energía limpia. En los consumidores el consumo de energía eléctrica depende de qué tan concurrido es y de las cargas instaladas, pero sin duda alguna el consumo no es bajo, por lo que resulta conveniente implementar medidas y/o acciones para reducir los costos de operación de los consumidores.

La implementación de estos sistemas requiere de una gran inversión inicial, debido a los equipos a instalar que poseen un precio elevado, los estudios que se deben realizar para un aprovechamiento óptimo del sistema y el cumplimiento de las normas, certificaciones que deben tener la adquisición de SFV (sistemas fotovoltaicos), hacen que muchas veces las personas prefieren no implementar estos sistemas, sin siquiera haber considerado su instalación y los beneficios que le puede ofrecer a largo plazo.

Con el presente trabajo se presenta la rentabilidad de la instalación del sistema solar fotovoltaico en el Departamento de Nueva Segovia, utilizando las herramientas adecuadas que deben tenerse en cuenta durante la elaboración de un proyecto.

Para la realización de este proyecto inicialmente fue necesario realizar un diagnóstico sobre la situación actual del sistema eléctrico y consumo de energía eléctrica en la zona de influencia para esta caso el área de influencia fue el Departamento de Nueva Segovia para lo cual se realizó un levantamiento inicial de la información de campo se verificaron el nivel de energía fotovoltaica que se puede aprovechar en la zona de igual manera fue necesario analizar el tipo de consumidor de la zona, en esta etapa se utilizaron formatos para recolectar la información: tipos de consumidores, niveles de voltaje, nivel de consumo de energía, tipos de carga a conectar en el sistema con la información de campo analizada se propone el diseño de un sistema fotovoltaico basado en los datos recopilados durante el diagnóstico de la situación actual, se tomó de referencia un negocio local con alto consumo para ver la viabilidad del sistema fotovoltaico a instalar .

El presente proyecto presenta la posibilidad de aprovechamiento de la energía solar por medio de paneles fotovoltaicos para su uso en el Departamento de Nueva Segovia.

Objetivos

Objetivos Generales

- Diseñar un sistema solar fotovoltaico para reducir el consumo de energía eléctrica a habitantes del Departamento de Nueva Segovia, tomando como referencia un negocio con altos consumos de energía en el sector.

Objetivos Específicos

- Realizar un diagnóstico sobre la situación actual del sistema eléctrico y consumo de energía eléctrica en la zona de influencia.
- Proponer el diseño de un sistema fotovoltaico basado en los datos recopilados durante el diagnóstico de la situación actual tomando de referencia el negocio en cuestión.

Antecedentes

Un proyecto relacionado sobre los sistemas fotovoltaicos corresponde a Sánchez Oscar y Muñoz Miguel (2017), quienes realizaron el “Diseño de un sistema fotovoltaico conectado a red para la empresa BATNICSA en el periodo 2016-2017”, para optar al título de ingeniería electrónica en la universidad nacional autónoma de Managua (UNAM). En dicha investigación se abordaron conceptos sobre la energía solar e información referente a los sistemas fotovoltaicos, las normativas y leyes existentes en el país relacionadas con los SFV y se realizó un diagnóstico de la situación actual en la empresa BATNICSA.

El enfoque principal de esta investigación realizada por estos estudiantes es el diseño de un sistema fotovoltaico conectado a red para reducir los costos del consumo energético de la empresa BATNICSA, y para alcanzar dicho objetivo se propusieron como objetivos específicos el realizar un censo de carga de todos los equipos conectados a la red eléctrica de la empresa BATNICSA, diseñar el sistema fotovoltaico en red a partir del consumo real de carga de la empresa BATNICSA y simular el sistema fotovoltaico propuesto con el programa pvsyst.

Entre las conclusiones alcanzadas con este trabajo destacan la importancia de realizar el diagnóstico de la situación actual para determinar si la instalación cuenta con las condiciones necesarias para la instalación del SFV y que a través del trabajo realizado se logró determinar el costo total del SFV, el cual incluía los costos de materiales y mano de obra.

Esta investigación se relaciona con el proyecto a tratar en el presente trabajo, porque ambos tienen como objetivo principal reducir los costos de la factura eléctrica a través de la instalación de un SFV, de este trabajo se obtuvo información útil tales como las leyes y una referencia de cómo realizar el diagnóstico de la situación actual en las instalaciones.

En Nicaragua una de las preocupaciones es el alto costo de la energía eléctrica producida a través del petróleo y sus derivados. En la actualidad depende en un 60% a comparación de unos 20 años atrás que dependíamos en un 90% de este recurso, la implementación de energía solar resulta ser hasta 80% más barata, que la energía generada por búnker, pese a esto en Nicaragua solo el 2% de la demanda energética es solventada con ese tipo de energía, según estadísticas del Ministerio de Energía y Minas (MEM). Incluso si la comparamos con las otras fuentes generadoras de uso renovable, es la más baja.

El precio promedio del kWh de energía solar es de 0.06 dólares, mientras que la energía térmica oscila entre 0.16 y 0.30 dólares el kWh, de acuerdo a cálculos basados por el Consejo Nacional de Energía (CNE) y MEM.

El especialista en Energía Renovable Vladimir Delagneau explicó que la energía solar se puede utilizar para producir energía eléctrica por medio de paneles solares. “La energía solar tiene dos usos: uno para aplicaciones rurales que son fuera de red, es decir, paneles solares con baterías para casas que no tienen energía eléctrica y dos, la conectada a la red que se usa en el área urbana que es la que está teniendo mayor uso”, aseveró Delagneau. Además, apuntó que entre más grande sea la planta solar y la tarifa sea más alta la recuperación de la inversión es más rápida.

La tendencia, según especialistas, es que los equipos fotovoltaicos vayan bajando de precio. “Los paneles han bajado un 70% u 80% y el resto de componentes del sistema en un 40%”, dijo Max Lacayo, vicepresidente de la Asociación Renovables de Nicaragua.

En el periodo 2012-2016 se dará continuidad al esfuerzo por el ahorro y eficiencia energética en el país, con la entrada en vigencia de 5 Normas Técnicas Obligatorias Nicaragüenses (NTON) de eficiencia energética, de las 7 aprobadas por el Ministerio de Energía y Minas (MEM) con la colaboración del Ministerio de Fomento, Industria y Comercio (MIFIC). Esto para restringir

la introducción al país a aquellos equipos que no cumplan con las especificaciones de eficiencia en el consumo eléctrico.

En el año 2022 cada semana Nicaragua inaugura uno o dos proyectos rurales de electrificación, dejando atrás años de oscuridad y augurando un mejor porvenir para las familias protagonistas comunicado por ENEL 04-MAY-2022.

En comunidades de difícil acceso, principalmente las ubicadas en la Costa Caribe, el Gobierno de Reconciliación y Unidad Nacional (GRUN) lleva la energía eléctrica por medio de paneles solares. Un tipo de energía renovable conocida como energía fotovoltaica que se obtiene de una fuente natural e inagotable, en este caso el Sol. En este sentido, el GRUN prevé instalar durante 2022 tres plantas fotovoltaicas que totalizan 48 Megavatios (MW) y más 13,500 paneles solares en la Costa Caribe y Río San Juan, según datos del Ministerio de Energía y Minas (MEM).

Con los 48 MW de las tres plantas que entrarán a operar este año, Nicaragua alcanzará una capacidad instalada de 60 MW con esta fuente de energía limpia. Actualmente, el país cuenta con 4 plantas solares: Planta Solar La Trinidad en Diriamba (1.5 MW), Solaris en Puerto Sandino (12 MW), San Juan de Nicaragua (300 kW) y Corn Island con 2.5 (MW). En cuanto a la instalación de paneles solares, los 13 mil 500 que se instalarán en la Costa Caribe Norte, Costa Caribe Sur y Río San Juan, representan en megavatios 8.1 MW. Con estos más los ya instalados en viviendas y Empresas para su autoconsumo, sumarían cerca de los 100 MW.

A inicios del 2022 el titular del MEM, ing. Salvador Mansell, señaló que la Empresa China Communications Construction Company Limited invertirá US\$ 106.1 millones en el proyecto solar El Hato, en Terrabona, departamento de Matagalpa, como resultado del restablecimiento de las relaciones diplomáticas entre Nicaragua y el “gigante asiático” en diciembre del 2021.

Justificación

El lugar donde se instalará el sistema fotovoltaico es una zona predominante de la luz solar factible para desarrollo de este tipo de proyectos, de esta manera se va a contribuir al ahorro energético.

En otras palabras, con el diseño del sistema fotovoltaico aislado se analizará si se logran disminuir los costos económicos generados por el alto consumo de energía eléctrica de habitantes de la zona tomando como referencia un negocio con altos consumos para la implementación del sistema.

Es importante destacar que con este diseño se estará aprovechando la generación de energía de fuentes renovables mediante sistemas fotovoltaicos, contribuyendo así al cuidado de nuestro medio ambiente y además ir cambiando la matriz energética del uso de combustibles fósiles.

Hay que señalar que este tipo de sistema no requiere de mucho mantenimiento por lo que la integración de un SFV para suministrar energía eléctrica es de gran beneficio para la reducción de costos económicos.

Por último, es importante mencionar que la energía fotovoltaica es una de las alternativas más viables de aprovechar ya que la fuente de luz solar está en todas partes y de esa manera se podría llevar energía a los lugares más remotos del país.

Problemática

El proyecto presente se plantea para ser ubicado en el Departamento de Nueva Segovia. Asumiendo un establecimiento "RESTAURANTE" donde hay gran presencia de cargas eléctricas, de las cuales algunas se utilizan de manera ininterrumpida y otras no tanto, pero dan como resultado una gran carga instalada.

Además, se considera un sistema de iluminación el cual está compuesto de lámparas fluorescentes que se mantiene encendidas la mayor parte del tiempo, por no decir que, durante toda la jornada laboral, ya que la entrada de iluminación natural es casi nula, a excepción de la parte frontal, que es el único lugar donde hay ventanales que permiten el ingreso de iluminación natural.

Como resultado de toda esta situación, el consumo de energía eléctrica se considera realmente alto, teniendo un consumo mayor a los 150 kWh al mes la mayor parte del tiempo pasando de esta manera el máximo consumo subsidiado actualmente. Sumado a este hecho, durante los últimos años el costo de la energía ha ido en aumento, causando que los recibos por el servicio eléctrico sean bastante altos. Debido a esto, se presenta una solución para mejorar la situación que experimenta actualmente estos tipos de consumidores en el Departamento de Nueva Segovia.

Diagnóstico de la situación

Como parte del diagnóstico es necesario conocer algunos detalles sobre el entorno de la localidad del proyecto, anteriormente se indicó que se realizará en la zona sur del Departamento de Nueva Segovia, en el área de influencia.

En esta zona el clima del país según (Weather Spark, 2022), en Nueva Segovia, la temporada de lluvia es nublada; la temporada seca es parcialmente nublada y es muy caliente, opresivo y ventoso durante todo el año. Durante el transcurso del año, la temperatura generalmente varía de 23 °C a 32 °C y rara vez baja a menos de 21 °C o sube a más de 33 °C.

La velocidad promedio del viento en esta región va desde los 15.9 km/h en el mes más calmo hasta una velocidad de 28.9 km/h durante el mes más ventoso, dando como resultado una velocidad promedio anual de 22.2 km/h.

La radiación solar promedio presenta variaciones leves por cada estación con un índice bastante alto. Durante la temporada de mayor radiación que dura 2.3 meses la energía de onda corta promedio diario por metro cuadrado supera los 6.7 kWh, mientras que en el periodo más oscuro con una duración de 5.4 meses el promedio llega a los 4.5 kWh.

Conociendo las características de la ubicación del proyecto, resulta importante saber cuáles son las condiciones del establecimiento. Para esto se le solicitó información directamente al dueño del restaurante, de dónde se identificó que el consumidor opera con voltajes de 120/240 V y que el tipo de tarifa que contratada por el consumidor es la de consumo general mayor, conocida como tarifa T2 por su código, la cual está destinada para establecimientos con una carga instalada mayor a 25 kW, presenta un cargo por kWh de consumo constante y uno que depende de la demanda máxima.

Se realizó un censo de carga de los aparatos eléctricos usados en el restaurante en el cual se incluyeron las horas de uso promedio diario de todas las cargas para estimar la carga instalada y el consumo diario. Con esta información es posible identificar cuáles son las cargas con mayor aporte al consumo de energía eléctrica en el consumidor.

Tabla 1.1 Censo de carga realizado al consumidor

Fuente: Elaboración propia.

Cargas individuales	Cantidad	Voltaje (V)	Corriente (A)	Potencia (W)	P total (W)	H/us o	Días/ Sem.	÷7 Días	kWh Prom/día
Exprimidor de jugo	2	240	0.625	150	300	1.5	6	7	0.386
Máquina de Café	1	240	4.17	1000	1000	2	6	7	1.714
Congelador	1	240	1.60	385	385	24	7	7	9.240
Refrigeradora	1	240	0.77	185	185	24	7	7	4.440
Licadoras Oster 1.5L	2	240	2.5	600	1200	2.5	6	7	2.571
Microondas	1	240	4.17	1000	1000	3	6	7	2.571
Lum. 3 T5 14w y Balastro 50w	14	240	0.38	92	1288	10	6	7	11.040
Lum. 2 T5 14w y Balastro 36w	8	240	0.27	64	512	10	6	7	4.389
Lum. 2xCompacta Integrada 20w	18	120	0.33	40	720	10	6	7	6.171
Lum. 1xCompacta Integrada 15w	5	120	0.125	15	75	3	3	7	0.096
Extractor de humo	1	120	2	240	240	8	6	7	1.646
Computadoras	2	120	1.54	185	370	10	6	7	3.171
TV de 30"	2	120	0.88	105	210	5	6	7	0.900

Calentador de Agua	1	120	40.00	4800	4800	2.5	6	7	10.286
Impresora HP Laser	1	120	2.71	325	325	2	6	7	0.557
Total				9186	12610				59.179

De la tabla 1.1 se obtuvo que la carga de iluminación es la que representa el mayor consumo de energía, seguida del calentador de agua, por lo que es primordial darles especial atención a estas cargas y considerarlas a la hora de plantear las alternativas de solución.

También se observa que la carga instalada es de 12.61 kW, resultando ser menor que la recomendada para el tipo de tarifa que tiene contratada.

También se utilizó un multímetro para realizar mediciones en los tomacorrientes de las distintas cargas y el panel, para identificar si existían contactos a tierra y tensiones perjudiciales para el sistema. En el panel eléctrico también se realizaron pruebas a las protecciones de los circuitos derivados, en las cuales se encontró que están en estado óptimo.

Análisis de causas y efectos.

Gracias al diagnóstico de la situación del consumidor identificamos las posibles causas del problema principal, la información recopilada con el estudio y la brindada por el personal del consumidor se obtuvieron las siguientes causas:

Tabla 1.2 Matriz causa efecto

Fuente: Elaboración propia

Problema	Causas	Directa (DI) o Indirecta (ID)
	Gran consumo de energía de parte del calentador de agua.	DI
Alto consumo de energía eléctrica.	Escasa iluminación natural en el consumidor.	ID
	Gran consumo de energía por parte del sistema de iluminación.	DI
	Uso irracional del sistema de iluminación.	ID

Así como el problema principal tiene múltiples causas que conducen a su existencia, también existen diversos efectos en el consumidor que son producto de dicho problema. Los efectos que se derivan del problema principal se presentan en la matriz de efectos.

Tabla 1.3 Matriz de efecto del problema

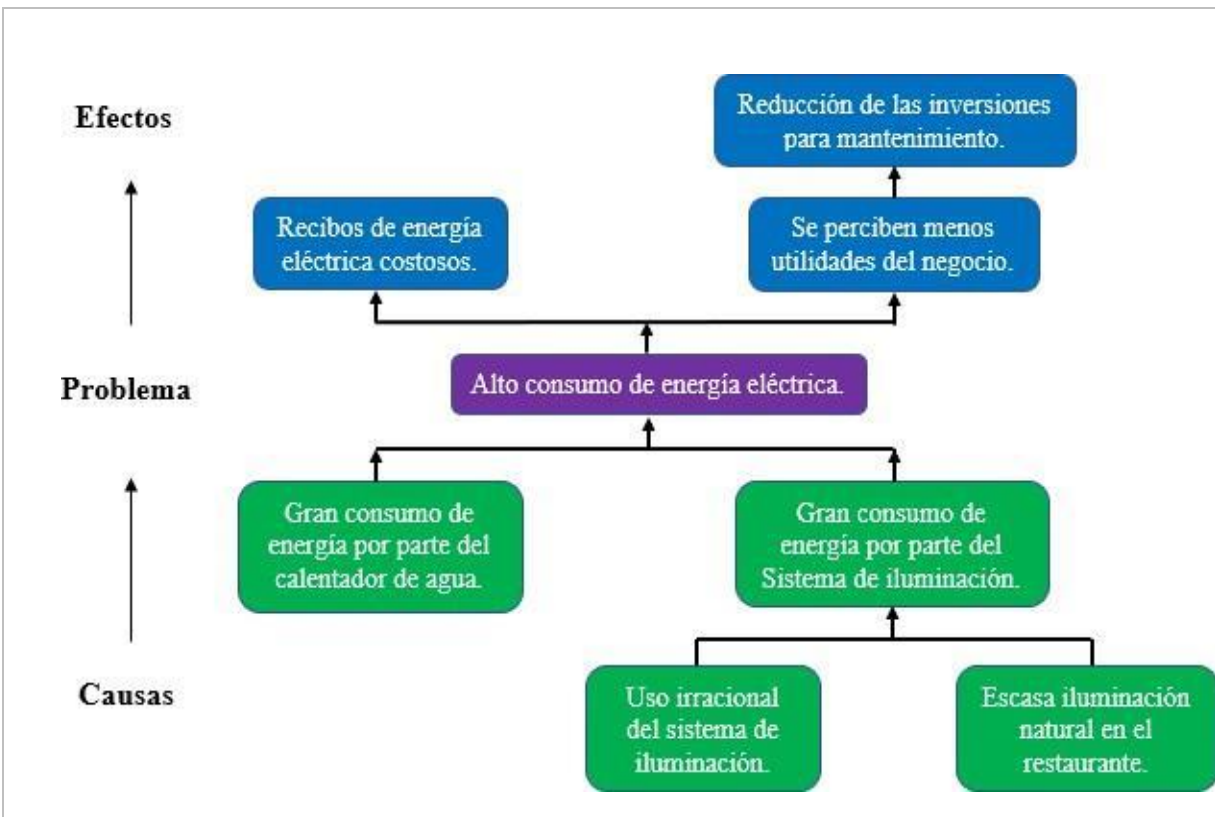
Fuente: Elaboración propia

Efectos	Directa (DI) o Indirecta (ID)
Altos recibos de energía.	DI
Reducción de las inversiones para el mantenimiento del local.	DI
Se perciben menos utilidades en el negocio.	ID

A continuación, se presenta el árbol del problema que se obtuvo (ver figura 1.1):

Figura 1.1 Árbol de causa efecto

Fuente: Elaboración propia



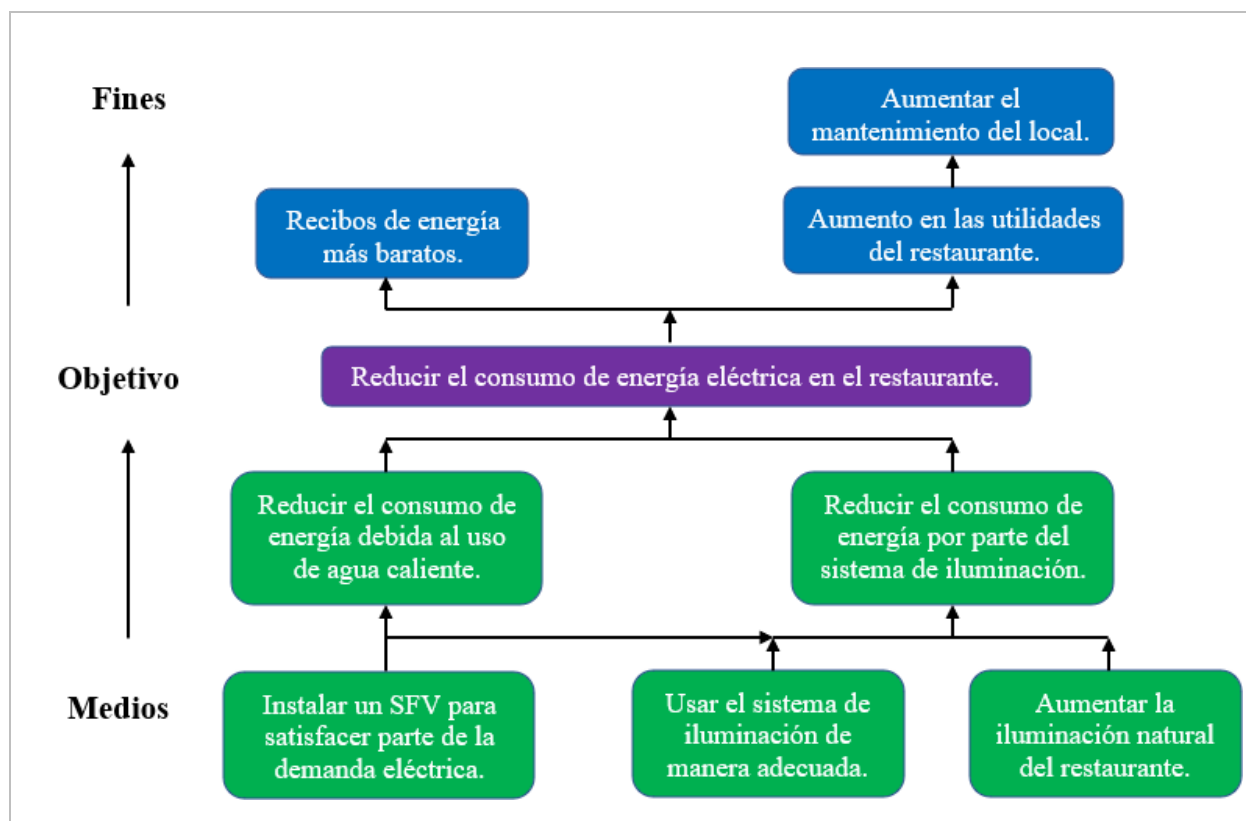
Análisis de los medios y fines.

Para encontrar el camino de solución del problema es necesario identificar cuáles son las herramientas o medios de que se disponen, y a su vez tener claro qué es lo que se quiere lograr al hacer uso de ellos.

Como una estrategia para identificar los medios y los fines del proyecto se pasan a positivo las causas y los efectos que se mostraron en el árbol del problema. Los resultados de utilizar esta estrategia se presentan en el árbol de medios y fines (ver figura 1.2).

Figura 1.2 Árbol de medios y fines

Fuente: Elaboración propia



Alternativa de solución.

Los medios son el vehículo a través del cual se le da solución a las causas que forman el problema central por medio de determinadas acciones. Por ende, para los medios definidos en el árbol de medios y fines (Ver figura 1.2), debe de plantearse cuáles son las acciones que conforman la ruta de solución de estas causas. Las acciones identificadas para los medios supuestos se muestran en la tabla 1.4.

Tabla 1.4 Acciones para los medios identificados

Fuente: Elaboración propia

Medios	Acciones Identificadas
Reducir el consumo de energía debida al uso de agua caliente.	● Instalar un calentador de agua solar para reemplazar el calentador eléctrico. ● Instalar un SFV para la alimentación del calentador de agua.
Reducir el consumo de energía por parte del sistema de iluminación.	● Reemplazar la tecnología de iluminación fluorescente por tecnología LED. ● Instalar un SFV para la carga de iluminación.
Usar el sistema de iluminación de manera adecuada.	● Instalar sensores de presencia para evitar que la iluminación esté encendido cuando no es necesario. ● Realizar charlas para el personal sobre la importancia del uso racional del sistema de iluminación.
Aumentar la iluminación natural del consumidor.	● Realizar obras civiles en el consumidor que permitan un mayor ingreso de iluminación natural en el consumidor.

Estudio de mercado.

El proyecto inicialmente pretende plantear el potencial que tienen los sistemas fotovoltaicos que hay actualmente en el mercado nacional, si se instalan en el consumidor, ubicado en el departamento de Nueva Segovia, esto por el gran potencial que estos pueden ofrecer dadas las características que ofrecen las zonas del Norte de Nicaragua, al tener un índice solar de aproximadamente de 5.7h/solar pico.

De esta manera, es posible identificar los riesgos que pueden tener esta tecnología para ser implantada correctamente, determinar la situación del mercado (oferta y la demanda, que para este proyecto se traducen el consumo de potencia y el ahorro que se puede obtener en potencia al aplicar estos sistemas), y dar de manera óptima el servicio a prestar.

Estructura económica del país.

Nicaragua cuenta con una economía pequeña y abierta que depende en gran medida de la agricultura y la manufactura. El sector primario tiene un papel muy importante en la economía nicaragüense, ya que este ocupa aproximadamente al 30% de la población, lo cual se traduce en una gran cantidad de empleos; y los aportes de este sector al PIB representan aproximadamente un aporte del 15.9%, destacando la agricultura y la ganadería como principales actividades económicas de este sector.

El sector secundario está liderado por la actividad de la industria manufacturera y el sector de construcción, otro sector que también presenta un desempeño importante en la economía del país es el sector energético, además el sector minero en los últimos años ha tenido un crecimiento positivo, gracias a la mayor demanda internacional de minerales y a los altos precios de las materias primas que propiciaron una expansión de las actividades de explotación minera. En general este sector presenta un aporte del 19% al PIB.

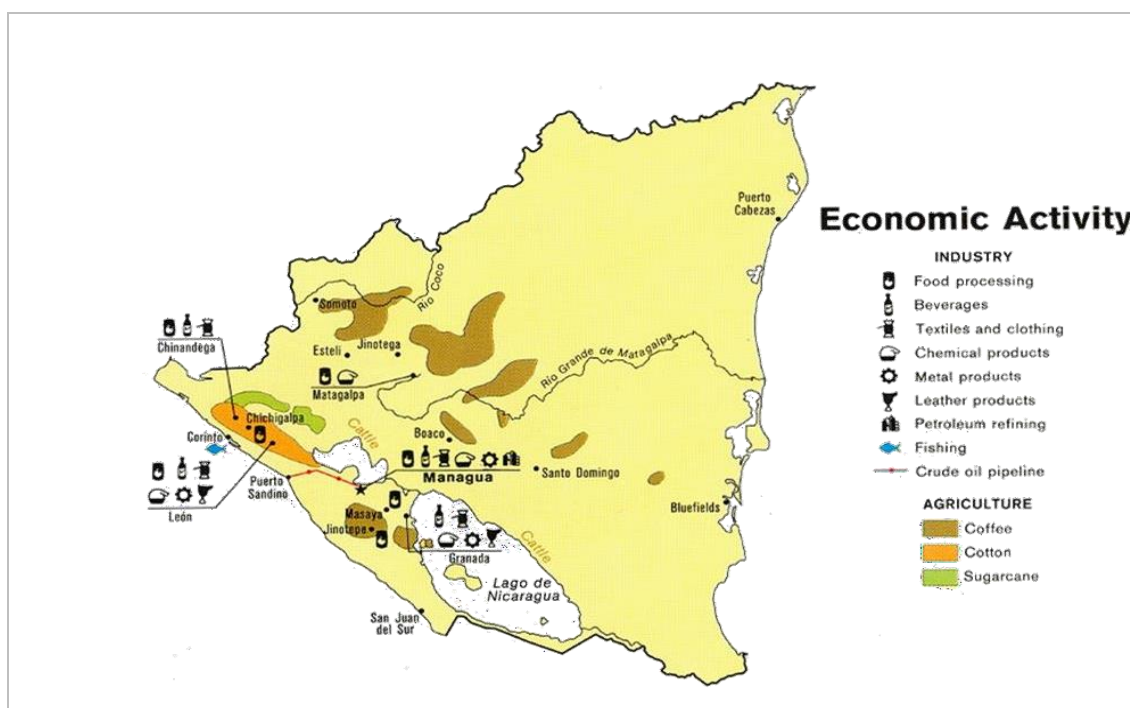
El sector terciario representa el 50.5% del PIB aproximadamente, donde predominan los servicios de escasa complejidad cuyo peso en la economía nicaragüense ha venido aumentando, tanto en la generación de empleo, como en su valor agregado. Cabe destacar que casi la mitad de los trabajadores son ocupados por este sector y que las actividades que más destacan son el comercio y las de transporte y telecomunicaciones.

En materia de comercio internacional, el país se caracteriza por exportar principalmente productos como la carne, café, lácteos, cacao, etc. Cabe señalar que el país realiza importaciones de lo que exporta, dejando un saldo deficitario en la balanza comercial. Esto se debe principalmente a que el país requiere de importar productos para cubrir algunas de las necesidades para el desarrollo del país.

En la siguiente figura 2.1 se muestra la distribución de las actividades económicas del sector primario en las distintas regiones del país, donde se logra apreciar la gran presencia de este en la economía del país.

Figura 2.1 Actividad económica en Nicaragua

Fuente: Elaboración propia



Instrumento de política económica.

En Nicaragua se promueve la adaptación de las energías limpias para el consumo de la población, prueba de esto lo es la ley No. 532, ley para la Promoción de Generación Eléctrica con Fuentes Renovables, en la cual se precisa en su capítulo 2, artículo 7. Incentivos, en el apartado 2 se especifica que los elementos constituyentes de un proyecto de energías renovables se encuentran libres de impuesto.

Si es un sistema de autoconsumo se cuenta con la normativa de generación distribuida renovable para autoconsumo acuerdo ministerial N°. 063-DGERR-002-2017 considerado por el Ministerio de Energías y Minas según el art. 22 de la Ley No. 272, "Ley de la Industria Eléctrica". Que tiene por objeto establecer los requisitos, criterios, procedimientos, metodologías y responsabilidades administrativas, técnicas y comerciales que deben cumplir las Empresas Distribuidoras de Energía Eléctrica y las personas naturales o jurídicas que tengan o proyecten la instalación de generación de energía eléctrica del tipo renovable para Autoconsumo conectadas a un sistema de distribución.

Con la calificación GDR-BT2: BT, instalaciones de más de 2 kW, se debe de notificar a la distribuidora, para que determinen el Dictamen de la Factibilidad Operativa, el cual deberá ser notificado a la parte interesada a más tardar 20 días calendario para sistemas GDR, para instalar un medidor bidireccional, con el fin de regular la inyección a la red.

Descripción del producto o servicio.

Se pretende instalar un sistema fotovoltaico con respaldo de acumuladores e inyección a la red que genere una potencia eléctrica útil igual a un cierto porcentaje de la demanda de energía promedio estimada en el censo de carga presentado (ver la tabla 1.1).

Un sistema fotovoltaico de este tipo está compuesto de un conjunto de aparatos conectados entre sí y que a la vez se complementan para poder convertir la energía que se obtiene de la radiación solar en energía eléctrica útil para el consumo. Los aparatos que componen este sistema son:

Paneles Solares

Es el elemento de la instalación encargado de recibir la energía contenida en la radiación solar y convertirla en energía eléctrica de corriente continua por medio del efecto fotovoltaico que se presenta en las celdas solares, dichas celdas son construidas con materiales semiconductores, usualmente se utiliza silicio.

Inversor

La energía requerida por las cargas del sistema suele ser energía eléctrica de AC, sin embargo, la producida por los paneles es DC, para que dicha energía pueda ser utilizada por las cargas se instala un inversor de corriente, este es un dispositivo que utiliza la electrónica de potencia para convertir la corriente de DC a AC. Este equipo resulta indispensable en la instalación cuando todas las cargas son de corriente alterna.

Controlador

El controlador de carga solar es un dispositivo electrónico cuya función principal es la de controlar el estado de las cargas de las baterías, para garantizar que sea un llenado óptimo por medio del cargador DC.

Baterías

Un acumulador eléctrico que consiste en tener celdas electroquímicas internas con conectores externos en la cual, por medio de energía química almacenada, circula corriente eléctrica.

Medidor-Bidireccional

Es un equipo capaz de registrar la cantidad de energía que se está consumiendo de la red y la que se inyecta a esta al mismo tiempo.

Beneficiario del proyecto

Al ser un proyecto de inversión privada, cuyo objetivo es el de reducir los gastos por consumo eléctrico en el consumidor, el único beneficiario directo de este proyecto es el dueño del capital a invertir, es decir, el dueño del consumidor.

Se puede interpretar como beneficiarios indirectos a la empresa que oferte todos los insumos necesarios para llevar a cabo el proyecto, tales como Tecnosol S.A, Ecami S.A, NicaSolar S.A, SolarTech S.A, etc. Esto porque se tendrán que adquirir los productos a través de uno de estos oferentes, lo cual se traduce en una venta para los mismos.

Demanda.

La demanda hace referencia a la cantidad de bienes o servicios que los consumidores están dispuestos a adquirir para satisfacer sus necesidades, por medio de una transacción en la que el intercambio se da un precio aceptado tanto por el oferente como el demandante (Urbina, 2010).

Adaptando el concepto de la demanda a las necesidades del consumidor, se entenderá como demanda el consumo en kWh del consumidor, siendo este un dato interno del establecimiento, al cual se logró obtener acceso gracias al personal administrativo del local. Estos datos se presentan en la tabla 2.1 como parte del historial de consumo del consumidor.

Con los datos recopilados se puede observar que la demanda del consumidor crece con el tiempo, lo cual demuestra el crecimiento constante del consumidor en los últimos años, ya que se considera que la demanda es una función de que tantos clientes visitan el establecimiento al mes.

Tabla 2.1 Historial de consumo

Fuente: Elaboración propia

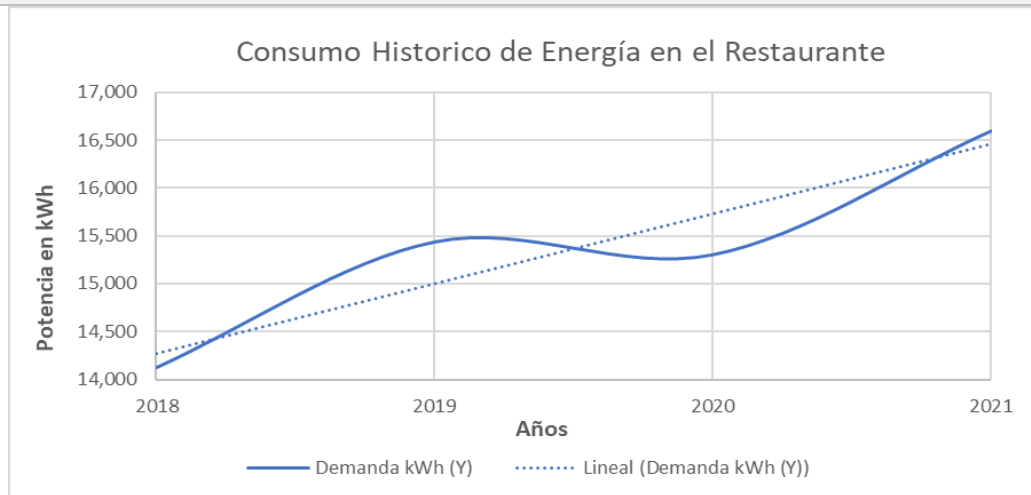
Meses de Consumo	Consumo en el año 2018	Consumo en el año 2019	Consumo en el año 2020	Consumo en el año 2021
Enero	1,594.25	1,508.64	1,575.32	1,625.54
Febrero	1,038.40	1,105.90	1,194.62	1,215.42
Marzo	1,482.24	1,525.54	1,582.74	1,611.32
Abril	1,139.51	1,354.19	1,228.83	1,338.17
Mayo	1,064.92	1,135.47	1,185.31	1,295.60
Junio	995.82	1,084.21	1,062.62	1,128.46
Julio	1,020.78	1,115.33	1,100.55	1,264.87
Agosto	980.27	1,120.31	1,050.84	1,200.29
Septiembre	1,025.60	1,111.29	1,165.61	1,304.65
Octubre	1,058.10	1,251.97	1,210.58	1,315.42
Noviembre	1,102.84	1,330.40	1,296.50	1,422.87
Diciembre	1,621.15	1,794.32	1,650.45	1,875.37
Total	14,123.88	15,437.57	15,303.97	16,597.98

La gráfica 1.1 realizada en base a los datos del consumo histórico del consumidor, muestra el comportamiento de la demanda y la tendencia lineal que esta posee.

Gráfica 1.1

Historial de consumo del consumidor y su tendencia en el tiempo.

Fuente: Elaboración propia.



Proyección de la demanda.

Para realizar la proyección de la demanda del consumidor se utilizará el método de mínimos cuadrados. Urbina (2010) sobre este método de proyección afirma lo siguiente:

- Consiste en calcular la ecuación de una curva para una serie de puntos dispersos sobre una gráfica, curva que se considera el mejor ajuste, el cual se da cuando la suma algebraica de las desviaciones de los valores individuales respecto a la media es cero y cuando la suma del cuadrado de las desviaciones de los puntos individuales respecto a la media es mínima. (p. 18).

Para dicho método el tipo de curva más sencilla para aproximarse es línea recta. Para poder utilizar este método debe de existir un cierto grado de linealidad entre las variables de estudio, para determinar la intensidad con la que se relacionan linealmente las 2 variables tomadas se debe calcular el coeficiente de correlación,

este coeficiente proporciona una medida cuantificada que toma valores entre -1 y 1, cuya interpretación dicta que entre más se aleje el valor de cero las variables tienen una relación más lineal, y viceversa.

La fórmula del coeficiente de correlación es la siguiente:

$$r = \frac{\sum[(x_i - X_m)(y_i - Y_m)]}{\sqrt{\sum(x_i - X_m)^2 * \sum(y_i - Y_m)^2}} \quad \text{Ec.2.1}$$

Donde:

r = Coeficiente de correlación

(-1 a 1)

y_i = Valores de la variable Y.

x_i = Valores de la variable X.

Y_m = media de los valores de la variable Y.

X_m = media de los valores de la variable X.

A continuación, se calcula el valor del coeficiente de correlación de las variables tiempo y demanda.

$$x_m = \frac{1+2+3+4}{4} = 2.5$$

$$y_m = \frac{14123.88 + 15.437.57 + 15303.97 + 16597.98}{4} = 15365.85$$

Tabla 2.2 Valores de las variables X e Y.

Fuente: Elaboración propia.

1	14,123.88
2	15,437.57
3	15,303.97
4	16,597.98

Tabla 2.3 Valores calculados de $X_i - X_m$ y $Y_i - Y_m$.

Fuente: Elaboración propia.

1	14,123.88	-1.5	-1,241.97
2	15,437.57	-0.5	71.72
3	15,303.97	0.5	-61.88
4	16,597.98	1.5	1,232.13

$$\sum [(X_i - X_m) (y_i - Y_m)] = (-1.5)(-1241.97) + (-0.5)(71.72) + (0.5)(-61.88) + (1.5)(1232.13) = 3644.35$$

$$\sum (x_i - X_m)^2 = (-1.5)^2 + (-0.5)^2 + (0.5)^2 + (1.5)^2 = 5$$

$$\sum (y_i - Y_m)^2 = (-1241.97)^2 + (-71.72)^2 + (-61.88)^2 + (1232.13)^2 = 3069606.71$$

$$r = \frac{3644.35}{\sqrt{(5)(3069606.71)}} = 0.93$$

Como r es muy cercano a 1, las variables de demanda y tiempo tienen un comportamiento bastante lineal, se puede interpretar que al pasar de cada año. Para pronosticar la demanda se utilizará el método de regresión lineal, este es un método utilizado para obtener la ecuación de una recta cuyos coeficientes a y b estén en función de los datos históricos contenidos en las variables X e Y. El cálculo realizado para obtener los coeficientes a y b son los siguientes:

$$a = \frac{\sum X^2 \sum Y - \sum X \sum XY}{n \sum X^2 - (\sum X)^2} \quad \text{Ec.2.2}$$

$$b = \frac{n \sum XY - \sum X \sum Y}{n \sum X^2 - (\sum X)^2} \quad \text{Ec.2.3}$$

$$\sum X^2 = 1^2 + 2^2 + 3^2 + 4^2 = 30$$

$$\sum X = 1 + 2 + 3 + 4 = 10$$

$$\sum Y = 14123.88 + 15437.57 + 15303.97 + 16597.98 = 61463.4$$

$$\sum XY = (1)(14123.88) + (2)(15437.57) + (3)(15303.97) + (4)(16597.98) = 157302.85$$

$$a = \frac{(30)(61463.4) - (10)(157302.85)}{(4)(30) - (10)^2} = 13543.6$$

$$b = \frac{(4)(157302.85) - (10)(61463.4)}{(4)(30) - (10)^2} = 728.87$$

La ecuación de la recta de proyección obtenida a través de la regresión lineal es $Y = 13,543.68 + 728.87X$.

En la tabla 2.4 se muestran los resultados de la proyección de la demanda a 10 años en el futuro, los primeros 4 valores corresponden a los años cuyo consumo se usó de antecedente para el cálculo, estos difieren de los mostrados anteriormente porque son los obtenidos a través de la ecuación de proyección de la demanda. Sin embargo, el error observado con respecto a los valores reales de estos 4 años es mínimo, lo cual sirve como indicador de que la ecuación representa bastante bien el comportamiento de la demanda en el tiempo.

Tabla 2.4 Proyección de la demanda

Años	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Tiempo en años (X)	1	2	3	4	5	6	7
Demanda kWh (Y)	14272.54	15001.41	15730.28	16459.15	17188.0	17916.8	18645.
	5	5	5	5	25	95	765
Años	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Tiempo en años (X)	8	9	10	11	12	13	14
Demanda kWh (Y)	19374.63	20103.50	20832.37	21561.24	22290.1	23018.9	23747.
	5	5	5	5	15	85	855

Oferta.

Por oferta se entiende a la cantidad de productos o servicios que un productor está dispuesto a colocar en el mercado a un determinado precio, que se ve afectado por la relación que existe entre este y la demanda (Urbina, 2010).

El sistema fotovoltaico que se pretende instalar en el consumidor se espera que genere energía suficiente como para alimentar las siguientes cargas del sistema:

- Iluminación.
- Licuadora.
- Exprimidor de jugo.
- Extractor de humo.
- Computadoras.
- TV.
- Impresora

Estas cargas representan un consumo estimado de 30.81 kWh al día, o un 52.26% del consumo diario de la instalación.

Cabe recalcar que como el sistema se pretende diseñar con una potencia de generación útil igual a la que representan las cargas mencionadas anteriormente, la potencia real generada dependerá de las condiciones climáticas del día a día, pudiendo esta ser mayor o ligeramente inferior, ya que un SFV se diseña tomando como base la radiación solar del día más bajo.

En el mercado nacional las empresas que proporcionan los servicios requeridos para llevar a cabo este proyecto son varias, entre ellas se encuentran empresas como Tecnosol S.A., SolarTech S.A y Ecamí S.A. con varios años de experiencia en el mercado, por lo cual no se puede considerar que la oferta de este tipo de servicio de parte de la competencia sea del 0%. Sin embargo, para el caso de estudio se considera que la oferta de parte de dichos competidores es nula porque el dueño del consumidor nos ha concedido los derechos del proyecto.

Demanda potencial insatisfecha DPI.

La demanda potencial insatisfecha es aquella parte de la demanda que existe o existirá en un futuro en el mercado, pero que no puede ser satisfecha por el mercado debido a que por diversas circunstancias la oferta de los productores en el mercado es menor que la demanda (Urbina, 2010). Dado que el SFV se diseñará para solventar una demanda de 30.81 kWh al día, la demanda potencial insatisfecha del consumidor se traduce como aquella parte de la energía consumida por el consumidor que no es generada por el sistema, en otras palabras, es aquella parte de la energía consumida que es igual a la diferencia de la energía consumida con la energía generada.

Cabe destacar que el rendimiento de los paneles solares decrece con el tiempo mientras que la demanda en el consumidor incrementa. Por razones de consideraciones tomadas en el diseño de los SFV y climáticas no es posible realizar una proyección aceptable de la DPI. Entre los motivos se encuentra que el sistema se diseña en base al día de menor radiación solar en la zona, por lo que la generación en los primeros años en realidad será mayor al valor tomado como referencia del censo de carga, además la radiación solar no es igual todos los años, y los valores promedio para cada año no se pueden estimar por depender de las condiciones meteorológicas.

En la gráfica 2.3 se muestra la curva de rendimiento de los paneles solares, en la cual la curva de color rojo representa el rendimiento del panel solar, mientras que la de color negro el rendimiento de otras marcas.

Estudio técnico.

Tamaño de planta.

El tamaño de la instalación estará dictaminado por los equipos que serán utilizados en el consumidor, estos a su vez, dependen de la capacidad de generación de la energía, por lo que es importante conocer la demanda potencial insatisfecha, y el porcentaje que será cubierto por la planta.

Volumen de generación.

Para determinar el volumen de generación que brindará nuestro SFV nos basamos con el censo de carga (ver tabla 1.1) que nos brinda la información de cuánto tiempo cada equipo pasa conectado en el local, con los calcular previamente establecidos se determinará el volumen del arreglo en el caso para la inyección a la red.

En la siguiente tabla 3.1

se observa la generación que va proporcionar el arreglo al consumidor

Tabla 3.1 Generación del arreglo fotovoltaico

Fuente Elaboración propia

Meses	Hora Solar Pico	Meses Solar Pico	Generación Diaria (KwH/Día)	Generación Mensual (KwH/Mes)
Enero	5,49	170,19	43,04	1,334.29
Febrero	6,09	170,52	47,74	1,336.88
Marzo	6,36	197,16	49,86	1,545.73
Abril	5,99	179,7	46,96	1,408.85
Mayo	5,01	155,31	39,29	1,217.63
Junio	4,6	138	36,06	1,081.92
Julio	4,41	132,3	34,57	1,037.23

Agosto	4,8	148,8	37,63	1,166.59
Septiembre	5,16	154,8	40,45	1,213.63
Octubre	4,97	154,07	38,96	1,207.90
Noviembre	5,04	151,2	39,52	1,185.41
Diciembre	5,25	162,75	41,16	1,275.96
			Generación Anual	15,012

Macro localización.

Para la determinación de la localización óptima de la instalación se llevará a cabo la implementación del método cualitativo por puntos, donde se evaluaron factores cuantitativos, como los costos de transporte de material y del producto terminado, y también los factores cualitativos, tales como apoyos fiscales, el clima y otros.

Micro localización.

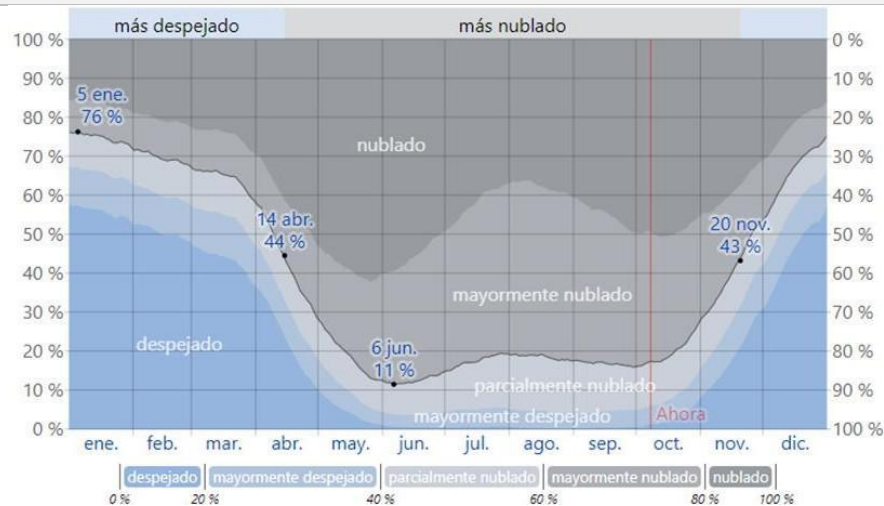
Geográficamente Nueva Segovia se caracteriza por ser accidentado y de baja altitud (100 msnm), el departamento de Nueva Segovia se encuentra entre dos zonas de relieve alto, entre las sierras de Managua (900 msnm) y la cordillera de Guanacaste (1300 metros msnm). Esta misma condición del relieve permite que haya el "recurso viento" en esta zona que es aprovechado para la generación de energía eólica sólo que con los vientos que provienen del mar Caribe ya que no es muy común que los vientos entren con tanta fuerza y frecuencia por el Pacífico.

El porcentaje del cielo cubierto con nubes varían extremadamente en el transcurso del año siendo los meses más despejada a partir del 20 de noviembre; dura 4.8 meses y se termina aproximadamente el 14 de abril donde el mes más despejado del año es enero, durante el cual en promedio el cielo está despejado, mayormente despejado o parcialmente nublado el 75 % del tiempo, por lo cual la parte más nublada del año comienza aproximadamente el 14 de abril; dura 7.2 meses y se termina aproximadamente el 20 de noviembre, siendo junio el más nublado de todos con un promedio de estar mayormente nublado un 87% del tiempo como se observa en la gráfica 3.2.

Gráfica 3.2

Categorías de nubosidad.

Fuente: Gráfica tomada (Weather Spark, 2022).



Nota: El porcentaje de tiempo pasado en cada banda de cobertura de nubes, categorizado según el porcentaje del cielo cubierto de nubes.

La precipitación de un día mojado es de 1 milímetro de líquido (precipitación equivale a un líquido). Por eso la probabilidad de días mojados varía considerablemente durante el año, sabiendo este dato las temporadas más mojadas duran 5.8 meses, de 15 de mayo a 8 de noviembre, con una probabilidad de más del 19 % de que cierto día será un día mojado.

El mes con más días mojados es septiembre, con un promedio de 10.8 días con por lo menos 1 milímetro de precipitación y la temporada más seca dura 6.2 meses, del 8 de noviembre al 15 de mayo. El mes con menos días mojados es enero, con un promedio de 0.1 días con por lo menos 1 milímetro de precipitación ver grafica 3.3.



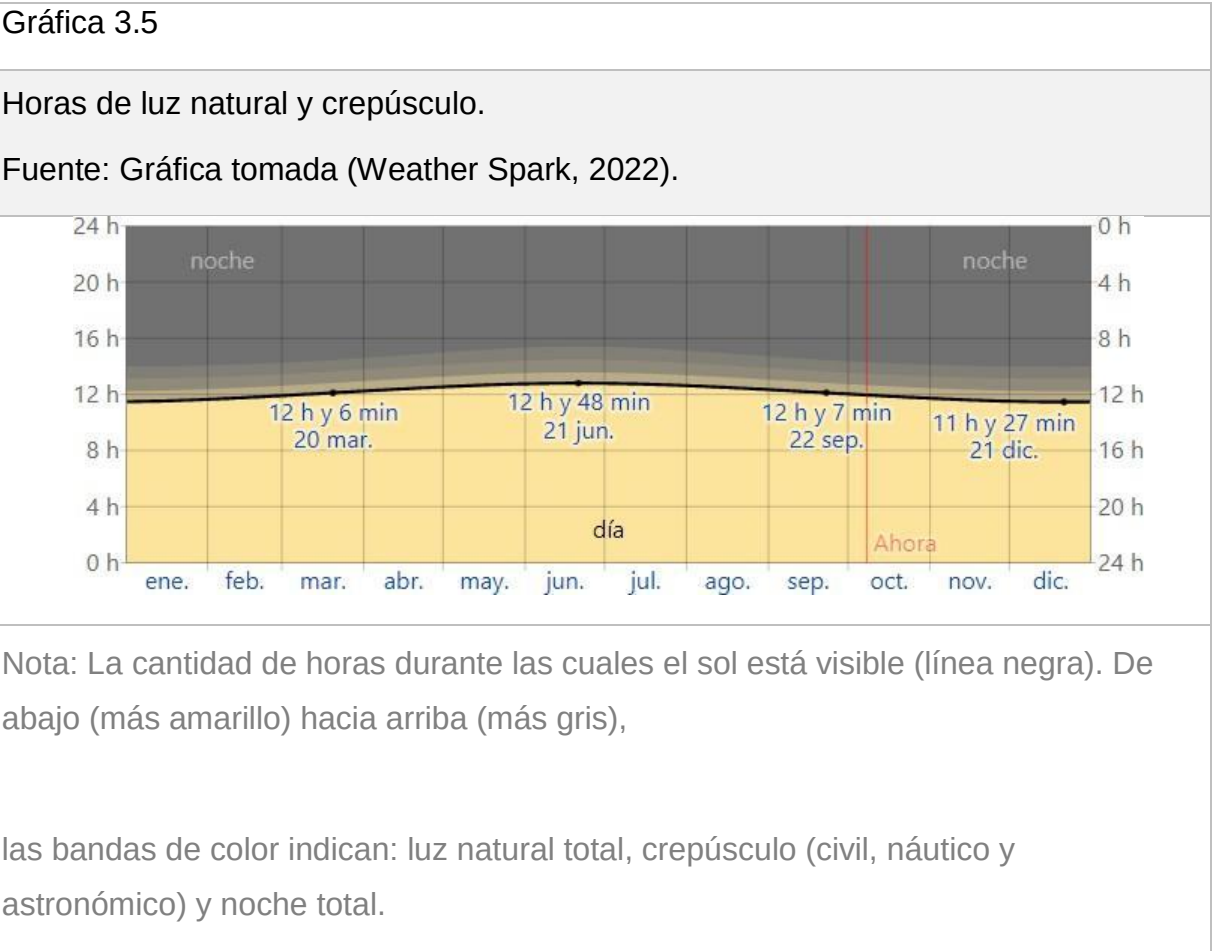
Con el promedio mensual de lluvia esta corresponde a la variación durante un mes y no solamente los totales mensuales, mostramos la precipitación de lluvia acumulada durante un período de 31 días en una escala móvil centrado alrededor de cada día del año. Nueva Segovia tiene una variación extremada de lluvia mensual por estación.

La temporada de lluvia dura 7.8 meses, del 14 de abril al 9 de diciembre, con un intervalo móvil de 31 días de lluvia de por lo menos 13 milímetros. El mes con más lluvia es septiembre, con un promedio de 165 milímetros de lluvia y el

periodo del año sin lluvia dura 4.2 meses, del 9 de diciembre al 14 de abril. El mes con menos corresponde a enero, con un promedio de 1 milímetros de lluvia ver grafica 3.4



La duración del día en Nueva Segovia no varía considerablemente durante el año, solamente varía 47 minutos de las 12 horas en todo el año. En 2022, el día más corto es el 21 de diciembre, con 11 horas y 27 minutos de luz natural; el día más largo es el 21 de junio, con 12 horas y 48 minutos de luz natural se puede observar en la gráfica 3.5.

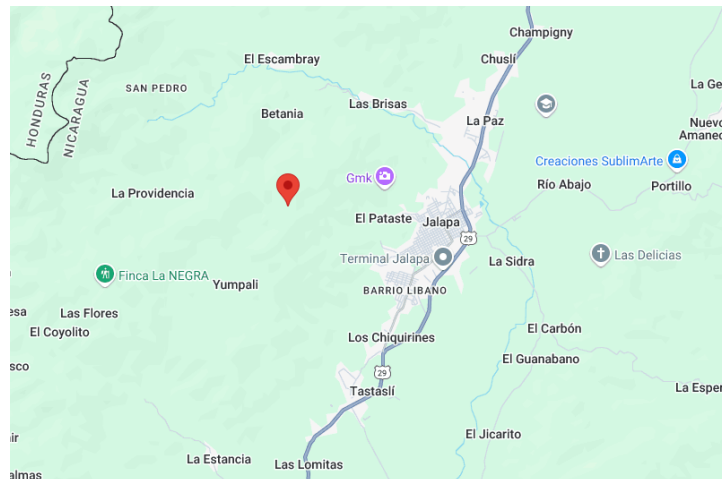


Ubicación Geográfica.

Se determina geográficamente el punto exacto donde se encuentra el consumidor con las siguientes coordenadas 13.927123, -86.153051 estableciendo como punto de referencia para determinar en qué latitud y longitud se encuentran como se observa en la figura 1.

Figura 3 Ubicación geográfica del sitio

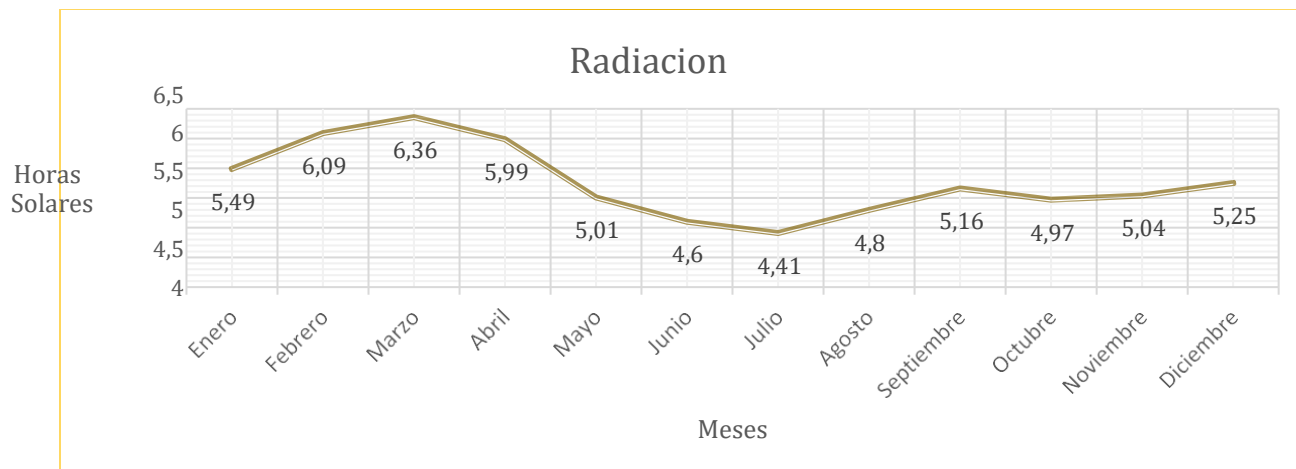
Fuente: Imagen tomada (CCEEA, 2022).



Con las coordenadas previamente establecidas se debe determinar el índice de horas de irradiación que se obtendrá en la zona del proyecto como se observa en la gráfica 3.6.

Gráfica 3.6 Radiación solar del sitio.

Fuente: Valores tomados (CCEEA, 2022).



Nota. La cantidad de horas solar que está irradiando en la zona (línea café).

Durante los meses del año aproximadamente.

Método cualitativo por punto.

Para este método se le asignará un peso a cada uno de los factores, para luego darles una calificación del 1 al 10. Sumando el resultado de multiplicar el peso asignado a cada factor por la calificación dada, obtenemos la calificación total de cada zona ver tabla 3.2. Para la decisión de la localización del proyecto, se tomarán en cuenta los siguientes factores:

- Disponibilidad del terreno.
- Altura.
- Cercanía al panel de distribución.
- Orientación al ecuador.
- Impacto visual del local.
- Accesibilidad para el mantenimiento.

Tabla 3.2 Método cualitativo por puntos en las zonas

(A) Terraza, zona (B) Detrás del edificio (nivel del terreno) para los paneles solares.

Fuente: Elaboración propia.

		A		B	
Factor relevante	Peso asignado	Calificación n	Calificación ponderada	Calificación n	Calificación ponderada
Disponibilidad del terreno	13%	9	1,17	7	0,91
Cercanía al panel	10%	6	0,6	4	0,4
Orientación al ecuador	40%	9	3,6	6	2,4
Impacto visual al local	15%	7	1,05	5	0,75
Accesibilidad al mantenimiento	22%	8	1,76	9	1,98
Σ Suma	100%		8,18		6,44

La zona A es la más óptima para ser la localización del proyecto, porque esta nos ofrece un fácil acceso a un mantenimiento, da buen aspecto al local, maniobras de instalación, para la instalación de los paneles solares.

Ingeniería del proyecto.

En el estudio técnico se determinarán los elementos que tienen que ver con la ingeniería básica del producto, para ello se tiene que hacer la descripción detallada del mismo con la finalidad de mostrar todos los requerimientos necesarios para su funcionalidad y eficiencia. De ahí la importancia de analizar el estado óptimo de la planta para soportar la estructura que nos define la demanda. Finalmente, con cada uno de los elementos que conforman el estudio técnico se elabora un análisis de la inversión para posteriormente conocer la viabilidad financiera del mismo.

Planteamiento

Dimensionar el sistema FV a las necesidades del consumidor para un óptimo aprovechamiento de los recursos, con la finalidad de brindar las condiciones de diseño como son:

- Ser compatible con las características e intermitencia del recurso solar disponible.
- Dimensionarse de acuerdo a la carga requerida.
- Considerar que todos los elementos que componen el sistema, así como los dispositivos e interfaces entre ellos, estén contruidos para asegurar un desempeño eficiente, confiable y seguro durante toda su vida útil.
- Diseñarse para soportar la acción del ambiente local (por ejemplo, humedad relativa, salinidad y contaminación.)

Determinar la carga del sistema.

La parte principal de todo requerimiento de un SFV es saber la carga que va estar sometida, con la finalidad de establecer el dimensionamiento correcto se toma como punto de partida la tabla 1.1, con ella se determinara las horas de uso de los equipos en tiempo solar y aprovechar esa energía al sistema con conexión a la red (ver tabla 3.3).

Tabla 3.3 Censo de carga del consumidor. para el sistema con conexión a red.

Fuente: Elaboración propia

Cargas individuales	Cantidad	Volt.	Amp.	Watts	Watts total	H/uso	Uso semanal	+7 Dias	Watt hora AC
Exprimidor de jugo	2	240	0,625	150	300	1,5	6	7	385,7142857
Máquina de Café	1	240	4,17	1000	1000	2	6	7	1714,285714
Congelador	1	240	1,60	385	385	5	7	7	1925
Refrigeradora	1	240	0,77	185	185	5	7	7	925
Licadoras Oster 1.5L	2	240	2,5	600	1200	2,5	6	7	2571,428571
Microondas	1	240	4,17	1000	1000	3	6	7	2571,428571
Lum. 3 T5 14w y Balastro 50w	14	240	0,38	92	1288	3	6	7	3312
Lum. 2 T5 14w y Balastro 36w	8	240	0,27	64	512	3	6	7	1316,571429
Lum. 2xCompacta Integrada 20w	18	120	0,33	40	720	3	6	7	1851,428571
Lum. 1xCompacta Integrada 15w	5	120	0,125	15	75	3	3	7	96,42857143
Extractor de humo	1	120	2	240	240	4	6	7	822,8571429
Computadoras	2	120	1,54	185	370	5	6	7	1585,714286
TV de 30"	2	120	0,88	105	210	5	6	7	900
Calentador de Agua	1	120	40,00	4800	4800	2,5	6	7	10285,71429
Impresora HP Laser	1	120	2,71	325	325	2	6	7	557,1428571
					Total kw				Total Kwh/día
					12,61				30,821

Nota: Se considera las horas de usos que tendrán todos los equipos a las horas promedio de sol.

Como se observa en la tabla 3.3 la potencia diaria del sistema será de 30.81 KwH/día, con lo cual se procederá a determinar los siguientes cálculos que se deban requerir a continuación.

Cálculo de la potencia pico.

Con el dato proporcionado de la tabla 3.3 se determinó la potencia que requiere el sistema, antes de poder realizar los cálculos preexistentes, se debe determinar las pérdidas que tendrá nuestro SFV, así poder definir la cantidad de paneles que se va a utilizar.

Estas pérdidas son importantes definir las con la finalidad de ofrecer un sistema que rinda antes las peores condiciones climáticas para abastecer las necesidades del cliente.

Estas pérdidas van en dependencia de los equipos a instalar, el mínimo permisible para todo tipo de instalación es de un 15%, en los cálculos se considerarán las siguientes pérdidas (ver tabla 3.4).

Tabla 3.4 Pérdidas generales de un arreglo Fotovoltaico.

Tabla 3.4	
Pérdidas generales de un arreglo Fotovoltaico.	
Perdidas de Sistema	
Paneles	10%
Cables	2%
Inversor	8%
Acumuladores	9%
Nota: Estas pérdidas podrán variar dependencia de los equipos a utilizar en el SFV. En el caso de los acumuladores la degradación de la misma estará directamente proporcional a la carga y descargas que tengan además del ambiente externo.	

Conociendo estos datos se determinará la energía generada del local que son las pérdidas del SFV para obtener un mejor rendimiento dada por la ecuación 3.1.

$$Eg = \frac{P}{1 - \text{perdidas}\%} \quad \text{Ec.3.1}$$

$$Eg = \frac{30,821W}{1 - 0.20} = 38,526W$$

Se determinó la energía generada que debe ser sustentada por los paneles con ello se debe de determinar las HSP (ver gráfica 3.7), tomado como criterio las horas promedio que saldrá el sol en la zona, que sería de 5.26 h, implementando con un rendimiento del 90% por cuestiones climáticas. $E_p = 0.9 * HSP = 4,734$ HSP

Con los valores de la energía generada y las HSP se define la potencia pico del arreglo con la finalidad de determinar lo que necesita generar los paneles.

Entonces la potencia pico del sistema será dada por la ecuación 3.2.

$$P_p = \frac{E_g}{E_p} \quad \text{Ec.3.2}$$

$$P_{pico} = \frac{38,526W}{4,734 \text{ HSP}} = 8,138.15 \text{ W}$$

Voltaje del sistema.

Una de las partes principales es determinar a qué voltaje va estar el sistema a implementar, estos pueden ser a 12, 24 o 48 v respectivamente, como concepto básico de circuito se sabe que a mayor voltaje disminuimos las pérdidas que tendrá este sistema, el cual el voltaje adecuado dependerá de la potencia pico de la ecuación 3.2 y con los valores determinados por la tabla 3.5.

Tabla 3.5 Criterio de selección del sistema dependiendo del consumo diario

Fuente: Datos extraídos (Verde, 2021).

Consumo	Voltaje recomendado al sistema
De 1 a 2000 Wh	Sistema a 12V
De 2001 Wh a 4500 Wh	Sistema a 24V
De 4501 Wh en adelante	Sistema a 48 V
Nota: Por recomendación de diseño el sistema será a 48 v para evitar pérdidas en este.	

Arreglo de acumuladores

Ya teniendo el voltaje a utilizar se instalarán 4 baterías de 12v en serie para dar el total de acumuladores instalados. donde NB= número de baterías, VN= voltaje nominal,

VB= voltaje de batería

$$NB = \frac{VN}{VB}$$

$$NB = \frac{48V}{12v} = 4$$

Arreglo de paneles

Ya teniendo la potencia pico es necesario calcular la cantidad de paneles necesarios para alcanzar la potencia estimada.

$$P_{max(modulo)} = 560W$$

$$Unidades = \frac{8,138.15 W}{560W} = 14.53 \approx 14 \text{ paneles}$$

- Se debe de considerar un rango permisible de un +10% o -10% de la potencia pico. 14 unidades * 560 W = 7,840 W; ¡Si cumple!
- Sabiendo el número de paneles a instalar dependerá del número de estos dispositivos en conexión serie requeridos para obtener en bornes la tensión nominal del sistema, y del número de paneles en conexión paralelo necesarios para conseguir una potencia pico global igual o superior a la requerida según cálculos.
- El número de módulos fotovoltaicos que es necesario conectar en serie, NPs , se determina en función de la tensión nominal del sistema, Vns , y la del módulo elegido, Vnp (otro parámetro de diseño), de modo que ver la ecuación 3.3.

$$NPs = \frac{Vns}{Vnp} \quad \text{Ec.3.3}$$

Se obtiene.

$$NPs = \frac{48v}{24v} = 2 \quad \text{Paneles en serie}$$

El número de filas de módulos fotovoltaicos que es necesario conectar en paralelo, NP_p , se calcula teniendo en cuenta la potencia pico necesaria en el campo fotovoltaicos, P_p , el número de módulos en serie, NPs , y la potencia pico del módulo escogido, P_m (otro parámetro de diseño), de modo que ver la ecuación 3.4.

$$NP_p = \frac{P_p}{NPs * P_m} \quad \text{Ec.3.4}$$

$$NP_p = \frac{7,840 \text{ W}}{2 * 560 \text{ W}} = 7 \text{ paneles en paralelo.}$$

Ángulo de inclinación (β).

Es el ángulo que se forma entre la superficie del lugar con el plano horizontal del módulo fotovoltaico, el cual va a depender de la latitud (ver figura 3.1) del lugar de la instalación del sistema que es de $11,4394^\circ$. Con ella se determinará la altura que tendrá cada módulo solar en la instalación para módulos fijos tomando β el valor de la siguiente tabla 3.6.

Tabla 3.6 Ángulo de inclinación (β).

Fuente: Datos extraídos de (Miguel, 2010).

Latitud del lugar en grados	Ángulo de inclinación fijo en grados
0° a 15°	15°
15° a 25°	La misma latitud
25° a 30°	Latitud + 5°
30° a 35°	Latitud + 10°
35° a 40°	Latitud + 15°
40° a más	Latitud + 20°

Con los valores de la tabla 3.6 se determinó que cada panel tendrá un ángulo de 15° .

Cálculo de la altura del arreglo.

Para determinar la altura (h) que estará el panel se implementará la función trigonométrica ver ecuación 3.5.

$$\sin \beta = \frac{\text{Cateto Opuesto}}{\text{Hipotenusa}} = \frac{h}{l} \quad \text{Ec.3.5}$$

El cual el valor de β se definió en la tabla 3.6 y l es la longitud del módulo (ver anexo B), el cual la ecuación quedaría de esta forma.

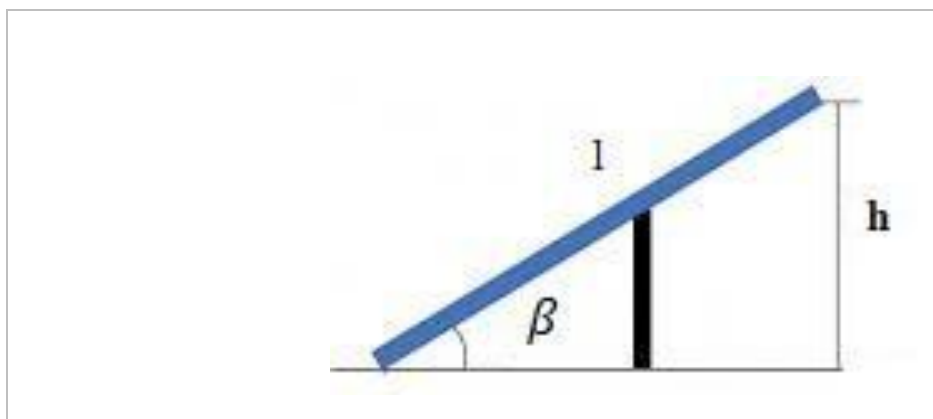
$$h = \sin \beta * l \quad \text{Ec.3.6}$$

$$h = (2.265) * \sin 15^\circ = 0.59 \text{ m}$$

Por lo tanto, con la ecuación 3.6 se determinó que la altura de cada módulo, será de 0.59 m.

Figura 3.1 Altura del arreglo de los módulos.

Fuente: imagen modificada (CEEN, 2015).



Determinar el ángulo de elevación y el azimut.

Para determinar estos valores se debe de considerar el peor mes del año que lo habitual es diciembre por tener las condiciones más críticas, nos apoyaremos de una carta solar de la zona (ver en anexo A), que determinaremos una hora solar de 6h que será de 9 am a 3 pm.

$$Y_s = 32.91^\circ$$

$$X_s = 127^\circ$$

El ángulo de azimut está dado por la ecuación 3.6.

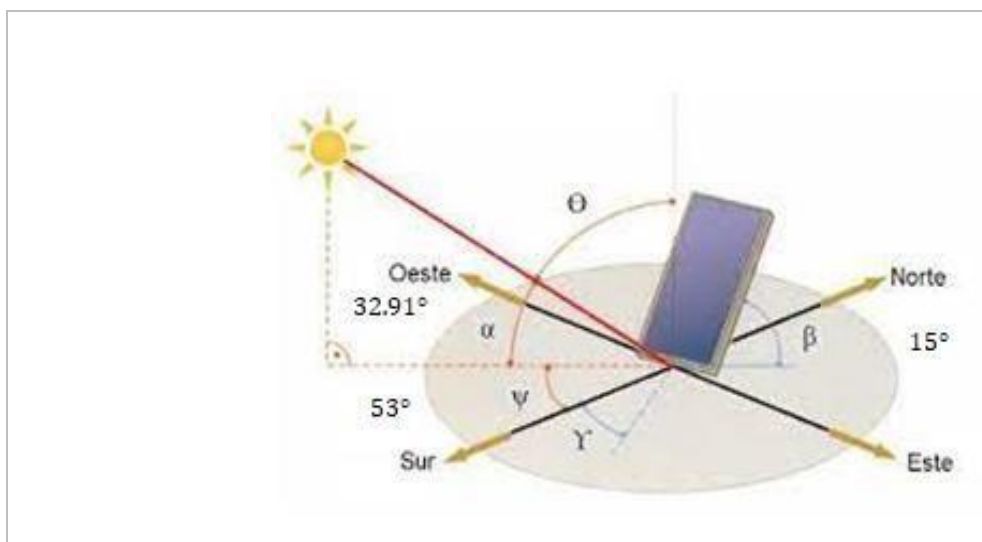
$$\epsilon_s = 180^\circ - \text{Azimut Solar.}$$

Ec.3.6

$$\epsilon_s = 180^\circ - 127^\circ = 53^\circ$$

Figura 3.2 ángulo de elevación y el azimut.

Nota: Imagen modificada (CEEN, 2015).



Distancia de la sombra proyectada.

Cuando se va realizar la instalación, las sombras influyen mucho en el diseño de nuestro sistema, causa que tengamos mayores pérdidas, el resumen no sea óptimo, puede ser ocasionados por: árboles, edificios, montañas, o los propios módulos.

Para determinar la distancia de sombra (D_s) se ocuparán los valores sacados del anexo B y de la ecuación 3.6.

$$\tan Y_s = \frac{h}{D_s} \quad \text{Ec.3.7}$$

De la ecuación 3.7 podremos determinar por despeje el valor de D_s dando.

$$\begin{aligned} D_s &= \frac{h}{\tan Y_s} \quad \text{Ec.3.8} \\ D_s &= \frac{0.59 \text{ m}}{\tan 32.91} = 0.911 \text{ m} \end{aligned}$$

Por lo tanto, la distancia de la sombra proyectada es de 0.911 m. No podemos decir que es la distancia que tendrá el arreglo, por motivo que el sol tiene un ángulo de elevación (Y_s) de 32.91° a partir a las 9 am este no se encuentra alineado con Sur con el arreglo fotovoltaico, por ende, la distancia de sombra no está perpendicular con el arreglo.

Para determinar la distancia mínima de este se utiliza las funciones trigonométricas se obtiene la siguiente ecuación.

$$\cos \epsilon = \frac{Dm \text{ (distancia mínima)}}{Ds} \quad \text{Ec.3.8}$$

Por medio del despeje de la ecuación 3.8 se obtiene la ecuación 3.9.

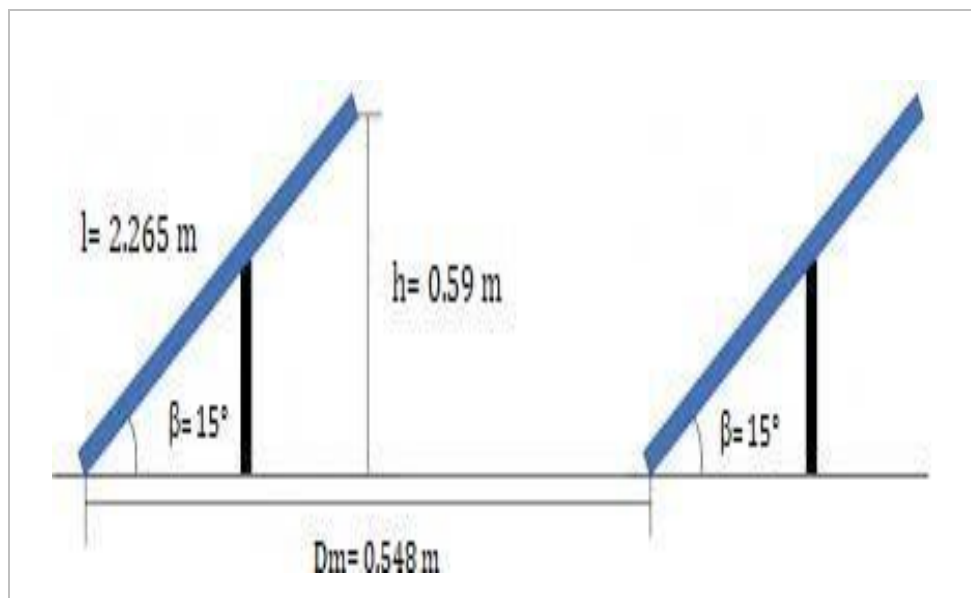
$$Dm \text{ (distancia mínima)} = Ds * \cos \epsilon \quad \text{Ec.3.9}$$

$$Dm \text{ (distancia mínima)} = 0.905 \text{ m} * \cos 53^\circ = 0.548 \text{ m}$$

Por lo tanto, la distancia de la sombra proyectada es de 0.548 m.

Figura 3.3 Dimensiones del arreglo FV.

Fuente: Imagen modificada (CEEN, 2015).



Cálculo de inversor

Con el cálculo de los paneles total podemos determinar la potencia del sistema que será

7.84Kwh de generación dada por las ecuaciones 3.3 y 3.4

$$P_{inversor} = 1.25 * P_{generada} \quad \text{Ec.3.1}$$

0

Se tiene que el inversor será de 9.8 Kw, como en el mercado solo existen inversores con potencias estándares se buscará el inversor con la potencia inmediata superior a la calculada.

Cálculo de caída de tensión.

El cableado de conexión representa unos de los componentes indispensables para el transporte de la energía eléctrica entre los diferentes bloques que integran un sistema F.V. Resulta inevitable que parte de esta energía transportada se pierda en forma de calor. El material que actualmente es utilizado cable PV es un producto de un solo conductor que cumple con los requisitos de la norma UL-4703 para cables fotovoltaicos.

Para determinar el calibre adecuado para nuestra instalación se considera permisible como máximo un 2% de pérdida en conductores igual en circuitos en AC se implementará una fórmula para determinar que calibre óptimo para los circuitos en DC está dada por la ecuación 3.11:

$$ICV = \frac{I * D}{\%CV * Vns} * 3,281 \quad \text{Ec.3.11}$$

Con la ecuación 3.11 se determinarán las caídas de tensión de cada tramo.

Conexión entre paneles.

$$\frac{(13.26 A) * (0.5m) * 3,281}{(2\%) * (24v)} = 0.45 \approx 1$$

- Conexión entre los paneles en paralelo al inversor.

$$\frac{(256.52 A) * (6.5m) * 3,281}{(2\%) * (48v)} = 5.9 \approx 6$$

Con los datos anteriores se determinará el calibre de los conductores en AWG (ver tabla 3.7).

Tabla 3.7 Relación entre el ICV y el AWG.

Fuente: Datos sacados (Héctor, 2004).

Calibre AWG	ICV	Calibre AWG	ICV
4/0	99	6	12
3/0	78	8	8
2/0	62	10	5
1/0	49	12	3
2	31	14	2
4	20	16	1

Con los datos obtenidos de caída de tensión y la tabla 3.7 se determina el tipo de calibre que se va a instalar.

Para la conexión entre paneles según la tabla anterior sería un calibre 16 (AWG) pero según El National Electric Code (NEC) exige que se utilicen conductores de calibre 12 (AWG) o superior, en los sistemas con tensiones por debajo de 50 voltios.

Las conexiones de los paneles en paralelo con el inversor se obtienen el calibre 8 (AWG), siendo el valor dado de ICV un 6, se pasa al inmediato superior que sería el 8 en ICV.

Se considera ahora los cálculos de caída de tensión en AC ocupando la ecuación 3.12.

$$Scu = \frac{2 * c * L * I}{e * V} \quad \text{Ec.3.12}$$

Existe otra forma de expresar la fórmula 3.12 por medio de la potencia que es la que vamos a ocupar.

$$Scu = \frac{2 * c * L * P}{e * V^2} \quad \text{Ec.3.13}$$

Salida del inversor a la red.

$$\frac{(2) * (2) * (1m) * (7,840w)}{(2\%)*(240v)^2} = 0.27mm$$

En este caso el calibre que sale por el cálculo es inferior a un calibre 14 (AWG), la normativa no permite un calibre inferior al 12 (AWG), al utilizar este calibre da un 0.14% de pérdida en la línea que es aceptable por la normativa siendo no mayor al 2% permisible en interiores.

$$\frac{(2) * (2) * (1m) * (7,840w)}{(3.91) * (240v)^2} = 0.14\%$$

Cálculo de tubería CONDUIT.

Es importante determinar cuántos conductores deben de entrar en el tubo Conduit para así evitar calentamiento de los conductores al existir limitación de disipación, evitar esfuerzos mecánicos al momento de sondear y canalizar estos mismos.

El objetivo primordial es permitir un arreglo físico de tal manera faciliten el alojamiento y manipulación durante la instalación de los conductores, disponiendo de una cantidad de aire necesario para que mantengan unas temperaturas adecuadas entre las secciones del tubo y los conductores.

Para determinar las pulgadas que se utilizaran de tubería nos basaremos en la siguiente tabla (tabla 3.8) certifica bajo la normativa UL-6.

Tabla 3.8 Número máx. de conductores eléctricos en tubería Conduit.

Fuente: Tabla obtenía (VILLACERO, 2021)

Tabla 3.8						
número máx. de conductores eléctricos en tubería Conduit.						
Fuente: Tabla obtenía (VILLACERO, 2021)						
CAL./ALAMBRE MCM AWG	In. ½"	In. ¾"	In. 1"	In. 1 1/4"	In. 1 1/2"	In. 2
14	4	6	10	18	25	41
12	3	5	8	15	21	34
10	1	4	7	13	17	29
8	1	3	4	7	10	17
6	1	1	3	4	6	10
4	1	1	1	3	5	8
2	-	1	1	3	3	6

Las tuberías adecuadas según la tabla 3.8 que se tienen que utilizar en la instalación serán tuberías de ½" y de ¾" que son correspondientes a la salida del arreglo en paralelo al inversor que será de ½" y la salida del inversor al panel de ¾".

Cálculo de run time con referente a la carga instalada.

La autonomía de los acumuladores en un sistema fotovoltaico se mide en amperios hora. donde AH= autonomía horas, CA= capacidad de batería en amperios hora, TB= tensión en batería, FD= factor de descarga, W= potencia.

NOTA: el factor de descarga se toma 0.8 dado que según ficha técnica es el valor antepuesto por ser batería de plomo

$$AH = \frac{CA \times TB \times FD}{W} \qquad AH = \frac{9a/h \times 12v \times 0.8}{30.8W} = 2.8 \text{ horas} = 2 \text{ horas, } 48$$

min

Cálculo de puesta a tierra.

La puesta a tierra es uno de los elementos fundamentales para la correcta protección de nuestro sistema fotovoltaico. Sirve para minimizar los efectos destructivos de una descarga eléctrica.

Se debe garantizar que tanto el marco de los paneles y la estructura esté interconectado entre sí, para hacer una sola conexión a tierra, con el fin de unificar con la tierra existente del edificio y generar un solo potencial.

En un panel FV la densidad de carga sobre una superficie se incrementa sustancialmente durante una tormenta eléctrica, pudiendo inducir una descarga eléctrica. Para evitarlo, se necesita que esas cargas sean conducidas de la superficie del panel al marco metálico, luego a tierra. Como esta representa un alto incremento en la superficie, la densidad de carga disminuye, minimizando

la posibilidad de una descarga. No existe protección para una descarga directa de un rayo, por la energía asociada con la misma es demasiado elevada.

Utilizando la tabla 250-122 del NEC se determinará el conductor mínimo de puesta a tierra para canalización y equipos utilizando la I_{sc} del panel (ver anexo C) que sería de 28.2 A.

Tabla 3.9 Tamaño mínimo de los conductores de puesta a tierra para canalización y equipos.

Fuente: Valores tomados de (NFPA, 2020).

Max. circuit breaker size	Conductor size (AWG or kcmil)	
	Copper	Aluminum or copper-clad Aluminum
15	#14	#12
20	#12	#10
60	#10	#8
100	#8	#6
200	#6	#4
300	#4	#2

Como se observa en la tabla 3.9 se determina que el calibre adecuado para la conexión de puesta a tierra entre módulo es el calibre #10.

Las conexiones de puesta a tierra con los módulos y estructuras son las siguientes. (Ver la figura 3.5).

Equipos Requeridos.

Antes de seleccionar los equipos a implementar se debe asegurar que cumplan con las normativas y certificaciones adecuadas, para obtener un sistema estable, confiable, seguro y duradero.

Dados estos principios, retomaremos algunas certificaciones de referencia para cada uno de los equipos que conforman nuestro SFV.

a) **Módulos FV policristalino.** Se recomienda que los módulos fotovoltaicos sean fabricados de acuerdo con lo establecido en las normas siguientes y otras aplicables:

- DIN 4102-1: Inflamabilidad baja (categoría B1).
- IEC 61701: Prueba de corrosión por niebla salada de los paneles fotovoltaicos.
- IEC 60068-2-60: Resistencia al amoníaco, salinidad.
- IEC 61215: Paneles fotovoltaicos (PV) terrestres de silicio cristalina—Calificación de diseño y aprobación de tipo.
- UL 1703: Paneles fotovoltaicos de placa plana.

b) **Inversor.** Se recomienda que el inversor sea fabricado de acuerdo con lo establecido en la norma UL 1741 u otras normas aplicables.

c) **Cableado.** Los requisitos de construcción actuales descritos por UL 4703 son los siguientes:

- Material del conductor: cobre, aluminio revestido de cobre, aluminio.
- Aislamiento: XLPE, EPR.
- Tensión: 600 V, 1 kV, 2 kV.
- Resistente a la luz solar.
- Temperatura de operación: 90°C en ambiente húmedo; y 105°C, 125°C y 150°C en ambiente seco.
- Opción para enterramiento directo.
- Opciones adicionales: USE-2, RHW-2.

d) **Acumuladores** Los requisitos de construcción actuales descritos por las normas IEC 896 que cubre las baterías selladas.

- Certificación BS: Normas Británicas
- Certificación UL-2580: Certificación de Potencia para Baterías de Plomo ácido
- Certificación RTE-INEN 115: Estándar que regula las baterías de Plomo ácido

Conociendo las normativas esenciales de cada equipo se definirá los materiales de la instalación FV que se llevará a cabo en el consumidor (ver tabla 3.10).

Tabla 3.10 Equipos y accesorios

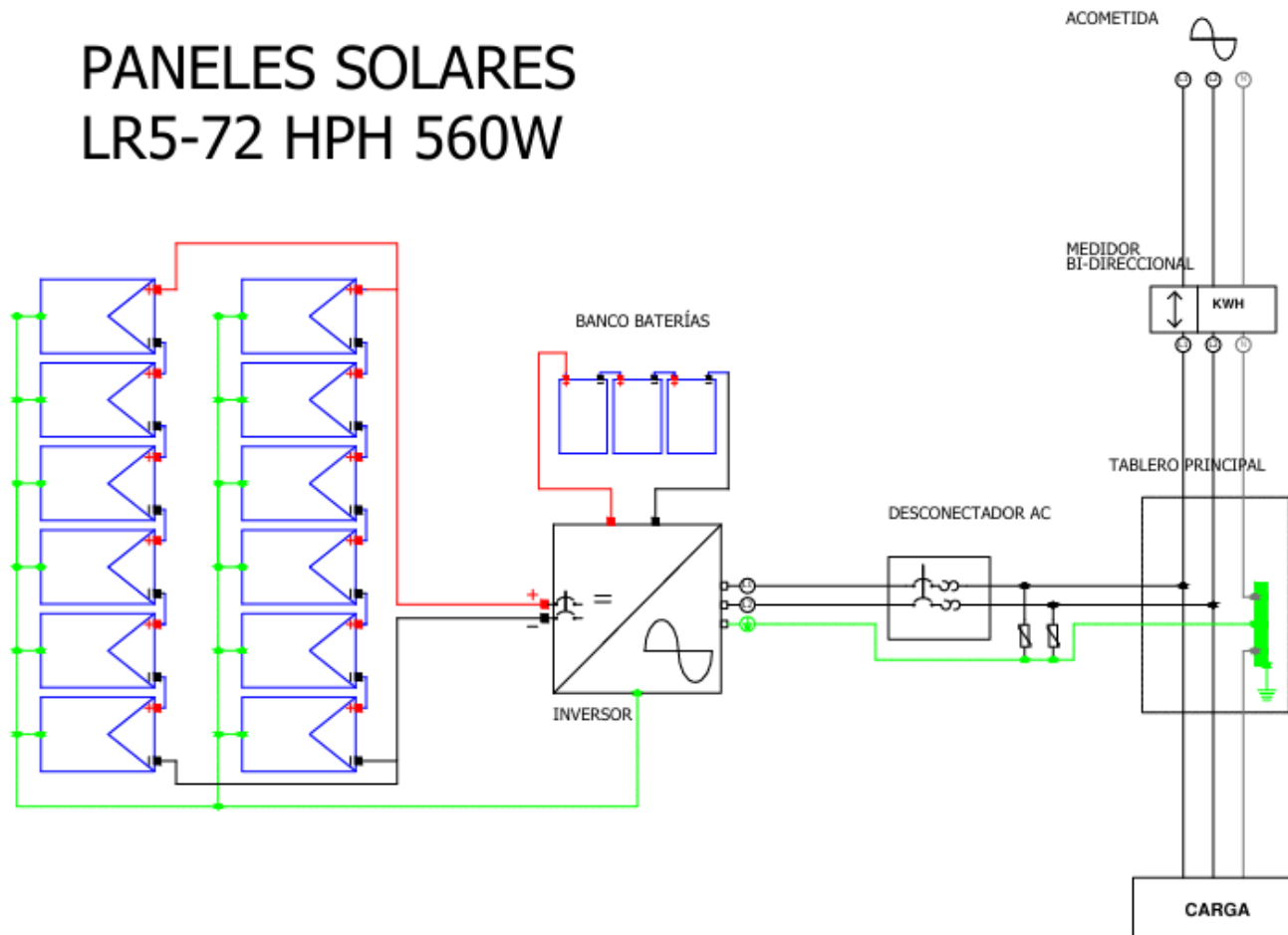
Equipos y Accesorios			
Tipo de equipo	Cantidad	Modelo	
Módulos FV policristalino	14 unidad	LR5-72 HPH	
Inversor	1 unidad	PV35-10048PRO	
Soporte de panel	14 unidad	Estructura fija al suelo	
Cableado	12 m		PV 16
Cableado	14 m		PV 8
Cableado	6 m	AWG 10 desnudo	
Cableado	5 m	AWG 12	
Cableado	15 m	AWG 10 solido	
Puesta a tierra	1 unidad	Pata de ganso	
Tubería	6 m		1/2"
Tubería	3 m		3/4"
Terminales	32 unidad	Terminal de estructura fija	
Terminales	12 unidad	Terminal de ojo	
Conectores	30 unidad		MC4
Baterías	14 unidad	CSB 12v 9a/h RH1234W	
Observaciones:			

Características de los paneles FV			
Marca	HI-MO	LR5-72 HPH	Modelo
Potencia pico	560 W	Mono Cristalino	Tipo de panel
Potencia instalada	7.84 kw	10 años	Periodo de garantía
Características del inversor			
Marca	MUST	PV35- 10048PR O	Modelo
Rendimiento	95%	Onda Pura	Tipo de onda
Características de los acumuladores			
Marca	CSB	HR1234W	12v 9A/H
Voltaje de Flotación	13,6v	Conexión	serie

Diagrama unifilar.

Figura 3.4 Diagrama unifilar del SFV.

Fuente: Elaboración propia



SIMBOLOGIA

- PANEL SOLAR
- SUPORTE DE PILES
- PLACA DC
- DESGRABADO DE ALUMINIO
- DESCONECTOR DE DOS POLOS
- INVERSOR DE CORRIENTE DC/AC
- INTERRUPTOR TERMOMAGNETICO DE DOS POLOS
- RECORDEDOR BI-DIRECCIONAL
- ACOMETIDA
- TOTAL PILES

MATERIALES Y EQUIPO

PANEL SOLAR DE 560 W
SOPORTES PARA MONTAJE DE PANEL SOLAR
CONDUIT LB 1/2"
TUBO CONDUIT GALVANIZADO DE AJUSTE DE CURVA
CONDUIT GALVANIZADO DE AJUSTE DE ABRAZADERA DE UNA DE 1/2"
ELECTRODO PARA TIERRA
CONECTOR PARA ELECTRODO DE TIERRA
INVERSOR DE CORRIENTE DC/AC
DESCONECTOR AC DE DOS POLOS
INTERRUPTOR TERMOMAGNETICO DE DOS POLOS
CABLE DE COBRE THW-LS DAL-18 COLOR VERDE
CABLE DE COBRE THW-LS DAL-18 COLOR NEGRO
CABLE DE COBRE THW-LS DAL-18 COLOR ROJO

PROYECTO:

"SISTEMA FOTOVOLTAICO"

FECHA	RESPONSABLE	ESCALA
01/01/2020	ING. J. J. J.	1:1
02/01/2020	ING. J. J. J.	1:1

Distribución de planta

El siguiente paso es distribuir las áreas en el terreno disponible, de forma que se minimicen los recorridos de materiales y que haya seguridad y bienestar para los trabajadores. La distribución debe tomar en cuenta todas las zonas de la planta y la distribución que se proponga debe brindar la posibilidad de crecer físicamente, es decir, contemplar futuras expansiones. Para realizar la distribución se utiliza el método de Distribución Sistemática de las Instalaciones de la Planta o SLP (Systematic Layout Planning), el cual consiste en obtener un diagrama de relación de actividades construido con dos códigos. El primero de ellos es un código de cercanía representado por letras, donde cada letra (o número de líneas) representa la necesidad de que dos áreas estén ubicadas cerca o lejos una de la otra; el segundo código es de razones, representado por números, cada número representa por qué se decide que un área esté cerca o lejos de otra, ver en las siguientes tablas 3.11 y 3.12.

Tabla 3.11 Orden de proximidad.

Tabla 3.12 Código de razones

Tabla 3.11

Orden de proximidad.

Fuente: Tabla extraída de (Urbina, 2010).

Letra	Orden de proximidad
A	Absolutamente necesaria
E	Especialmente importante
I	Importante
O	Ordinaria o normal
U	Unimportant (sin importancia)
X	Indeseable
XX	Muy indeseable

Tabla 3.12

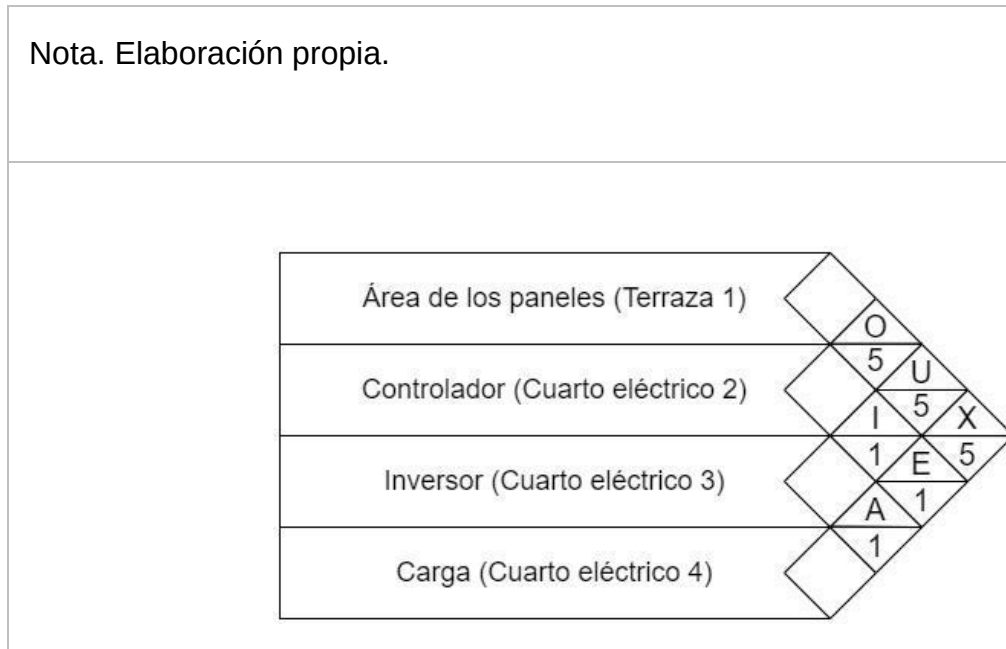
Código de razones.

Fuente: Tabla extraída de (Urbina, 2010).

Número	Razón
1	Por control
2	Por higiene
3	Por proceso
4	Por conveniencia
5	Por seguridad

Diagrama SLP

Figura 3.5 Diagrama SLP



Con la figura 3.9 se construye el diagrama de hilos (vea la figura 3.10) que utiliza el código de líneas, la matriz SLP debe de afirmar el diagrama de hilo, esto quiere decir que ambos tanto el diagrama de hilos como la matriz de SLP deben de coincidir con el orden de proximidad.

Figura 3.10 Diagrama de hilos

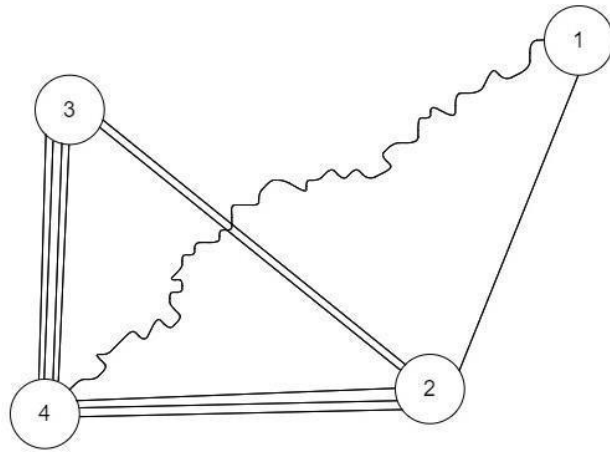
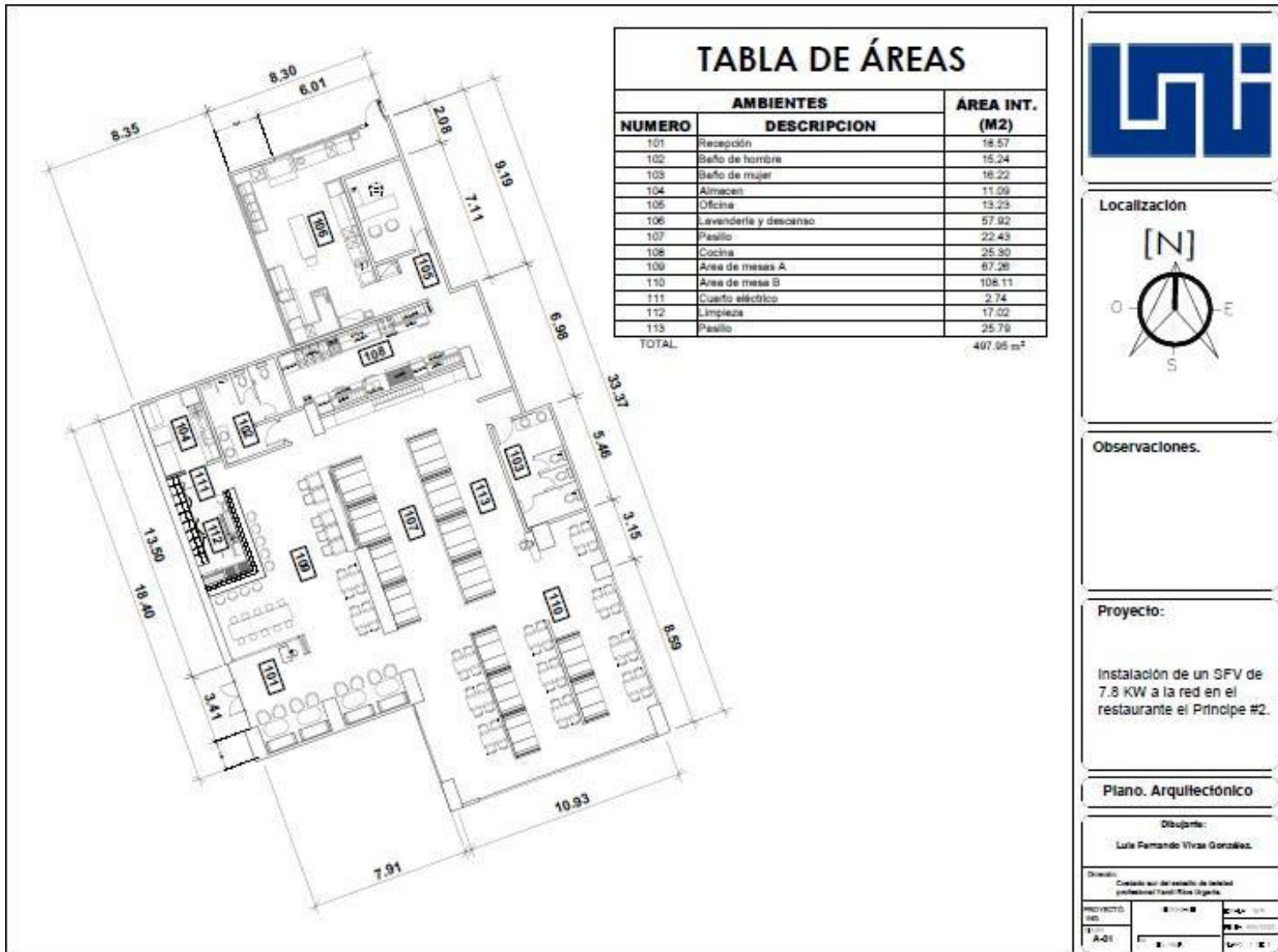


Figura 3.6 Plano arquitectónico



Área disponible de distribución.

Con el plano arquitectónico (figura 3.11) se observa de cuanto serán los metros cuadrados disponible, para el montaje de los equipos, siendo las áreas adecuadas: el cuarto eléctrico (2.8 m^2) y la terraza (490 m^2) siendo esta última con mayor disponibilidad de área libre, con el fin de ampliar la carga de generación a futura si el cliente así lo desea.

- Determinar el área que ocuparan los paneles FV.

Con el anexo B se determinó que cada panel cuenta con 2.583 m^2 conociendo este dato, solo queda multiplicar por la cantidad de paneles a utilizar.

$$14 \text{ unidades} * 2.583 \text{ m}^2 = 36.16 \text{ m}^2$$

El área total es de 36.16 m^2 aproximadamente lo que tendrá el arreglo FV, ubicado al sur del edificio para obtener el mayor beneficio de irradiación solar que nos ofrece la zona.

Plan de ejecución de la obra

Luego de que la propuesta de proyecto sea aprobada se iniciará su proceso de ejecución. Se estima que la instalación del proyecto tendrá una duración de 5 días hábiles en jornadas de 8 horas laborales de 7 am a 3 pm con descansos de una hora durante el mediodía, y medio día para inspección de una correcta ejecución del proyecto.

La ubicación del proyecto es en Nueva Segovia por lo que se necesita un tiempo de alrededor de 3 horas y media para transportar los materiales y personal desde Managua, Por eso el primer día se saldrá desde las 4 am para llegar alrededor del inicio de la jornada laboral.

Estando en el lugar se hará una inspección preventiva del techo para comprobar que es seguro trabajar sobre él, para luego iniciar la instalación de los soportes para las cubiertas de los paneles solares.

En el segundo día se finalizará la instalación de los soportes para fijar la cubierta para iniciar a instalar los paneles solares.

En el tercer día se finalizará la instalación de los paneles.

En el cuarto día se realiza la conexión de los paneles solares con el inversor y baterías para luego conectarlo al centro de carga.

En el quinto día se hará la instalación de la puesta a tierra en pata de ganso donde se tendrá que realizar un zanjado para enterrar las varillas.

En el sexto día se realizará una inspección para verificar que toda la instalación se haya ejecutado de manera satisfactoria.

Estudio Financiero

Costos del Proyecto

Para Urbina (2010), los costos de un proyecto es la cantidad de dinero que debe de ser desembolsada por los inversionistas en un punto en el tiempo, con el fin de que este sea desarrollado y ser operado una vez culminado (p. 179).

Para la instalación del SFV en el consumidor se deberán solventar 2 tipos de costos, estos corresponden a los costos propios del sistema, es decir, el valor de adquisición de todos los equipos que conforman el sistema como los necesarios para su construcción y los costos de instalación o mano de obra requerida para llevar a cabo la obra.

El último de estos costos como tal no requiere ser calculado para el presente proyecto, ya que las empresas que proporcionan el servicio de instalación de estos sistemas establecen un precio general para proporcionar el servicio en el cual se incluyen el pago de cada uno de los técnicos que participen en el proyecto.

En cambio, los costos del sistema deben ser calculados porque los precios de cada uno de los equipos son diferentes y deben ser detallados para saber el valor de cada uno. En la tabla 11.1 se presentan los costos del sistema fotovoltaico.

Por otra parte, luego de asistir a establecimientos comerciales como TecnoSol S.A, NicaSolar S.A y Ecamí S.A y cotizar sobre los costos de los servicios de instalación y mantenimiento para un sistema como el descrito en este proyecto se obtuvo que los costos promedios de estos servicios son de 600 dólares para la instalación considerando a 4 técnicos instaladores y de 150 dólares para el mantenimiento general que sería realizado por 2 técnicos.

Tabla 4.1 Costos del Sistema fotovoltaico que se pretende instalar.

Tipo de equipo	Cantidad	Modelo	Precio Unitario	Precio Total
Módulos FV	14 unidad	LR5-72 HPH	268.00 \$	3,752.00 \$
Inversor	1 unidad	PV35-10048PRO	1,300.00 \$	1,300.00 \$
Soporte de panel	14 unidad	Estructura para 2 módulos	245.00 \$	1,715.00 \$
Cableado	12 m	PV 16	2.80 \$	33.60 \$
Cableado	14 m	PV 8	4.00 \$	56.00 \$
Cableado	6 m	AWG 6 desnudo	4.20 \$	25.20 \$
Cableado	5 m	AWG 12	3.00 \$	15.00 \$
Cableado	15 m	AWG 10 solido	3.50 \$	52.50 \$
Puesta a tierra	1 unidad	Pata de ganso	400.00 \$	400.00 \$
Tubería	6 m	1/2"	2.00 \$	4.00 \$
Tubería	3 m	3/4"	1.32 \$	1.32 \$
Terminales	12 unidad	Terminal de ojo	11.00 \$	11.00 \$
Conectores	30 unidad	MC4	2.50 \$	75.00 \$
Acumuladores	14 unidad	CSB	21.37\$	299.18\$
Total				7739.30 \$

De entre todos los costos del proyecto, el único que se mantiene a lo largo del tiempo es el del mantenimiento que se le tiene que brindar al sistema para garantizar su máximo rendimiento y el buen estado del sistema.

Estudio de los Ingresos del Proyecto

Los ingresos son sumas de dinero que recibe una entidad a cambio de un bien

o servicio que este proporcione, en algunos otros casos puede ser dinero que proviene de los inversionistas, un banco, etc. Para el presente proyecto se consideran como ingresos al dinero que el consumidor ya no tendrá que desembolsar correspondientes a los kWh de energía que el SFV le proporciona al sistema eléctrico del consumidor.

Para el cálculo del ahorro de dinero anual que el sistema le proporciona al consumidor se considerará que el precio promedio del kWh al año para los próximos 10 años es igual al precio promedio desde el 2018 al 2021, periodo en el cual el precio del kWh alcanzó valores muy altos. El costo promedio del kWh durante este periodo se presenta en la tabla 4.1.

Los factores a considerar para obtener el ahorro de kWh que el consumidor percibe cada año son el rendimiento de los módulos solares que decae con el tiempo, el incremento en el consumo energético que se proyectó en el análisis de la demanda y la generación de diseño en kWh del sistema, este último se debe a que toda la energía que el sistema genere se puede entender como un ahorro para el consumidor ya que no la consumirá de la red y por ende no tendrá que hacer un desembolso para realizar el pago de la misma.

Tabla 4.2 Costo promedio del kWh mensual y anual desde el año 2018 al 2021.

Fuente: Elaboración Propia.

Meses	Costo kWh año 2018 (C\$)	Costo kWh año 2019 (C\$)	Costo kWh año 2020 (C\$)	Costo kWh año 2021 (C\$)
Enero	5.68	6.13	7.10	6.23
Febrero	5.70	6.16	7.12	6.23
Marzo	5.73	6.25	7.14	6.25
Abril	5.75	6.34	7.15	6.25
Mayo	5.77	6.43	7.17	6.27
Junio	5.80	6.52	7.19	6.27
Julio	5.82	6.62	6.97	6.29
Agosto	5.84	6.71	6.97	6.29
Septiembre	5.87	6.81	6.97	6.31
Octubre	5.89	6.91	6.97	6.32
Noviembre	5.92	6.99	6.97	6.33
Diciembre	5.94	7.09	6.97	6.34
Promedio Anual	5.81	6.58	7.06	6.28
Promedio 4 años	6.432			

Nota: Los datos se recopilaron del registro de pliego tarifario de la página del INE de acuerdo a la tarifa contratada por el consumidor.

El rendimiento anual de los módulos solares se obtiene por interpolación, dado que el comportamiento de la curva de rendimiento mostrada en la gráfica 2.3 es meramente lineal. Posteriormente, el rendimiento de cada año es

multiplicado con la generación anual de diseño presentada en la tabla 3.1 para obtener la generación aproximada de cada año.

Por último, el valor promedio del kWh es multiplicado con la generación anual para determinar el ahorro en córdobas que el proyecto le proporcionaría al consumidor si este se lleva a cabo.

En la tabla 4.3 se presentan los resultados de todos los cálculos descritos anteriormente, de tal manera que se pueda observar en esta el ahorro que se obtendrá en un periodo de 10 años.

Tabla 4.3 Ahorro generado por el proyecto en un periodo de 10 años

Fuente: Elaboración Propia.

Años	Rendimiento o Paneles (%)	Generación (kWh)	Consumo (kWh)	Consumo de la red (kWh)	Dinero ahorrado	Dinero ahorrado
0	100	15,012.02	17,188.03	2,176.01	96,557.31 C\$	2,703.60 \$
1	99.12	14,879.91	17,916.90	3,036.98	95,707.61 C\$	2,679.81 \$
2	98.24	14,747.81	18,645.77	3,897.96	94,857.90 C\$	2,656.02 \$
3	97.36	14,615.70	19,374.64	4,758.93	94,008.20 C\$	2,632.23 \$
4	96.48	14,483.60	20,103.51	5,619.91	93,158.50 C\$	2,608.44 \$
5	95.6	14,351.49	20,832.38	6,480.88	92,308.79 C\$	2,584.65 \$
6	94.72	14,219.39	21,561.24	7,341.86	91,459.09 C\$	2,560.85 \$
7	93.84	14,087.28	22,290.11	8,202.84	90,609.38 C\$	2,537.06 \$
8	92.96	13,955.17	23,018.98	9,063.81	89,759.68 C\$	2,513.27 \$
9	92.08	13,823.07	23,747.85	9,924.79	88,909.97 C\$	2,489.48 \$
Total					927,336.43 C\$	25,965.42 \$

A los ingresos anuales en forma de ahorro que percibe el consumidor por beneficio del proyecto se le deben restar los costos de mantenimiento, ya que estos deben descontarse para conocer el beneficio real que el sistema genera.

Conclusiones

Se realizó un estudio de la situación actual en el Departamento de Nueva Segovia, tomando de referencia un negocio que posee altos consumos donde se determinó un censo de carga y una proyección de demanda a futuro para obtener alternativas de solución al problema del alto coste de la tarifa eléctrica, donde se observó que la carga instalada es de 12.61 kW (tabla 1.1)

Para reducir los costos de la tarifa eléctrica se planificó una alternativa funcional que aproveche la geográfica de la ubicación del consumidor, contando con una alta radiación solar, para implementar el diseño de conexión a la red, que redujo en gran manera la cantidad de energía que es demandada del local, generando una potencia nominal de 7.8 MW.

El tiempo de autonomía de los acumuladores es de 2 horas con 48 min con la carga instalada dándole al usuario más tiempo con energía eléctrica por si no hay luz solar o energía eléctrica de la red comercial.

El estudio demuestra que se puede realizar un ahorro de costo energético por lo que es viable y rentable replicar el sistema fotovoltaico en los domicilios y otros negocios del sector de Nueva Segovia.

Referencias

- (SEI), S. E. (2003). FOTOVOLTAICA Manual de diseño e Instalaciones. Home Power.
- Coronado, J. C. (2017). unprg.edu.pe. Obtenido de <https://repositorio.unprg.edu.pe/handle/20.500.12893/1919>
- EATON. (abril de 2020). EATON. Obtenido de <https://www.eaton.com/mx/esmx/products/lowvoltage-power-distribution-control-systems/panelboards/panelboard-vs-loadcenter--eaton.html>
- Espino, V., Jirón, R., & Prado, M. (2022). Sistema Nacional de Inversiones Públicas. Obtenido de <http://www.snip.gob.ni/Docs/metodologias/MetodologiaGeneral.pdf>
- Gonzales, J. V. (junio de 2013). unan.mx. Obtenido de <http://www.ptolomeo.unam.mx:8080/xmlui/bitstream/handle/132.248.52.100/5422/TESIS.pdf?sequence=1&isAllowed=y>
- Grethel Brenes, D. R. (septiembre de 2016). ribuni.uni. Obtenido de <https://ribuni.uni.edu.ni/1356/>
- Hernández, P. M. (03 de mayo de 2021). KeeUI Solar. Obtenido de <https://keeui.com/2021/05/03/radiacion-solar-para-los-sistemas-fotovoltaicos/>
- Instituto Nicaragüense de Energía. (s.f.). Recuperado el 05 de octubre de 2022, de INE:
<https://www.ine.gob.ni/index.php/pliegos-tarifarios/>
- MX, U. (2015). unan.MX. Obtenido de <https://ecotec.unam.mx/ecoteca/paneles-fotovoltaicos-2>
- Sánchez, O., & Muñoz, M. (Julio de 2017). Repositorio Institucional UNAM-Managua. Recuperado el 5 de noviembre de 2022, de <https://repositorio.unan.edu.ni/7147/18/97474.pdf>
- Sebastián Sánchez, J. F. (2016). Obtenido de <https://core.ac.uk/download/pdf/84108376.pdf>

- (SEI), S. E. (2003). FOTOVOLTAICA Manual de diseño e Instalaciones. Home Power.
- CCEEA. (10 de noviembre de 2022). CCEEA: <https://cceeaa.mx/solar>
- CEEN. (10 de enero de 2015). Eficiencia Energética. Eficiencia Energética: <https://certificacionenergetica.info/distancia-minima-entre-filas-de-captadores/>
- Espino, V., Jirón, R., & Prado, M. (2022). Sistema Nacional de Inversiones Públicas.
- Héctor, L. G. (2004). Conversión de la luz solar en energía eléctrica. SOLARTRONIC. HI-MO, 5. (2021). LR5-72HPH.
- Instituto Nicaragüense de Energía. (s.f.). Retrieved 05 de Octubre de 2022, from INE: <https://www.ine.gob.ni/index.php/pliegos-tarifarios/>
- Miguel, P. A. (2010). Energía solar fotovoltaica Nuevas Energías. Marcombo. NFPA. (2020). NFPA 70 NATIONAL ELECTRICAL CODE. NFPA.
- Parimita, M. T. (2016). Solar Photovoltaic System A Guidebook for Off-Grid Electrification.
- Sánchez, O., & Muñoz, M. (Julio de 2017). Repositorio Institucional UNAM-Managua. Retrieved 5 de noviembre de 2022, from <https://repositorio.unan.edu.ni/7147/18/97474.pdf>
- Serbán, N. B. (1995). INSTALACIONES ELECTRICAS. México, D.F.: ALFAOMEGA.
- SinSa. (s.f.). <https://www.sinsa.com.ni/home>

- Statista. (abril de 2022). <https://es.statista.com/estadisticas/1190096/tasa-de-inflacion-nicaragua/>
- Sun Supply. (02 de Julio de 2021). <https://www.sunsupplyco.com/componentes-de-un-sistema-de-energía-solar/>
- TecnoSol. (s.f.). <https://www.tecnosol.com.ni/contacto/>
- TIERRA, P. A. (septiembre de 2017). INSTALACIONES ELECTROMECÁNICAS.
<https://ie2mmo.wordpress.com/2017/09/19/p43-27-puesta-a-tierra/>
- Urbina, G. B. (2010). Evaluación de Proyectos (Sexta ed.). (P. Vazqués, & M. Zapata, Edits.) México: Mc Graw Hill Educación. Retrieved 2022, from https://www.academia.edu/13450952/Evaluacion_de_Proyectos_6ta_ed_Gabriel_Baca_Urbina
- Verde, E. S. (10 de agosto de 2021). YouTube. <https://www.youtube.com/watch?v=AayUQqF4ics&t=1202s>
- VILLACERO. (2021). TUBERÍA CONDUIT. VILLACERO.
- Weather Spark. (2022). Weather Spark: <https://es.weatherspark.com/y/14918/Clima-promedio-en-Nueva-Segovia-Nicaragua-durante-todo-el-año#Figures-PrecipitationProbabili>.

