ESCUELA POLITECNICA DEL EJÉRCITO

DEPARTAMENTO DE ELECTRICA Y ELECTRONICA

CARRERA DE INGENIERIA EN ELECTRONICA,
AUTOMATIZACION Y CONTROL

PROYECTO DE GRADO PARA LA OBTENCIÓN DEL TITULO EN INGENIERIA

ESTUDIO DE FACTIBILIDAD PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE SISTEMAS AUTÓNOMOS FOTOVOLTAICOS EN SECTORES MARGINALES DE LA PROVINCIA DE PICHINCHA

PABLO ANDRÉS LOAYZA VALAREZO

SANGOLQUI – ECUADOR

2007

CERTIFICACIÓN

Ing. Victor Proaño Rosero
DIRECTOR

Ing. Wilson Yépez
CODIRECTOR

AGRADECIMIENTO

Primero agradecer a Dios por permitirme culminar satisfactoriamente una etapa más en mi vida. A mis padres que con mucha paciencia, amor y sabiduría me entregaron el mejor legado, mi educación. A mis abuelos, gracias por ese apoyo incondicional. A mis hermanos, por su amistad y los buenos consejos. A mi novia, amiga y compañera, Viviana, gracias por alentarme, apoyarme y comprenderme. A mis directores de grado, Ing. Víctor Proaño e Ing. Wilson Yépez; excelentes profesores, que a lo largo de mi carrera, formaron de mí no solo un profesional exitoso, sino una persona correcta y de bien. A todas esas personas que indirectamente aportaron con la culminación de mis estudios, gracias. Por último a la Escuela Politécnica del Ejército, institución que formó parte de mi vida profesional por muchos años; y a la cual me siento orgulloso pertenecer.

DEDICATORIA

“Lo hermoso de vivir no es tan solo llegar a cumplir a tiempo los objetivos trazados, más bien, la esencia está en experimentar los altos y bajos que la vida brinda. Aceptando con humildad y cordura los logros y aciertos; y resurgir con valor y gallardía ante los fracasos y tropiezos”.

Siendo así, puedo afirmar lo hermoso que es vivir; logrando cumplir uno de mis más grandes y anhelados objetivos, mi grado. Con dedicatoria especial a mis padres y a lo más hermoso que Dios me ha dado, mi hija, Damiana.

PROLOGO

El objetivo principal por el cual se desarrollo este proyecto de grado, es poder atender las necesidades eléctricas básicas, previo a un estudio, en varias comunidades marginales de la provincia de Pichincha por medio de **Sistemas Autónomos Fotovoltaicos (SAF)**. Se estudiará y analizará las ventajas y desventajas; económicas, tecnológicas y sociales de la instalación de los SAF tanto para los pobladores de las comunidades, beneficiadas por estos sistemas, como para el estado que, por medio de las empresas eléctricas, extiende, instala y distribuye el servicio básico de la electricidad a lo largo del territorio provincial y nacional.

Previo a un estudio del mapa eléctrico de los nueve cantones que componen la Provincia de Pichincha, se analizara aquellos sectores donde no llegue la red eléctrica y realizando una planificación y selección de los sectores más perjudicados por falta de electricidad, se llegará a estos para realizar encuestas a sus pobladores acerca de varios temas, tales como: consecuencias por falta de electricidad, motivos de carencia de electricidad y necesidades mínimas eléctricas. Este último tema es el más importante, ya que con los resultados se podrá diseñar y dimensionar un prototipo de un SAF básico que se ajuste a las necesidades de los pobladores, dependiendo de la ubicación del sector analizado dentro del territorio provincial.

El diseño y dimensionado de los SAF a implantarse en los sectores marginales antes estudiados, se lo realizará con el **método del mes más desfavorable**. Este método permite dimensionar el SAF dependiendo del mes donde la luz solar sea más escasa, permitiendo así, diseñar un sistema robusto con un rendimiento eficaz en las peores condiciones; este tema se lo profundizará en el capitulo IV.

Una vez dimensionados los SAF, se procederá a buscar diversos proveedores de los distintos componentes de los sistemas, los cuales deberán garantizar el funcionamiento adecuado del dispositivo, alto rendimiento y precios moderados y ajustados a la economía actual del país.

Por ultimo se procederá a realizar un estudio técnico – económico analizando sus principales factores tales como: Beneficio o Utilidad Neta (BN), Valor Presente Neto (VPN), Tasa Interna de Retorno (TIR), Periodo de Recuperación del Capital (PRC) y Rentabilidad (R). Todo este estudio determinara la factibilidad de la instalación de los SAF en los sectores marginales de la provincia.

ÍNDICE DE CONTENIDO

Certificación…….. 2
Agradecimiento……. 3
Dedicatoria…… 4
Prólogo…….. 5
Referencias bibliográficas……. 297
Anexos…….. 301
Índice de figuras……... 348
Índice de tablas…… 351
Glosario…… 356
Índice de datasheets……. 360

CAPITULO I

INTRODUCCIÓN

1. Introducción…….…. 12

CAPITULO II

TECNOLOGÍA PARA EL APROVECHAMIENTO DE LA ENERGÍA FOTOVOLTAICA

2.1. El sol: recurso renovable……. 15
2.1.1. Introducción…….. 15
2.1.2. La radiación solar……. 17
2.1.2.1. Heliofanía…….. 18
2.1.2.2. Irradiancia y constante solar…….. 18
2.1.2.3. Componentes de la radiación……. 19

2.1.2.4. Medida e instrumentos de radiación…….. 21
2.1.2.5. Calculo de irradiancia…… 23
Coordenadas horarias…… 24
Coordenadas horizontales……..... 26
Calculo de sombras…… 27
Irradiación en el plano horizontal……..... 29
Irradiación en planos inclinados…… 30
2.2. Diseños y tecnologías de aprovechamiento pasivo…… 32
2.2.1. Estrategias de diseño……. 32
2.2.1.1. Control de factores……. 32
Ganancias……... 32
Perdidas……..... 33
Demanda de energía……..... 33
Estado de la tecnología…….. 34
2.2.2. Factores ambientales y de clima…… 34
2.2.3. Influencia del entorno…… 37
2.2.3.1. Influencia de la vegetación……. 37
2.2.3.2. Influencia del agua……. 37
2.3. Teoría de las células y módulos fotovoltaicos…… 37
2.3.1. Introducción y fundamentos de las células solares…… 37
2.3.2. Características eléctricas de las células fotovoltaicas…… 44
2.3.2.1. Parámetros de funcionamiento…… 46
2.3.2.2. Irradiancia y temperatura…… 49
2.3.3 Características de los módulos fotovoltaicos…….. 50
2.3.3.1 Introducción…… 50
2.3.3.2 Características físicas…….. 52
2.3.3.3 Funcionamiento…….. 53

CAPITULO III

ANÁLISIS ELÉCTRICO DE LA PROVINCIA DE PICHINCHA Y CONSECUENCIAS ECONÓMICAS, SOCIALES Y CULTURALES RELACIONADOS A LA FALTA DE ENERGÍA ELÉCTRICA DENTRO DEL TERRITORIO PROVINCIAL

3.1. Introducción…… 55
3.2. Cantón Cayambe…… 57
3.3. Cantón Pedro Moncayo……... 62
3.4. Cantón San Miguel de Los Bancos…… 68
3.5. Cantón Pedro Vicente Maldonado…….. 74
3.6. Cantón Puerto Quito……... 79
3.7. Cantón Santo Domingo de los Colorados…….. 85
3.8. Cantón Mejía…….. 88
3.9. Cantón Rumiñahui……. 94
3.10. Distrito Metropolitano de Quito…….. 99

CAPITULO IV

DISEÑO Y DIMENSIONADO DE PROTOTIPOS A INSTALARSE EN LOS SECTORES MÁS NECESITADOS DENTRO DEL TERRITORIO PROVINCIAL

4.1. Diseño de un sistema fotovoltaico…….. 105
4.1.1. Introducción…….. 105
4.1.2. Sistemas autónomos fotovoltaicos……..... 106
4.1.3. Componentes del sistema fotovoltaico…… 107
4.1.3.1. Subsistema de captación de energía……... 107
4.1.3.2. Subsistema de acumulación de energía…….. 108
4.1.3.3. Subsistema de regulación……... 115
4.1.3.4. Subsistema de adaptación del suministro……... 117
4.1.3.5. Subsistema de transporte de energía……..... 118
4.1.3.6. Subsistema de medida y protección……... 121

4.2. Dimensionado de la instalación fotovoltaica…….. 121
4.2.1. Introducción…….. 121
4.2.1. Cantón Cayambe……... 122
4.2.2. Cantón Pedro Moncayo……. 144
4.2.3. Cantón San Miguel de Los Bancos…….. 161
4.2.4. Cantón Pedro Vicente Maldonado…… 178
4.2.5. Cantón Puerto Quito…….. 188
4.2.6. Cantón Santo Domingo de los Colorados……. 199
4.2.7. Cantón Mejía…… 202
4.2.8. Cantón Rumiñahui…… 215
4.2.9. Distrito Metropolitano de Quito…… 230

CAPITULO V

ESTUDIO TÉCNICO – ECONÓMICO PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE PROTOTIPOS DE SISTEMAS AUTÓNOMOS FOTOVOLTAICOS DENTRO DEL TERRITORIO PROVINCIAL

5.1. Introducción…… 244
5.2. Costos e ingresos del proyecto…… 245
5.2.1. Identificación de costos e ingresos……... 245
5.2.2. Parámetros de la valoración de costos…….. 246
5.2.2.1. Periodo de duración del proyecto…….. 246
5.2.2.2. Crecimiento anual del número de abonados…….. 248
5.2.2.3. Costos unitarios de equipos del sistema…… 248
5.2.2.4. Costos de operación…….. 253
5.2.2.5. Costos de instalación y mantenimiento……. 253
5.2.2.6. Costos de logística e imprevistos…….. 253
5.2.3. Valoración de costos…… 254
5.2.3.1. Costos de equipamiento del sistema fotovoltaico…….. 254
5.2.3.2. Costos de operación……... 263
5.2.4. Resumen de costos de inversión y egresos anuales……. 266

5.2.5. Parámetros de valoración de ingresos…… 269
5.2.5.1. Ingresos del proyecto…… 269
5.2.5.2. Tarifa mensual por el servicio…… 269
5.2.6. Valoración de los ingresos…… 270
5.3. Evaluación económica del proyecto……... 271
5.3.1. Principales factores de evaluación económica…… 271
5.3.1.1. Beneficio o utilidad neta (BN)……... 271
5.3.1.2. Valor presente neto (VPN)…… 272
5.3.1.3. Tasa interna de retorno (TIR)…… 272
5.3.1.4. Periodo de recuperación del capital (PRC)…… 273
5.3.1.5. Rentabilidad (R)…… 273
5.3.2. Parámetros de evaluación del proyecto…… 274
5.3.2.1. Tasa de interés activa vigente…… 274
5.3.3 Evaluación económica…….. 274
5.3.3.1. Sistema autónomo fotovoltaico…… 274
5.3.3.2. Observaciones generales…… 276
5.4. Análisis de mercado…… 281
5.4.1. Segmentos de mercado…… 281
5.4.1.1. Identificación de usuarios potenciales……... 281
5.4.2. Competencia con tecnología similar…… 282
5.4.2.1. Situación nacional de sistemas autónomos fotovoltaicos…….. 283
5.4.2.2. Principales competidores…….. 283
5.4.2.3. Comparación de servicio…… 283

CAPITULO VI

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

6. Conclusiones y recomendaciones…… 290

CAPITULO I

INTRODUCCION

La característica principal de las diversas formas de energía es su **posibilidad de transformación**. De las dos fuentes de energía más usadas para la generación de electricidad; la primera, es generada por la deflagración de combustibles fosiles mientras que la segunda fuente, es generada por medio de la energía hidraulica.

Los recursos naturales, no renovables, que en los últimos años se han usado para satisfacer necesidades de todo orden, son contaminantes y están destinados a un agotamiento más o menos próximo, motivo por lo cual los costos de la electricidad tenderan a incrementarse causando así muchos inconvenientes a potenciales nuevos usuarios de este servicio básico e inclusive impedirán extender la red eléctrica a sectores marginales que lo requieran. Siendo así, la explotación de nuevos tipos de energías renovables, como la solar, se vuelve vital en la actualidad a fin de mantener e incrementar el desarrollo tecnológico e industrial del país.

El estudio de la energía fotovoltaica no es nuevo, este tipo de energía ha sido utilizada en la ingeniería espacial ya por varios años. Hoy en día esta tecnología esta cada vez más en auge, existiendo ya en el mercado muchos equipos que funcionan mediante esta fuente alternativa de energía tales como: automotores, aeronaves, equipos electrónicos, edificaciones etc.

La generación de energía fotovoltaica, especialmente en países desarrollados, ha sido ya explotada existiendo varias compañías que elaboran sistemas, tanto autónomos como conectados a la red. En el ámbito nacional, por medio del Ministerio de Electricidad y Energías Renovables, se han instalado alrededor de 123 sistemas de generación fotovoltaica en viviendas de Pastaza y Napo. Los paneles fotovoltaicos instalados

proporcionan toda la electricidad suficiente para energizar tres lámparas y alimentar una refrigeradora. En la parte baja de la Isla Floreana, en Galápagos, existe un sistema fotovoltaico centralizado que brinda energía a todo ese territorio. En esa isla se utiliza la mitad del tiempo energía térmica y la otra mitad energía fotovoltaica y eólica. También se ha instalado este tipo de tecnología en escuelas y centros comunitarios.

La realización de este proyecto de grado se debió a dos factores: el primero es debido a la importancia de convertirse en un productor de energía independiente para proteger el medio ambiente y el segundo factor es de atender a sectores marginados donde la electricidad es un mito; existe en el país más de 1.2 millones de personas que no tienen acceso al servicio eléctrico, debido principalmente a que son poblaciones dispersas y distantes de las redes de transmisión eléctrica, lo que determina que la extensión de las líneas de distribución se tornee técnicamente imposible o demasiado costosa.

Por tanto para enfrentar esta situación, una de las alternativas es recurrir al aprovechamiento de los recursos energéticos locales, a fin de desarrollar micro proyectos que faciliten la dotación del servicio eléctrico con igual idoneidad que los esquemas convencionales. Con el desarrollo de este proyecto de grado demostraremos que la energía fotovoltaica es, en la actualidad, una de las mejores opciones técnicas y económicas para la solución de los graves problemas de electrificación existentes en las áreas rurales.

Económicamente extender la red eléctrica convencional al sitio donde se requiere la electricidad puede ser costoso por ende otra alternativa es operar un sistema eléctrico solar fotovoltaico; la decisión económica para elegir entre el uno y el otro requiere de un análisis especifico de costo - beneficio.

De esta forma se puede incorporar a la población rural al servicio eléctrico, haciendo uso de los recursos energéticos renovables y localizados, mediante el empleo de tecnologías alternativas, que permitan fortalecer el desarrollo y la productividad de los pobladores de la zona, generando mejoramiento en la calidad de vida y la gestión ambiental.

CAPITULO II

TECNOLOGÍA PARA EL APROVECHAMIENTO DE LA ENERGÍA FOTOVOLTAICA

2.1. EL SOL: RECURSO RENOVABLE

2.1.1. Introducción.

El sol es una fuente inagotable de energía, debido a la fusión de átomos de deuterio que producen átomo de helio. Es sorprendente el hecho que la irradiación solar en tan solo un segundo, es mucho mayor a toda la energía consumida por la humanidad en toda su historia. Una parte de toda esta energía llega a la tierra en forma de radiación electromagnética, compuesta de rayos de diferentes longitudes de onda, que viajan a una velocidad de 3×10^5 km/s; la otra parte irradia el exterior de la atmósfera con una potencia de 1.73×10^{14} kW. El sol, visto desde la tierra, rota alrededor de su eje cada cuatro semanas y tiene una edad estimada de 5 mil millones de años; tiene un diámetro de 1.39×10^9 m y está situado a 1.5×10^{11} m de distancia a la tierra, que equivale a 8 minutos de trayecto a velocidad luz. Estas características físicas se pueden observar en la figura 2.1.

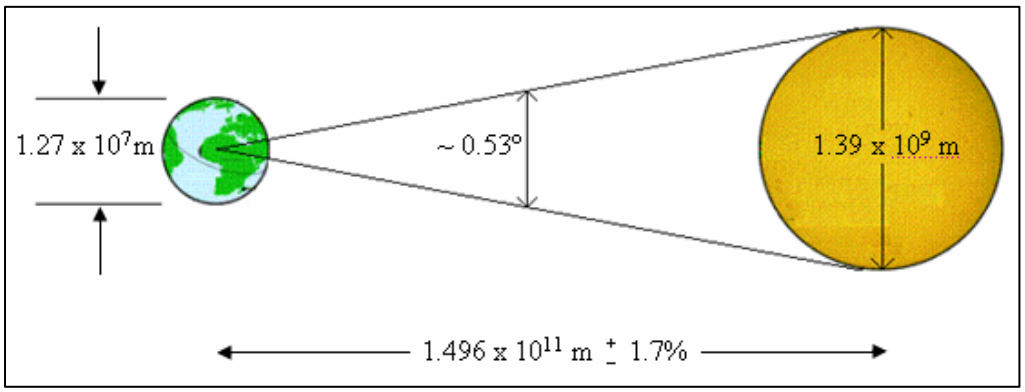


Figura. 2.1. Características físicas del sol

El sol consta de seis zonas:

1. *Núcleo solar* que comprende 23% de su radio, esta región tiene una alta temperatura de 10^7 K y por la cual se produce la fusión nuclear. Tiene una densidad de 10^5 kg. m^{-3} y genera un 90% de la energía.

2. *Zona Radiativa* comprende una distancia del 70% del radio solar y tiene una temperatura de 10^5 K y una densidad de 70 kg. m^{-3}. En esta zona las partículas que transportan la energía (fotones) intentan escapar al exterior en un viaje que puede durar unos 100,000 años debido a que estos fotones son absorbidos continuamente y reemitidos en otra dirección distinta a la que tenían.

3. *Zona Convectiva* comprende del 70% al 100% del radio solar y su temperatura y densidad disminuyen a 5000 - 6000 K y 10^{-5} kg m^{-3} respectivamente. En ésta zona se produce el fenómeno de la convección, es decir, columnas de gas caliente ascienden hasta la superficie, se enfrían y vuelven a descender.

4. *Fotósfera* es considerada como la superficie del sol, físicamente es una capa delgada de unos 300 km de longitud. Desde aquí se irradia luz y calor al espacio. La temperatura es de unos 5.5 x 10^3 K. En la fotosfera aparecen las manchas oscuras y las fáculas que son regiones brillantes alrededor de las manchas, con una temperatura superior a la normal de la fotosfera y que están relacionadas con los campos magnéticos del Sol.

5. *Cromósfera* sólo puede ser vista en la totalidad de un eclipse de Sol. Es de color rojizo, de densidad muy baja y de temperatura altísima, de medio millón de grados. Esta formada por gases enrarecidos y en ella existen fortísimos campos magnéticos.

6. *Corona* es una capa de gran extensión, temperaturas altas y de bajísima densidad. Está formada por gases enrarecidos y gigantescos campos magnéticos que varían su forma de hora en hora. Ésta capa es impresionante vista durante la fase de totalidad de un eclipse de Sol.

La estructura física del sol se la puede observar en la figura 2.2.

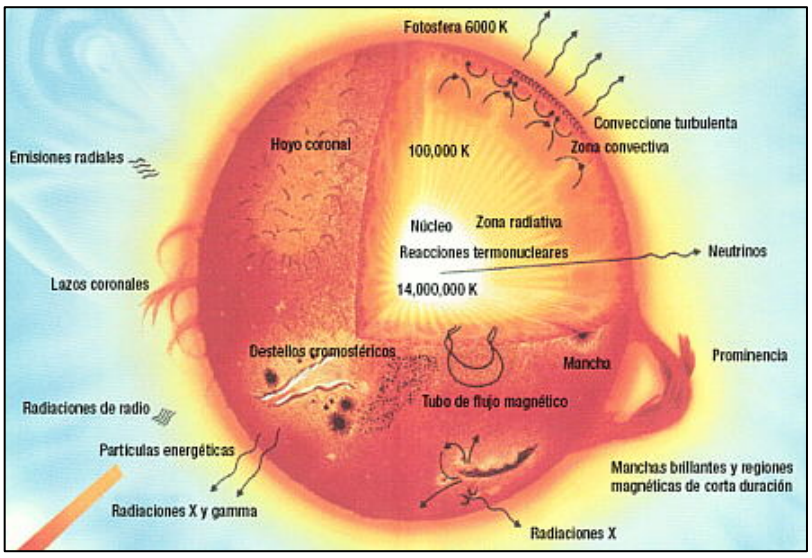


Figura. 2.2. Estructura física del sol

2.1.2. La radiación solar.

"El sol emite radiación en toda la gama del espectro electromagnético, desde los rayos gamma hasta las ondas de radio. Pero debido al efecto de la fotósfera, que se encuentra próxima a los 6,000 K, el flujo de energía emitido por el sol corresponde al de un cuerpo a esa temperatura"[1]. La figura 2.3 muestra la energía emitida por cuerpos negros a temperaturas distintas hasta aproximarse a los 6,000 K en las diferentes longitudes de onda según expresa matemáticamente la ley de Planck.

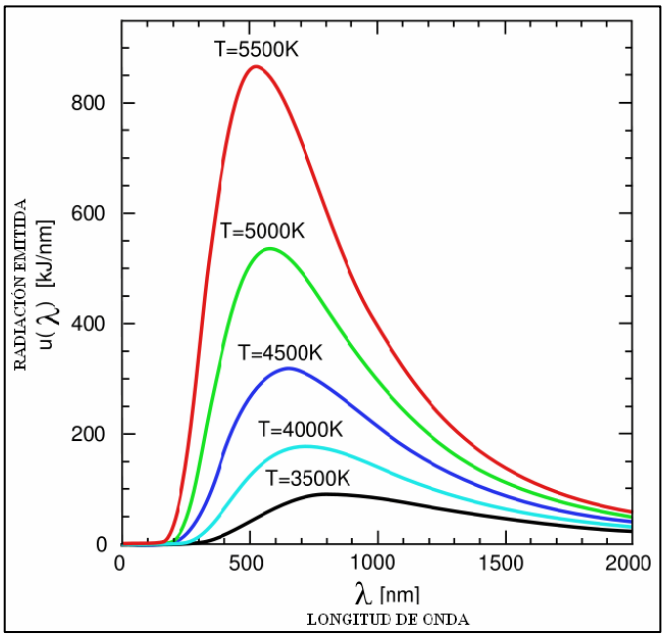


Figura. 2.3. Distribución espectral para cuerpos negros a distintas temperaturas

[1] Horas en las que el sol está por encima del horizonte del lugar
[2] *Tecnología solar*, Ibáñez M.

De acuerdo a la distribución espectral que se ilustra en la figura 2.3, se considera que la radiación solar proveniente del sol tiene longitudes de onda entre los 300 nm y 4000 nm.

La energía solar que alcanza la superficie de la tierra es muy irregular variando no tan solo su **insolación máxima diaria**[1] sino también la radiación solar que se atenúa según la composición instantánea de la atmósfera que atraviesa, siendo así, que solo un 47% de la radiación incidente sobre la atmósfera terrestre alcanza la superficie de la tierra, un 31% lo hace directamente y el 16% después de ser dispersada por polvo, vapor de agua y moléculas de aire. El 53 % de energía restante es reflejada al espacio o absorbida por la atmósfera.

2.1.2.1. Heliofanía.

La heliofanía representa la duración del brillo solar u horas de sol, y esta ligada al hecho de que el instrumento utilizado para su medición, heliofanógrafo**,** registra el tiempo en que recibe la radiación solar directa. La ocurrencia de nubosidad determina que la radiación recibida por el instrumento sea radiación solar difusa, interrumpiéndose el registro. Por lo tanto, si bien hay energía incidente disponible, la concentración o densidad de la misma no es suficiente para ser registrada. A pesar de lo expresado, la duración del brillo solar está muy relacionada con la radiación solar global incidente.

2.1.2.2. Irradiancia y constante solar.

"La potencia de la radiación solar que se recibe en un instante determinado sobre un metro cuadrado de superficie se conoce como **irradiancia (I_s)"**[2]. Esta magnitud se expresa en Wm^{-2}. Se conoce como **constante solar (S_s)** al "valor de irradiancia en un plano exterior a la atmósfera y perpendicular a los rayos del sol para una distancia media tierra-sol"[2]. Según mediciones hechas por la NASA el valor de la constante solar es de 1.3535 Wm^{-2} ($\pm$ 1.6%).

[1] Horas en las que el sol está por encima del horizonte del lugar
[2] *Tecnología solar*, Ibáñez M.

2.1.2.3. Componentes de la radiación.

Los distintos constituyentes de la atmósfera tales como: gases, nubes y partículas sólidas en suspensión atenúan la radiación solar debido a distintos procesos de absorción, reflexión y refracción que sufre ésta al momento que atraviesa la masa de aire. Estos procesos se los puede visualizar en la figura 2.4.

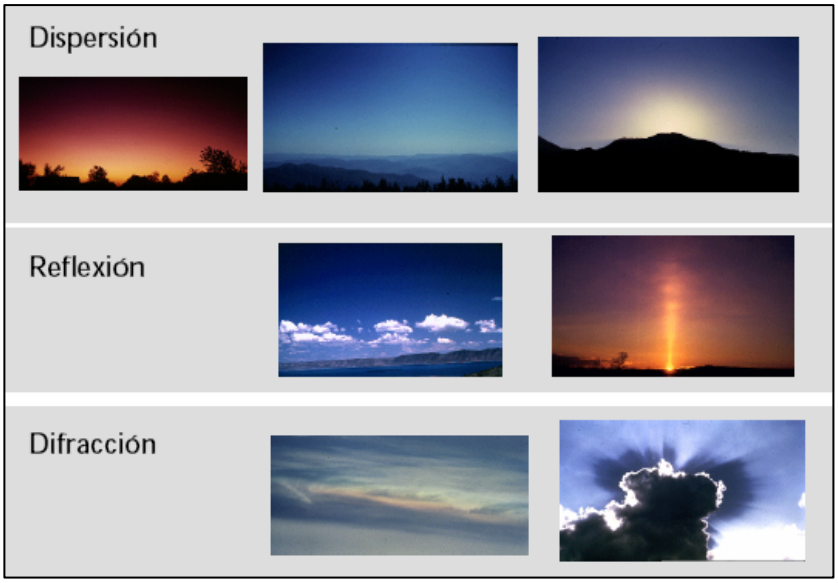


Figura. 2.4. Procesos que atenúan la radiación solar

En cuanto a la irradiancia, también se ve afectada diminuyendo en su valor respecto al dado en la cima de la atmósfera que en condiciones óptimas, cuando la radiación solar se tenúa un 25%, se utiliza un valor estándar de 1000 Wm^{-2}.

La radiación solar consta de cinco componentes:

1. *Radiación directa* que llega a la superficie de la tierra en la dirección del disco solar.
2. *Radiación difusa* procede de la atmósfera y es consecuencia de los procesos de reflexión, difracción, dispersión y absorción.
3. *Radiación reflejada* procede de la reflexión de la radiación incidente sobre el entorno.
4. *Radiación extratmosférica* fuera de la atmósfera.
5. *Radiación global* que es la radiación total incidente sobre una superficie.

La explicación grafica de las componentes de la radiación solar se muestra en la figura 2.4.

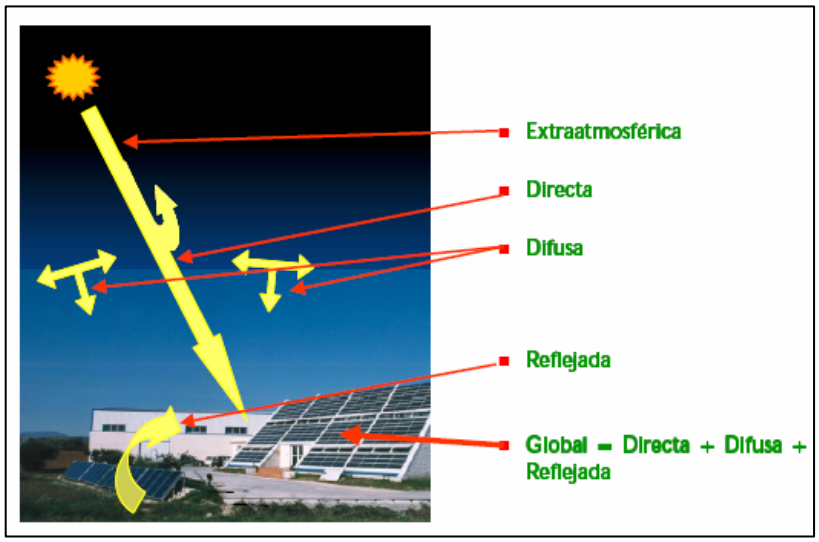


Figura. 2.4. Componentes de la radiación solar

El porcentaje de la radiación global depende directamente de las condiciones meteorológicas, cuanto más nublado este el día, más importante es la radiación difusa; y en días despejados más importancia tiene la radiación directa. Los valores de radiación solar global promedio en el Ecuador entre los años 1986-1998 se pueden observar en el anexo 4 (INHAMI). Actualmente no existe nueva información pero dichos valores no han variado significativamente hasta el presente año.

Un parámetro importante a considerarse es el **índice de claridad (K_T)** que es "el porcentaje de irradiancia global en superficie respecto a la que alcanza la cima de la atmósfera en el plano horizontal"[1].

En la tabla 2.1 se puede observar los valores de irradiancia global y difusa en distintas condiciones meteorológicas.

Condiciones climatológicas	**Irradiancia (Wm^{-2})**	**Componente difusa (%)**
Cielo claro	750 - 1000	10 - 20
Parcialmente nublado	200 - 500	20 - 90
Completamente nublado	50 - 150	90 - 100

[1] *Tecnología solar*, Ibáñez M.

Tabla. 2.1. Valores de irradiancia global y difusa en distintas condiciones meteorológicas

"El tanto por ciento de la energía solar que se refleja en una superficie respecto al total incidente, llamado reflectividad, depende de la longitud de onda de la radiación y de la naturaleza de la superficie. La reflectividad global considerando todo el espectro de radiación solar se conoce como **albedo** de la superficie"[1]. Véase tabla 2.2.

Nieve virgen	0,95
Agua (ángulo de incidencias grandes)	0,07
Suelos (arcillas)	0,14
Bosques de coníferas	0,07
Hojas muertas	0,30
Hierba seca	0,20
Hierba verde	0,26
Gravas	0,13
Paredes oscuras (ladrillo rojo)	0,27
Paredes claras (pinturas luminosas)	0,60

Tabla. 2.2. Albedo de distintas superficies

2.1.2.4. Medida e instrumentos de radiación.

"La **irradiación (H_s)** corresponde al valor acumulado de la irradiancia en un intervalo de tiempo determinado"[2]. Esta magnitud por su importancia es la de mayor interés al momento de dimensionar los SAF. La medida de esta magnitud se lo puede realizar a través de redes de estaciones meteorológicas, que existen en cada país; o también mediante varias ecuaciones matemáticas que permiten el cálculo de esta importante magnitud. También existen atlas de radiación y bases de datos meteorológicos, que disponen de larga serie de datos de irradiación; sin embargo estas fuentes de información son muy escasas, por no decir nulas, en países subdesarrollados.

Existen dos tipos de dispositivos básicos para la medida de la radiación solar, el **piranómetro** y el **pirheliómetro**. El primero mide la radiación global, es decir, recibe la radiación en todas las direcciones del hemisferio. El segundo mide la radiación difusa empleando una banda oscura al instrumento para no permitir la entrada de la radiación directa.

[1, 2] *Tecnología solar*, Ibáñez M.

Para la medición de irradiancia se utiliza dos tipos de piranómetros. El piranómetro Kipp & Zonen que dispone de una superficie que capta la radiación entre 0.3 y 2.8 μm, prácticamente todo el espectro solar. El otro tipo de piranómetro utiliza el efecto fotovoltaico para medir la irradiancia. Este instrumento capta la energía incidente con longitudes de onda entre 0.4 y 1.1 μm, sin embargo, su calibración permite obtener la magnitud de irradiancia en todo el espectro solar. La figura 2.5 muestra el piranómetro Kipp & Zonen.

Figura. 2.5. Piranómetro Kipp & Zonen

Este tipo de equipo se torna un tanto sensible en su uso especialmente si esta ubicado en zonas donde las tormentas eléctricas son frecuentes, que provocan daños en determinados componentes de los integrados.

Para la medición de heliofanía se utilizan **Heliofanógrafos** o **Heliógrafos**. El heliógrafo más utilizado es del tipo Campell - Stokes que concentra los rayos de luz incidentes; estos atraviesan su estructura produciéndose una quemadura en la faja heliográfica formando un semicírculo que se ubica en un extremo del equipo, inscribiéndose en ella la información que indica la duración de la **insolación**[1] con una periodicidad diaria. La ventaja que ofrece este equipo es que no requiere de calibraciones periódicas ni tampoco de alimentación eléctrica para su funcionamiento. Este equipo se lo puede observar en la figura 2.6.

[1] Irradiación de los rayos solares en la superfice terrestre.

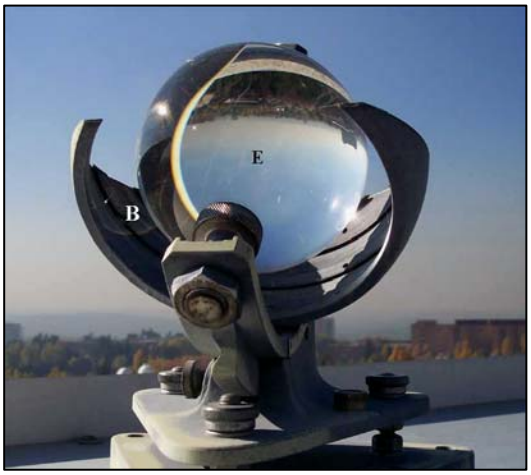


Figura. 2.6. Heliógrafo Campbell – Stokes

En el Ecuador, el Instituto Nacional de Meteorología e Hidrología (INHAMI) es el encargado de la medición de heliofanía y radiación solar sobre el territorio nacional. Al momento el INHAMI cuenta con una base de datos, considerable, de heliofanía, lamentablemente por la poca disponibilidad de equipos, los escasos recursos económicos asignados para este fin y la falta de personal capacitado; ha impedido que el registro de esta magnitud e importante recurso inagotable, sea más ampliamente difundida y alcance una mayor cobertura en el territorio nacional. Esta institución tampoco posee registros continuos de radiación solar, debido a la carencia de equipos de medida de esta variable, pues en su haber cuenta con un historial muy limitado que en el mejor de los casos inicia a principios de la década del noventa y quizás unos escasos años en algún lugar del país en la década del ochenta, de otro lado, la cobertura a nivel de país es mínima limitando su registro a tan solo 5 estaciones y despreciándose espacios muy amplios en los que no dispone de datos.

2.1.2.5. Calculo de irradiancia.

Existe otro factor, aparte de las condiciones atmosféricas, que determina la radiación solar sobre un captador, por ende su irradiancia; es el movimiento aparente del sol a lo largo del día y del año. “La tierra describe un movimiento de traslación alrededor del sol que sigue una trayectoria en forma de elipse. La línea imaginaria que representa la orbita descrita se llama **elíptica**”[1]. En este movimiento el eje de rotación terrestre forma un ángulo de 23.45º, conocido como **declinación**, con la perpendicular al plano de la elíptica

[1] *Energía solar*, Quadri N.

y varia entre -23.45º, en invierno, a 23.45º en verano. En la figura 2.7 se puede observar este fenómeno.

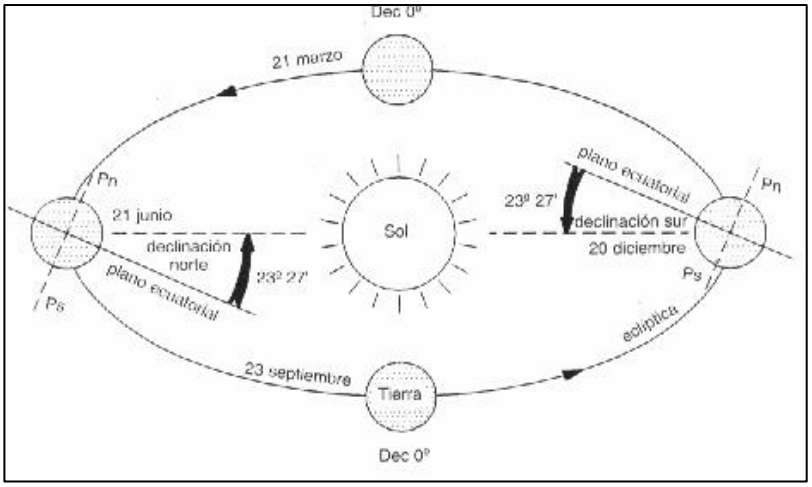


Figura. 2.7. Movimiento de rotación de la tierra alrededor del sol

La posición del sol es fundamental debido a que determina la irradiancia solar en la superficie terrestre, por ende, la determinación de este factor es de vital importancia para el cálculo posterior de radiación global. Para determinar la posición de sol se utiliza dos sistemas de coordenadas centradas en el **observador:** Coordenadas horarias y coordenadas horizontales.

Coordenadas horarias.

Las coordenadas horarias son:

1. La **declinación solar (δ_s).-** "Posición angular del sol al mediodía solar con respecto al plano del Ecuador terrestre"[1].
2. El **ángulo horario solar (ω_s).-** "Desplazamiento angular del sol sobre el plano de la trayectoria solar"[2]. El origen del ángulo horario es el mediodía solar y cada hora equivale a 15º.

En la figura 2.8 se puede observar las coordenadas horarias.

[1, 2] *Tecnología solar*, Ibáñez M.

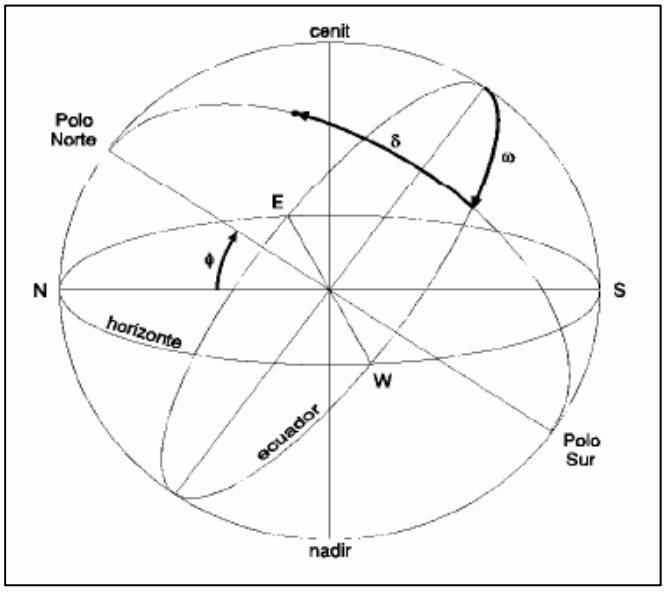


Figura. 2.8. Coordenadas horarias

Se denomina **cenit**, observado en la figura 2.8, a la intersección entre la vertical del observador y la esfera celeste. Es decir, si se imagina una recta que pasa por el centro de la Tierra y por nuestra ubicación en su superficie, el cenit se encuentra sobre esa recta, por encima de nuestras cabezas. Es el punto más alto del cielo. En cambio el punto diametralmente opuesto de la esfera celeste al cenit se denomina **nadir**.

La determinación de las coordenadas horarias es muy fácil hacerlo debido a que la declinación depende, tan solo, del día del año y del ángulo horario de la hora. Para obtener estos dos valores se debe, primeramente, calcular la hora solar a partir de:

$$hora\ solar = hora\ solar\ local + 4\,(\text{min/º})(L_{ref} - L_{loc}) + \Delta t$$

Donde:

L_{ref} = Longitud geográfica del meridiano de referencia (º).
L_{loc} = Longitud del meridiano local (º).

Debido a que el sol se adelanta y retrasa respecto a la hora solar media, se debe hacer una corrección mediante la **ecuación de tiempo**:

$$\Delta t(\text{min}) = 9.87 \sin^2 B - 7.53 \cos B - 1.5 \sin B$$

donde

$$B(º) = 360 \cdot (J - 81)/364$$

J corresponde al día juliano del año (1-365).

Una vez conocida la hora solar se procede a calcular el ángulo horario mediante la siguiente formula:

$$\omega_s = (hora\ solar - 12h) \cdot 15^{\circ}$$

El ángulo horario resulta negativo en las mañanas y positivo en las tardes.

Para el cálculo de la declinación del sol se utiliza la siguiente formula:

$$\delta_s = 23.45 \cdot \sin\left(360 \cdot \frac{284 + J}{365}\right)$$

Coordenadas horizontales.

Las coordenadas horizontales son:

1. La **altura solar (h_s).-** "Ángulo que forma la radiación solar directa y el plano horizonte. El ángulo complementario es el llamado ángulo cenital solar"[1].
2. El **acimut solar (a_s).-** "Ángulo que forma la radiación solar directa y el meridiano del observador"[2]. El origen de acimuts es el mediodía solar.

En la figura 2.9 se puede observar las coordenadas horizontales.

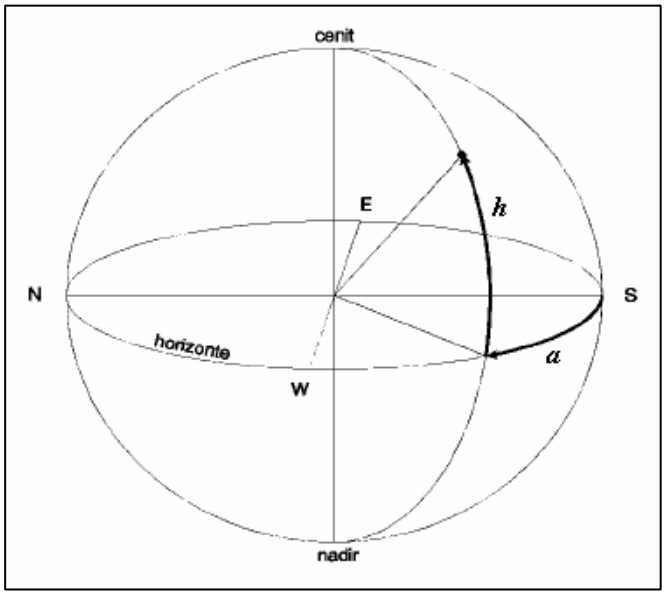


Figura. 2.9. Coordenadas horizontales

[1, 2] *Tecnología solar*, Ibáñez M.

Para el cálculo de las coordenadas horizontales se debe partir de las coordenadas horarias, por tanto la altura solar (h_s) será:

$$\boxed{\sin(h_s) = \sin\phi \cdot \sin\delta_s + \cos\phi \cdot \cos\delta_s \cdot \cos\omega_s}$$

y el acimut solar (a_s):

$$\boxed{\sin(a_s) \cdot \sin(h_s) = \cos\phi \cdot \sin\omega_s}$$

donde ϕ es la latitud del lugar.

Para el calculo de la **altura solar máxima ($h_{s,max}$)**, al mediodía solar, el ángulo horario y el acimut del sol es cero, $\omega_s = 0º$ y $a_s = 0º$, por tanto:

$$h_{s,\max} = 90º - \phi + \delta_s$$

Calculo de sombras.

Las sombras causadas por obstáculos circundantes varían a lo largo del día, dependiendo de la latitud del lugar, la fecha y la hora; causando pérdidas de radiación solar en los captadores. Existen distintos tipos de sombreados:

1. Entre captadores de la instalación solar.
2. Por edificios, árboles, montañas, etc.

La distancia mínima entre líneas de colectores debe de ser la adecuada para que la sombra de la arista superior de una fila se proyecte, como mucho, sobre la arista inferior de la siguiente. Este cálculo se lo debe realizar al mediodía solar del día más desfavorable cuando la altura solar sea mínima. "Habitualmente en el día mas desfavorable del periodo de utilización, la instalación no ha de tener mas del 5% de la superficie útil de captadores cubierta por sombras. Un equipo de energía solar térmica resultara inoperante cuando el 20% de su superficie de captación esté en sombra"[1].En la figura 2.10 se puede observar cual es la distancia mínima entre captadores.

[1] *Energía solar fotovoltaica*, Roca

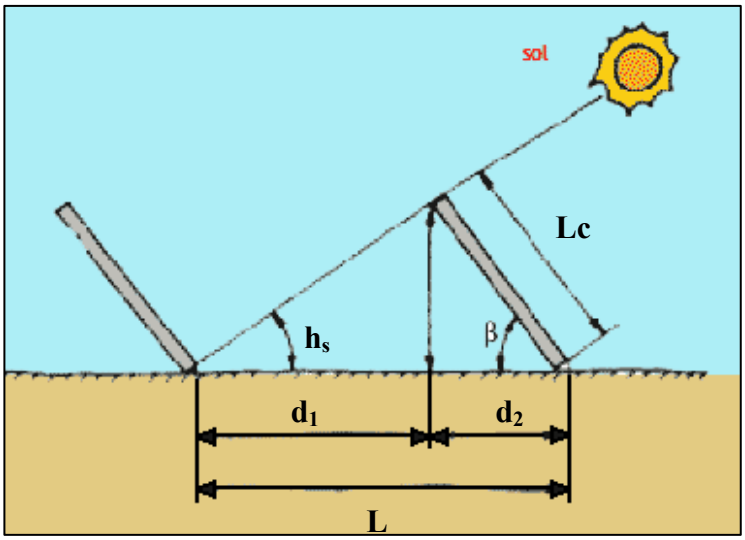


Figura. 2.10. Distancia mínima entre captadores

Según la figura 2.10 la distancia mínima entre captadores es la siguiente:

$$L = d_1 + d_2 = L_c \cdot [\sin \beta / \tan(h_s) + \cos \beta]$$

Donde:

L_c = altura del captador.

β = su inclinación.

L = longitud de la sombra.

La relación básica entre la longitud de la sombra (L_{sombra}), la altura del obstáculo (H_{obst}) y la altura solar (h_s) es:

$$\tan h_s = \frac{H_{obst}}{L_{sombra}}$$

La metodología usada para el cálculo de sombras provocadas por distintos obstáculos consta de dos pasos:

- *Obtención del perfil de obstáculos*.- Utilizando como referencia la arista N-S se observa el entorno, a ambos lados de ésta línea, del captador desde el punto medio de su arista inferior, y se determina las altura angulares (H_{obst}) de los obstáculos definiendo la posición de estos de acuerdo a su ángulo acimutal.

- *Representación del perfil de obstáculos*.- Se analiza la altura angular y la dirección de los árboles y edificios, que se encuentran cerca de la instalación solar, los cuales interrumpen los rayos solares.

Irradiación en el plano horizontal.

Para el calculo de irradiación en cualquier plano horizontal en la superficie terrestre, se debe primeramente analizar "la irradiancia que incide a lo largo de un día sobre un plano tangente a la superficie del planeta exterior a la atmósfera, llamada **irradiación extraterrestre**"[1].

La irradiancia de la constante solar (página 18) es perpendicular al sol, y el ángulo que forma los rayos solares con el plano tangente varía diariamente y anualmente debido al constante movimiento del sol, por tanto, se afirma que ambas magnitudes están relacionadas directamente y que la irradiancia incidente en el plano tangente es siempre menor o igual a la constante solar. Matemáticamente, la irradiancia extraterrestre, se expresa de la siguiente forma:

$$I_{sO}^{e} = S_s \cdot F_{TS} \cos(\theta_z) = S_s \cdot F_{TS} \sin h_s$$

$$I_{sO}^{e} = S_s \cdot F_{TS} \cdot \sin(\sin\phi \cdot \sin\delta_s + \cos\phi \cdot \cos\delta_s \cdot \cos\omega_s)$$

donde F_{TS} es "el movimiento de la tierra alrededor del sol en una orbita elíptica, esto hace que la distancia tierra-sol varíe a lo largo del año. La irradiancia que llega a la cima de la atmósfera depende de esta distancia"**[2].** Este factor se lo expresa de la siguiente manera:

$$F_{TS} = 1 + 0.034 \cos\left(\frac{360 \cdot J}{365.25}\right)$$

Integrando la ecuación de la irradiancia extraterrestre para las 24 horas de un día determinado, se obtiene la ecuación de **irradiación extraterrestre diaria**:

$$\boxed{H_{so}^{e} = \frac{24}{\pi} \cdot S_s \cdot F_{TS} \cdot (w_{s,p} \cdot \sin\phi \cdot \sin\delta_s + \cos\phi \cdot \cos\delta_s \cdot \sin\omega_{s,p})}$$

donde $\omega_{s,p}$ es el ángulo horario de la puesta del sol y se lo expresa en radianes:

[1] *Tecnología solar*, Ibáñez M.

$$\omega_{s,p} = \cos^{-1}(-\tan\phi \cdot \tan\delta_s)$$

Irradiación en planos inclinados.

"La irradiancia recibida por un captador inclinado en superficie es la combinación de la irradiancia directa ($I_{s,b}$), la difusa ($I_{s,d}$) y la reflejada en las superficies frente al captador ($I_{s,re}$)"[1].

$$I_s = I_{s,b} + I_{s,d} + I_{s,re}$$

La irradiancia en el plano del captador se evalúa a partir de medidas de la radiación directa y difusa, pero en las localidades que son disponibles datos medidos de irradiación, se refieren a la magnitud global sobre el plano horizontal (H_{sO}). Es importante saber que para el diseño de instalaciones solares se debe convertir los datos medidos en el plano horizontal al plano inclinado.

Con el algoritmo de Liu y Jordan, desarrollado en 1962, se puede aproximar el cálculo de las componentes directa, difusa y reflejada de la irradiación global. La irradiación global diaria sobre un plano inclinado se expresa como:

$$\boxed{H_s = R_A \cdot H_{sO}}$$

donde R_A es el cociente entre la media mensual de irradiación global diaria sobre el plano inclinado y sobre el horizontal y se lo expresa de la siguiente forma:

$$R_A = \underbrace{\left[(1 - H_{s,d}/H_s)R_B\right]}_{\textit{Radiación directa}} + \underbrace{\left[H_{s,d}/H_s(1+\cos\beta_c)/2\right]}_{\textit{Radiación difusa}} + \underbrace{\left[\rho'(1-\cos\beta_c)/2\right]}_{\textit{Radiación reflejada}}$$

En esta ultima ecuación, R_B es el análogo a R_A, $H_{s,d}$ es la irradiación difusa diaria; la cual no se tiene a disposición medidas de su media mensual y por tanto relacionaron, Liu y Jordan, esta componente con el índice de claridad. Esto se expresa como:

$$\frac{H_{s,d}}{H_s} = 1.39 - 4.03K_T + 5.53K_T^2 - 3.11K_T^3$$

[1] *Tecnología solar*, Ibáñez M.

$$K_T = \frac{H_{sO}}{H_{sO}^e} \qquad ; \textit{Índice de claridad}$$

Existe otra ecuación que correlaciona la irradiación difusa y global con la puesta del sol. Esta fue determinada en 1979 por Collares-Pereira y se expresa como:

$$\frac{H_{s,d}}{H_s} = 0.775 + 0.347\left(\omega_{s,p} - \frac{\pi}{2}\right) - \left[0.505 + 0.0261\left(\omega_{s,p} - \frac{\pi}{2}\right)\right]\cos(2K_T - 1.8)$$

donde $\omega_{s,p}$ se expresa en radianes.

Por el método de Klein, desarrollado en 1977, se obtiene el cociente R_B, para planos orientados al sur:

$$R_B = \frac{\cos(\phi - \beta_c)\cdot\cos\delta_s\cdot\sin\omega'_{s,p} + (\pi/180)\cdot\omega'_{s,p}\cdot\sin(\phi-\beta_c)\cdot\sin\delta_s}{\cos\phi\cdot\cos\delta_s\cdot\sin\omega_{s,p} + (\pi/180)\cdot\omega_{s,p}\cdot\sin\phi\cdot\sin\delta_s}$$

Donde:

$\omega_{s,p}$ es el ángulo horario del ocaso del sol en el plano horizontal (radianes).

$\omega'_{s,p}$ es el ángulo horario del ocaso del sol en el plano inclinado.

ϕ es la latitud del lugar y β_c el angulo de inclinación del panel fotovoltaico.

Para planos con cualquier otra orientación R_B se expresa como:

$$R_B = (\cos\beta_c\cdot\sin\delta_c\cdot\sin\phi\cdot\frac{\pi}{180}(\omega'_{s,sal} - \omega'_{s,p}) - \sin\beta_c\cdot\sin\delta_s\cdot\cos\phi\cdot\cos a_c\cdot\frac{\pi}{180}(\omega'_{s,sal} - \omega'_{s,p}) +$$
$$+\cos\beta_c\cdot\cos\delta_s\cdot\cos\phi\cdot(\sin\omega'_{s,sal} - \sin\omega'_{s,p}) + \sin\beta_c\cdot\cos\delta_s\cdot\sin\phi\cdot\cos a_c\cdot(\sin\omega'_{s,sal} - \sin\omega'_{s,p}) -$$
$$-\sin\beta_c\cdot\cos\delta_s\cdot\sin a_c\cdot(\sin\omega'_{s,sal} - \sin\omega'_{s,p})/\left(\cos\beta_c\cdot\cos\phi\cdot\sin\omega_{s,sal} + \frac{\pi}{180}\omega_{s,sal}\cdot\sin\delta_s\cdot\cos\phi\right)$$

Donde:

$\omega_{s,sal}$ y $\omega'_{s,sal}$ son ángulos horarios en la salida del sol para el plano horizontal e inclinado (radianes).

$\omega_{s,p}$ y $\omega'_{s,p}$ son ángulos para la puesta de sol para el plano horizontal e inclinado.

2.1. DISEÑOS Y TECNOLOGÍAS DE APROVECHAMIENTO PASIVO

El uso exponencial de energía en nuevas edificaciones ha conducido a un deterioro del medio ambiente y a la dependencia de los países suministradores de las fuentes de energía. Con esto, el diseño e implementación de sistemas fotovoltaicos ha iniciado un proceso de transformación, el cual nos permite entender la relación existente entre la arquitectura y las edificaciones con el medio ambiente; tema en el cual los últimos años ha sido de mucha importancia debido a su contribución hacia un desarrollo más sostenible.

Se entiende por **tecnología de aprovechamiento pasivo** al medio por el cual se permite controlar y optimizar el comportamiento energético de las edificaciones, reduciendo su impacto ambiental, aprovechando al máximo las características climáticas donde esté localizado.

2.2.1. Estrategias de diseño.

Para el uso eficiente de la energía, en cualquier edificación, se debe poder controlar el comportamiento térmico de cuatro factores: las ganancias, las pérdidas, la demanda de energía y el estado de la tecnología.

2.2.1.1. Control de factores.

Ganancias.

La ganancia de energía en edificaciones depende de tres fuentes:

1. Ganancias accidentales.
2. Energía solar pasiva.
3. Energía solar activa.

Ganancias accidentales.- Este tipo de ganancia se debe a los distintos equipos que disipan calor, la cual puede ser aprovechada en estaciones frías ya que reducen la energía para la calefacción.

Energía solar pasiva.- Este tipo de ganancia se debe a la forma y a los materiales de los edificaciones, los cuales: captan, almacenan, distribuyen y reemiten la energía solar por radiación, conducción y convección natural.

Energía solar activa.- Este tipo de ganancia se basa en los mismo principios de la energía solar pasiva con la diferencia que necesitan de un aporte adicional de energía como en el caso de la energía solar fotovoltaica.

Pérdidas.

Parar analizar el control de pérdidas en una edificación se debe tomar en cuenta tres aspectos:

1. Transferencia de calor y aislamiento.
2. Ventilación e infiltración.
3. Eficiencia de los equipos y sistemas.

Transferencia de calor y aislamiento.- Se debe considerar varios métodos para la reducción de perdidas de energía, tal es el caso de el uso de materiales aislantes en las edificaciones, acristalamientos en ventanas y la reubicación y orientación de la localidad de acuerdo a las características climatológicas

Ventilación e infiltración.- El aire es un factor importante de pérdidas de energía en una edificación, debido a infiltraciones en puertas, ventanas mal selladas; y que por asegurar un sistema de ventilación de calidad, éste no sea el mas optimo, energéticamente hablando.

Eficiencia de los equipos y sistemas.- La ineficiencia en los sistemas y equipos supone una pérdida de energía adicional, por tanto, es muy importante la elección de éstos, especialmente en equipos de refrigeración e iluminación.

Demanda de energía.

Para el control de la demanda de energía existen tres aspectos:

1. Satisfacción de necesidades.
2. Satisfacción de necesidades de manera eficiente.

3. Posibilidades o flexibilidad del usuario.

Satisfacción de necesidades.- De acuerdo al sector, ubicación, estatus-social existen distintos requerimientos energéticos por ende distintas soluciones.

Satisfacción de las necesidades de manera eficiente.- Se debe adoptar las alternativas de energía más eficientes, de tal forma que existan menores perdidas de energía y mayores ganancias de ésta.

Posibilidades o flexibilidad del usuario.- Se debe establecer un modo óptimo de funcionamiento de los sistemas energéticos de la edificación, de tal forma que el consumo de energía este dentro de los rangos normales.

Estado de la tecnología.

El conocimiento adecuado de las diversas alternativas tecnológicas que existen el mercado es fundamental, debido a que de acuerdo a las necesidades energéticas de cada edificación, se deber escoger el tipo de tecnología que mas se ajuste a dichas necesidades. "La selección, instalación y uso de la tecnología mas adecuada a un determinado requerimiento es un proceso que requiere un compromiso entre la disponibilidad y acceso de la tecnología, su comportamiento y rendimiento, las necesidades y los costos"[1].

2.2.2. Factores ambientales y de clima.

Para un correcto funcionamiento de cualquier instalación solar es de vital importancia las condiciones climáticas y ambientales en donde se encuentran estos ubicados. Los niveles y variación de radiación solar, la temperatura del aire, la nubosidad, humedad y los elementos del paisaje, como árboles, montañas, ríos, edificios, son factores que determinan el comportamiento energético de la instalación solar, por lo que se deben recopilar datos e información fiable de la zona que sea de interés.

"Se denomina **clima** al conjunto de fenómenos meteorológicos que caracterizan durante un largo período el estado medio de la atmósfera y su evolución en un lugar dado"[2].

Existe una clasificación de distintos tipos de clima y son:

[1] *Energía solar*, Quadri N.
[2] *Tecnología solar*, Ibáñez M.

- Climas latitudinales. Caracterizan vastas regiones correspondientes a grandes zonas de circulación general planetaria.
- Climas regionales. Cubren superficies limitadas y son el resultado de las diferencias geográficas dentro de una zona planetaria.
- Climas locales. Restringidos a áreas mucho mas limitadas
- Microclimas. Características influenciadas por factores locales que modifican en mayor o menor grado las propiedades regionales, latitudinales o locales del clima.

Existen otros parámetros a considerarse, cuando se analiza el microclima del lugar donde se desea instalar sistemas solares, y son los siguientes:

1. *Orientación*.- Este parámetro tiene una gran influencia en el microclima. La vertiente sur de las montañas recibe más radiación solar y esta más protegida de los vientos que la vertiente norte.
2. *Altitud*.- Influye en la temperatura media anual. En climas secos la variación de 100 metros de altitud produce una variación de entre 0.5º C a 1º C. La radiación solar, la intensidad de las lluvia y la intensidad del viento también aumentan mientras mas alto se este.
3. *Orografía del terreno*.- Apariencia física de la localidad con la existencia de accidentes locales, cerros etc.
4. *Viento*.- Influencia en el aislamiento térmico y en las infiltraciones.
5. *Proximidad de una masa de agua*.- Con radios de hasta 10 km, pueden actuar como moderador de variaciones climáticas.
6. *Existencia o plantación de una masa forestal adecuada*.- Aumentan el microclima aumentando en su humedad ambiental, disminuyendo el salto térmico entre día y noche también ejerce una barrera frente a los vientos.
7. *Disposición de las edificaciones en las zonas urbanas*.- Influencia en los microclimas de las ciudades. La distribución de edificios, la anchura, orientación de las calles, presencia de árboles, etc. afectan a la presencia del viento, al nivel de radiación solar incidente. “Cuanto mas densa es una ciudad mas difícil resulta la iluminación correcta de los edificios, y la energía solar disponible por habitantes es menor, con lo que la explotación energética fotovoltaica de ésta está mas limitada que en áreas con menos densidad de edificación”[1].

[1] *Tecnología solar*, Ibáñez M.

En la tabla 2.3 se puede observar las características principales de los climas dominantes.

Tipo de clima	**Características**	**Estrategia de diseño**
Frío	• Bajas temperaturas medias en todas las estaciones. • Baja radiación solar en invierno. • Humedad relativa elevada en invierno.	• Nivel de aislamiento elevado • Optimizar la orientación. • El uso de aplicaciones solares requiere de un suplemento auxiliar de calefacción en invierno.
Templado	• Temperaturas medias elevadas en verano y bajas en invierno. • Temperaturas variables en todas las estaciones.	• Disponer de aislamiento para las condiciones invernales. • Diseñas los elementos del edificio y las aplicaciones solares para reducir la demanda de calefacción en invierno. • Diseñar la orientación y los elementos del paisaje para equilibrar los efectos del invierno y del verano.
Cálido y seco	• Temperaturas medias elevadas en todas las estaciones. • Radiación solar elevada en todas las estaciones. • Baja humedad relativa en todas las estaciones. • Grandes variaciones de temperatura a lo largo del día. • Fuertes vientos.	• Minimizar las ganancias de calor diurnas. • Usar aislamiento para estabilizar las temperaturas a lo largo del día. • Optimizar la orientación para favorecer la refrigeración por ventilación natural. • Considerar la capacidad térmica.
Cálido y húmedo	• Temperaturas medias elevadas en todas las estaciones. • Alta humedad relativa en todas las estaciones. • Elevadas precipitaciones en todas las estaciones.	• Optimizar la orientación para favorecer la refrigeración por ventilación natural • Posibilidades limitadas de refrigeración por evaporación. • Considerar la opción de construcción ligera con elementos de sombreamiento.

Tabla. 2.3. Características principales de los climas dominantes

2.2.3. Influencia del entorno.

La influencia del entorno, llamado también **ajardinamiento,** trata del rol que tiene la vegetación y el agua tanto en el control de la radiación solar como en el ahorro de energía.

2.2.3.1. Influencia de la vegetación.

La vegetación juega un papel importante de protección; en invierno los árboles protegen a la edificación de los vientos fríos y en verano protegen del exceso de radiación solar. Para esto se debe plantar adecuadamente árboles con pocas ramas y de grandes hojas caducas, para que en el verano la sombra producida por las hojas reduzca la radiación solar mientras que en el invierno, ausentes de hojas, permiten el paso de la luz solar.

2.2.3.2. Influencia del agua.

Los estanques, fuentes, lagos, etc. contribuyen a mejorar las condiciones de confort ambiental debido a que el agua obtiene del aire el calor necesario para evaporizarse creando así dos efectos: disminuye la temperatura del aire y aumenta su grado de humedad relativa, permitiendo la creación de microclimas favorables.

2.2. TEORÍA DE LAS CÉLULAS Y MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

2.3.1. Introducción y fundamentos de las células solares.

Los primeros estudios en los que relacionan la luz y la electricidad fueron hechos a principios del siglo XIX, y fue en este mismo siglo que el científico Henry Becquerel describió un fenómeno donde la luz genera una fuerza electromotriz en el metal, llamado como efecto fotovoltaico. Este gran descubrimiento dio paso a que los científicos Chapin, Fueller y Pearson fabricaran la primera célula fotovoltaica en el año de 1954.

La fabricación de las células se lo realiza con material semiconductor y su **eficiencia de conversión**, de energía solar a energía eléctrica, es la característica principal que determina su funcionalidad. Las células ensayadas en laboratorios alcanzan una eficiencia del 30-40%, y las células comerciales superan, generalmente, una eficiencia del 15%. Los

costos de los distintos tipos de materiales y de estructuras de las células fotovoltaicas, son, prácticamente, los que determinan la eficiencia de éstas. Por ende los fabricantes de estos elementos buscan conseguir un gran objetivo: máxima eficiencia a un menor costo.

En el mercado se puede conseguir diversos tipos de células fotovoltaicas y dependiendo del material de fabricación, los precios y eficiencia de estas varían. Las células de silicio cristalino y policristalinas, con una eficiencia del 18-22%, son las mas utilizadas, abarcando un 39 y 44% del mercado respectivamente. Las células de capa delgada de silicio amorfo, menos costosas pero de menor eficiencia, abarcan un 13% del mercado y las células de otros materiales el 4%. Esta distribución se la puede observar en la figura 2.11.

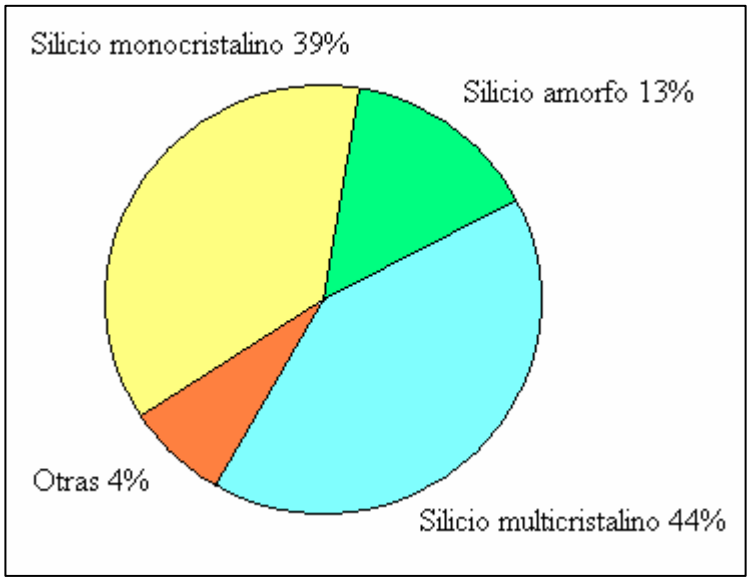


Figura. 2.11. Distribución porcentual de células fotovoltaicas en el mercado

En la actualidad los esfuerzos de investigación van dirigidos a la reducción de costos de los materiales utilizados: la reducción de los espesores de materiales utilizados, utilización de otros materiales que aunque en principio menos eficientes tienen un costo de fabricación inferior (silicio amorfo, micro y policristalino, Teleruro de Cadmio, Seleniuros de Indio y Cobre, Arseniuro de Galeno, etc.) y por último células de tercera generación basadas en polímeros, nanocristales y en materiales electroquímicos.

La fabricación de células fotovoltaicas multicapas también va dirigida a un mejor aprovechamiento del espectro basándose en la construcción de células con láminas

superpuestas de materiales de diferente **energía de gap** (parte del espectro total que cada uno de los materiales puede utilizar). Con estas técnicas la eficiencia fotovoltaica máxima teórica se incrementa considerablemente hasta un 30-40% dependiendo de que se construya con dos o tres capas respectivamente; siendo así que, hoy en día, la compañía Spectrolab (perteneciente a Boeing) ha anunciado la consecución de una nueva marca mundial en este terreno, han llegado a una eficiencia del 40,7%, usando la tecnología basada en el uso de células, con varias multicapas, de arseniuro de galio sobre obleas de germanio. La figura 2.12 muestra la evolución de la eficiencia de las células fotovoltaicas fabricadas por Spectrolab.

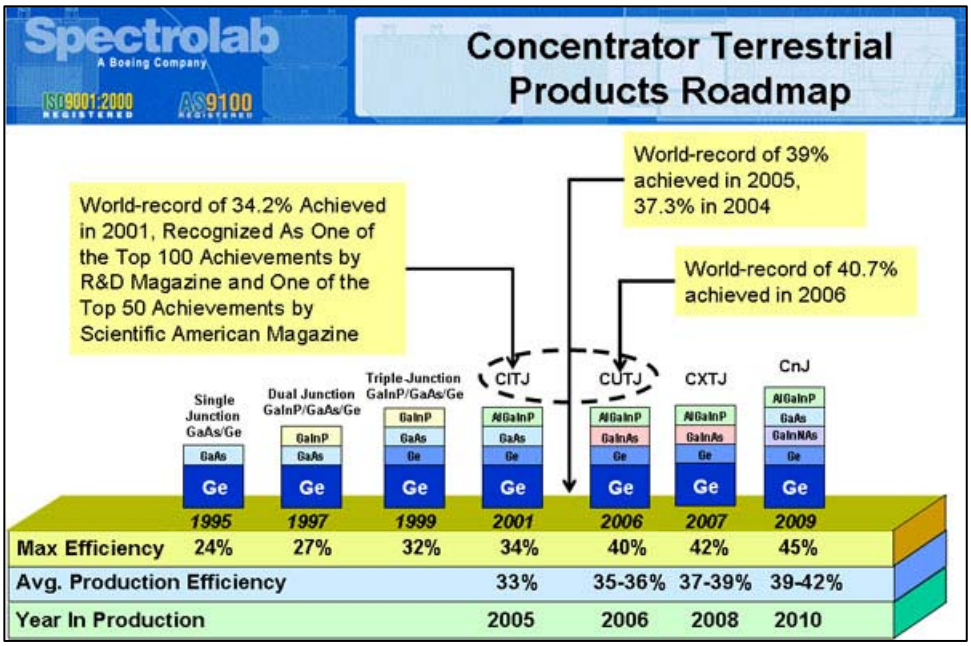


Figura. 2.12. Evolución de la eficiencia de las células fotovoltaicas fabricada por Spectrolab

Para poder explicar los fundamentos del funcionamiento de las células fotovoltaicas se debe estudiar: la estructura de bandas y materiales semiconductores, la unión entre semiconductores, y la absorción de la luz y efecto fotovoltaico.

La estructura de bandas y materiales semiconductores

"En un sólido de estructura cristalina las orbitas de los electrones de diferentes átomos se solapan parcialmente e interaccionan entre sí de forma que los niveles de energía

permitidos se convierten en bandas de energía, constituidas por un conjunto continuo de niveles de energía próximos"[1]. Existe tres bandas de energía: la **banda de valencia,** la de mayor energía, que a temperaturas de 0º K todos sus niveles energéticos están ocupados por electrones; la **banda de conducción**, inmediatamente superior, es la de menor energía, por lo que permanece vacía a 0º K. Por ultimo la **banda prohibida** es la que separa la banda de conducción de la de valencia, es una zona inaccesible para los electrones.

El comportamiento de los electrones en las tres bandas de energía varía de acuerdo al tipo de material; en los materiales conductores no existe la banda prohibida por tanto la banda de conducción con la banda de valencia están unidas, por lo que los electrones poseen una gran movilidad al tener, en la practica, un solo nivel de energía. En los materiales aislantes la banda prohibida es muy ancha y los electrones ocupan toda la banda de valencia dejando vacía la banda de conducción, y por tanto, es necesario un gran incremento de energía (cerca de 7 eV) para que los electrones puedan cruzar de una banda a otra. Por ultimo en el caso de los materiales semiconductores, el ancho de la banda prohibida es mucho menor, que las de los materiales aislantes, por tanto, el salto energético (E_g) que deben dar los electrones para pasar de la banda de valencia a la banda de conducción es reducido. El material semiconductor mas utilizado, para distintas aplicaciones, es el silicio por su abundancia en la superficie terrestre. En la tabla 2.4 se muestra los distintos valores de saltos energéticos de algunos materiales semiconductores.

Semiconductor	**E_g(eV)**
Te	0.33
Ge	0.67
$CulnSe_2$	1.05
Si cristalino	1.12
Cu_2S	1.2
lnP	1.34
GaAs	1.42
CdTe	1.45
CdSe	1.72
Si amorfo	~1.75

Tabla. 2.4. Saltos energéticos E_g de varios materiales semiconductores

Existen dos tipos de semiconductores: los intrínsecos y los extrínsecos. Los **semiconductores intrínsecos** de más importancia son el silicio y el germanio, ambos

[1] *Tecnología solar*, Ibáñez M.

elementos poseen cuatro electrones, valencia cuatro, en la última capa y son de estructura cúbica cristalina. Poseen cuatro enlaces covalentes con ocho electrones compartidos en la banda de valencia. Estos semiconductores, a 0º K, se comportan como aislantes debido a que los electrones se mantienen fijos, sin movimiento, en la banda de valencia, dejando así la banda de conducción totalmente vacía. Pero al momento que la temperatura incrementa, la energía cinética del electrón aumenta lo suficiente para que pueda dar el salto energético a la banda de conducción; dejando un hueco en la banda de valencia correspondiente a su nivel de energía; comportándose así como electrón libre de un metal. Al aplicar una diferencia de potencial en los extremos del semiconductor, se crea un campo eléctrico con dirección contraria al desplazamiento del electrón; y debido a la corriente creada entre los electrones de valencia, el hueco y la carga positiva se desplazan con la misma polaridad que el campo eléctrico, por ende conduciendo la corriente eléctrica. En la figura 2.13 se puede observar las bandas del semiconductor y la creación del par electrón-hueco.

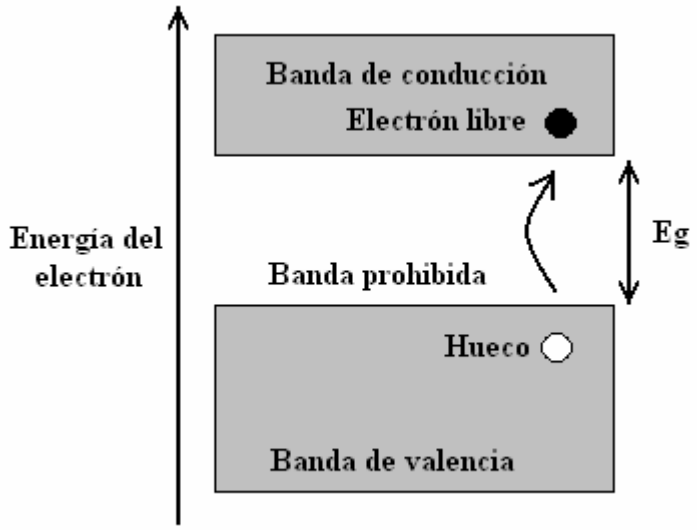


Figura. 2.13. Bandas del semiconductor y creación del par electrón-hueco

Los **semiconductores extrínsecos** son aquellos que dopándolos, puedan conseguir que existan electrones libres en la banda de conducción. Esto se lo hace introduciendo impurezas.

Unión entre semiconductores

"El funcionamiento de la célula solar se basa en la formación de uniones entre materiales semiconductores con distintos dopajes; estas uniones generan un campo eléctrico. Se denomina unión p-n al contacto entre una zona de tipo p y una zona de tipo n

[1] *Tecnología solar*, Ibáñez M.

de un mismo semiconductor, no presentándose en la unión discontinuidad notable de la red cristalina"[1]. El semiconductor p es aquel que posee, en su mayoría, huecos libres con los correspondientes iones negativos; el semiconductor n es aquel que posee electrones libres con los correspondientes iones positivos. Por ello, al momento de la unión de estos dos elementos, ocurren dos acciones: la primera es que los electrones libres del semiconductor tipo n pasan al semiconductor tipo p dejando a la zona n cargada positivamente. La segunda acción es que los huecos libres del semiconductor p se difunden en el semiconductor n dejando a ésta zona cargada negativamente. Estas dos acciones dan lugar a que en la unión de los dos semiconductores existan cargas fijas de distinta polaridad creándose, así, una diferencia de potencial, por ende un campo eléctrico, entre ambas zonas. La formación del campo eléctrico en la unión p-n se la puede observar en la figura 2.14.

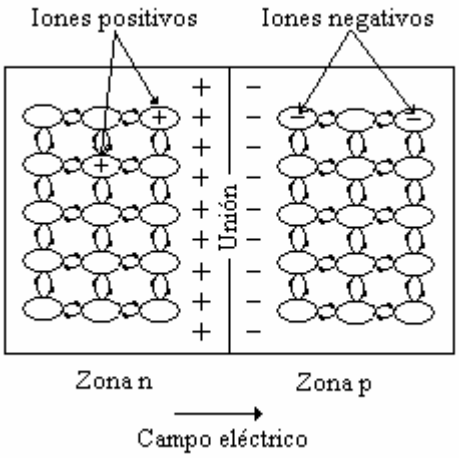


Figura. 2.14. Formación del campo eléctrico en la unión p-n

Absorción de la luz y efecto fotovoltaico

Cuando la célula fotovoltaica, construida a partir de la unión entre semiconductores, absorbe fotones de luz solar, con la suficiente energía, se origina el salto de un electrón sacándolo de su posición inicial, y dirigiéndose hacia la superficie de la célula donde incide la acción solar. Al desprenderse éstos electrones provocan, en la posición que ocupaban en la banda de valencia, la aparición de huecos con cargas positivas formando así un par electrón-hueco en el semiconductor. Si la formación de éste par se encuentra a una **longitud de difusión** lo suficientemente grande, éste tiende a separarse, debido a la generación de un campo eléctrico elevado; y los electrones tienden a concentrarse del lado de la acción solar, zona n, y los huecos en cara opuesta, zona p.

[1] *Energía solar fotovoltaicar*, Lemvigh R.

Al momento de unir ambas zonas por medio de un conductor, utilizando contactos metálicos adheridos a cada una de las caras de la célula, el desequilibrio eléctrico genera una pequeña fuerza electromotriz o diferencia de potencial, que hace circular los electrones para igualar las cargas. Esta corriente eléctrica se genera en un proceso cíclico y constante, mientras actúe la luz sobre la fotocélula. El proceso antes descrito es en lo que consiste el **efecto fotovoltaico** y teóricamente se lo describe como "la conversión directa de radiación electromagnética en corriente eléctrica, mediante un dispositivo llamado célula fotovoltaica"[1].

Las células fotovoltaicas generan corriente continua inmediatamente de ser iluminadas por la luz solar en aproximadamente 10^{-9} s y la tensión máxima alcanzada es numéricamente igual al salto energético del ancho de la banda prohibida (**gap**) del semiconductor, expresada en eV, donde:

$$V = \frac{E_g}{q_E}$$

En la práctica la tensión máxima de la célula solar es menor a la tensión teórica y dependiendo de un ancho de banda mayor del semiconductor, la tensión máxima real aumenta.

Para que el efecto fotovoltaico se cumpla, el cristal del semiconductor, del que esta compuesta la célula, debe ser estructural y químicamente puro, esto es, monocristal y con una bajísima concentración de impurezas distintas a las que se utilizan para el dopaje a semiconductores. Esto es de suma importancia debido a que existen semiconductores que a momento de la formación del par electrón-hueco tienen una longitud de difusión muy corta por ende el electrón y el hueco pueden recombinarse y decaer a sus estados iniciales, no pudiendo ser aprovechados para generar corriente eléctrica.

2.3.2. Características físicas y eléctricas de las células fotovoltaicas.

La célula fotovoltaica de silicio esta constituida por varios discos, de una barra cristalina de silicio dopado con boro, de espesor de 0.3 mm cada uno. Debido a procesos de difusión, una de las caras de estos discos logra obtener una mayor concentración de fósforo que la inicial de boro, constituyendo, así, la unión p-n. Sobre la cara de mayor

[1] *Tecnología solar*, Ibáñez M.

concentración de fósforo, existe una rejilla conductora metálica en forma de dedos delgados, ampliamente espaciados, que permiten el paso de la radiación solar; y sobre la cara de mayor concentración de boro, hay una capa metálica conductora. Para minimizar las perdidas de reflexión, en la cara superior, la célula es recubierta por una capa delgada de material dieléctrico antirreflectante. La corriente eléctrica generada por la célula fotovoltaica es extraída colocando un material conductor en ambas caras de la fotocélula. Estas características físicas se las puede observar en la figura 2.15

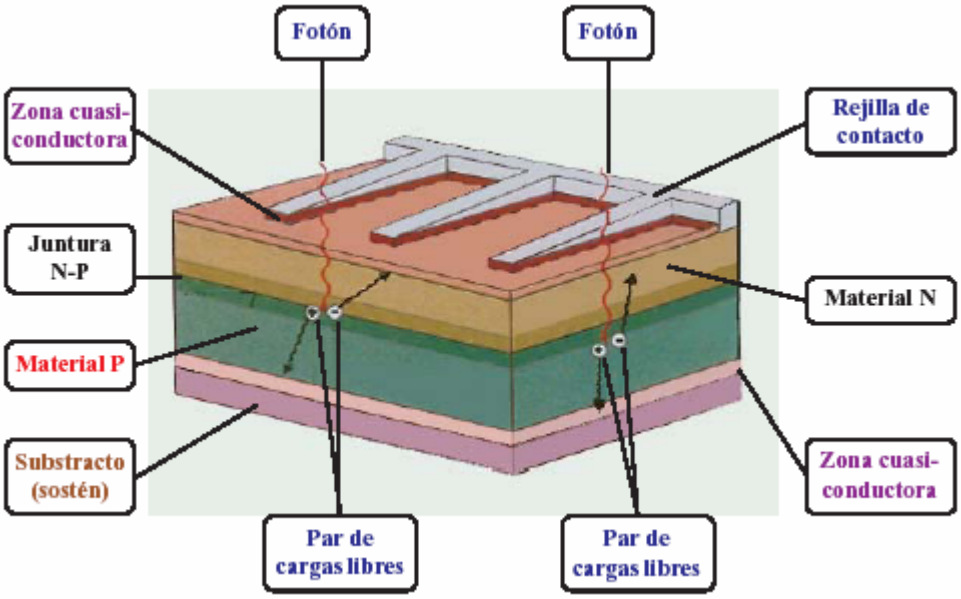


Figura. 2.15. Configuración física de la célula fotovoltaica

El comportamiento eléctrico de la célula fotovoltaica es el mismo que el del diodo. En ausencia de iluminación, la intensidad eléctrica que pasa a través de la célula, I, coincide con la de un diodo, I_D, y es debida a la recombinación inducida dentro del dispositivo por efecto de la tensión V. Esta corriente (I) es expresada en función de la tensión, V, y de la temperatura, T(K), según la ecuación:

$$I = I_D = I_0(T)\left[\exp\left(\frac{q_E \cdot V}{K_B \cdot T}\right) - 1\right]$$

Donde K_D es la constante de Boltzman e $I_0(T)$ es la corriente de saturación del diodo dada por la expresión:

$$I_0(T)\ \alpha \left[\exp\left(\frac{-E_g}{K_B \cdot T} \right) \right]$$

En presencia de iluminación, la generación de corriente I_L por la luz se representa por la corriente de un generador en paralelo con el diodo (que representa la unión p-n). La corriente de salida I es igual a la diferencia entre la corriente fotogenerada I_L y la corriente de diodo I_D, estos es:

$$I = I_L - I_0 \left[\exp\left(\frac{q_E \cdot V}{K_B \cdot T} \right) - 1 \right]$$

Para obtener la curva ideal de la célula, se debe analizar tres factores:

- Factor de idealidad.
- La resistencia serie.
- La resistencia paralelo.

Factor de idealidad (n_I).- Es un factor de corrección cuyo rango de valor comprende entre 1-2. Para células solares reales $n_I = 2$.

Resistencia serie (R_s).- Es una resistencia interna de de la célula formada por la malla de metalización, la resistencia de los contactos y a la resistencia del semiconductor.

Resistencia paralelo (R_p).- Formada debido a las imperfecciones de la unión p-n.

Ambas resistencias forman parten del **circuito equivalente de la célula fotovoltaica**, observado en la figura 2.16, cuya ecuación característica es la siguiente:

$$\boxed{I = I_L - I_0 \left[\exp\left(\frac{q_E \cdot (V + R_S I)}{n_I \cdot K_B \cdot T} \right) - 1 \right] - \frac{(V + R_S I)}{R}}$$

La representación grafica de la ecuación característica de la célula se denomina la **curva característica de la célula fotovoltaica** y se la puede observar en la figura 2.17.

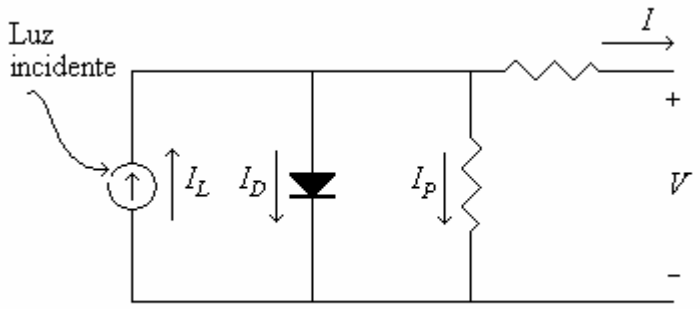


Figura. 2.16. Circuito equivalente de la célula fotovoltaica

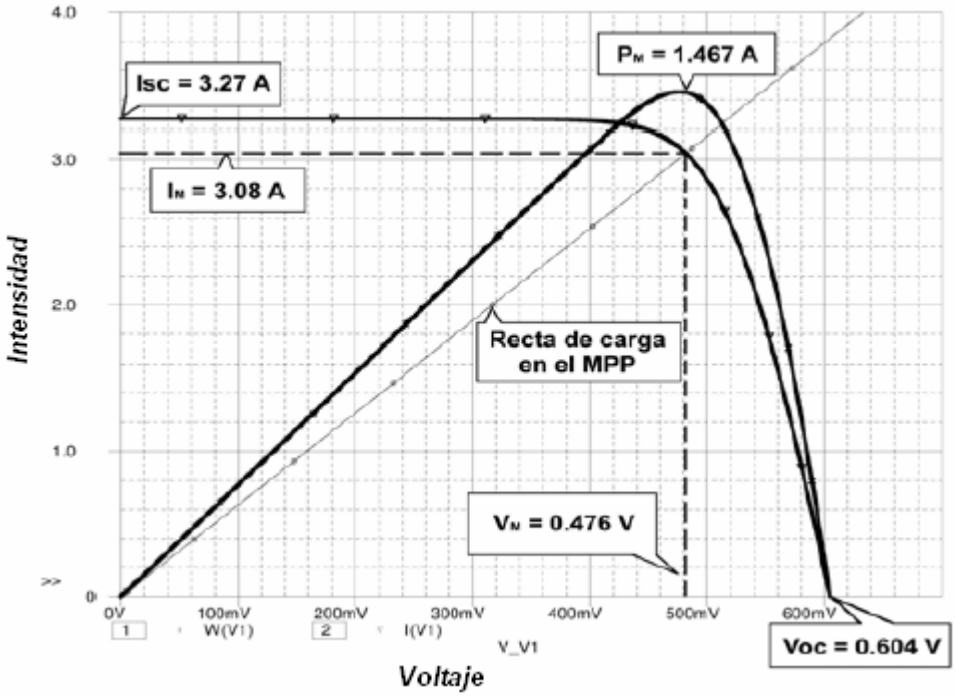


Figura. 2.17. Curva característica de la célula fotovoltaica

2.3.2.1. Parámetros de funcionamiento.

Los parámetros de funcionamiento de mayor importancia son los siguientes:

- Intensidad de cortocircuito.
- Tensión en circuito abierto.
- Potencia máxima o Potencia Pico.
- Intensidad pico y Tensión pico, Factor de forma y eficiencia.

Intensidad de cortocircuito ($I_{sc,cel}$).- Es valor máximo de corriente eléctrica cuando se cortocircuita sus terminales. Esta intensidad alcanza, aproximadamente, un valor de 10 a 40 mA/cm^2 de la célula.

Tensión en circuito abierto ($V_{oc,cel}$).- Es el máximo valor de voltaje que genera la célula cuando no existe ninguna carga conectada a sus terminales. En el caso del Si es de 0.6 V y del GaAs alrededor de 1 V.

Potencia máxima o Potencia Pico (P_{cel}).- Es el máximo valor de potencia que puede generar una célula fotovoltaica bajo condiciones estándar de radiación incidente, y se la obtiene mediante la expresión:

$$P_{cel} = I_{P,cel} \cdot V_{P,cel}$$

Intensidad pico ($I_{p,cel}$) y Tensión pico ($V_{p,cel}$).- Valores máximos de intensidad y de tensión para los cuales la potencia suministrada por la célula alcanza el valor máximo posible.

Factor de forma (FF).- Es una medida de la desviación, que presenta una célula fotovoltaica, de la rectangularidad, siendo, por tanto un indicador de la calidad. Este valor es obtenido mediante el cociente entre la máxima potencia obtenible, $I_{p,cel}$. $V_{p,cel}$ y el producto $I_{sc,cel}$. $V_{oc,cel}$.

$$FF = \frac{I_{p,cel} \cdot V_{p,cel}}{I_{sc,cel} \cdot V_{oc,cel}}$$

La resistencia serie y paralelo de la célula fotovoltaica afecta significativamente al factor de forma y por ese mismo motivo se ha desarrollado expresiones aproximadas para su cálculo. Cuando los efectos de la resistencia en serie son predominantes, se utiliza la siguiente expresión:

$$FF = FF_0 \left[1 - R_S \cdot \frac{I_{sc,cel}}{V_{oc,cel}} \right]$$

Y cuando la resistencia en paralelo tiene una mayor influencia se utiliza la expresión:

$$FF = FF_0\left[1 - \frac{V_{oc} + 0.7}{V_{oc}} \cdot \frac{FF_0}{R_P} \cdot \frac{V_{oc,cel}}{I_{sc,sel}}\right]$$

Donde:

$$V_{oc} = \frac{q_E \cdot V_{oc,cel}}{n_1 \cdot K_B \cdot T}$$

FF_0 = Es el factor de forma cuando el efecto de las resistencia serie o paralelo no son apreciables.

Por tanto, utilizando el *FF*, la potencia máxima se puede expresar por la siguiente ecuación:

$$\boxed{P_{cel} = FF \cdot I_{sc,cel} \cdot V_{oc,cel}}$$

Eficiencia (η_{cel}).- Se define como el cociente entre la potencia eléctrica máxima que puede ser suministrada a una carga y la potencia de la radiación solar incidente, de valor $I_s \cdot S_{cel}$, siendo I_s la irradiancia y S_{cel} la superficie de la célula.

$$\eta_{cel} = \frac{P_{cel}}{I_s \cdot S_{cel}} = \frac{I_{P,cel} \cdot V_{P,cel}}{I_s \cdot S_{cel}} = \frac{FF \cdot I_{sc,sel} \cdot V_{oc,cel}}{I_s \cdot S_{cel}}$$

En la tabla 2.5 se detalla las distintas células comerciales, que existen en el mercado, con sus respectivas eficiencias.

Tipo	$\eta_{teórica\ (\%)}$	$\eta_{laboratorio\ (\%)}$	$\eta_{industria\ (\%)}$	Aplicación
c-Si	27.0	24.7	14.0-16.0	Módulos de grandes dimensiones para tejados y fachadas, aparatos de media potencia.
mc-Si	27.0	19.8	12.0-14.0	Módulos de grandes dimensiones para tejados y fachadas, generadores de todos los tamaños.
a-Si	25.0	13.0	6.0-8.0	Aparatos de media potencia, producción de energía a pequeña escala.
Película Si	27.0	16.4	9.0-11.0	Módulos no especificados.
GaAs	29.0	25.7	18.0-20.0	Sistemas de concentración, satélites.
CdTe	28.5	16.0	8.0	Módulos de grandes dimensiones integrados en edificios.
CIS	27.5	18.2	10.0-12.0	Aparatos de media potencia y módulos de grandes dimensiones integrados en edificios.

Tabla. 2.5. Células comerciales con sus respectivas eficiencias

2.3.2.2 Irradiancia y temperatura.

El efecto de la irradiancia sobre la curva I-V de una célula fotovoltaica, mostrado en la figura 2.18, es de suma importancia. Al momento que la radiación luminosa varia, los parámetros eléctricos de la célula, se comportan de distintas formas. Un aumento o disminución de la iluminación provoca un cambio porcentual similar en el mismo sentido de la intensidad de cortocircuito, es decir, mientras más radiación solar, la fotocélula genera más intensidad de cortocircuito. En cambio, estos cambios porcentuales de radiación, no afectan, considerablemente, a la tensión de circuito abierto; por lo tanto, la potencia generada por una célula fotovoltaica es prácticamente proporcional a la irradiancia. Este hecho hace que, fácilmente, se puede calcular la producción diaria de cada célula; y también facilita a los fabricantes de sistemas fotovoltaicos a producir unidades con valor de tensiones determinadas sin importar que la irradiancia sea muy escasa.

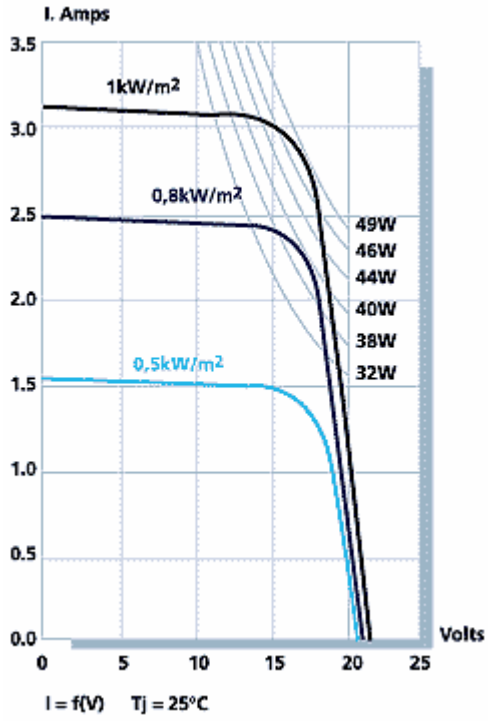


Figura. 2.18. Efecto de la irradiancia sobre la curva I -V de una célula fotovoltaica

El efecto de la temperatura sobre la curva I-V de una célula fotovoltaica, mostrado en la figura 2.19, ejerce una influencia opuesta, en los parámetros eléctricos, que el efecto de la irradiancia. Por cada grado centígrado de aumento en temperatura, la tensión de

circuito abierto disminuye unos pocos milivoltios, siendo así, en el caso del Si 2.3 mV/ºC y para el GaAs entre 2 y 2.2 mV/ºC. En cambio, la intensidad de cortocircuito permanece, casi, constante; variando ligeramente. Otro parámetro eléctrico que también se ve afectado por el aumento de temperatura es el *FF*, disminuyendo, para el caso del Si en un 0.4-0.5% por ºC y en el GaAs alrededor de 0.3%.

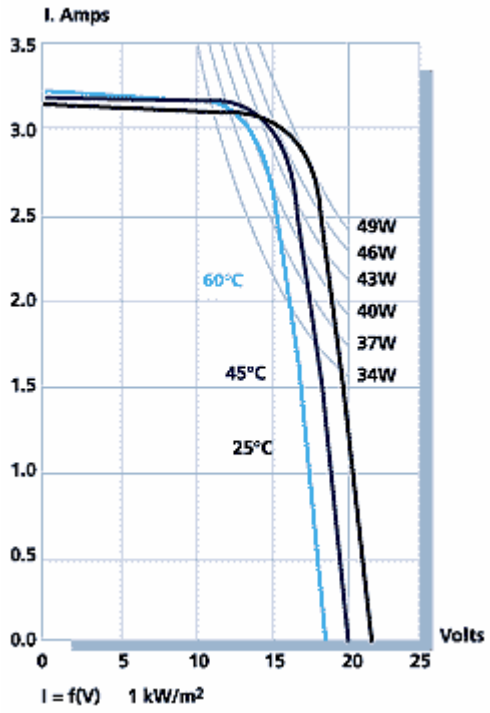


Figura. 2.19. Efecto de la temperatura sobre la curva I-V de una célula fotovoltaica

2.3.3. Características de los módulos fotovoltaicos.

2.3.3.1. Introducción.

Un modulo fotovoltaico es "un dispositivo en el que un conjunto de células solares se conectan convenientemente para conseguir las condiciones óptimas para su integración en un sistema de generación de energía, siendo compatibles en tensión y en potencia con las necesidades y los equipos normalizados disponibles en el mercado"[1]. La conexión de las células fotovoltaicas, usualmente, se lo hace en serie debido a que la generación de tensión individual de cada fotocélula (0.5-0.6V) es muy baja para lo que requieren la mayoría de aplicaciones. Los fabricantes de componentes fotovoltaicos, generalmente, producen módulos de tensión estándar de 6, 12 y 24 V, con una tensión de trabajo mayor a la nominal, la cual depende de cuantas células fotovoltaicas conectadas en serie tiene el

[1] *Energía solar*, Quadri N.

dispositivo. Por ejemplo, un módulo que comprende de 34 a 36 fotocélulas tiene una tensión nominal de 12 V, con tensiones de: circuito abierto de entre 20 y 21 V, y tensiones máximas en condiciones estándar de operación de 16 y 17 V.

En los últimos años la evolución de los módulos fotovoltaicos ha ido mejorando notablemente, siendo así, que en la actualidad la eficiencia global de cada uno de éstos supera el 30% y sus costos han disminuido notablemente. Esto se lo puede observar en la figura 2.20a y 2.20b.

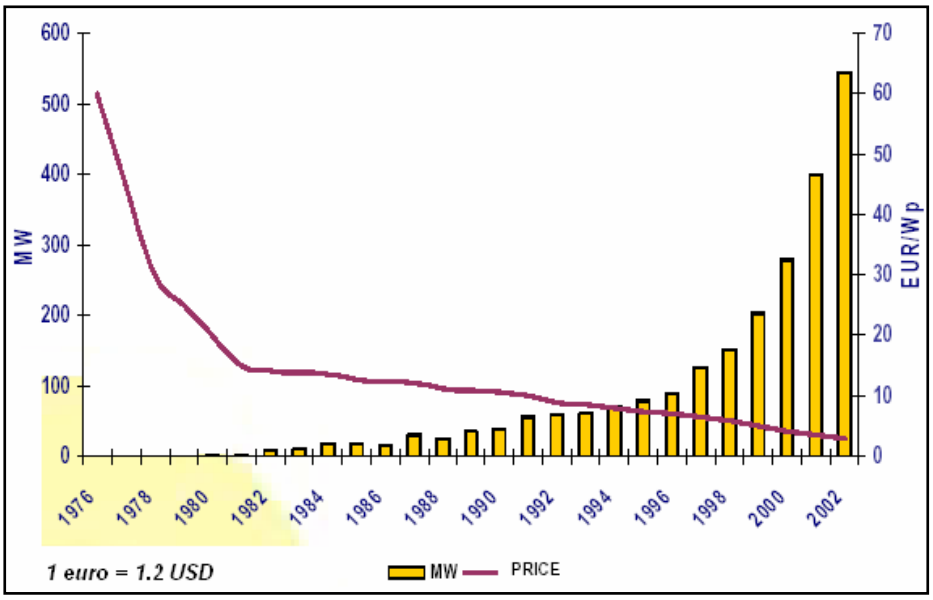


Figura. 2.20a. Evolución de precios de los módulos fotovoltaicos

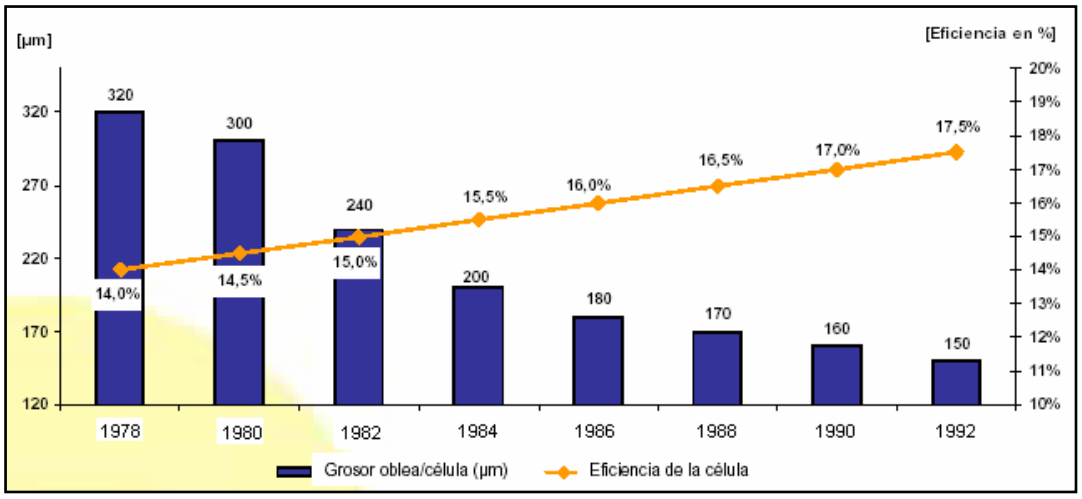


Figura. 2.20b. Evolución de eficiencias de los módulos fotovoltaicos

2.3.3.2. Características físicas.

La estructura física de un módulo fotovoltaico debe ajustarse a los parámetros eléctricos de las fotocélulas de las que comprende, de tal forma, de evitar descompesaciones; por ende, éstos deben cumplir las pruebas de clasificación de las células dentro de su proceso de fabricación.

La estructura general de los módulos cristalinos, observada en la figura 2.20, consta de los siguientes elementos:

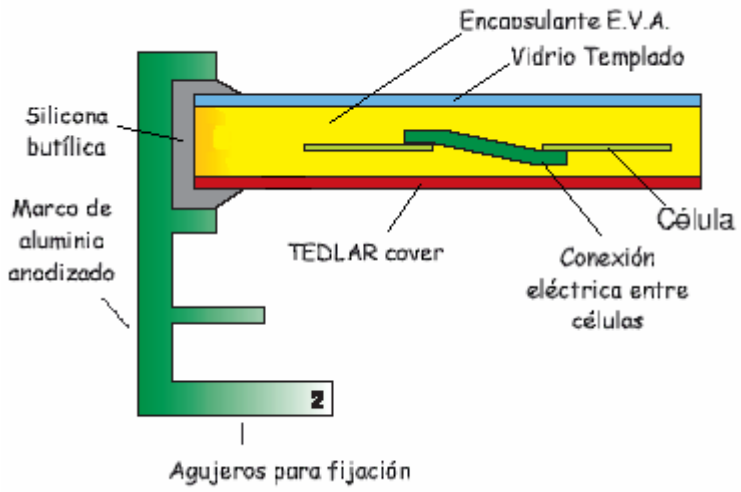


Figura. 2.20. Estructura general de los módulos cristalinos

1. *Cubierta exterior*.- Es utilizada para la protección contra agentes atmosféricos mediante un vidrio templado, el cual, no obstruye el paso de la radiación solar y escuda a las células de cualquier tipo de impacto. El material de fabricación del vidrio es de oxido de cerio, el cual, reduce la transmisión de la radiación ultravioleta, la cual degrada a los materiales encapsulantes, por ende, afecta el funcionamiento de las células.

2. *Capas encapsulantes*.- Protege y cubre las células solares y los contactos de interconexión mediante una capa de material caracterizada en permitir el paso de la radiación solar salvaguardando a las fotocélulas de la radiación ultravioleta, de tal forma, que la eficiencia de conversión no disminuya con el paso del tiempo. Los materiales de encapsulados deben satisfacer requerimientos muy estrictos ya que los

módulos se garantizaran para mas de 20 años. El material de mayor utilización es el etil-vinilo-acetileno (EVA) de grosor de 0.46 mm.

3. *Protección posterior*.- Protege a la fotocélulas de la humedad. De material Tedlar, Tefzel o poliéster; que de color blanco, incrementan la reflexión posterior de la luz que pasa entre las aberturas de las células. Por ultimo se agrega una capa más de aluminio, laminada aplicando energía térmica hasta los 150 ºC, en la parte posterior para una mejor protección contra la humedad y para disipar el calor que generan las células fotovoltaicas. Los bordes se sellan con neopreno.

2.3.3.3. Funcionamiento.

La mayoría de fabricantes especifican las características de sus módulos en las siguientes condiciones de prueba estándar:

- Irradiancia: 1000 Wm^{-2}
- Incidencia de la luz: perpendicular al modulo
- Distribución espectral: AM1.5
- Temperatura de célula: 25 ºC

La generación de energía eléctrica de los módulos fotovoltaicos bajo condiciones de prueba estándar es llamada **potencia pico** (W_p). La tensión en circuito abierto, la intensidad de cortocircuito y la potencia máxima son los parámetros eléctricos más importantes y los cuales derivan la curva I-V de las fotocélulas.

"La caracterización de los módulos se completa determinando la **temperatura en condiciones normales de operación (NOCT)**, definida como la temperatura de las células cuando el modulo opera en circuito abierto"[1] en las siguientes condiciones:

- Irradiancia: 800 Wm^{-2}
- Incidencia de la luz: perpendicular al modulo
- Distribución espectral: AM1.5
- Temperatura de célula: 20 ºC
- Velocidad del viento: > 1ms^{-1}

[1] *Tecnología solar*, Ibáñez M.

El NOCT, cuyo valor comprende entre 42 y 46º C, se utiliza para determinar la temperatura de la célula solar de operación y tiene la siguiente expresión:

$$T_{cel} - T_a = \frac{NOCT - 20^{\circ} C}{800} \cdot I_s$$

Donde:

T_{cel} = Temperatura de la célula.

T_a = Temperatura ambiente.

I_s = Irradiancia.

El comportamiento de la tensión en circuito abierto y la intensidad de cortocircuito ($I_{sc,mod}$) de los módulos fotovoltaicos ($V_{oc,mod}$), es igual a la de las fotocélulas; el $V_{oc,mod}$ tiende a disminuir a medida que la temperatura aumenta, y la $I_{sc,mod}$ es proporcional a la irradiancia. Ambas magnitudes tienen las siguientes expresiones:

$$I_{sc,\mathrm{mod}}(I_s) = \frac{I_{sc,\mathrm{mod}} \cdot (1000\ Wm^{-2}) \cdot I_s}{1000}$$

$$\frac{dV_{oc,\mathrm{mod}}}{dT} = -0.0023 N_{s,cel}$$

donde $N_{s,cel}$ es el número de células en serie. La tensión de los módulos a máxima potencia es aproximadamente un 80% de la tensión de los módulos en circuito abierto.

CAPITULO III

ANÁLISIS DEL SERVICIO ELÉCTRICO DE LA PROVINCIA DE PICHINCHA Y CONSECUENCIAS ECONÓMICAS, SOCIALES, Y CULTURALES RELACIONADOS A LA FALTA DE ENERGÍA ELÉCTRICA DENTRO DEL TERRITORIO PROVINCIAL

3.1. INTRODUCCION

La situación del servicio eléctrico en la Provincia de Pichincha de acuerdo al VI Censo de Población y V de Vivienda del año 2001, realizado por el Instituto de Estadística y Censos del Ecuador (INEC), determina que, de las 610,668 viviendas censadas, el 96% dispone de servicio eléctrico (observar tabla 3.1). En el sector urbano existe una cobertura del 98% y en el sector rural del 91%.

COBERTURA DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO POR EMPRESA DISTRIBUIDORA EN LA PROVINCIA DE PICHINCHA
(Estimada con datos del Censo de Población y Vivienda de 2001)

Empresa	Población 2001	Viviendas 2001	Viviendas Electrificadas 2001	Cobertura 2001 (%)
Norte	95,394	22,448	20,419	90.96
Quito	2,006,405	522,847	507,246	97.01
Santo Domingo	287,018	65,373	59,446	90.93
Total general	**2,388,817**	**610,668**	**587,111**	**96.14**

Tabla. 3.1. Cobertura del suministro eléctrico en Pichincha
(CONELEC-2001)

Actualmente, debido a que no se ha realizado un nuevo Censo de Población y Vivienda, no se disponen de datos concretos del porcentaje de cobertura del servicio eléctrico en la Provincia de Pichincha, sin embargo, investigando en las empresas eléctricas concesionadas para la distribución de energía eléctrica en la provincia, el

porcentaje de cobertura total es de aproximadamente 98-99%; donde la cobertura urbana es aproximadamente del 99.5% y la rural de un 97.3%.

El suministro de energía eléctrica de la Provincia de Pichincha es atendido por tres empresas de distribución: Empresa Eléctrica Quito S.A (EEQSA), Empresa Regional del Norte (EMELNORTE) y la Empresa Eléctrica Santo Domingo S.A (EMELSAD). En la figura 3.1 se observa las áreas de concesiones de las empresas eléctricas en la provincia.

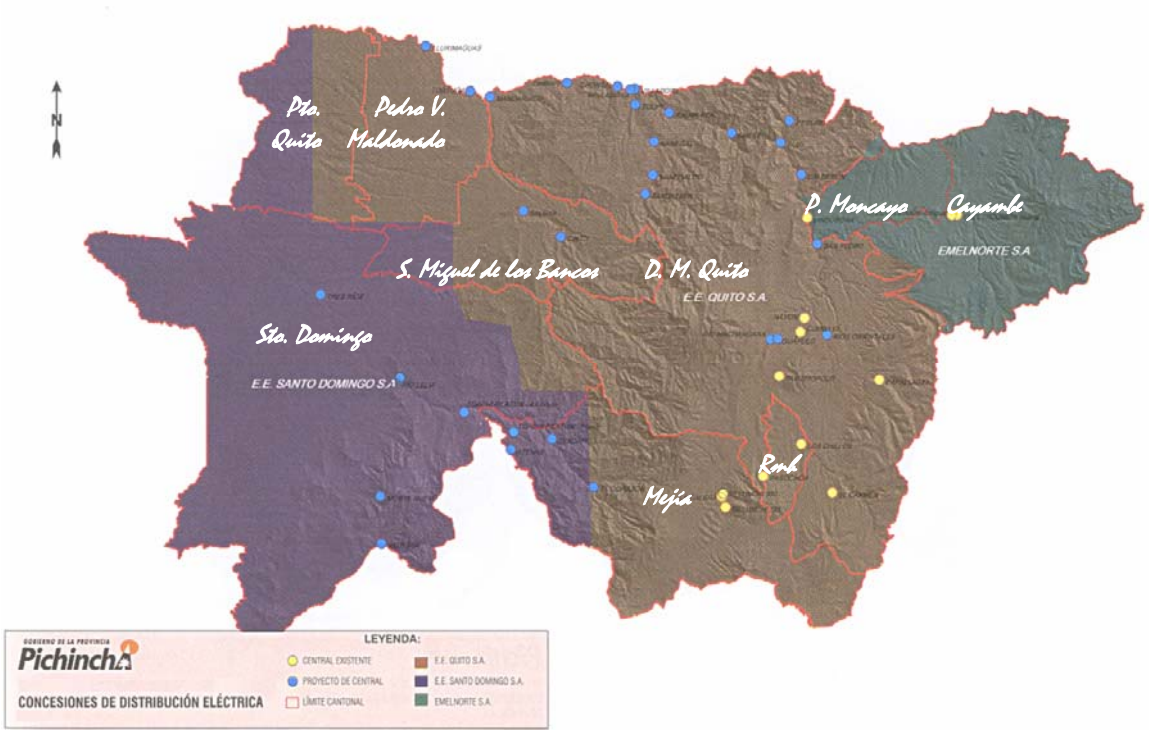


Figura. 3.1. Áreas de concesiones de las empresas eléctricas en la Provincia de Pichincha

En la figura 3.1 se puede observar que la EEQSA es la que posee el área de concesión más extensa, siendo así que a dicha empresa le compete la distribución de energía eléctrica a seis de los nueve cantones de la provincia, cuales son: Distrito Metropolitano de Quito, Rumiñahui, Mejía, San Miguel de los Bancos, Pedro Vicente Maldonado y parte de Puerto Quito. A EMELNORTE le compete la distribución de energía eléctrica a los cantones: Pedro Moncayo y Cayambe Por ultimo EMELSAD distribuye para: Santo Domingo de los Colorados y parte de Puerto Quito, Mejía y San Miguel de los Bancos.

Conociendo las empresas de distribución de energía eléctrica a nivel provincial, y sus áreas de concesión, se procedió a investigar los datos de extensión eléctrica con el objeto de determinar los sectores que no hayan sido todavía atendidos. En los anexos 1, 2 y 3 se puede observar los mapas de extensión de la red eléctrica y los sectores afectados por la falta de energía. Este tema se profundizara más en los puntos siguientes en donde se realiza un estudio particular y especifico de/los sectores no atendidos en los nueve cantones.

Determinados los sectores no atendidos por la red pública, se investigó a traves de encuestas de necesidades eléctricas, con el propósito de dimensionar un prototipo de un SAF que se ajuste a las necesidades específicas del sector; además de poder determinar las consecuencias económicas, sociales y culturales por la falta de electricidad.

3.2. CANTÓN CAYAMBE

3.2.1. Estructura política.

Cabecera cantonal	Cayambe.
Parroquias urbanas	Ayora y Juan Montalvo.
Parroquias rurales	Ascázubi, Sta. Rosa, Otón, Cangahua y Olmedo.

Figura. 3.2. Estructura política del cantón Cayambe

3.2.2. Límites.

Norte	Provincia de Imbabura.
Sur	DMQ y provincia de Napo.
Este	Provincia de Napo.
Oeste	Cantón Pedro Moncayo.

Figura. 3.3. Ubicación y límites del cantón Cayambe

3.2.3. Datos generales.

Fecha fundación	17 de abril de 1884.
Superficie	1,187 km2.
Temperatura media	14.8° C.
Altitud	2,830 m.s.n.m.

3.2.4. Datos de vivienda y cobertura eléctrica.

Parroquia	Altura (m.s.n.m)	Viviendas	Cobertura Eléctrica (%)
Cayambe	2,900	9,738	94.3
Cangahua	3,102	2,907	79.0
Olmedo	3,216	1,491	85.1
Ascázubi	2,593	946	93.1
Santa Rosa de Cusubamba	2,654	803	94.3
Otón	2,794	459	86.1
Total		**16,344**	**90.5**

Tabla. 3.2. Vivienda y cobertura eléctrica cantón Cayambe
(INEC-2001)

3.2.5. Datos de heliofanía y radiación solar.

Mes del año	Heliofanía (horas/sol)	Radiación Solar (Kwh/m^2)
Enero	171.2	4.632
Febrero	138.9	4.914
Marzo	153.1	4.385
Abril	157	4.497
Mayo	170.9	4.224
Junio	168.7	4.321
Julio	238.9	4.819
Agosto	239.3	5.437
Septiembre	209.6	4.969
Octubre	181.2	4.796
Noviembre	172	4.755
Diciembre	179.6	4.497

Tabla. 3.3. Heliofanía y radiación solar cantón Cayambe
(INAHMI-1998, Ministerio de Electricidad y Energías Renovables-2006)

3.2.6. Determinación y estudio del sector carente de electricidad.

Una vez analizada la extensión de la red eléctrica en el cantón (anexo 1), se pudo determinar que el sector de “Moras”, comunidad de “Carrera”, parroquia Cangahua carece de energía eléctrica (véase figura 3.4).

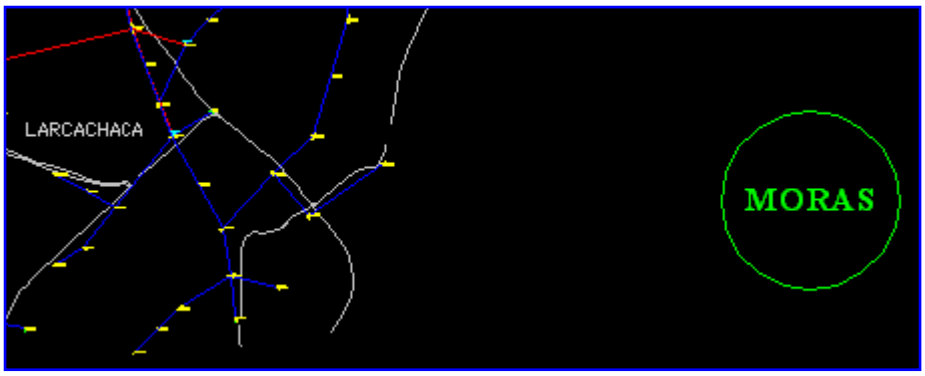


Figura. 3.4. Extensión de la red eléctrica convencional, cantón Cayambe

El sector "Moras" se encuentra a 2 Km de distancia de la comunidad de "Larcachaca" (zona energizada) a una altura de 3,352 m.s.n.m. Su población es de aproximadamente 1000 habitantes (de raza indígena que viven en extrema pobreza). Como medios de iluminación y comunicación, utilizan lámparas de combustible (querosene) y de baterías, velas, antorchas y muy pocos radios a pila. Poseen una casa comunitaria, donde los pobladores se congregan, una vez al mes, para analizar y solucionar problemas del sector; esto se lo realiza en horas de la tarde para aprovechar la luz solar.

3.2.7. Realización de la encuesta.

La mayoría de los pobladores del sector no hablan ni entienden muy bien el español, por lo que por medio del dirigente de la comunidad de "Carrera", el Sr. Bartolo Acero, pudimos explicarles a algunos de ellos lo que se pretendía realizar en el sector. Fue muy oportuno primeramente conversar con el dirigente de la comunidad y explicarles de los por menores del proyecto y su finalidad, debido a que no existía, en primera instancia, la predisposición necesaria, por los habitantes del sector, a colaborar con la realización de las encuestas. Una vez explicado la finalidad del proyecto, se procedió a recorrer la comunidad, en compañía del dirigente, para llegar a las viviendas y realizar las encuestas. Dado que es una comunidad pequeña en un área extensa y montañosa, la separación entre viviendas es muy grande y en muchos de los casos no tienen vías de acceso, por lo que se realizo las encuestas, en principio, a las viviendas accesibles. Posteriormente se determino y decidió encuestar, a la mayoría de los pobladores del sector, en la reunión mensual de la comunidad.

3.2.8. Análisis de la encuesta.

Realizadas las encuestas a 100 jefes de hogar del sector "Moras" y procesando los datos recopilados, el sector de arrojó la siguiente información:

Numero de habitantes promedio en cada hogar:
Cinco.

Tiempo de carencia de energía eléctrica:
Desde que viven en dicho sector, más de 60 años.

Solicitud de energía eléctrica:
Han solicitado en varias ocasiones, a la Empresa Eléctrica del Norte, pero su respuesta siempre ha sido que no existe presupuesto para atender su pedido.

Consecuencias por la falta de electricidad:

- La salud de los pobladores se ha visto afectada debido a la falta de unidades médicas en el sector, las cuales requieren de electricidad para que sus equipos funcionen.
- En la educación, por falta de energía eléctrica los pobladores no se pueden informar, aprender y conocer sobre sucesos que ocurren en el país y el mundo.
- Por falta de alumbrado público y el mal estado de las vías de acceso, los productos cosechados en el sector no pueden ser transportados con facilidad durante la noche.

Necesidades eléctricas básicas:
Casi en su totalidad de los pobladores encuestados lo único que requieren es de luz en sus viviendas para su iluminación. La mayoría de las viviendas son construidas de adobe sin ventanas y son de un solo dormitorio.

3.2.9. Conclusiones.

Analizada la información de las encuestas se concluye que el sector "Moras" de la Comunidad de "Carrera", parroquia Cangahua, no ha sido atendido su pedido de electrificación en muchas ocasiones por la falta de presupuesto de la Empresa Eléctrica del Norte. Debido a la carencia de energía eléctrica en el sector se han presentado las siguientes consecuencias económicas, sociales y culturales:

- Bajo nivel educativo.
- Deficiente accesibilidad vial interna y externa.
- Alto índice de desnutrición y enfermedades.
- Incomunicación.
- Pérdida de identidad cultural.
- Deficiente sistema de comercialización para productos de la zona.

El prototipo de SAF sería instalado en la casa comunal del sector por lo que tendrá que ser dimensionado de acuerdo sus características físicas y necesidades eléctricas:

Características Físicas

- Área = 254.52 [m^2].
  Largo = 25.20 [m].
  Ancho = 10.10 [m]

Necesidades eléctricas

- Luminarias.
- Tomacorriente para televisor/DVD.
- Tomacorriente para una computadora.
- Tomacorriente extra.

3.3. CANTÓN PEDRO MONCAYO

3.3.1. Estructura política.

Cabecera cantonal	Tabacundo.
Parroquias rurales	La Esperanza, Tocachi, Malchinguí y Tupigachi.

Figura. 3.5. Estructura política del cantón Pedro Moncayo

3.3.2. Límites.

Norte	Cantón Otavalo, Provincia de Imbabura.
Sur	Distrito Metropolitano de Quito y cantón Cayambe.
Este	Cantón Cayambe.
Oeste	Distrito Metropolitano de Quito.

Figura. 3.6. Ubicación y límites del cantón Pedro Moncayo

3.3.3. Datos generales.

Fecha fundación 26 de septiembre de 1911.

Superficie 333 km^2.

Temperatura media 13º C.

Altitud entre 1,730 y 4,300 m.s.n.m.

3.3.4. Datos de vivienda y cobertura eléctrica.

Parroquia	Altura (m.s.n.m)	Viviendas	Cobertura Eléctrica (%)
Tabacundo	2,900	2,938	94.5
La Esperanza	2,866	774	90.3
Malchinguí	2,818	970	90.2
Tocachi	2,944	411	86.9
Tupigachi	2,860	1,011	91.8
Total		**6,104**	**92.3**

Tabla. 3.4. Vivienda y cobertura eléctrica cantón Pedro Moncayo (INEC2001)

3.3.5. Datos de heliofanía y radiación solar.

Mes del año	Heliofanía (horas/sol)	Radiación Solar (Kwh/m^2)
Enero	171.2	4.800
Febrero	138.9	4.793
Marzo	153.1	4.696
Abril	157.0	4.736
Mayo	170.9	4.424
Junio	168.7	4.462
Julio	238.9	5.062
Agosto	239.3	5.502
Septiembre	209.6	5.277

Octubre	181.2	4.894
Noviembre	172.0	4.542
Diciembre	179.6	4.652

Tabla. 3.5. Heliofanía y radiación solar cantón Pedro Moncayo
(INAHMI-1998, Ministerio de Electricidad y Energía Renovables-2006)

3.3.6. Determinación y estudio del sector carente de electricidad.

Una vez analizada la extensión de la red eléctrica en el cantón (anexo 1), se pudo determinar que el sector de "Chaupiloma", parroquia Tabacundo carece en parte de energía eléctrica (véase figura 3.7).

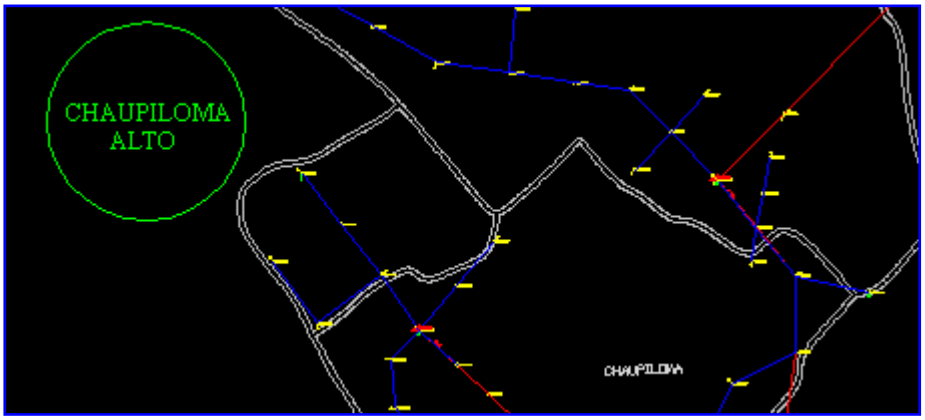


Figura. 3.7. Extensión de la red eléctrica convencional, cantón Pedro Moncayo

El sector "Chaupiloma" se encuentra a 2.3 Km de distancia de la vía panamericana (zona energizada) a una altura de 3,120 m.s.n.m. Su población es de aproximadamente 1300 habitantes de raza indígena. Esta comunidad ha sido atendida parcialmente por la Empresa Eléctrica del Norte, donde las viviendas ubicadas a pie y centro de la montaña, donde se ubica este sector, han sido atendidas casi en su totalidad; mientras que las viviendas que se encuentran a mayor altura, alrededor de 50 a 60 hogares, todavía no disponen el servicio.

3.3.7. Realización de la encuesta.

Al igual que en el sector de "Moras", cantón Cayambe, primeramente se tuvo que contactar con el dirigente y presidente de la comunidad de "Chaupiloma", el Sr. Elías

Castillo, al cual se le explicó lo que se pretendía realizar en el sector. Por buena fortuna el mismo día que se contactó con el Sr. Castillo, se realizó la reunión semanal de dirigentes de la comunidad, donde se pudo conversar con los pobladores de los por menores del proyecto. También se conoció que todos los jefes de hogar del sector alto de "Chaupiloma" iban a estar presentes en la próxima reunión, a la cual se asistió, facilitando la realización de la encuesta a la comuna.

3.3.8. Análisis de la encuesta.

Realizadas las encuestas a 30 jefes de hogar del sector "Chaupiloma" y procesado los datos recopilados, el sector de arrojó la siguiente información:

Numero de habitantes promedio en cada hogar:
Cuatro.

Tiempo de carencia de energía eléctrica:
El sector de Chaupiloma fue energizado hace 12 años, pero debido al constante crecimiento de su población, ésta se ha extendido hacia zonas más altas de la montaña.

Solicitud de energía eléctrica:
La comunidad del sector alto de "Chaupiloma" ha solicitado en numerosas ocasiones a la Empresa Eléctrica del Norte su electrificación. Pero por asuntos legales y falta de presupuesto, EMELNORTE, no ha podido atender su pedido.

Consecuencias por la falta de electricidad:

- Inseguridad por las noches.
- Incomunicación, se tiene que bajar a viviendas donde si hay luz para poder informarse.
- Han existido incendios de viviendas por el uso de velas para la iluminación en las noches.

Necesidades eléctricas básicas:

- Luminarias.
- Tomacorriente para televisión.
- Tomacorriente para radio.

3.3.9. Conclusiones.

Analizada la información de las encuestas se concluye que el sector "Chaupiloma", parroquia Tabacundo, ha sido atendido parcialmente el pedido de electrificación. La zona alta del sector no está aun energizada debido ha asunto legales y falta de presupuesto de la Empresa Eléctrica del Norte. Debido a la carencia de energía eléctrica en el sector se han presentado las siguientes consecuencias económicas, sociales y culturales:

- Inseguridad ciudadana, robos, asaltos, violaciones.
- Baja calidad de la educación.
- Desorganización social.
- Desamparo a grupos vulnerables.
- Limitada atención médica.

El prototipo de SAF sería instalado en una vivienda del sector por lo que tendrá que ser dimensionado de acuerdo sus características físicas y necesidades eléctricas:

Características Físicas

- Comedor, Cocina
  Área = 11.84 [m^2].
  Largo = 3.70 [m].
  Ancho = 3.20 [m].
- Dormitorio
  Área = 10.80 [m^2].
  Largo = 3.60 [m].
  Ancho = 3.00 [m].
- Baño
  Área = 2.04 [m^2].
  Largo = 1.70 [m].
  Ancho = 1.20 [m].

Necesidades eléctricas

- Luminarias.
- Tomacorriente para radio/CD.
- Tomacorriente para televisor.

- Tomacorriente extra.

3.4. CANTÓN SAN MIGUEL DE LOS BANCOS

3.4.1. Estructura política.

Cabecera cantonal	San Miguel de los Bancos.
Parroquias urbanas	San Miguel de los Bancos, Mindo.
Recintos	Santa Rosa, 1 de Mayo, Bello horizonte, San Tadeo, Jardines del sol, Brisas del Río blanco.

Figura. 3.8. Estructura política del cantón San Miguel de los Bancos

3.4.2. Límites.

Norte	Cantón Pedro Vicente Maldonado y Distrito Metropolitano de Quito.
Sur	Cantón Santo Domingo de los Colorados.
Este	Distrito Metropolitano de Quito.
Oeste	Cantón Santo Domingo de los Colorados.

Figura. 3.9. Ubicación y límites del cantón San Miguel de los Bancos

3.4.3. Datos generales.

Fecha fundación	2 de abril 1971
Superficie	801 km^2.
Temperatura media	18 a 23º C.
Altitud	1,100 m.s.n.m.

3.4.4. Datos de vivienda y cobertura eléctrica.

Parroquia	Altura (m.s.n.m)	Viviendas	Cobertura Eléctrica (%)
Los Bancos	1,010	1,816	77.7
Mindo	1,269	467	79.0
Total		**2,283**	**78.0**

Tabla. 3.6. Vivienda y cobertura eléctrica cantón San Miguel de los Bancos (INEC-2001)

3.4.5. Datos de heliofanía y radiación solar.

Mes del año	Heliofanía (horas/sol)	Radiación Solar (Kwh/m^2)
Enero	65.6	3.105
Febrero	85.6	3.490
Marzo	113.2	3.724
Abril	104.7	3.809
Mayo	79.6	3.297
Junio	63.1	2.816
Julio	67.3	2.923
Agosto	59.5	3.165
Septiembre	59.5	3.202
Octubre	53.9	2.903
Noviembre	52.6	2.895
Diciembre	72.1	2.884

Tabla. 3.7. Heliofanía y radiación solar cantón San Miguel de los Bancos (INAHMI-1998, Ministerio de Electricidad y Energía Renovables-2006)

3.4.6. Determinación y estudio del sector carente de electricidad.

Una vez analizada la extensión de la red eléctrica en el cantón (anexo 2), se pudo determinar que los sectores “Jardines del Sol” y “Colinas del Río Blanco”, parroquia San Miguel de los Bancos y parroquia Mindo respectivamente, carecen o es deficiente el servicio de energía eléctrica (véase figura 3.10).

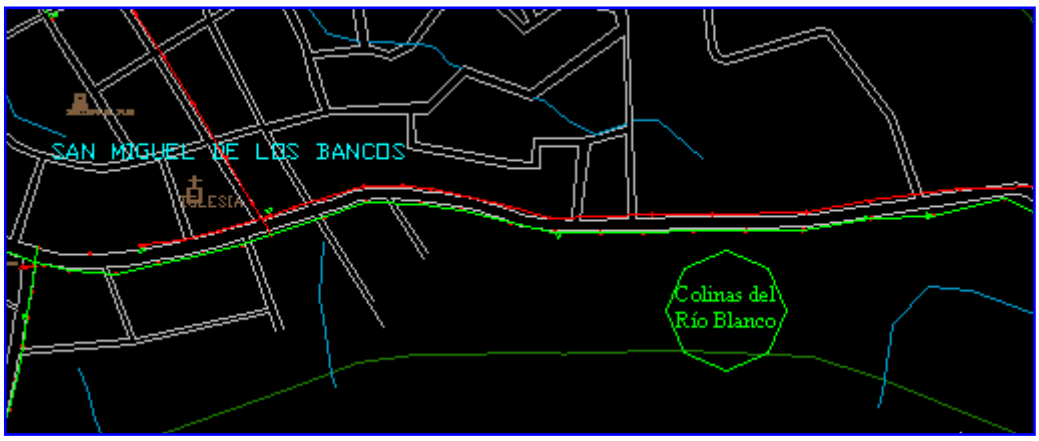


Figura. 3.10. Extensión de la red eléctrica convencional, cantón San Miguel de Los Bancos

Los sectores "Jardines del Sol" y "Colinas del Rió Blanco" se encuentran a 300 m de la vía Quito-Los Bancos (zona energizada) a una altura de 1,082 y 1,100 m.s.n.m. Su población es de aproximadamente 250 habitantes por sector. Debido a que estas comunidades se encuentran cerca de la red eléctrica pública, los habitantes han extendido cables hacia sus viviendas para poder satisfacer sus necesidades eléctricas. Se debe recalcar que es ilegal este procedimiento debido a que no tienen autorización de la Empresa Eléctrica Quito para hacerlo, además de que es inseguro y peligroso, ya que no cumplen con las normas, regulaciones y protecciones adecuadas para brindar seguridad tanto para las personas como para los artefactos eléctricos.

3.4.7. Realización de la encuesta.

Se contactó con los dirigentes de las comunidades "Jardines del Sol" y "Colinas del Río Blanco", el Sr. Juan Cueva y el Sr. Luís Coral, y se les explicó lo que se pretendía realizar en estos sectores. Se conversó con algunos de los pobladores, ese mismo día, y pudimos encuestarlos, pero a su mayoría se lo realizó en la reunión de la comunidad. En general existió una buena predisposición de los encuestados.

3.4.8. Análisis de la encuesta.

Realizadas las encuestas a 30 y a 46 jefes de hogar del sector "Jardines del Sol" y "Colinas del Río Blanco" respectivamente y procesando los datos recopilados, estos sectores arrojaron la siguiente información:

Numero de habitantes promedio en cada hogar:
Jardines del Sol: 5
Colinas del Río Blanco: 4

Tiempo de carencia de energía eléctrica:
Jardines del Sol: Hace más de cuatro años.
Colinas del Río Blanco: Hace más de dos años.

Solicitud de energía eléctrica:

Jardines del Sol: El 70 % de los encuestados no han solicitado a la Empresa Eléctrica Quito.

Colinas del Río Blanco: El 67.4 % de los encuestados si han solicitado a la Empresa Eléctrica Quito.

Consecuencias por la falta de electricidad o mal uso de la misma:

Jardines del Sol:

- Falta de iluminación en algunas viviendas.
- La iluminación en viviendas es deficiente.
- Quema de artefactos eléctricos.
- Falta de información de eventos del país y el mundo.
- Los productos alimenticios se dañan.
- Impedimento en colocar negocios propios en el sector.
- Inseguridad.
- Insatisfacción de necesidades.

Colinas del Río Blanco:

- Quema de electrodomésticos.
- No hay alumbrado publico.
- Utilización de velas para la iluminación de las viviendas.
- Falta de información de eventos del país y el mundo.
- Inseguridad: riñas, robos, asaltos, violaciones.
- Servicio deficiente de electricidad.
- Insatisfacción de necesidades.

Necesidades eléctricas básicas:

Jardines del Sol:

- Luminarias.
- Tomacorriente para refrigeradora.
- Tomacorriente para televisor.
- Tomacorriente para equipo de sonido.
- Tomacorriente extra

Colinas del Río Blanco:

- Luminarias.
- Tomacorriente para refrigeradora/congeladora.
- Tomacorriente para microondas.
- Tomacorriente para equipo de sonido.
- Tomacorriente para televisor.
- Tomacorriente para secadora/lavadora
- Tomacorriente extra.

3.4.9. Conclusiones.

Analizada la información de las encuestas se concluye que el sector "Jardines del Sol", parroquia Mindo, no ha sido atendido el pedido de electrificación. Se debe recalcar que esta comunidad fue edificada sobre terrenos que no pertenecían, ni pertenecen a los pobladores del sector, por ende, la Empresa Eléctrica Quito no puede atender su pedido debido a que los terrenos en cuestión no son legales. Por ello los habitantes, ilegalmente, han extendido cables desde la red eléctrica publica hacia sus viviendas para poder satisfacer, así, sus necesidades; es por eso que la mayoría de encuestados del sector se queja por mal funcionamiento de sus electrodomésticos.

En el sector de "Colinas del Río blanco", la situación es distinta ya que los terrenos donde se asienta la comunidad son legales y por tanto el pedido de electrificación ha sido atendido parcialmente. Los moradores se han quejado por que existe tan solo un medidor para todo el sector y que el servicio de energía eléctrica es muy deficiente. En este sector existen también muchas viviendas que no tienen electricidad y que hasta el día de hoy la Empresa Eléctrica Quito no ha atendido su solicitud debido a que no le ha prestado la suficiente atención al tema. También aquí algunos de los habitantes han optado por extender cables de poder a sus viviendas. Debido a la carencia de energía eléctrica en estos sectores se han presentado las siguientes consecuencias económicas, sociales y culturales:

- Falta de interés comunitario para mejorar sus condiciones de vida.
- No se buscan nuevos mercados.
- Desunión y conflictos entre las comunidades.
- Falta de equipamiento de salud.
- Marginación a los pueblos pequeños.

- Falta de equipamiento para mejorar la educación.
- Bajo nivel de vida por la carencia y el déficit del servicio eléctrico.
- Desinformación de eventos que ocurren en el país
- Las parroquias no cuenta con una planta turística adecuada para aprovechar el potencial turístico.

El prototipo de SAF será instalado en una vivienda que pueda ser utilizada también como una pequeña tienda para el sector "Colinas del Rió Blanco" lo que tendrá que ser dimensionado de acuerdo sus características físicas y necesidades eléctricas:

Características Físicas

- Cocina, comedor:
  Área = 6.77 [m^2].
  Largo = 3.30 [m].
  Ancho = 2.05 [m].
- Dormitorio:
  Área = 5.50 [m^2].
  Largo = 2.50 [m].
  Ancho = 2.20 [m].

Necesidades Eléctricas

- Luminarias.
- Tomacorriente para refrigeradora.
- Tomacorriente para radio.
- Tomacorriente para televisor.

3.5. CANTÓN PEDRO VICENTE MALDONADO

3.5.1. Estructura política.

Cabecera cantonal	Pedro Vicente Maldonado.
Parroquia	Pedro Vicente Maldonado.

Figura. 3.11. Estructura política del cantón Pedro Vicente Maldonado

3.5.2. Límites.

Norte	Provincia de Imbabura
Sur	Cantón San Miguel de los Bancos y Santo Domingo de los Colorados.
Este	Cantón San Miguel de los Bancos y Distrito Metropolitano de Quito.
Oeste	Cantón Puerto Quito.

Figura. 3.12. Ubicación y límites del cantón Pedro Vicente Maldonado

3.5.3. Datos generales.

Fecha fundación 15 de enero de 1992.

Superficie 657 km^2.

Temperatura media 24 a 27º C.

Altitud 600 m.s.n.m.

3.5.4. Datos de vivienda y cobertura eléctrica.

Parroquia	Altura (m.s.n.m)	Viviendas	Cobertura Eléctrica (%)
Pedro Vicente Maldonado	600	2,213	80.8
Total		**2,213**	**80.8**

Tabla. 3.8. Vivienda y cobertura eléctrica cantón Pedro Vicente Maldonado (INEC-2001)

3.5.5. Datos de heliofanía y radiación solar.

Mes del año	Heliofanía (horas/sol)	Radiación Solar (Kwh/m^2)
Enero	65.6	3.105
Febrero	85.6	3.490
Marzo	113.2	3.724
Abril	104.7	3.809
Mayo	79.6	3.297
Junio	63.1	2.816
Julio	67.3	2.923
Agosto	59.5	3.165
Septiembre	59.5	3.202
Octubre	53.9	2.903
Noviembre	52.6	2.895
Diciembre	72.1	2.884

Tabla. 3.9. Heliofanía y radiación solar cantón Pedro Vicente Maldonado (INAHMI-1998, Ministerio de Electricidad y Energías Renovables-2006)

3.5.6. Determinación y estudio del sector carente de electricidad.

Una vez analizada la extensión de la red eléctrica en el cantón (anexo 2), se pudo determinar que el recinto "Nueva Unión", parroquia Pedro Vicente Maldonado carece de energía eléctrica (véase figura 3.13).

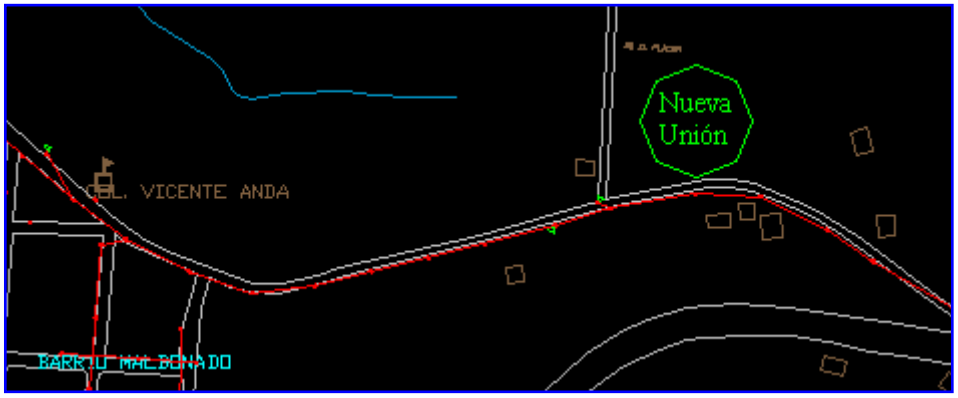


Figura. 3.13. Extensión de la red eléctrica convencional, cantón Pedro Vicente Maldonado

El recinto "Nueva unión" se encuentra a 200 m de distancia de la avenida principal del cantón (zona energizada) a una altura de 600 m.s.n.m. Su población es de aproximadamente 200 habitantes. El tipo de vivienda en este sector es de caña guadua, material propenso a propagar llama; por tanto a corren el riesgo de fácilmente incendiarse debido al uso de velas para su iluminación en las noches.

3.5.7. Realización de la encuesta.

Se contacto con el dirigente de la comunidad, el Sr. Nicolás Poma, para que nos indique la ubicación exacta del recinto. Una vez que se localizó la zona se empezó a recorrer las viviendas con la finalidad de encuestar a los jefes de hogar. Debido a que la zona donde se encuentra ubicado este recinto es irregular, con mucho manglar, el acceso a algunas viviendas es complicado; por tanto se limitó a encuestar a los habitantes, cuyas viviendas sean accesibles. La predisposición de la gente no fue de la mejor pero esto se debe al permanente abandono que han sufrido de parte de las autoridades seccionales.

3.5.8. Análisis de la encuesta.

Realizadas las encuestas a 15 jefes de hogar del recinto "Nueva Unión" y procesando los datos recopilados, el recinto arrojo la siguiente información:

Numero de habitantes promedio en cada hogar:

Cinco.

Tiempo de carencia de energía eléctrica:

Desde que se formó el recinto hace más de 5 años.

Solicitud de energía eléctrica:

El 75 % de los encuestados no ha solicitado electrificación a la Empresa Eléctrica Quito.

Consecuencias por la falta de electricidad:

- Incendios de viviendas por el uso de velas para su iluminación.
- Incomunicados con los eventos del país y el mundo.
- Inseguridad: robos, asaltos.
- No existen escuelas en el sector.
- Poca integración con la sociedad.

Necesidades eléctricas básicas:

- Luminarias
- Tomacorriente para refrigeradora
- Tomacorriente para televisión.
- Tomacorriente para ventilador.
- Tomacorriente para radio.
- Tomacorriente extra.

3.5.9. Conclusiones.

Analizada la información de las encuestas se concluye que el recinto "Nueva Unión", parroquia Pedro Vicente Maldonado, no ha sido atendido el pedido de electrificación debido a la falta de coordinación de sus moradores y que estos no son unidos. Algunos de los terrenos donde se asienta este recinto no son legales por lo que dificulta el pedido de electrificación. Debido a la carencia de energía eléctrica en el sector se han presentado las siguientes consecuencias económicas, sociales y culturales:

- Falta de interés de los moradores para conformar comités barriales.
- Falta de centros educativos en el sector.

- Pérdida de identidad.
- Inseguridad ciudadana.
- No existe visión a futuro.
- Falta de comunicación con los eventos del país.

El prototipo de SAF sería instalado en una vivienda del recinto por lo que tendrá que ser dimensionado de acuerdo sus características físicas y necesidades eléctricas:

Características Físicas

- Comedor, Cocina, Dormitorio
  Área = 10.08 [m^2].
  Largo = 3.20 [m].
  Ancho = 3.15 [m].

Necesidades Eléctricas

- Luminarias.
- Tomacorriente para televisor.
- Tomacorriente para ventilador.
- Tomacorriente para refrigeradora.

3.6. CANTÓN PUERTO QUITO

3.6.1. Estructura política.

Cabecera cantonal	Puerto Quito.
Parroquia	Puerto Quito.

Figura. 3.14. Estructura política del cantón Puerto Quito

3.6.2. Límites.

Norte	Provincia de Esmeraldas.
Sur	Cantón Santo Domingo de los Colorados.
Este	Cantón Pedro Vicente Maldonado.
Oeste	Provincia de Esmeraldas.

Figura. 3.15. Ubicación y límites del cantón Puerto Quito

3.6.3. Datos generales.

Fecha fundación	1 de abril de 1996
Superficie	719 km^2.
Temperatura media	24 a 36º C.
Altitud	200 m.s.n.m.

3.6.4. Datos de vivienda y cobertura eléctrica.

Parroquia	Altura (m.s.n.m)	Viviendas	Cobertura Eléctrica (%)
Puerto Quito	200	3,614	62.5
Total		**3,614**	**62.5**

Tabla. 3.10. Vivienda y cobertura eléctrica cantón Puerto Quito (INEC-2001)

3.6.5. Datos de heliofanía y radiación solar.

Mes del año	Heliofanía (horas/sol)	Radiación Solar (Kwh/m^2)
Enero	65.6	3.954
Febrero	85.6	4.312
Marzo	113.2	4.187
Abril	104.7	3.972
Mayo	79.6	4.106
Junio	63.1	4.224
Julio	67.3	4.413
Agosto	59.5	4.037
Septiembre	59.5	3.386
Octubre	53.9	3.308
Noviembre	52.6	2.897
Diciembre	72.1	2.877

Tabla. 3.11. Heliofanía y radiación solar cantón Puerto Quito
(INAHMI-1998, Ministerio de Electricidad y Energías Renovables-2006)

3.6.6. Determinación y estudio del sector carente de electricidad.

Una vez analizada la extensión de la red eléctrica en el cantón (anexo 2), se pudo determinar que el recinto "San Juan de Puerto Quito", parroquia Puerto Quito carece de energía eléctrica (véase figura 3.16).

Figura. 3.16. Extensión de la red eléctrica convencional, cantón Puerto Quito

El recinto "San Juan de Puerto Quito" se encuentra a 1.3 Km de distancia de la (zona energizada) a una altura de 200 m.s.n.m. Su población es de aproximadamente 300 habitantes. Las viviendas no tienen vías de acceso y su ingreso es peligroso debido a que hay que cruzar una quebrada profunda y por la existencia de manglar.

3.6.7. Realización de la encuesta.

No se pudo contactar con ningún dirigente, pero preguntando a los pobladores del cantón, se pudo conocer que el sector de "San Juan de Puerto Quito" aun no esta electrificado. Se llegó a la zona y por medio de un morador del recinto pudimos acercarnos lo máximo, por automóvil, para después caminar hasta el sector. Tomó alrededor de 30 minutos de caminata hasta encontrar el recinto, y debido a las intensas lluvias, el terreno estaba muy pantanoso por lo que se tomó las precauciones pertinentes. Una vez en el lugar se procedió a encuestar a algunos de los habitantes del sector.

3.6.8. Análisis de la encuesta.

Realizadas las encuestas a los 10 jefes de familia del recinto "San Juan de Puerto Quito" y procesando los datos recopilados, el recinto arrojó la siguiente información:

Numero de habitantes promedio en cada hogar:

Cinco.

Tiempo de carencia de energía eléctrica:

Más de 15 años.

Solicitud de energía eléctrica:

Han solicitado a la Empresa Eléctrica Quito pero no han atendido su petición.

Consecuencias por la falta de electricidad:

- Desinformación de eventos del país.
- Falta de centros de salud.
- No existen centros educativos.
- No se puede ingresar al recinto en las noches.
- Falta de comercio.

Necesidades eléctricas básicas:

- Luminarias dentro de la vivienda.
- Luminaria fuera de la vivienda.
- Tomacorriente para refrigeradora.
- Tomacorriente para televisor.
- Tomacorriente para ventilador.
- Tomacorriente extra.

3.6.9. Conclusiones.

Analizada la información de las encuestas se concluye que el recinto "San Juan de Puerto Quito", parroquia Puerto Quito, no ha sido atendido el pedido de electrificación por parte de la Empresa Eléctrica Quito. Como se explicó en el punto 3.6.6 el sitio donde se asienta este sector es muy irregular, su acceso es peligroso y por su ubicación geográfica,

la presencia de culebras, tarántulas y otros animales venenosos complican aun más el ingreso al recinto. Por esta razón, los moradores, demandan un centro medico para atender aquellas personas, especialmente niños, que hayan sufrido de mordeduras venenosas. Debido a la carencia de energía eléctrica en el sector se han presentado las siguientes consecuencias económicas, sociales y culturales:

- Falta de comunicación, existe desinformación.
- Baja población estudiantil.
- Falta de centro de salud.
- Pérdida de identidad y de valores
- Falta de colaboración comunitaria.

El prototipo de SAF será instalado en un centro de salud (a construirse) del recinto por lo que tendrá que ser dimensionado de acuerdo sus características físicas y necesidades eléctricas:

Características Físicas

- Sala principal
  Área = 5.81 [m^2].
  Largo = 2.70 [m].
  Ancho = 2.15 [m].
- Baño
  Área = 1.31 [m^2].
  Largo = 1.25 [m].
  Ancho = 1.05 [m].

Necesidades Eléctricas

- Luminarias.
- Tomacorriente para congeladora de vacunas.
- Tomacorriente radio/CD.
- Tomacorriente para ventilador.

3.7. CANTÓN SANTO DOMINGO DE LOS COLORADOS

3.7.1. Estructura política.

Cabecera cantonal	Santo Domingo de los Colorados.
Parroquias urbanas	Santo Domingo de los Colorados, Chiguilpe, Río Verde, Bombolí, Zaracay, Abraham Calazacón, Río Toachi.
Parroquias rurales	Alluriquín, Puerto Limón, Luz de América, San Jacinto del Búa, Valle Hermoso.

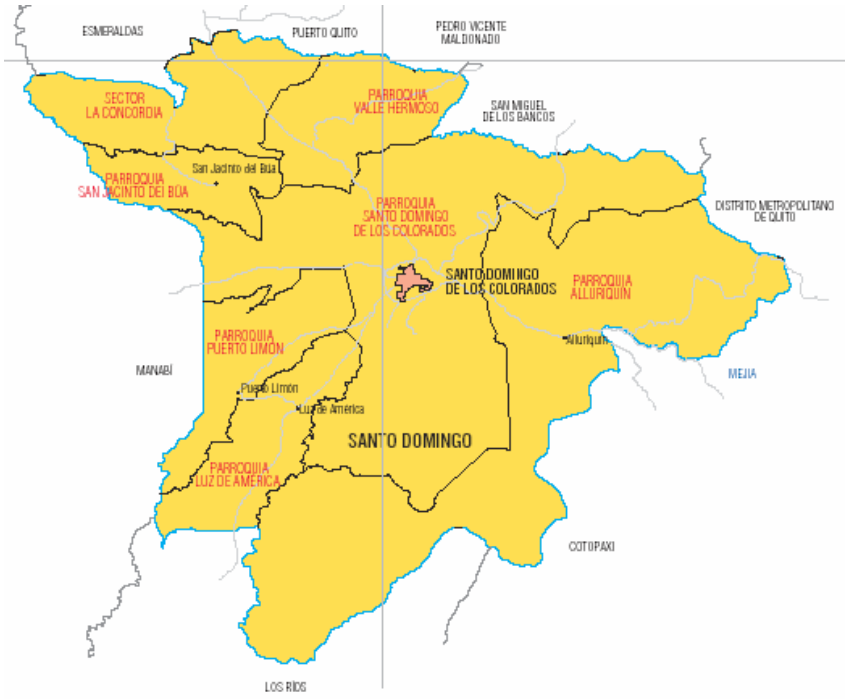


Figura. 3.17. Estructura política del cantón Santo Domingo de los Colorados

3.7.2. Límites.

Norte	Cantones Puerto Quito, Pedro Vicente Maldonado y Los Bancos.
Sur	Cantones Pangua y Quevedo de las provincias de Cotopaxi y Los Ríos.
Este	Cantón Mejía y Distrito Metropolitano de Quito, Latacunga y Pangua.
Oeste	Cantones Quevedo, El Carmen y Rosa Zárate (Quinindé).

Figura. 3.18. Ubicación y límites del cantón Santo Domingo de los Colorados

3.7.3. Datos generales.

Fecha fundación	23 de julio de 1883
Superficie	3,857 km^2.
Temperatura media	24º C.
Altitud	550 m.s.n.m.

3.7.4. Datos de vivienda y cobertura eléctrica.

Parroquia	Altura (m.s.n.m)	Viviendas	Cobertura Eléctrica (%)
Santo Domingo	550	54,042	94.1
Puerto Limón	288	1,810	77.8
Luz de América	306	1,906	82.5
Alluriquín	767	3,582	69.2
Total			**90.9**

Tabla. 3.12. Vivienda y cobertura eléctrica cantón Santo Domingo de los Colorados (INEC-2001)

3.7.5. Datos de heliofanía y radiación solar.

Mes del año	Heliofanía (horas/sol)	Radiación Solar (Kwh/m^2)
Enero	65.6	2.856
Febrero	85.6	3.189
Marzo	113.2	3.500
Abril	104.7	3.577
Mayo	79.6	3.107
Junio	63.1	2.852
Julio	67.3	3.045
Agosto	59.5	3.099
Septiembre	59.5	3.110
Octubre	53.9	3.937
Noviembre	52.6	2.810
Diciembre	72.1	2.765

Tabla. 3.13. Heliofanía y radiación solar cantón Santo Domingo de los Colorados (INAHMI-1998, Ministerio de Electricidad y Energías Renovables-2006)

3.7.6. Determinación y estudio del sector carente de electricidad.

Por la topografía plana del cantón Santo Domingo, la mayoría de las comunidades del área rural se dedican a la ganadería. Esta actividad es el único medio de supervivencia de los habitantes de la zona, por lo tanto, deben precautelarse que las pocas cabezas de ganado que poseen no se pierdan ni se mueran. Generalmente en las noches el ganado tiende a sobrepasar las verjas de alambre de púas, por tanto, se extravían o se quedan enredadas con el mismo alambre causando heridas graves al animal e incluso hasta su muerte.

Todo lo antes explicado conlleva a que la actividad ganadera de la comunidad se vea afectada, ya que los animales tienden a perderse o herirse con mucha regularidad. Por tanto se consideró necesario la instalación de un pequeño SAF en orden de energizar los alambres de púas de las verjas para que de esta forma el ganado que trate de sobrepasar el cerco reciba una descarga eléctrica considerable, de modo de asustarlo y alejarlo.

3.7.7. Realización de la encuesta.

Al momento de llegar a la parroquia de Puerto Limón, se procedió a conversar con los moradores de la comunidad "La independencia", donde la mayoría de los hogares están electrificados. Se conversó con las personas y se les explico lo que se pretendía realizar. En esta conversación surgió el problema del ganado que posee la comunidad, y siendo un asunto que puede ser solucionado por medio de los SAF, se consideró su implementación en el sector.

3.7.8. Conclusiones.

Analizada la información del sector "La independencia", parroquia Puerto Limón, se determinó que la economía de los moradores del sector se ha visto afectada por el extravió o la muerte de las cabezas de ganado, por ello un prototipo de SAF sería instalado en un lote donde se encuentra el ganado, el cual tendrá que ser dimensionado de acuerdo sus características físicas y necesidades eléctricas:

Características Físicas
Área = 1214.75 [m^2].
Largo = 50.30 [m].
Ancho = 24.15 [m].

Necesidades Eléctricas

- Electrificación del perímetro.

3.8. CANTÓN MEJÍA

3.8.1. Estructura política.

Cabecera cantonal	Machachi.
Parroquias rurales	Alóag, Aloasí, Manuel Cornejo Astorga (Tandapi), Cutuglahua, Chaupi, Tambillo, Uyumbicho.

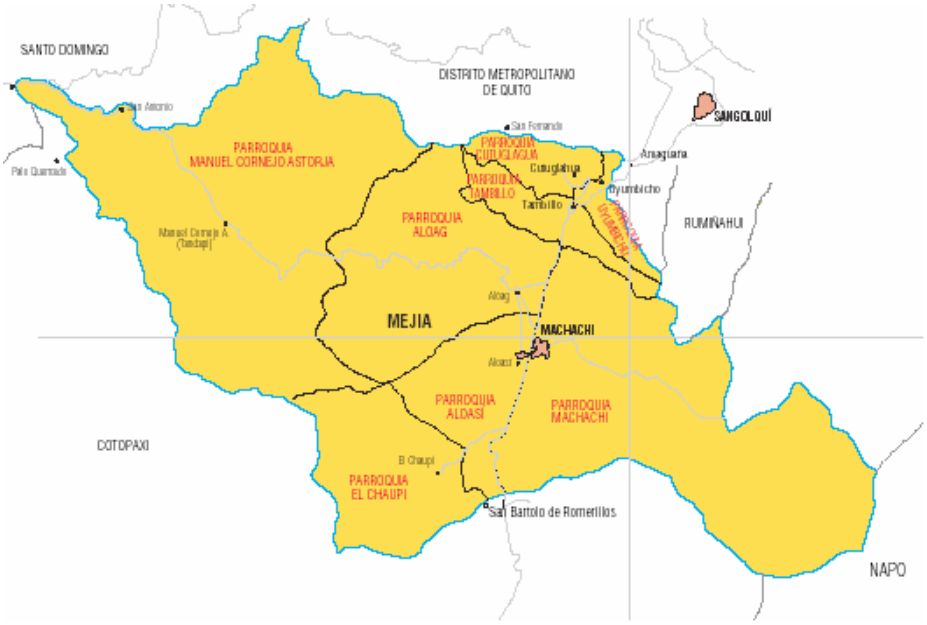


Figura. 3.20. Estructura política del cantón Mejía

3.8.2. Límites.

Norte	Cantón Rumiñahui, Distrito Metropolitano de Quito y Santo Domingo.
Sur	Provincia de Cotopaxi.
Este	Provincia de Napo.
Oeste	Provincia de Cotopaxi y cantón Santo Domingo.

Figura. 3.21. Ubicación y límites del cantón Mejía

3.8.3. Datos generales.

Fecha fundación 23 de julio de 1883.

Superficie 1,459 km^2.

Temperatura media 1.8 a 21.5º C.

Altitud 600 a 4,750 m.s.n.m.

3.8.4. Datos de vivienda y cobertura eléctrica.

Parroquia	Altura (m.s.n.m)	Viviendas	Cobertura Eléctrica (%)
Machachi	3,100	5,221	95.5
Alóag	3,040	1,820	91.9
Aloasí	3,007	1,534	95.0
Cutuglahua	3,000	2,260	91.8
El Chaupi	3,411	301	92.7
Manuel Cornejo Astorga	1,561	734	60.9
Tambillo	2,796	1,539	94.9
Uyumbicho	2,790	952	95.1
Total		**14,361**	**92.5**

Tabla. 3.14. Vivienda y cobertura eléctrica cantón Mejía (INEC-2001)

3.8.5. Datos de heliofanía y radiación solar.

Mes del año	Heliofanía (horas/sol)	Radiación Solar (Kwh/m^2)
Enero	161.6	2.856
Febrero	129.5	3.189
Marzo	126.3	3.500
Abril	126.3	3.577
Mayo	151.0	3.107
Junio	169.0	2.852
Julio	205.9	3.045
Agosto	202.4	3.099

Septiembre	163.8	3.110
Octubre	159.3	3.937
Noviembre	156.1	2.810
Diciembre	162.9	2.765

Tabla. 3.15. Heliofanía y radiación solar cantón Mejía, sector Tandapi.
(INAHMI-1998, Ministerio de Electricidad y Energías Renovables-2006)

3.8.6. Determinación y estudio del sector carente de electricidad.

Una vez analizada la extensión de la red eléctrica en el cantón (anexo 3), se pudo determinar que los sectores de "El Paraíso", "EL Mirador", "Los Olivos", "Peñas Blancas", "Sarapullo Alto" y "Sarapullo Bajo", parroquia Manuel Cornejo Astorga carecen de energía eléctrica (véase figura 3.22).

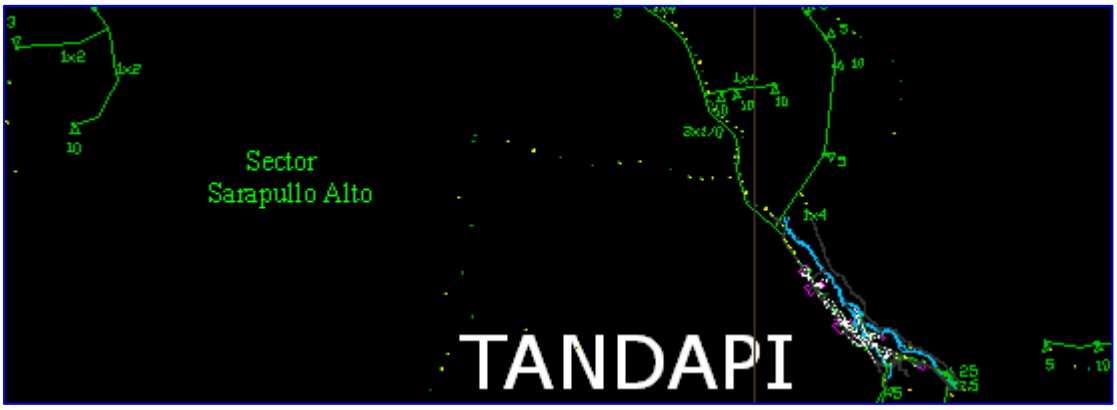


Figura. 3.22. Extensión de la red eléctrica convencional, cantón Mejía

El sector "Sarapullo alto" se encuentra a 15 Km de distancia de la comunidad de "Atenas" (zona energizada) a una altura de 1,652 m.s.n.m. Su población es de aproximadamente 200 habitantes. La vía de acceso al lugar se encuentra en condición deplorable, y la distancia de la comunidad a la vía, Tandapi – Santo Domingo, es de aproximadamente 50 Km; por lo que el ingreso a las comunidades ubicadas en esta zona es muy difícil.

3.8.7. Realización de la encuesta.

Una vez que se llegó a la población de Tandapi se converso con el presidente de la Junta Parroquial, el Sr. Segundo Yugsi, para poder conocer los sectores que carecen de energía eléctrica en la parroquia. Se conoció que una de las comunidades mas afectadas por la carencia de electricidad es la de "Sarapullo Alto". Se llegó al lugar pero con mucha dificultad debido al pésimo estado de la vía. Una vez en el lugar se constató la existencia de una pequeña escuelita, donde sería apropiado en primera instancia la instalación de un SAF.

3.8.8. Análisis de la encuesta.

Se realizó las encuestas 10 jefes de hogar del sector "Sarapullo Alto" y procesando los datos recopilados, el sector arrojó la siguiente información:

Numero de habitantes promedio en cada hogar:

Cinco.

Tiempo de carencia de energía eléctrica:

Más de 50 años.

Solicitud de energía eléctrica:

El 75% de los encuestados si ha solicitado a la Empresa Eléctrica Santo Domingo.

Consecuencias por la falta de electricidad:

- En la educación de los niños y adolescentes
- No se puede instalar bombas de agua.
- Desinformación.
- En la salud de los moradores.
- Insatisfacción de necesidades.

Necesidades eléctricas básicas:

- Luminarias.
- Tomacorriente para televisor.

- Tomacorriente para refrigeradora.
- Tomacorriente para radio

3.8.9. Conclusiones.

Analizada la información de las encuestas se concluye que el sector "Sarapullo Alto", parroquia Manuel Cornejo Astorga, no ha sido atendido el pedido de electrificación por parte de la Empresa Eléctrica Quito debido a que el sector carece de adecuadas vías de acceso y por que no se justifica el gasto que implica el proyecto para una comunidad tan pequeña. Debido a la carencia de energía eléctrica en el sector se han presentado las siguientes consecuencias económicas, sociales y culturales:

- Equipamiento de salud insuficiente.
- Bajo nivel educativo.
- Bajo confort de vida.
- Falta de plantas de agua.
- Deficiente desarrollo de actividades sociales.
- Incomunicación.

El prototipo de SAF sería instalado en una escuela de la comunidad lo que tendrá que ser dimensionado de acuerdo sus características físicas y necesidades eléctricas:

Características Física

Área = 20.32 [m^2].

Largo = 6.12 [m].

Ancho = 3.32 [m].

Necesidades Eléctricas

- Luminarias.
- Tomacorriente para radio/televisor.
- Tomacorriente para una computadora.
- Tomacorriente extra.

3.9. CANTÓN RUMIÑAHUI

3.9.1. Estructura política.

Cabecera cantonal	Sangolquí.
Parroquias urbanas	Sangolquí, San Pedro de Taboada, San Rafael.
Parroquias rurales	Cotogchoa, Rumipamba.

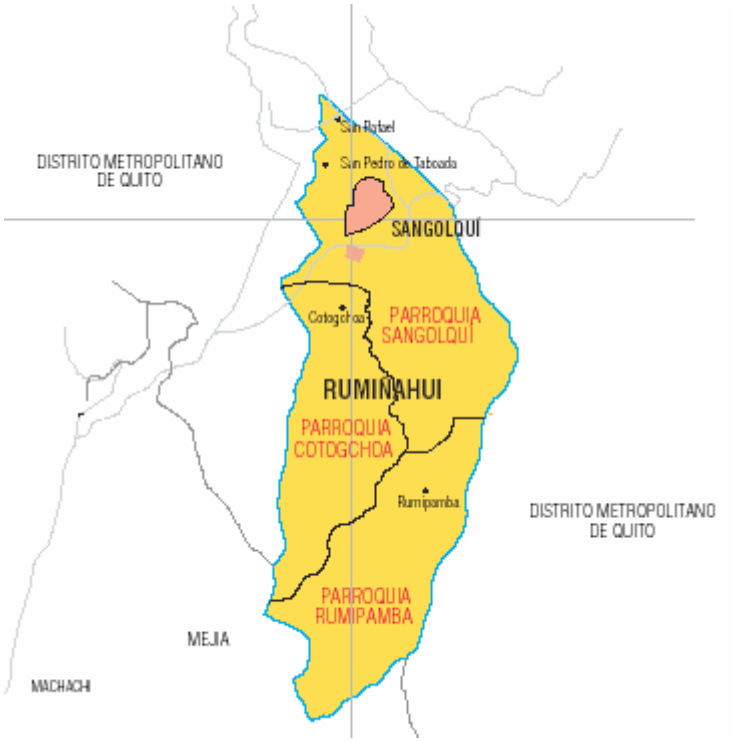


Figura. 3.23. Estructura política del cantón Rumiñahui

3.9.2. Límites.

Norte, Este y Oeste	Distrito Metropolitano de Quito.
Sur	Cantón Mejía.

Figura. 3.24. Ubicación y límites del cantón Rumiñahui

3.9.3. Datos generales.

Fecha fundación	31 de mayo de 1938.
Superficie	134 km^2.
Temperatura media	16.4º C.
Altitud	2,550 m.s.n.m.

3.9.4. Datos de vivienda y cobertura eléctrica.

Parroquia	Altura (m.s.n.m)	Viviendas	Cobertura Eléctrica (%)
Sangolquí	2,550	15,534	97.5
Cotogchoa	2,610	664	91.7
Total		**16,302**	**97.2**

Tabla. 3.16. Vivienda y cobertura eléctrica cantón Rumiñahui (INEC-2001)

3.9.5. Datos de heliofanía y radiación solar.

Mes del año	Heliofanía (horas/sol)	Radiación Solar (Kwh/m^2)
Enero	185.0	4.326
Febrero	154.2	4.383
Marzo	141.4	4.702
Abril	143.0	4.272
Mayo	161.2	4.178
Junio	191.6	4.311
Julio	224.2	5.297
Agosto	231.4	5.043
Septiembre	185.0	4.912
Octubre	174.6	4.415
Noviembre	171.7	4.522
Diciembre	180.1	4.414

Tabla. 3.17. Heliofanía y radiación solar cantón Rumiñahui
(INAHMI-1998, Ministerio de Electricidad y Energías Renovables-2006)

3.9.6. Determinación y estudio del sector carente de electricidad.

Una vez analizada la extensión de la red eléctrica en el cantón (anexo 2), se pudo determinar que el sector de "Miraflores", parroquia Cotogchoa carece de energía eléctrica (véase figura 3.25).

Figura. 3.25. Extensión de red eléctrica convencional, cantón Rumiñahui

El sector "Miraflores" se encuentra a 300 m de distancia del barrio Cotogchoa (zona energizada) a una altura de 2,646 m.s.n.m. Su población es de aproximadamente 120 habitantes que viven en extrema pobreza. Debido a la irregularidad del terreno y por falta de vías de acceso la empresa eléctrica, aun, no ha podido energizar la zona. Se observó que algunas de las viviendas han extendido cables de poder de viviendas próximas electrificadas para poder atender sus necesidades eléctricas.

3.9.7. Realización de la encuesta.

Se llegó a la junta parroquial del barrio "Cotogchoa", para poder conversar con el presidente, el Dr. Edgar Pontón, para proceder a explicarle lo que se pretende realizar en el sector. El Dr. nos dirigió al sector "Miraflores" y debido a la falta de vías de acceso, se tuvo que ingresar a las viviendas a pie cruzando una pequeña quebrada y un potrero pantanoso. Una vez en la zona se pudo conversar con algunos de los habitantes de las viviendas, donde se procedió a encuestarlos. Hubo una excelente predisposición de los moradores.

3.9.8. Análisis de la encuesta.

Realizadas las encuestas 15 jefes de hogar del sector "Miraflores" y procesando los datos recopilados, el sector arrojó la siguiente información:

Numero de habitantes promedio en cada hogar:
Cuatro.

Tiempo de carencia de energía eléctrica:
Más de 30 años.

Solicitud de energía eléctrica:
El 73.33% de los encuestados si ha solicitado a la Empresa Eléctrica Quito.

Consecuencias por la falta de electricidad:

- En la educación de los niños y adolescentes, no pueden estudiar ni realizar sus tareas adecuadamente por la falta de iluminación.
- En lo laboral, no se puede realizar tareas ni trabajos en la noche.

- Desinformación de eventos del país.
- Inseguridad.
- No se puede poseer electrodomésticos.
- Insatisfacción de necesidades.

Necesidades eléctricas básicas:

- Luminarias.
- Tomacorriente para televisor.
- Tomacorriente para refrigeradora.
- Tomacorriente para equipo de sonido.
- Tomacorriente para licuadora.
- Tomacorriente para plancha.

3.9.9. Conclusiones.

Analizada la información de las encuestas se concluye que el sector "Miraflores", parroquia Cotogchoa, no ha sido atendido el pedido de electrificación por parte de la Empresa Eléctrica Quito debido a que el sector carece de vías de acceso y por falta de presupuesto. Se debe señalar que al momento de electrificar el barrio "Cotogchoa", hace más de 20 años, no fue tomada en cuenta el sector "Miraflores". Los hogares que se encuentran más cercanos a la red eléctrica, han extendido cables a sus hogares para poder satisfacer sus necesidades; pero esto ha ocasionado quemas de sus electrodomésticos y muchos cortes de luz. Debido a la carencia de energía eléctrica en el sector se han presentado las siguientes consecuencias económicas, sociales y culturales:

- Alto índice de delincuencia.
- Bajo índice de aprendizaje.
- Falta de oportunidades de comercio.
- Formación y presencia de pandillas juveniles.
- El desarrollo económico local es muy bajo.

El prototipo de SAF sería instalado en una vivienda del recinto por lo que tendrá que ser dimensionado de acuerdo sus características físicas y necesidades eléctricas:

Características Físicas

- Comedor, Cocina, Dormitorio

  Área = 33.48 [m^2].

  Largo = 6.50 [m].

  Ancho = 5.15 [m].

Necesidades Eléctricas

- Luminarias dentro y fuera de la vivienda.
- Tomacorriente para refrigeradora.
- Tomacorriente para televisor.
- Tomacorriente para equipo de sonido.
- Tomacorriente extra.

3.10. DISTRITO METROPOLITANO DE QUITO

3.10.1. Estructura política.

Cabecera cantonal	Quito.
Parroquias suburbanas	Calderon, Conocoto, Tumbaco, Amaguaña, Pomasqui, San Antonio, Cumbayá, Píntag, Alangasí, San José de Minas, Yaruqui, Guayllabamba, El Quinche, Pifo, Puembo, Nayón, Puéllaro, Pacto, Llano Chico, Checa, La Merced, Calacalí, Nanegal, Nanegalito, Zámbiza, Gualea, Atahualpa, Tababela, Guangopolo, Nono, Lloa, Chavezpamba, Perucho.

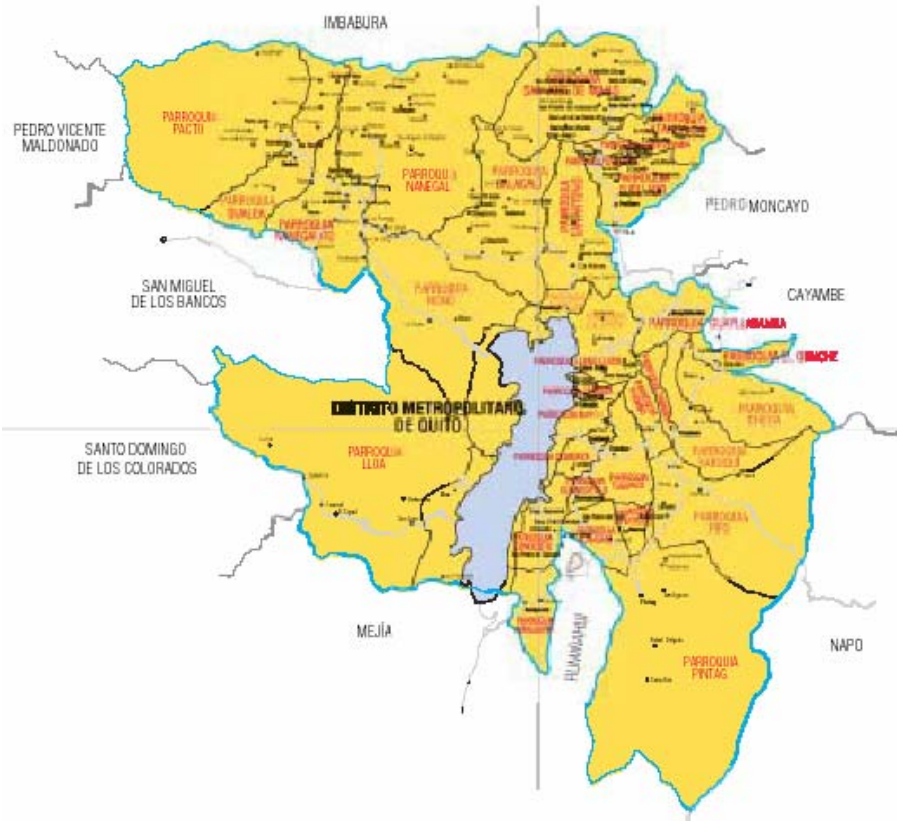


Figura. 3.26. Estructura política del Distrito Metropolitano de Quito

3.10.2. Límites.

Norte	Provincia de Imbabura.
Sur	Cantones Rumiñahui y Mejía.
Este	Cantones Pedro Moncayo, Cayambe y provincia de Napo.
Oeste	Cantones Pedro Vicente Maldonado, Los Bancos y Santo Domingo.

Figura. 3.27. Ubicación y límites del Distrito Metropolitano de Quito

3.10.3. Datos de vivienda y cobertura eléctrica.

Parroquia	Altura (m.s.n.m)	Viviendas	Cobertura Eléctrica (%)
Quito	2,850	379,177	98.3
Alangasí	2,613	4,152	96.5
Amaguaña	2,609	5,497	95.6
Atahualpa	2,172	488	92.6
Calacalí	2,839	908	89.2
Calderón	2,610	21,018	95.7
Conocoto	2,679	13,044	97.6
Cumbayá	2.433	5,336	97.6
Chavezpamba	2,130	237	84.0
Checa	2,578	1,794	95.8
El Quinche	2,619	3,251	95.4
Gualea	1,293	502	84.3
Guangopolo	2,400	491	92.9
Guayllabamba	2,171	3,124	96.5
La Merced	2,598	1,305	92.2
Llano Chico	2,605	1,413	93.4
Lloa	3,111	380	76.6
Nanegal	1,199	656	82.2
Nanegalito	1,533	662	89.6
Nayón	2,588	2,370	96.2
Nono	2,783	456	86.8
Pacto	1,200	1,140	79.6
Perucho	1,833	216	94.9
Pifo	2,522	2,989	93.0
Pintag	2,800	3,254	92.5
Pomasqui	2,586	5,037	97.8
Puéllaro	2,120	1,375	92.1
Puembo	2,415	2,677	97.0
San Antonio	2,439	4,812	96.3
San José de Minas	2,401	1,886	73.6
Tababela	2,647	566	95.8
Tumbaco	2,537	9,670	96.6
Yaruquí	2,606	3,488	95.8
Zámbiza	2,599	703	93.3
Total		**484,074**	**97.6**

Tabla. 3.18. Población y cobertura eléctrica Distrito Metropolitano de Quito (INEC-2001)

3.10.4. Datos generales.

Fecha fundación	27 de junio de 1824
Superficie	4,204 km^2.
Temperatura media	22.2º C.
Altitud	2,400 a 4,500 m.s.n.m.

3.10.5. Datos de heliofanía y radiación solar.

Mes del año	Heliofanía (horas/sol)	Radiación Solar (Kwh/m^2)
Enero	177.0	4.477
Febrero	145.0	4.596
Marzo	137.8	4.670
Abril	140.6	4.347
Mayo	160.2	4.577
Junio	181.4	4.280
Julio	216.3	5.222
Agosto	222.5	5.094
Septiembre	183.0	5.110
Octubre	171.6	4.683
Noviembre	164.4	4.388
Diciembre	175.7	4.690

Tabla. 3.19. Heliofanía y radiación solar Distrito Metropolitano de Quito (INAHMI-1998, Ministerio de Electricidad y Energía Renovables-2006)

3.10.6. Determinación y estudio del sector carente de electricidad.

A través del Ministerio de Electricidad y Energía Renovables (MEER), Dirección de Energías Renovables y Eficiencia Energética (DEREE), se pudo conocer que las comunidades “La Paz”, “Zapadores”, “Guajalito”, “Palmeras”, “La Colonia”, “El Híbano” y “Guarumal”, sector Chiriboga, parroquia Lloa carecen de energía eléctrica (véase figura 3.28).

Figura. 3.28. Extensión de red eléctrica convencional, cantón Quito

Las comunidades "La Paz", "Zapadores", "Guajalito", "Palmeras", "La Colonia", "El Híbano" y "Guarumal", sector Chiriboga. Se encuentran ubicadas a una altura de 2,620 m.s.n.m. Su población es de aproximadamente 300 habitantes, la mayoría de ella corresponde a campesinos ubicados en zonas totalmente aisladas de los centros urbanos, que se desenvuelven en condiciones de extrema pobreza, carentes de servicios básicos, como la electricidad, que es el objetivo de este proyecto. Como medios de iluminación y comunicación, utilizan lámparas de combustible (querosene) y de baterías, velas, antorchas y radios a pila.

3.10.7. Realización de la encuesta.

La encuesta a los moradores del sector Chiriboga fue realizada por la Dirección de Energías Renovables y Eficiencia Energética (DEREE) en agosto del 2006 con el fin de implantar, en corto plazo, Sistemas Autónomos Fotovoltaicos a 58 viviendas. Los temas principales en que se basó la encuesta fueron: apertura al nuevo sistema de electrificación, aceptación y conocimiento del sistema, disponibilidad y periodo de pago, organización para la facturación de las tarifas eléctricas y el aporte comunitario para la instalación de los sistemas.

3.10.8. Análisis de la encuesta.

Encuestados a 58 jefes de hogar del sector Chiriboga, se arrojó la siguiente información: en primer lugar, está la apertura al nuevo sistema de suministro eléctrico

mediante paneles solares o fotovoltaicos. El 85% de los que contestaron esta pregunta lo consideran un buen sistema. Pero muy pocos han podido calificarlos. Las opiniones se dirigen a considerarlo un sistema suficiente. Unos pocos lo consideran complicado. Un 70% de entrevistados han visto alguna vez un sistema solar fotovoltaico residencial. La información de tarifas, aporte y pagos eléctricos se lo analizara en el Capitulo 5.

3.10.9. Conclusiones.

Fue muy gratificante el conocer que por medio del MEER se están atendiendo las necesidades eléctricas de los sectores marginales de la parroquia Lloa mediante la instalación de SAF. El objetivo de la realización de este proyecto es estudiar la factibilidad de instalar sistemas fotovoltaicos en los sectores mas olvidados de la provincia; una vez conociendo la existencia del proyecto de la DEREE, se puede concluir que la instalación de SAF, para este cantón, si es factible. El proyecto ya esta en ejecución y la Empresa Eléctrica Santo Domingo (EMELSAD) es la responsable de su concesión.

El dimensionado de los SAF satisface las siguientes necesidades eléctricas:

- Luminarias.
- Tomacorriente para radio.
- Tomacorriente para televisión.
- Tomacorriente para equipo de video.

CAPITULO IV

DISEÑO Y DIMENSIONAMIENTO DE PROTOTIPOS A INSTALARSE EN LOS SECTORES MAS NECESITADOS DENTRO DEL TERRITORIO PROVINCIAL

4.1. DISEÑO DE UN SISTEMA FOTOVOLTAICO

4.1.1. Introducción.

Un **sistema fotovoltaico (SF)** es el conjunto de elementos eléctricos y electrónicos conectados entre sí, de tal forma, de generar electricidad, a partir de la energía lumínica procedente del sol, en orden de satisfacer las necesidades de una instalación eléctrica.

El diseño de un sistema fotovoltaico depende de la potencia requerida de la aplicación donde éste vaya a ser utilizado, por tanto, cada elemento que compone el sistema debe tener las características eléctricas adecuadas para que en conjunto, el funcionamiento del SF, satisfaga las necesidades eléctricas que requiere la aplicación.

Para diseñar un SF se debe analizar detalladamente los elementos que lo componen: módulos fotovoltaicos, almacenadores o acumuladores de energía eléctrica, reguladores de tensión, inversores, conductores eléctricos y las adecuadas protecciones para que el funcionamiento del sistema sea fiable y seguro tanto para las personas como también para sus componentes.

Los sistemas fotovoltaicos se clasifican en dos categorías:

1. Sistemas autónomos de la red eléctrica
2. Sistemas conectados a la red eléctrica.

Los sistemas autónomos de la red eléctrica distribuyen la electricidad generada a las distintas aplicaciones, independientemente de la red eléctrica pública, mientras que los

sistemas conectados a la red eléctrica distribuyen la energía generada a las distintas aplicaciones por medio de la red pública

4.1.2. Sistemas autónomos fotovoltaicos (SAF).

Las aplicaciones más comunes son:

- Electrificación de viviendas alejadas de la red eléctrica.
- Aplicaciones agrícolas y ganaderas: bombeo de agua, sistema de riego, iluminación de invernaderos y granjas.
- Señalización y comunicaciones: navegación aérea y marítima, señalización de carreteras, antenas repetidoras de telecomunicaciones.
- Iluminación publica de calles, monumentos, paradas de autobuses, etc.
- Sistema de depuración de aguas.
- Otras.

Los elementos que componen un sistema autónomo fotovoltaico se los puede observar en la figura 4.1:

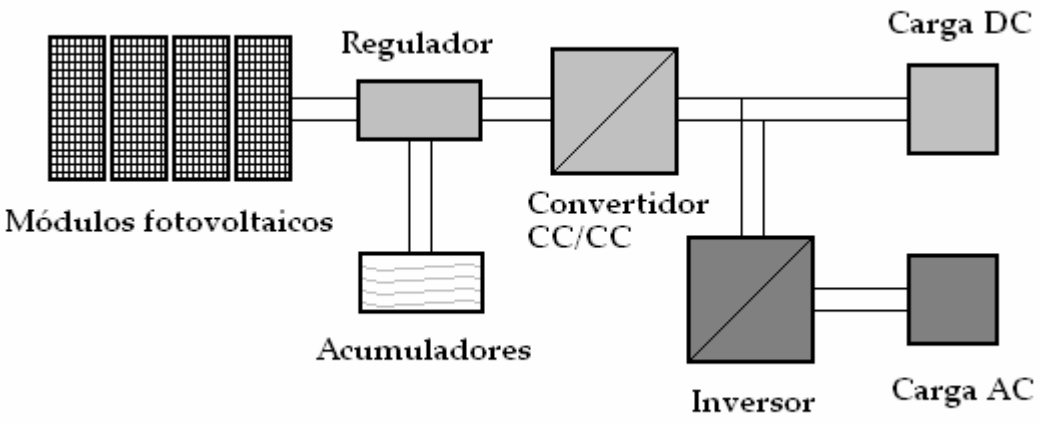


Figura. 4.1. Elementos de un sistema autónomos fotovoltaico

En los SAF se recomienda el uso de cargas eléctricas (electrodomésticos, lámparas, electro bombas, etc.) de bajo consumo y alto rendimiento a fin de reducir, en lo posible, el dimensionado de los componentes del sistema.

La explicación de los componentes del SAF, que se observa en la figura 4.1, se lo realizará en los siguientes puntos de este capítulo

4.1.3. Componentes del sistema fotovoltaico.

Los sistemas autónomos fotovoltaicos constan de los siguientes subsistemas:

1. Subsistema de captación de energía (módulos fotovoltaicos).
2. Subsistema de acumulación de energía eléctrica (baterías).
3. Subsistema de regulación (regulador).
4. Subsistema de adaptación del suministro eléctrico (inversores).
5. Subsistema de transporte de la energía eléctrica (conductores eléctricos).
6. Subsistema de control, medida y protección.

4.1.3.1. Subsistema de captación de energía.

Este subsistema está conformado por un conjunto de módulos fotovoltaicos, que conectados entre si, captan la energía procedente del sol y la transforman en energía eléctrica en forma de tensión y corriente continua. La cantidad de energía eléctrica que generan los módulos fotovoltaicos dependen de tres factores: las condiciones climatológicas, en un tiempo determinado, del lugar de instalación, la eficiencia de conversión y la cantidad de radiación solar que incide sobre su superficie. En este último factor se debe considerar el tipo de estructura que soporta a los módulos, fija o móvil; la ventaja de tener una estructura móvil es que se puede ajustar, manualmente o automáticamente, la mejor posición de los módulos fotovoltaicos donde éstos capten mayor cantidad de radiación solar generando, así, mas energía eléctrica.

Se debe considerar, al momento de la distribución y la colocación de los paneles fotovoltaicos, el efecto que ejerce las sombras de estructuras cercanas sobre los módulos. Este efecto es perjudicial en la generación de energía eléctrica y a la vez puede producir un prematuro deterioro de los paneles ensombrecidos. Pero debido al gran avance tecnológico en el campo fotovoltaico, los diseñadores de paneles han incluido en su diseño **diodos de by pass (paso)**, los cuales cortocircuitan los paneles sombreados impidiendo que actúen como cargas y se sobrecalienten. Los **diodos de bloqueo**, en el diseño de los módulos, cumplen una función distinta a los diodos de paso; éstos impiden el flujo de corriente eléctrica de los acumuladores a los paneles durante la noche o en periodos de baja insolación, previniendo así, la descarga de las baterías y deterioro de los módulos. El esquema donde se muestra estas protecciones se lo puede observar en la figura 4.2.

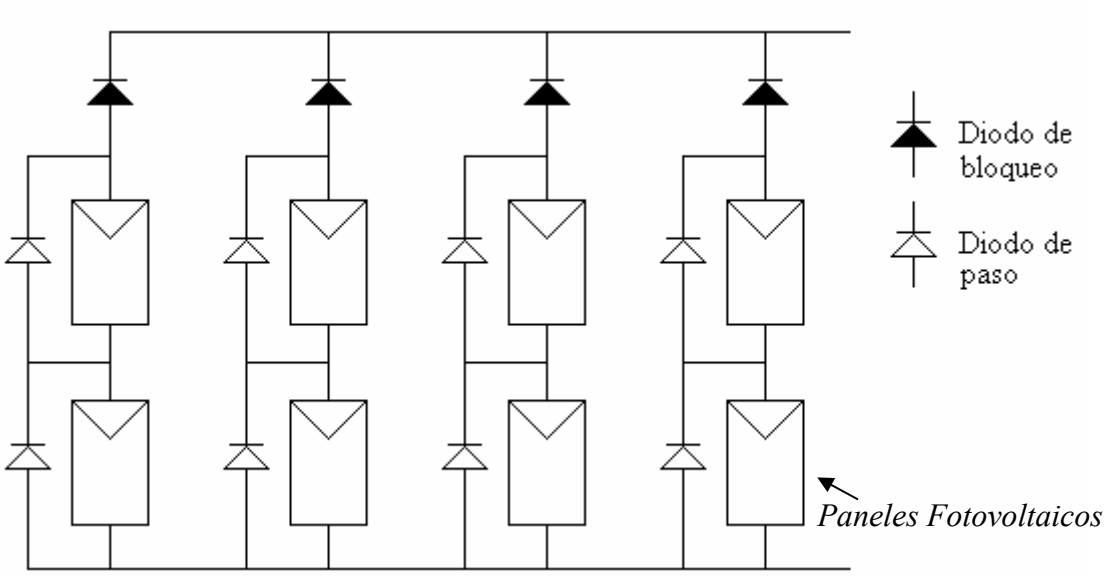


Figura. 4.2. Esquema de protecciones en una conexión de módulos fotovoltaicos

Los paneles fotovoltaicos disponen de elementos para facilitar la ejecución de las instalaciones: cables, fusibles, caja de conexiones, protección contra sobretensiones y bornes de puesta a tierra. Para la conexión entre sí de los módulos fotovoltaicos se utiliza conductores eléctricos de doble aislamiento, resistente a rayos ultravioletas y a altas temperaturas y deberán tener la sección adecuada para soportar las intensidades de corriente en régimen de carga nominal y en caso de cortocircuito, a la vez de minimizar la caída de tensión.

4.1.3.2. Subsistema de acumulación de energía eléctrica.

Este subsistema es de vital importancia por lo que se debe prestar una atención especial en el momento de su dimensionado. La generación de energía eléctrica, producida por los módulos, en las noches y en los días de baja insolación, es mínima, por ende, para hacer frente a las demandas energéticas que requieren las distintas aplicaciones para las cuales los SAF fueron implantados, la utilización de **acumuladores de energía eléctrica** es la solución; La fiabilidad global de la instalación fotovoltaica depende en gran medida de un adecuado funcionamiento del subsistema de acumulación

Los elementos que componen este subsistema son: baterías y acumuladores electroquímicos. Las **baterías** son elementos almacenadores de energía eléctrica, la cual es distribuida a las cargas cuando la generación de electricidad, mediante los módulos

fotovoltaicos, no satisface la demanda energética. Esto es generalmente en la noche y a ciertas horas del día cuando las condiciones climatológicas son desfavorables para la conversión de la energía solar. Un **acumulador electroquímico** "es una pila que puede regenerarse mediante el paso de una corriente eléctrica. Los acumuladores actúan como pilas durante la descarga y como células electrolíticas durante la carga. La fuerza electromotriz que producen es pequeña, por lo que, en general, se asocian varios acumuladores constituyendo una batería"[1].

Los acumuladores o baterías, observada en la figura 4.3 y 4.4, constan de los siguientes elementos: placas, materia activa, rejillas, separadores y electrolito. Las **placas,** mediante los electrodos positivos y negativos, permiten la entrada y salida de la corriente eléctrica por efecto de la carga y la descarga. La **rejilla** (2) entrega la corriente por toda la placa y actúa como soporte de la materia activa. La **materia activa** (1) está formada por los constituyentes de una célula que participan en la reacción electroquímica de carga y descarga. Los **separadores** (4) separan las placas positivas y negativas para evitar su contacto. El **electrolito** es el medio de transporte de la carga eléctrica- entre los electrodos positivos y negativos; y su densidad se elige de acuerdo con las especificaciones de los regímenes de trabajo a que serán sometidas.

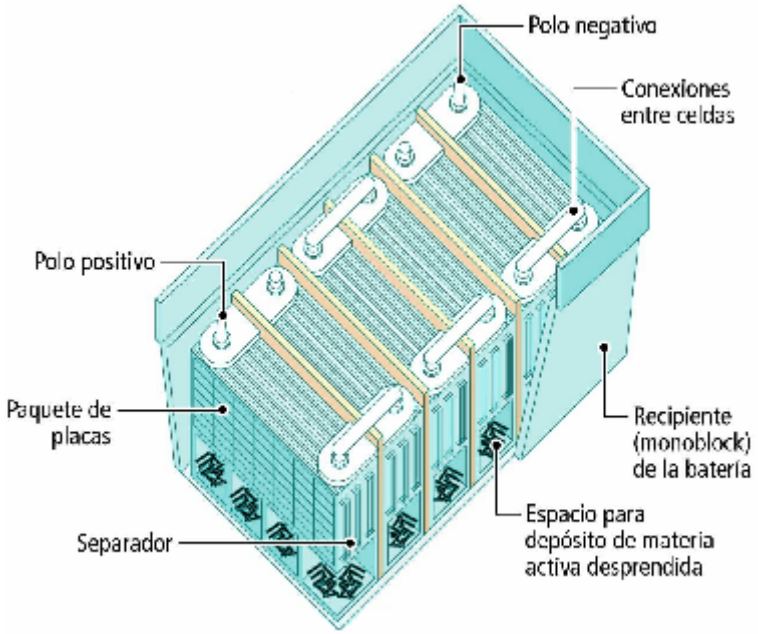


Figura. 4.3. Estructura de la batería plomo - ácido

[1] *Tecnología solar*, Ibáñez M.

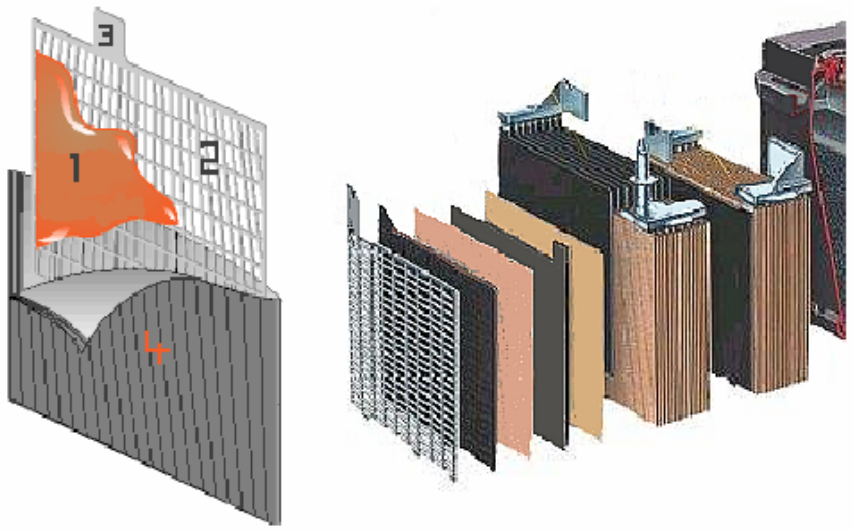


Figura. 4.4. Elementos de una batería plomo - ácido

Para la elección apropiada de los acumuladores, se debe considerar las siguientes características:

- *Capacidad*.- Es la cantidad de carga eléctrica que se obtiene durante una descarga completa del acumulador plenamente cargado, cuyo voltaje entre bornes se mantiene cercano a su valor nominal. Su unidad de carga eléctrica es el Coulomb (C) donde 1C = 1 A.s La capacidad de los acumulador se mide en amperios-hora (1 Ah = 3600 a.s) y depende directamente del tiempo de descarga, es decir, si el tiempo de descarga es muy corto, la capacidad de la batería disminuye; y al contrario si el tiempo de descarga aumenta, la capacidad aumenta. Una batería de 100 Ah de capacidad es capaz de entregar 100 amperios durante una hora o 10 amperios durante 10 horas.

- *Capacidad energética*.- Número total de vatios-hora (Wh) entregados por un acumulador plenamente cargado. Se lo calcula a partir de Wh = Ah x V.

- *Régimen de carga/descarga*.- Corriente aplicada a la batería para restablecer/extraer su capacidad disponible. Por ejemplo, el régimen de descarga de 100 horas de una batería de $C'_{100} = 1000$ Ah es igual a 1000/100 = 10 A.

- *Tensión*.- Este valor de voltaje varía en circuito abierto o con carga, Las tensiones nominales típicas de las baterías son 2, 6, 12 y 24 V. Si la aplicación requiere otro valor nominal de tensión de las baterías, simplemente, se puede hacer una conexión en

paralelo de las baterías, de tensión nominales típicas, para ajustarse a los valores requeridos.

- *Tensión de corte*.- Valor de la tensión para la cual se finaliza la descarga del acumulador. Depende del régimen de descarga y del tipo y modelo de acumulador.

- *Profundidad máxima de descarga*.- Valor máximo de la profundidad de descarga para un determinado tipo de acumulador. La profundidad de descarga (P_D) es la cantidad de energía extraída de un acumulador totalmente cargado durante una descarga, expresado en tanto por ciento respecto a la carga máxima. En este punto se debe diferenciar entre la **profundidad máxima de descarga profunda** ($P_{D,max}$) y **la profundidad máxima de descarga superficial** ($P_{D,diaria}$); donde el valor de la primera, para aplicaciones solares, comprende entre 70 y 80 %, alcanzable pocas veces al año, y el valor de la segunda entre 20 y 30%, alcanzable en ciclos diarios. La vida útil de los acumuladores será mayor mientras la $P_{D,max}$ se produzca con menos frecuencias y con menor profundidad. El valor real de descarga profunda depende del tipo de batería y constituye un dato esencial para el dimensionado del subsistema de acumulación El uso de baterías de ciclo profundo, de plomo-acido, asegura un porcentaje de descarga del 70 a 80 % de su capacidad y una posterior recarga completa.; suministrando, así, electricidad por periodos de tiempos muy largos. Las baterías de automóviles son de ciclo superficial, descargándose tan solo un 20 a 30 % de su carga, y a la vez también proporcionan elevadas intensidades de descargas en poco tiempo. Esto hace que el uso de este tipo de baterías sea inadecuado para los sistemas fotovoltaicos, que requieren de varias docenas de ciclos de descarga para un adecuado funcionamiento,

- *Estado de carga*.- Capacidad disponible en una batería expresada en porcentaje respecto a la capacidad nominal.

- *Ciclos de vida*.- Número de secuencias de carga/descarga que una batería puede soportar bajo determinadas condiciones. El número de ciclos depende del espesor de los electrodos, la concentración del electrolito y principalmente de la profundidad de las descargas; mientras más profundas sean éstas, es menor el tiempo de funcionamiento de la batería. Observe la figura 4.5.

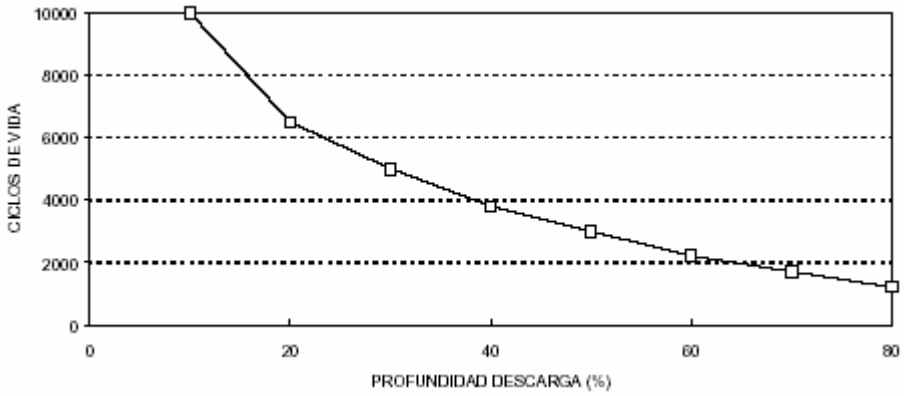


Figura. 4.5. Ciclos de vida en función de la profundidad de descarga

- *Vida*.- Periodo medio de tiempo durante el cual un acumulador es capaz de funcionar en determinadas condiciones, manteniendo la capacidad y el nivel de rendimiento.

- *Auto descarga*.- Fenómeno mediante el cuál la carga de un acumulador, sin receptores conectados, va disminuyendo, a medida del paso del tiempo. Para evitar que este fenómeno comprometa la fiabilidad y funcionamiento de los acumuladores se debe instalar un regulador de carga al sistema fotovoltaico; éste elemento recarga automáticamente a las baterías compensando la auto descarga.

- *Rendimiento faradaico*.- Relación entre la carga extraída (Ah) del acumulador durante la descarga y la carga que debe serle suministrada (Ah) para restablecer el estado inicial de carga.

- *Rendimiento energético*.- Relación entre la energía extraída (Wh) del acumulador durante la descarga y la energía que debe serle suministrada (Wh) para reestablecer el estado inicial de la carga. El rendimiento energético de los acumuladores están comprendidos entre el 55 y 80 %

- *Eficiencia de carga*.- Indica que fracción de la energía suministrada a la batería queda realmente almacenada. La elección de baterías de alta eficiencia optimiza el tamaño de la instalación fotovoltaica, pero a su vez su costo puede ser elevado.

- *Densidad de energía*.- Cociente entre la energía nominal disponible de un acumulador y su peso total o su volumen.

- *Densidad de potencia*.- Cociente entre la potencia nominal disponible de un acumulador y su peso total o su volumen.

En la tabla 4.1 se puede observar distintos tipos de baterías con sus respectivas características:

Tipo de acumulador						
Características	**Pb-acido**	**Ni-Cd**	**Ni-Fe**	**Ni-Zn**	**Zn-CI_2**	**Zn-Br_2**
Temp. de operación (ºC)	Temp. ambiente	Temp. ambiente	Temp. ambiente	Temp. ambiente	30-60	50-60
Rendimiento energético (%)	80	60-75	55-70	60-65	65-70	70-75
Dens. energía ($Wh \cdot kg^{-1}$)	50-60	40-60	45-60	60-70	80-140	60
Dens. energía ($W \cdot kg^{-1}$)	150-200	150-300	100-150	150-300	100-130	-
Autodescarga (%/mes)	2-15	3-10	40-80	12	80	25
Vida (1000 ciclos)	1.5-2	1.5-3	1.5-2	0.3-1.0	0.2-0.9	0.6-1.5
Vida (años)	5-10	5-15	7-12	5-10	10	10
Electrolito	H_2SO_4	KOH	KOH	KOH	$ZnCI_2$	$ZnBr_2$
Funcionamiento	Electrodos sólidos			Circulación de electrolito		

Tabla. 4.1. Características de distintos tipos de baterías

Se explicó, dentro de las características de los acumuladores, que las baterías de automóviles no son adecuadas para utilizarlas en instalaciones fotovoltaicas. Las baterías ideales, para los SAF, son las **baterías estacionarias** diseñadas para poder ser descargadas lentamente y volver a recargarse cuando existan disponibilidades energéticas. Este tipo de acumuladores están construidos en vasos independientes con placas tubulares y rejillas con bajo contenido de antimonio y no pueden estar sometidas a ningún tipo de movimiento.

El tipo de batería más utilizada es la de plomo-ácido, donde su polo positivo esta constituido por una serie de laminas de dióxido de plomo (PbO_2), su polo negativo de laminas de plomo metálico, y su electrolito de una disolución acuosa de ácido sulfúrico; además posee una fuerza electromotriz mayor a los 2 V. "La cantidad de plomo con el que están constituidas las placas determina tanto la capacidad de la batería como la profundidad máxima de descarga a la que puede ser sometida"[1], de modo que el funcionamiento de una batería de plomo-ácido llega a culminar cuando no existe la suficiente cantidad de plomo, en las placas, para interactuar con el electrolito y viceversa. Existen otros tipo de baterías que pertenecen a la categoría de las plomo-ácido y son las de plomo-calcio (Pb-Ca) y las de plomo-antimonio (Pb-Sb); caracterizando a las primeras por tener una menor autodescarga y menor mantenimiento, y a las segundas por su menor deterioración, soporta grandes descargas, y una vida media de entre 10 y 15 años con su respectivo mantenimiento. Los acumuladores de níquel-cadmio (Ni-Cd) se derivan del acumulador de Edison, 1904, y presentan grandes ventajas sobre las baterías de plomo-acido: la posibilidad de ser utilizados sin un regulador de carga, el poder permanecer largo tiempo con bajo estado de carga, la estabilidad en la tensión suministrada y un mantenimiento temporalmente mas espaciado. Sin embargo su alto costo y baja capacidad para regímenes de descarga lentos los hacen no favorables para el uso en instalaciones fotovoltaicas.

Se debe considerar el efecto que tiene la temperatura sobre el funcionamiento adecuado de los acumuladores (observe la tabla 4.2 y la figura 4.6). Mientras mayor sea la temperatura, la capacidad y voltaje de carga aumenta y disminuye respectivamente; y si la temperatura baja, la capacidad y voltaje de carga disminuye y aumenta. A temperaturas muy bajas se debe precautelar que el electrolito de la batería (acido sulfúrico para el caso de las baterías de plomo-acido) no llegue a congelarse debido a que cuando el acumulador se encuentra parcialmente descargado, la densidad del electrolito disminuye y corre el riesgo de su congelación; por ello, los acumuladores deberán tener sobredimensionado su capacidad en orden de disminuir la profundidad de descarga y, así, mantener elevada la densidad del electrolito.

T (ºC)	30	25	16	4	0	-7	-18	-29	-40	-51
C' (%)	105	100	90	77	72	63	49	35	21	9

[1] *Tecnología solar*, Ibáñez M.

Tabla. 4.2. Efecto de la temperatura sobre la capacidad de carga de una batería de plomo-acido

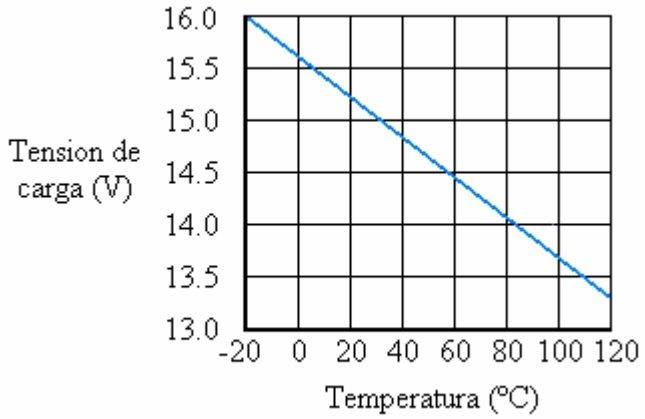


Figura. 4.6. Efecto de la temperatura sobre la tensión de carga de una batería de plomo-acido

Debido a que las baterías de plomo-acido desprenden hidrogeno y gas inflamable que mezclado con el aire pueden dar lugar a explosiones, se recomienda ubicar el subsistema de acumulación en un lugar muy bien ventilado y aislado de los otros componentes eléctricos y electrónicos del sistema, y de esta forma evitar daños en la seguridad y en la salud de las personas.

El mantenimiento que se les debe dar a los acumuladores se lo realiza de acuerdo a las instrucciones del fabricante. La comprobación del nivel del electrolito y su densidad, la tensión entre bornes, revisión de las conexiones de las baterías (eliminando los resto de oxido y sal y protegerlos con vaselina neutra), y la sustitución de las baterías desgastadas, son procedimientos básicos de mantenimiento que se los debe realizar periódicamente en orden de tener un adecuado funcionamiento del subsistema y por ende el del SAF.

4.1.3.3. Subsistema de regulación.

El regulador controla el flujo de electricidad (intensidad y tensión) desde los módulos fotovoltaicos hacia los acumuladores y desde estos hacia las cargas DC o AC; permitiendo, de esta manera, mantener a las baterías plenamente cargadas sin riesgos de sobrecargas y permitiendo el flujo completo de intensidad eléctrica en el sistema cuando los receptores lo requieran.

El papel que desempeña el regulador en el subsistema de acumulación es el siguiente: al momento de detectar que el acumulador está cargado en su 100 %, permitirá por un tiempo la sobrecarga del mismo, mediante la producción y circulación de O_2 y H_2, en orden de remover la disolución de electrolito y homogenizar la densidad en todo el vaso de la batería. Después de haber transcurrido el tiempo necesario para la sobrecarga del acumulador, el regulador realiza el **mantenimiento en flotación** cuya función es de cortar el flujo de corriente proveniente de los módulos y realizar pequeñas recargas en cortos periodos de tiempo con el fin de compensar la autodescarga de las baterías. Además el regulador previene que las baterías entreguen más corriente eléctrica de lo requerida a las cargas, mediante la interrupción del flujo eléctrico. Un buen regulador debe controlar el voltaje de carga en función de la temperatura ambiente y de la intensidad que suministran los módulos.

Hoy en día existen reguladores en el mercado más sofisticados que incluyen numerosas y novedosas funciones que ayuden a la monitorización de los principales parámetros de SAF, de tal forma, que la tensión e intensidad reguladas y entregadas a las cargas sean lo más próxima a la potencia generada por los módulos.

En teoría, para obtener un valor elevado de tensión, para ciertas aplicaciones, es necesario conectar varios acumuladores en serie. El conjunto de baterías es tratado como un solo acumulador, por ende, el control de carga y sobrecarga se lo realiza mediante un solo regulador. Sin embargo, en la practica cada batería posee capacidad, características de auto descarga y efectos de la temperatura específicos y distintas a las demás. El comportamiento no ideal de las baterías individuales puede conducir: descargas demasiado profundas, inversión de carga de las baterías con menor capacidad durante la descarga, cargas prematuras, sobrecargas y mayores desviaciones del **estado de carga (SOC)**.

En orden de prevenir los efectos individuales de las baterías, antes mencionados, se ha desarrollado un tipo de reguladores, llamados **Igualadores de Carga (CHarge EQualizers, CHEQ)**, cuya función es de igualar el SOC individual de cada batería del conjunto en serie; este tipo de reguladores tratan a las baterías conectadas en serie y en paralelo de manera individual. Al momento de una descarga, la batería mas débil del conjunto experimentara una mayor caída de tensión, por ende afectando el SOC del subsistema de acumulación; mediante los CHEQ se realiza una transferencia de energía

desde las baterías mas cargadas a la más debilitad, por ende, igualando las tensiones individuales del conjunto de baterías.

Al momento de dimensionar el subsistema de regulación se debe considerar dos características nominales: la tensión nominal de funcionamiento y la intensidad eléctrica máxima que puede controlar.

4.1.3.4. Subsistema de adaptación del suministro eléctrico.

Este subsistema tiene como finalidad hacer compatibles las características eléctricas entre todos los subsistemas que componen una instalación fotovoltaica especialmente al momento de adaptar los receptores. En el mercado existen receptores de tipo AC y de tipo DC por lo que dos son las principales adaptaciones que pueden ser necesarias: **convertidores de tensión DC** los cuales modifican el valor de la tensión continua hasta coincidir con el nivel de voltaje de trabajo de lo receptores DC, y los **inversores** que transforman la corriente continua, suministrada por los módulos y acumuladores fotovoltaicos, en corriente alterna necesaria para alimentar la mayoría de los receptores domésticos e industriales.

La mayoría de inversores que existen en el mercado poseen las siguientes características eléctricas: tensiones de entrada DC de 12, 24, 32 y 48 V, tensión de salida AC de 120 V y 60 Hz (Norte América y Latinoamérica) 230 V y 50 Hz (Unión Europea), potencias nominales de 50 W a 5 kW, suministro de potencia monofásica o trifásica y formas de onda senosoidales puras, casi senosoidales y cuadradas. Debido a que el inversor debe ser compatible a los receptores a instalarse en los SAF, esta última característica es uno de los parámetros de calidad más importante al momento de su elección. Lo ideal es la generación de ondas senosoidales idénticas a las que se produce en las centrales eléctricas convencionales debido a que pueden alimentar a cualquier tipo de receptor CA, sin generar armónicos.

Otra característica importante en los inversores es su potencia nominal caracterizada por: la potencia en servicio continuo y la potencia pico. La **potencia en servicio continuo** “es la cantidad de potencia disponible de manera continua e indefinidamente, y sirve para determinar el tamaño (potencia) del receptor (o conjunto de receptores) que puede

alimentar"[1]. Mientras que la **potencia pico** es el impulso inicial de energía eléctrica que requieren ciertas cargas para su funcionamiento.

Existen dos tipos de inversores: los rotativos y los electrónicos. El funcionamiento de los **inversores rotativos** es en base de grandes transformadores capaces de soportar elevadas intensidades de entrada y de transformar CA de baja tensión y alta intensidad en CA de alta tensión y baja intensidad. La tensión DC de entrada, suministrada por los acumuladores, pasa a través de un circuito troceado el cual convierte la tensión a AC de valor próximo a las de las baterías. Estos inversores generan una tensión con una forma de onda senosoidal pura y funcionan solo cuando los receptores se activan. Las desventajas de este tipo de inversor es que no posee de un control de frecuencias, poca disponibilidad de potencia pico, baja eficiencia, posible presencia de ruido y vibraciones, y de tamaño muy grande. Los **inversores electrónicos** realizan la transformación de DC s AC mediante un único transformador de tamaño y potencia reducidos. La energía eléctrica suministrada por los acumuladores pasa a través de dos circuitos troceados los cuales garantizan rendimientos entre 60 – 90 %**.**

La eficiencia, en general, de los inversores varía en función de la potencia suministrada. Algunos inversores operan con la eficiencia máxima cuando trabajan entre 50% y el 75% de la potencia nominal y son poco eficientes a potencias muy altas o muy bajas. Por tanto es de vital importancia conocer la curva de eficiencia del inversor en función de la potencia entregada. El rendimiento de los inversores de forma de onda casi senosoidal es mucho menor al rendimiento de los inversores de forma de onda senosoidal pura.

4.1.3.5. Subsistema de transporte de la energía eléctrica

Para transportar la energía eléctrica a los distintos componentes del SAF se utiliza conductores eléctricos, generalmente cables de sección circular. Para un adecuado dimensionado de este subsistema se debe tomar en cuenta tres criterios:

1. Tipo de cable
    - Cable flexible.
    - Cable rígido.
    - Cable multiconductor.

[1] *Tecnología solar*, Ibáñez M.

- Cable unipolar.

2. Sección del conductor
   - Intensidad máxima admisible por los conductores en régimen permanente.
   - Caída de tensión máxima admisible.
   - Intensidad máxima admisible por los conductores en caso de cortocircuito.
3. Modo de instalación
   - Línea aérea.
   - Línea subterránea.
   - Línea interior.

En la sección del conductor, en lo referente a la intensidad máxima admisible, se debe remitir a las normas y reglamentos de baja tensión en el Ecuador, para la determinación de la sección de los conductores de líneas aéreas, subterráneas y de interiores.

Las longitudes de los conductores eléctricos en las instalaciones fotovoltaicas de baja y mediana potencia son cortas; por tanto la caída de tensión máxima admisible (e_{max}) se la calcula considerando la resistencia (R) de los conductores (generalmente por dos, observe la figura 4.7) dada por la expresión:

$$e = 2 \cdot R \cdot I$$

Donde:

$$R = \frac{\rho \cdot L}{A}$$

Por tanto la caída de tensión para una línea monofásica de dos conductores es:

$$\boxed{e(\%) = 200 \cdot \frac{\rho \cdot L}{A} \cdot I}$$

Donde:

ρ = Resistividad eléctrica del material ($\Omega \cdot mm^2/m$).

L = Longitud del conductor (m).

A = Área o sección del conductor (mm^2).

V = Tensión nominal (V).

I = Intensidad de corriente aplicada (A)

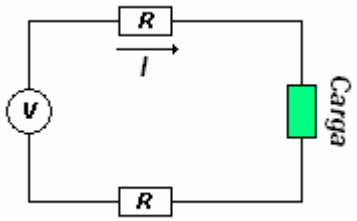


Figura. 4.7. Circuito Monofásico de dos conductores

En cuanto a la intensidad máxima admisible por los conductores en caso de cortocircuito, establece que la sección de estos debe ser la adecuada para que, en caso de un cortocircuito, el aumento de la temperatura que tiene lugar en el conductor sea inferior a la máxima temperatura que soporta el aislante durante el tiempo que dura el cortocircuito. Por tanto la sección necesaria para soportar un cortocircuito es:

$$S = I_{sc} \cdot \sqrt{t} / K_{sc}$$

Donde:

I_{sc} = Intensidad de cortocircuito (A).

K_{sc} = Constante

t = Tiempo de duración del cortocircuito (s)

En la tabla 4.3 se puede observar los valores de la constante K_{sc} de los conductores, con su respectivo aislamiento, mas utilizados.

Conductor	**Aislamiento**	K_{sc}
Cobre	PVC EPR-XLPE	115 143
Aluminio	PVC EPR-XLPE	74 94

Tabla. 4.3. Valores de K_{sc} para conductores de cobre y aluminio

Para el cálculo de la intensidad de cortocircuito se utiliza la expresión:

$$I_{sc} = V / Z$$

Donde:

V = Tensión del generador.

Z = Impedancia desde el generador hasta el punto de corto.

4.1.3.6. Subsistema de medida y protección.

El subsistema de medida consiste de contadores de energía eléctrica electromecánicos o de tipo electrónicos cuya función es de llevar un registro de la energía producida y consumida por la instalación fotovoltaica.

El subsistema de protección consiste de dispositivos y sistemas cuya función es proteger el bienestar de las personas y el de los componentes de la instalación fotovoltaica. "El numero, características y prestaciones de los dispositivos de protección depende de las características del sistema fotovoltaico y de las prescripciones reglamentarias que sean de aplicación, resultando, en muchos casos, un equilibrio entre el grado de protección a conseguir y el costo económico que supone."[1]

Entre las protecciones que se debe considerar al momento del dimensionado del subsistema de protección están:

- *Protecciones contra sobrecargas y cortocircuitos*.
- *Protección contra contactos directos e indirectos*.
- *Protección contra sobre tensiones*.

4.2. DIMENSIONADO DE LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA

4.2.1. Introducción.

Luego de haber recogido, analizado y procesado los datos de las encuestas realizadas en los sectores marginales de los nueve cantones de la Provincia de Pichincha (refiérase al capitulo 3), se procederá a continuación al dimensionado de los nueve prototipos de SAF a instalarse en los sectores predeterminados (refiérase al capitulo 3).

[1] *Tecnología solar*, Ibáñez M.

4.2.2. Cantón Cayambe.

Latitud (ϕ): 0º 06'08" N.

Longitud: 78º 07'09" W.

4.2.2.1. Calculo de luminarias.

a. Tipo de Trabajo

Establecimientos de reunión y enseñanza.

Nivel de iluminación: 100 lux.

b. Área a iluminarse

Área = 254.52 [m^2].

Largo = 25.20 [m].

Ancho = 10.10 [m]

c. Sistema de iluminación

Directa.

Se instalará luminarias **Thin-Lite Standard Fixture 30 watt light fixture 12 voltios DC, 2.1 amperios, 1740 lúmenes** (Especificaciones técnicas, anexo 5).

d. Índice de Local (I_L)

Altura Del Piso A La Losa:	2.40 [m]
Altura Del Piso Al Lugar A Iluminar (Mesa):	0.75 [m]
Distancia Del Techo A La Lámpara:	0.15 [m]
Altura:	1.50 [m]

$$RL = \frac{l \cdot a}{H \cdot (l + a)} = \frac{(25.2) \cdot (10.1)}{(1.50) \cdot (25.2 + 10.1)} = 4.81 \Rightarrow \quad \boxed{I_L = A}$$

e. Coeficiente de Utilización (CU)

Techo de color blanco	Luz reflejada (75% - 90%)
Pared de color crema claro	Luz reflejada (70% - 80%)

$\boxed{CU = 0.60}$

f. Coeficiente de Conservación (CC)

CC = 0.70 (Bueno)

g. Número de lámparas y luminarias

$$\#\text{lámparas} = \frac{\text{Nivel iluminación} * \text{Area}}{\frac{\text{lumenes}}{\text{lámpara}} * \text{cu} * \text{cc}}$$

$$\#\text{lámparas} = \frac{(100)\cdot(254.52)}{(1740)\cdot(0.60)\cdot(0.70)} = 34.82 \approx 35$$

$$\#\text{luminarias} = \frac{\#\textit{lámparas}}{\#\text{lámparas/luminaria}} = \frac{35}{3} = 11$$

h. Corrección al número de lámparas

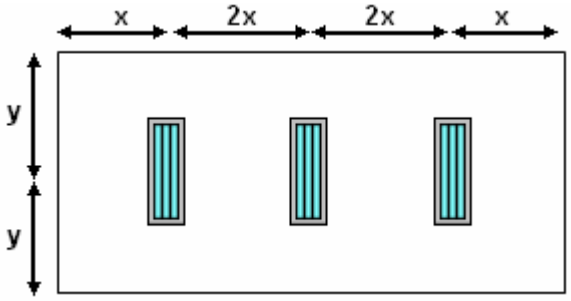
Con el propósito de bajar la potencia total del sistema y a la vez su costo, se debe disminuir, en lo más posible, el número de cargas conectadas al mismo. Sin embargo se debe tomar en cuenta que esta disminución no afecte las necesidades eléctricas requeridas.

Nivel de iluminación = 30 lux.

Numero total de lámparas = 11

Numero total de luminarias = 3

Distribución de las luminarias



6x = 25.2 [m] 2y = 10.10 [m]

x = 4.2 [m] y = 5.05 [m]

4.2.2.2. Calculo de la energía eléctrica diaria requerida.

Tipo de receptor	Número de unidades (N)	Potencia (W) P	Horas de funcionamiento diario (hr.)	Energía E=N·P·hr (Wh/día)
Televisor 20”	1	95	2	190
DVD	1	25	2	125

Computadora	1	300	2	600
Consumo total en corriente alterna (E_{CA})				**915**

Tabla. 4.4. Cuadro de requerimiento diario de energía eléctrica (CA)

Tipo de receptor	**Número de unidades (N)**	**Potencia (W) P**	**Horas de funcionamiento diario (hr.)**	**Energía E=N·P·hr (Wh/día)**
Luminarias fluorescentes	3	30	5	450
Consumo total en corriente alterna (E_{CC})				**450**

Tabla. 4.5. Cuadro de requerimiento diario de energía eléctrica (CC)

Con la información de consumo total en corriente alterna y en corriente continua se procede a calcular la cantidad de energía eléctrica total considerando un factor de seguridad, F_s = 15% y una eficiencia de inversor, η_{inv} = 85%.

$$E_{elec} = (100 + F_s) \cdot E_{CC} / 100 + (100 + F_s) \cdot E_{CA} / \eta_{inv}$$

$$E_{elec} = (100 + 15) \cdot (450) / 100 + (100 + 15) \cdot (915) / 85$$

$$E_{elec} = (517.5) + (1237.94)$$

$$\boxed{E_{elec} = 1809.44 \text{ (Wh/día)}}$$

Este valor calculado es igual para los doce meses del año.

4.2.2.3 Calculo de promedio de la radiación diaria disponible.

En este punto se procede a calcular la irradiación extraterrestre (H_{so}^{e}) y la irradiación del plano inclinado (H_s) del sector mediante el siguiente procedimiento:

* Para los cálculos se debe considerar los días medios de cada mes del año.

Cálculos para el mes de Enero:

Declinación del sol

$$\delta_s = 23.45 \cdot \sin\left(360 \cdot \frac{284 + J}{365}\right)$$

$$\delta_s = 23.45 \cdot \sin\left(360 \cdot \frac{284 + 15}{365}\right)$$

$$\delta_s = (23.45) \cdot (-0.907)$$

$$\boxed{\delta_s = -21.269\ ^{o}}$$

Angulo horario de la puesta del sol

$$\omega_{s,p} = \cos^{-1}(-\tan\phi \cdot \tan\delta_s)$$

$$\omega_{s,p} = \cos^{-1}\left[-\tan(0.1022) \cdot \tan(-21.269)\right]$$

$$\omega_{s,p} = \cos^{-1}\left[(-0.001783) \cdot (-0.3892)\right]$$

$$\omega_{s,p} = \cos^{-1}(0.1515)$$

$$\boxed{\omega_{s,p} = 89.96^{o}}$$

Factor F_{TS}

$$F_{TS} = 1 + 0.034\cos\left(\frac{360 \cdot J}{365.25}\right)$$

$$F_{TS} = 1 + 0.034\cos\left(\frac{360 \cdot 15}{365.25}\right)$$

$$\boxed{F_{TS} = 1.0328}$$

Irradiación en la cima de la atmósfera

$$H_{so}^{e} = \frac{24}{\pi} \cdot S_s \cdot F_{TS} \cdot (w_{s,p} \cdot \sin\phi \cdot \sin\delta_s + \cos\phi \cdot \cos\delta_s \cdot \sin\omega_{s,p})$$

$$H_{so}^{e} = \frac{24}{\pi} \cdot (4.9256) \cdot (1.0328) \cdot \left[\begin{array}{l}\left(89.96 \cdot \frac{2\pi}{360}\right) \cdot \sin(0.1022) \cdot \sin(-21.269) + \cos(0.1022) \\ \cdot \cos(-21.269) \cdot \sin(89.96)\end{array}\right]$$

$$H_{so}^{e} = \frac{24}{\pi} \cdot (4.9256) \cdot (1.0328) \cdot \left[\begin{array}{l}(1.57009) \cdot (0.001784) \cdot (-0.36274) + (0.9999) \cdot (0.93188) \\ \cdot (0.9999)\end{array}\right]$$

$$H_{so}^{e} = \frac{24}{\pi} \cdot (4.9256) \cdot (1.0328) \cdot \left[(-0.001016) + (0.93169)\right]$$

$$H_{so}^{e} = \frac{24}{\pi} \cdot (4.9256) \cdot (1.0328) \cdot (0.930674)$$

$H_{so}^{e} = 36.168$ (MJ/m^{2}dia) donde 1MJ = 0.27777778 Kwh

$$\boxed{H_{so}^{e} = 10.050\ (\text{Kwh/m}^2\text{dia})}$$

Irradiación en el plano inclinado

* Se utilizara una inclinación ($\beta_c = 15°$) y un albedo ($\rho' = 0.2$)

$$\omega'_{s,p} = \min\left\{\omega_{s,p}, \cos^{-1}\left[-\tan(\phi-\beta_c)\cdot\tan(\delta_s)\right]\right\}$$
$$\omega'_{s,p} = \min\left\{(89.96), \cos^{-1}\left[-\tan(0.1022-15)\cdot\tan(-21.269)\right]\right\}$$
$$\omega'_{s,p} = \min\left\{(89.96), \cos^{-1}\left[(0.26603)\cdot(-0.38926)\right]\right\}$$
$$\omega'_{s,p} = \min\left\{(89.96), (95.9439)\right\}$$
$$\boxed{\omega'_{s,p} = 89.96°}$$

$$R_B = \frac{\cos(\phi-\beta_c)\cdot\cos\delta_s\cdot\sin\omega'_{s,p} + (\pi/180)\cdot\omega'_{s,p}\cdot\sin(\phi-\beta_c)\cdot\sin\delta_s}{\cos\phi\cdot\cos\delta_s\cdot\sin\omega_{s,p} + (\pi/180)\cdot\omega_{s,p}\cdot\sin\phi\cdot\sin\delta_s}$$

$$R_B = \frac{\cos(0.1022-15)\cdot\cos(-21.269)\cdot\sin(89.96) + (\pi/180)\cdot(89.96)\cdot\sin(0.1022-15)\cdot\sin(\delta_s)}{\cos(0.1022)\cdot\cos(-21.269)\cdot\sin(89.96) + (\pi/180)\cdot(89.96)\cdot\sin(0.1022)\cdot\sin(-21.269)}$$

$$R_B = \frac{(0.96638)\cdot(0.93188)\cdot(0.9999) + (0.01745)\cdot(89.96)\cdot(-0.25709)\cdot(-0.36274)}{(0.9999)\cdot(0.93188)\cdot(0.9999) + (0.01745)\cdot(89.96)\cdot(0.001783)\cdot(-0.36274)}$$

$$R_B = \frac{(1.04685)}{(0.93067)} = 1.12483$$

$$K_T = \frac{H_{sO}}{H_{sO}^{e}} = \frac{4.632}{10.050} = 0.46089$$

donde H_{sO} es la radiación global en el cantón para el mes de enero.

$$\frac{H_{s,d}}{H_s} = 0.775 + 0.347\left(\omega_{s,p} - \frac{\pi}{2}\right) - \left[0.505 + 0.0261\left(\omega_{s,p} - \frac{\pi}{2}\right)\right]\cos(2K_T - 1.8)$$
$$\frac{H_{s,d}}{H_s} = 0.775 + 0.347\left(89.96\cdot\frac{2\pi}{360} - 1.57079\right) - \left[0.505 + 0.0261\left(89.96\cdot\frac{2\pi}{360} - 1.57079\right)\right]\cdot$$
$$\cos(2K_T - 1.8)$$
$$\frac{H_{s,d}}{H_s} = (0.77475) - (0.50498)\cdot(0.99988)$$
$$\frac{H_{s,d}}{H_s} = 0.26983$$

$$R_A = \left[(1 - H_{s,d} / H_s) R_B\right] + \left[H_{s,d} / H_s (1 + \cos\beta_c)/2\right] + \left[\rho'(1 - \cos\beta_c)/2\right]$$

Donde $R_A = \dfrac{H_S}{H_{sO}}$

Por tanto:

$$\frac{H_S}{H_{sO}} = \left[(1 - H_{s,d} / H_s) R_B\right] + \left[H_{s,d} / H_s (1 + \cos\beta_c)/2\right] + \left[\rho'(1 - \cos\beta_c)/2\right]$$

$$\frac{H_S}{H_{sO}} = \left[(1 - 0.26983)\cdot(1.12483)\right] + \left[(0.26983)\cdot(1 + \cos(15))/2\right] + \left[(0.2)\cdot(1 - \cos(15))/2\right]$$

$$\frac{H_S}{H_{sO}} = \left[0.821317\right] + \left[0.26523\right] + \left[0.003407\right]$$

$$\frac{H_S}{H_{sO}} = 1.08995$$

$$H_S = (1.08995)\cdot(4.632)$$

$$\boxed{H_S = 5.0486\ (\text{Kwh/m}^2\text{dia})}$$

Por tanto la irradiación en el plano inclinado para el mes de enero es de **5.0486 (Kwh/m^{2}dia)**

A continuación se tabulará el resto de datos para los 11 meses restantes. Para su calculo se procedió de la misma forma que para el mes de enero.

Mes	**J**	**F_{TS}**	**δ_S(º)**	**$\omega_{s,p}$(º)**	H^e_{sO} **(MJ/m^{2}dia)**	H^e_{sO} **(Kwh/m^{2}dia)**	H_s **(Kwh/m^{2}dia)**
Enero	15	1.03	-21.27	89.96	36.17	10.050	**5.049**
Febrero	46	1.02	-13.29	89.90	37.47	10.408	**5.132**
Marzo	76	1.01	-2.02	89.99	37.93	10.536	**4.318**
Abril	107	0.99	10.15	90.02	36.72	10.200	**4.146**
Mayo	137	0.98	19.26	90.04	34.70	9.639	**3.691**
Junio	168	0.97	23.39	90.04	33.44	9.289	**3.676**
Julio	198	0.97	21.18	90.03	33.97	9.436	**4.159**
Agosto	229	0.98	13.12	90.02	35.80	9.944	**4.929**
Septiembre	259	0.99	1.81	90.00	37.29	10.358	**4.795**
Octubre	290	1.01	-10.33	89.98	37.34	10.372	**4.932**
Noviembre	320	1.02	-19.38	89.96	36.32	10.088	**5.129**

Diciembre	351	1.03	-23.40	89.95	35.63	9.897	**4.959**

Tabla. 4.6. Cuadro de promedio de radiación diaria disponible

4.2.2.4. Determinación del mes más desfavorable.

Para cada uno de los meses del año, se calcula el cociente (Y_{max}) entre el consumo medio total diario de energía eléctrica (E_{elec}) y el promedio de la radiación solar diaria disponible (H_s). El valor máximo de (Y) corresponde al mes más desfavorable, por ende el SAF se debe dimensionar para cubrir las necesidades de éste.

Cálculos para el mes de enero:

$$Y = E_{elec} / H_S$$
$$Y = (1.809)/(5.049)$$
$$\boxed{Y = 0.3583\,\text{m}^2}$$

En la tabla 4.4 se tabula los datos de Y_{max} de los once meses restantes.

Mes	E_{lec} **(Kwh/día)**	H_s **(Kwh/m²dia)**	Y_{max} **(m²)**
Enero	1.809	5.049	0.358
Febrero	1.809	5.132	0.352
Marzo	1.809	4.318	0.419
Abril	1.809	4.146	0.436
Mayo	1.809	3.691	0.490
Junio	1.809	3.676	**0.492**
Julio	1.809	4.159	0.435
Agosto	1.809	4.929	0.367
Septiembre	1.809	4.795	0.377
Octubre	1.809	4.932	0.367
Noviembre	1.809	5.129	0.353
Diciembre	1.809	4.959	0.365

Tabla. 4.7. Tabla de determinación del peor mes

De acuerdo a los valores de la tabla.4.7 se determino que el mes de **junio** es el más desfavorable obteniendo un valor de $\boldsymbol{Y_{max}} = \mathbf{0.492\ m^2}$.

4.2.2.5. Elección del tipo y número de paneles fotovoltaicos.

Para el dimensionado de este subsistema se eligió:

- **Módulo Kyocera KC200GT, de 200 Wp** (Especificaciones técnicas, anexo 6).

Para el cálculo de número de paneles fotovoltaicos se utilizan dos métodos que deben dar la misma cantidad de módulos:

Método a)

$$N_{\mathrm{mod}}(\textit{número de módulos}) = 1.1 \cdot \frac{Y_{\max}}{P_{\mathrm{mod}}}$$

$$N_{\mathrm{mod}}(\textit{número de módulos}) = 1.1 \cdot \frac{(0.492)}{(200)}$$

$$N_{\mathrm{mod}}(\textit{número de módulos}) = 2.71 \approx 3$$

El coeficiente 1.1 es un factor de seguridad para hacer frente a los imprevistos y a la depreciación de las prestaciones de los diferentes componentes del sistema fotovoltaico, por tanto, equivale a un sobredimensionado del 10%.

Método b)

Superficie del módulo:

$$S_{\mathrm{mod}} = (1.425m) \cdot (0.990m) = 1.4107\ m^2$$

Rendimiento medio del módulo:

$$\eta_{\mathrm{mod}} = Wp/(1000\ w/m^2 \cdot S_{\mathrm{mod}})$$

$$\eta_{\mathrm{mod}} = 200/(1000\ w/m^2 \cdot 1.4107)$$

$$\eta_{\mathrm{mod}} = 0.14177$$

Superficie necesaria total de paneles:

$$S_{T,\mathrm{mod}} = Y_{\max}/\eta_{\mathrm{mod}}/1000$$

$$S_{T,\mathrm{mod}} = (0.492)/(0.14177)/(1000)$$

$$S_{T,\mathrm{mod}} = 3.4704\ m^2$$

Número de módulos:

$$N_{\text{mod}} = 1.1 \cdot \frac{S_{T,\text{mod}}}{S_{\text{mod}}}$$

$$N_{\text{mod}} = 1.1 \cdot \frac{3.4704}{1.4107}$$

$$N_{\text{mod}} = 2.70 \approx 3$$

4.2.2.6. Calculo de la conexión de los módulos.

Debido a que la tensión nominal de los paneles fotovoltaicos es de V_{mod} = 24 V, se adopto una tensión de trabajo en DC (campo fotovoltaico, regulador y baterías) de 24 V, esto es:

$$\boxed{V_{T,acu} = 24 \text{ V}}$$

Número de módulos conectados en serie:

$$N_{S,\text{mod}} = V_{T,acu} / V_{\text{mod}}$$

$$N_{S,\text{mod}} = \frac{24\,V}{24\,V} = 1$$

Número de módulos conectados en paralelo:

$$N_{P,\text{mod}} = N_{\text{mod}} / N_{S.\text{mod}}$$

$$N_{P,\text{mod}} = \frac{3}{1} = 3$$

Por tanto el número de módulos totales es de:

$$N_{\text{mod}} = N_{S,\text{mod}} \cdot N_{P,\text{mod}}$$

$$N_{\text{mod}} = (1) \cdot (3) = 3$$

Consiguientemente se procede al cálculo de los valores del campo fotovoltaico:

Potencia pico total:

$$P_{gen}(Wp) = N_{\text{mod}} \cdot P_{\text{mod}}$$

$$P_{gen} = (3) \cdot (200) = 600\,Wp$$

Intensidad pico total de salida:

$$I_{P,gen}(A) = I_{P,\mathrm{mod}} \cdot N_{P,\mathrm{mod}}$$
$$I_{P,gen} = (7.61) \cdot (3) = 22.83\ A$$

Intensidad total de cortocircuito:

$$I_{SC,gen}(A) = I_{SC,\mathrm{mod}} \cdot N_{P.\mathrm{mod}}$$
$$I_{SC,gen}(A) = (8.21) \cdot (3) = 24.63\ A$$

Tensión nominal total de salida:

$$V_{gen}(V) = V_{\mathrm{mod}} \cdot N_{S,\mathrm{mod}}$$
$$V_{gen} = (24) \cdot (1) = 24\ V = V_{T,acu}$$

Tensión pico total de salida:

$$V_{P,gen}(V) = V_{P,\mathrm{mod}} \cdot N_{S,\mathrm{mod}}$$
$$V_{P,gen} = (26.3) \cdot (1) = 26.3\ V$$

Tensión total en circuito abierto:

$$V_{OC,gen}(V) = V_{OC,\mathrm{mod}} \cdot N_{S,\mathrm{mod}}$$
$$V_{OC,gen} = (32.9) \cdot (1) = 32.9\ V$$

Los datos $I_{p.mod}$, $I_{sc,mod}$, $V_{p,mod}$ y $V_{oc,mod}$ fueron extraídos del datasheet de especificaciones técnicas del modulo Kyocera. (Anexo 6).

4.2.2.7. Dimensionado del subsistema de acumulación.

Para el dimensionado de las baterías se debe tomar en consideración los siguientes aspectos:

- $P_{D.max}$.- Profundidad máxima de descarga profunda. Para baterías de plomo-acido suele estar comprendida entre 0.6 – 0.8.
- $P_{D,diaria}$.- Profundidad máxima de descarga. Para baterías de plomo-acido es de 0.2.
- $V_{T,acu}$.- Tensión de trabajo del subsistema de acumulación. Para este caso es de 48 V.
- V_{acu}.- Tension nominal de cada elemento acumulador. Para baterías de plomo-acido comprende de 1.2 a 1.3 V.

Además se debe establecer el número de días de autonomía de las baterías (N_D). Este valor suele comprender entre 3 – 10 días.

Con esta información se dimensiona el subsistema de acumulación.

Numero de días de autonomía de las baterías:

$$N_D = 3$$

Profundidad máxima de descarga:

$$P_{D,\max} = 70\%$$

Capacidad necesaria del sistema de acumulación:

$$C'_{T,acu}(Ah) = 1.1 \cdot \frac{N_D \cdot E_{elect,\max}}{P_{D,\max} \cdot V_{T,acu}}$$

$$C'_{T,acu}(Ah) = 1.1 \cdot \frac{(3) \cdot (1809.44)}{(0.7) \cdot (24)}$$

$$C'_{T,acu} = (1.1) \cdot (323.11)$$

$$C'_{T,acu} = 355.43\ Ah$$

Se debe cumplir:

$$C'_{T,acu}(Ah) \geq E_{elec,\max} / (P_{D,diaria} \cdot V_{T,acu})$$

$$355.43\ Ah \geq (1809.44) / (0.2 \cdot 24)$$

$$355.43\ Ah \geq 376.97\ Ah \quad \textit{No cumple}$$

Por tanto:

$$C'_{T,acu}(Ah) = \frac{E_{elec,\max}}{P_{D,\max} \cdot V_{T,acu}} = \frac{1809.44}{(0.2) \cdot (24)} = 376.97\ Ah$$

Para el dimensionado de este subsistema se eligió los acumuladores:

- **Baterías PowerUp, PUBP 110-12, 12 Voltios/110 Amperios-Hora** (Especificaciones técnicas, anexo 7).

A continuación se procede el número de acumuladores conectado en serie y en paralelo.

Número de acumuladores conectados en serie:

$$N_{S,acu} = \frac{V_{T,acu}}{V_{acu}} = \frac{24\,V}{12\,V}$$

$$N_{S,acu} = 2$$

Numero de acumuladores conectados en paralelo:

$$N_{P,acu} = \frac{C'_{T,acu}(Ah)}{C'_{acu}(Ah)} = \frac{376.97}{110}$$

$$N_{P,acu} = 3.43 \approx 4$$

Numero total de acumuladores:

$$N_{acu} = N_{S,acu} \cdot N_{P,acu}$$

$$\boxed{N_{acu} = (2)\cdot(4) = 8}$$

4.2.2.8. Dimensionado del subsistema de regulación.

Para un adecuado dimensionado se debe considerar tres parámetros:

- V_{Reg}.- Es la tensión nominal de trabajo del regulador que debe coincidir con las tensiones nominales de los subsistemas de captación y de acumulación.
- $I_{Reg\text{-}acu'}$.- Es la intensidad nominal del interruptor de conexión y desconexión de la corriente eléctrica desde el generador fotovoltaico hacia el subsistema de acumulación y debe ser igual a la máxima intensidad de corriente que es capaz de suministrar el campo fotovoltaico. Se agrega un factor de 1.25 es para prever los aumentos de las intensidades y tensiones suministradas por los módulos en condiciones medioambientales.
- $I_{Acu,recep'}$.- Es la intensidad nominal del interruptor de acoplamiento entre las baterías y los receptores y debe ser, como mínimo, igual a la intensidad total absorbida por la instalación receptora. En caso de cargas AC se debe tomar en cuenta el rendimiento del inversor que es del 95%, pero se recomienda tomar un valor más real (90%) ya que el inversor no funciona en condiciones óptimas todo el tiempo.

Con el conocimiento de los 3 más importantes parámetros de regulación se procede al dimensionado del subsistema:

Tensión nominal de trabajo del regulador:

$$V_{\mathrm{Re}g}(V) = V_{gen}(V) = V_{T,acu} = 24\,V$$

Tensión máxima de trabajo del regulador:

$$V_{\mathrm{Re}g,\max}(V) \geq 1.25 \cdot V_{OC,gen}(V)$$
$$V_{\mathrm{Re}g,\max}(V) \geq (1.25) \cdot (32.9)$$
$$V_{\mathrm{Re}g,\max}(V) \geq 41.13\,V$$
$$V_{\mathrm{Re}g,\max} = 41.13\,V$$

Intensidad nominal del interruptor de conexión y desconexión:

$$I_{\mathrm{Re}g\ gen-acu} = 1.25 \cdot I_{SC,gen}$$
$$I_{\mathrm{Re}g\ gen-acu} = (1.25) \cdot (24.63) = 30.79\ A$$

Intensidad nominal del interruptor de acoplamiento entre las baterías y los receptores:

$$I_{Acu,recep} = I_{Acu,inv} \geq 1.25 \cdot I_{Max,inv} = 1.25 \cdot P_{inv} / (V_{Min,T,acu} \cdot \eta_{inv})$$
$$I_{Acu,recep} = 1.25 \cdot \frac{250\,W}{(22) \cdot (0.90)}$$
$$I_{Acu,recep} = (1.25) \cdot (12.63) = 15.78\ A$$

Para el dimensionado de este subsistema se eligió:

- **Regulador Xantrex modelo C-35** (Especificaciones técnicas, anexo 8).

4.2.2.9. Dimensionado del subsistema de adaptación.

Los inversores se caracterizan por dos tipos de potencia:

- P_{inv}.- Potencia en servicio continuo es igual al valor máximo de la suma de las potencias de todos los receptores que pueden funcionar simultáneamente. Es recomendable un sobredimensionado del 25%.
- $P_{P,inv}$.- Potencia pico del inversor capaz de suministrar los picos de sobre potencias transitorias que se presentan al conectar determinados tipo de receptores.

Con estos dos parámetros se procede a dimensionar el subsistema:

Factor de simultaneidad:

$P_{Televisor} = 95\,W$

$P_{DVD} = 25\,W$

$P_{Total(Fs)} = P_{Televisor} + P_{DVD} = 120\,W$

$$F_S = \frac{P_{Total(Fs)}}{P_{Total,Sistema}} = \frac{120\,W}{420\,W} = 0.29$$

Suma de potencias de receptores simultáneos:

$\sum$ Potencias receptores simultáneos = $F_S \cdot P_{Total,Sistema} = (0.29)\cdot(420) = 121.8 \approx 122\,W$

Potencia del inversor en servicio continuo:

$P_{inv} \geq K \cdot (\sum$ Potencias receptores simultáneos) = $(1.25)\cdot(122) = 153\,W$

Ya que ninguno de los receptores necesita una potencia pico de arranque no se dimensiona la potencia pico del inversor ($P_{P,inv}$).

Para el dimensionado de este subsistema se eligió:

- **Inversor Xantrex modelo Prowatt 250W, 24 V** (Especificaciones técnicas, anexo 9).

4.2.2.10. Dimensionado del subsistema de transporte.

Líneas de conexión entre módulos:

$I_{conductor,\mathrm{mod}} = (1.56)\cdot I_{SC,\mathrm{mod}}$

$I_{conductor,\mathrm{mod}} = (1.56)\cdot(8.21) = 12.81\,A$

Longitud del cable (L) = 3 m.

Elección del tipo de cable:

Criterio a)

Por tabla (anexo 10) se determinó que:

S = 2.08 mm^2.

$$I_{\max} = (0.9) \cdot (0.9) \cdot I_{cond}$$
$$I_{\max} = (0.9) \cdot (0.9) \cdot (31) = 25.11A$$

Se debe cumplir,

$$I_{\max} > I_{conductor,\mathrm{mod}}$$

25.11 A > 12.81 A

Criterio b)

$$e(\%) = 200 \cdot \rho_C \cdot \frac{L}{S \cdot V_{OC,\mathrm{mod}}} \cdot I = (200) \cdot (0.01724) \cdot \frac{(3)}{(2.08) \cdot (32.90)} \cdot (12.81) = 1.93\ \%$$

La caída de tensión permisible en las líneas de conexión de los módulos es de 1 %.
Por tanto la sección del conductor no es la apropiada. Por lo que:

$$S = \frac{200 \cdot \rho_{cu} \cdot L \cdot I}{e(\%) \cdot V_{OC,\mathrm{mod}}} = \frac{(200) \cdot (0.01724) \cdot (3) \cdot (12.81)}{(1) \cdot (32.90)} = 4.10\ mm^2$$

$$\boxed{S = 5.26\ mm^2}$$

Se eligió **cable flexible de cobre tipo THW, marca Cablec, calibre #10 AWG, siete hilos, I_{max} = 52 A, para instalación exterior** (Especificaciones técnicas, anexo 10).

Línea de conexión entre el campo solar y el regulador:

$$I_{conductor,gen} = (1.56) \cdot I_{SC,gen}$$
$$I_{conductor,gen} = (1.56) \cdot (24.63) = 38.42\ A$$

Longitud del cable (L) = 5 m.

Elección del tipo de cable:

Criterio a)

Por tabla (anexo 10) se determino que:

S = 5.26 mm^2.

$$I_{\max} = (0.9) \cdot (0.9) \cdot I_{cond}$$
$$I_{\max} = (0.9) \cdot (0.9) \cdot (52) = 42.12\ A$$

Se debe cumplir,

$I_{\max} > I_{conductor,\mathrm{mod}}$

42.12 A > 38.42 A

Criterio b)

$$e(\%) = 200 \cdot \rho_C \cdot \frac{L}{S \cdot V_{OC,gen}} \cdot I = (200) \cdot (0.01724) \cdot \frac{(5)}{(3.31) \cdot (32.90)} \cdot (38.42) = 3.82\ \%$$

La caída de tensión permisible en las líneas de conexión entre módulos y reguladores es de 1.5 %

Por tanto la sección del conductor no es la apropiada. Por lo que:

$$S = \frac{200 \cdot \rho_{cu} \cdot L \cdot I}{e(\%) \cdot V_{OC,gen}} = \frac{(200) \cdot (0.01724) \cdot (5) \cdot (38.42)}{(1.5) \cdot (32.90)} = 13.32\ mm^2$$

$\boxed{S = 13.30\ mm^2}$

Se eligió **cable flexible de cobre tipo THW, marca Cablec, calibre #6 AWG, siete hilos, I_{max} = 95 A, para instalación exterior** (Especificaciones técnicas, anexo 10).

Línea de conexión entre el regulador y las baterías:

$I_{conductor,gen-reg-acu} = (1.56) \cdot I_{conductor,gen}$

$I_{conductor,gen} = (1.56) \cdot (38.42) = 59.94\ A$

Longitud del cable (L) = 3 m.

Elección del tipo de cable:

Criterio a)

Por tabla (anexo 10) se determino que:

S = 21.12 mm^2.

$I_{\max} = (0.9) \cdot I_{cond}$

$I_{\max} = (0.9) \cdot (85) = 76.5\ A$

Se debe cumplir,

$I_{\max} > I_{conductor,\mathrm{mod}}$

76.5 A > 59.94 A

Criterio b)

$$e(\%) = 200 \cdot \rho_C \cdot \frac{L}{S \cdot V_{\mathrm{Re}g}} \cdot I = (200) \cdot (0.01724) \cdot \frac{(3)}{(21.12) \cdot (24)} \cdot (59.94) = 1.02\ \%$$

La caída de tensión permisible en las líneas de conexión entre el regulador y las baterías es de 1 %

Por tanto la sección del conductor es la apropiada. Por lo que:

$$\boxed{S = 21.12\ mm^2}$$

Se eligió **cable flexible de cobre tipo THW, marca Cablec, calibre #4 AWG, siete hilos, I_{max} = 85 A, para instalación interior en bandeja** (Especificaciones técnicas, anexo 10).

Línea de conexión entre los acumuladores y el inversor:

$$I_{conductor,inv} = 1.25 \cdot P_{inv} / (V_{Min,T,acu} \cdot \eta_{inv})$$

$$I_{conductor,inv} = 1.25 \cdot \frac{250\ W}{(22) \cdot (0.90)}$$

$$I_{conductor,inv} = (1.25) \cdot (12.63) = 15.78\ A$$

Longitud del cable (L) = 3 m.

Elección del tipo de cable:

Criterio a)

Por tabla (anexo 10) se determino que:

$S = 2.08\ \mathrm{mm}^2$

$$I_{\max} = (0.9) \cdot I_{cond}$$

$$I_{\max} = (0.9) \cdot (21) = 18.90\ A$$

Se debe cumplir,

$$I_{\max} > I_{conductor,\mathrm{mod}}$$

18.90 A > 15.78 A

Criterio b)

$$e(\%) = 200 \cdot \rho_C \cdot \frac{L}{S \cdot V_{inv}} \cdot I = (200) \cdot (0.01724) \cdot \frac{(3)}{(2.08) \cdot (24)} \cdot (15.78) = 3.27\ \%$$

La caída de tensión permisible en las líneas de conexión entre el regulador y las baterías es de 1 %

Por tanto la sección del conductor no es la apropiada. Por lo que:

$$S = \frac{200 \cdot \rho_{cu} \cdot L \cdot I}{e(\%) \cdot V_{inv}} = \frac{(200) \cdot (0.01724) \cdot (3) \cdot (15.78)}{(1) \cdot (24)} = 6.80\ mm^2$$

$$\boxed{S = 8.37\ mm^2}$$

Se eligió **cable flexible de cobre tipo THW, marca Cablec, calibre #8 AWG, siete hilos, I_{max} = 52 A, para instalación interior en bandeja** (Especificaciones técnicas, anexo 10).

Línea de conexión entre el inversor y las cargas:

Las recomendaciones son las siguientes:

- Para Circuitos de Iluminación: Cable calibre 14 AWG.
- Para Circuitos de Fuerza: Cable calibre 12 - 10 AWG.
- Para Circuitos Especiales: Cable Calibre 10 AWG.

Para circuitos de iluminación:

Se eligió **cable bipolar flexible de cobre tipo THW, marca Cablec, calibre #14 AWG, siete hilos, I_{max} = 21 A, para instalación interior Conduit** (Especificaciones técnicas, anexo 10).

Para circuitos de fuerza:

Se eligió **cable bipolar flexible de cobre tipo THW, marca Cablec, calibre #10 AWG, siete hilos, I_{max} = 36 A, para instalación interior Conduit** (Especificaciones técnicas, anexo 10).

Línea de tierra:

Se eligió **cable sólido desnudo de cobre, marca Cablec, calibre #10 AWG, I_{max} = 68 A** (Especificaciones técnicas, anexo 11).

4.2.2.11. Diseño y dimensionado del subsistema de maniobra y protección.

Aunque los reguladores e inversores poseen protecciones ya integradas dentro de su sistema, se debe dimensionar protecciones suplementarias. Los dispositivos de protección deben cumplir los siguientes criterios:

- Protección contra sobrecargas.

$$I_B \leq I_N \leq I_Z$$
$$1.45 I_Z \geq I_F$$

- Protección contra cortocircuitos.

$$PdC_{proteccion} \geq I_{SC,\max}$$
$$I_{SC,\max} = K_{SC} \cdot S / \sqrt{t}$$

Siendo:

I_N = Intensidad nominal del dispositivo de protección.

I_B = Intensidad de utilización que soporta el conductor.

I_Z = Intensidad máxima que soporta el conductor con factor de 0.9 de corrección.

I_F = Intensidad convencional del dispositivo de protección.

$I_{sc,max}$ = Intensidad máxima de cortocircuito.

K_{sc} = constante de cortocircuito. Para el cobre con aislamiento PVC = 115.

T = Tiempo de respuesta del dispositivo de protección

PdC = Poder de corte.

Por tanto el dimensionado de las protecciones se lo realiza de la siguiente manera:

Línea de conexión entre regulador y las baterías:

Protección contra sobrecargas.

$$I_B \leq I_N \leq I_Z$$
$$59.94 \leq I_N \leq 76.50$$
$$\boxed{I_N = 60\ A}$$

Debe cumplir:

$$1.45 \cdot I_Z \geq I_F$$
$$(1.45) \cdot (76.50) \geq I_F$$
$$110.93 \geq (1.45) \cdot I_N$$
$$110.93 \geq (1.45) \cdot (60)$$

$110.93\ A \geq 87\ A$ Si cumple.

Protección contra cortocircuito.

$$I_{SC,\max} = K_{SC} \cdot S / \sqrt{t} = (115) \cdot (21.12) / (\sqrt{3})$$
$$I_{SC,\max} = 1402.27\ A$$

$$PdC > 1402.27\ A$$

Se eligió un **breaker de 60 A DC con un tiempo de respuesta inferior a 3s**. (Especificaciones técnicas, anexo 12).

Línea de conexión entre el campo solar y el regulador:

Protección contra sobrecargas.

$$I_B \leq I_N \leq I_Z$$
$$38.42 \leq I_N \leq 76.95$$
$$\boxed{I_N = 60\ A}$$

Debe cumplir:

$$1.45 \cdot I_Z \geq I_F$$
$$(1.45) \cdot (76.95) \geq I_F$$
$$111.58 \geq (1.45) \cdot I_N$$
$$111.58 \geq (1.45) \cdot (60)$$

$111.58\ A \geq 87\ A$ Si cumple.

Protección contra cortocircuito.

$$I_{SC,\max} = K_{SC} \cdot S / \sqrt{t} = (115) \cdot (13.30) / (\sqrt{3})$$
$$I_{SC,\max} = 883.06\ A$$

$$PdC > 883.06\ A$$

Se eligió un **breaker de 60 A DC con un tiempo de respuesta inferior a 3s**. (Especificaciones técnicas, anexo 12).

Línea de conexión entre los acumuladores y el inversor:

Protección contra sobrecargas.

$I_B \leq I_N \leq I_Z$

$15.78 \leq I_N \leq 46.80$

$\boxed{I_N = 20\ A}$

Debe cumplir:

$1.45 \cdot I_Z \geq I_F$

$(1.45) \cdot (46.80) \geq I_F$

$67.86 \geq (1.45) \cdot I_N$

$67.86 \geq (1.45) \cdot (20)$

$67.86\ A \geq 29\ A$ Si cumple.

Protección contra cortocircuito.

$I_{SC,\max} = K_{SC} \cdot S / \sqrt{t} = (115) \cdot (8.37) / (\sqrt{3})$

$I_{SC,\max} = 555.73\ A$

$PdC > 555.73\ A$

Se eligió un **breaker de 20 A DC con un tiempo de respuesta inferior a 3s**. (Especificaciones técnicas, anexo 13).

Líneas de conexión entre módulos:

Protección contra sobrecargas.

$I_B \leq I_N \leq I_Z$

$12.81 \leq I_N \leq 46.8$

$\boxed{I_N = 20\ A}$

Debe cumplir:

$1.45 \cdot I_Z \geq I_F$

$(1.45) \cdot (46.8) \geq I_F$

$67.86 \geq (1.45) \cdot I_N$

$67.86 \geq (1.45) \cdot (20)$

$67.86\ A \geq 29\ A$ Si cumple.

Protección contra cortocircuito.

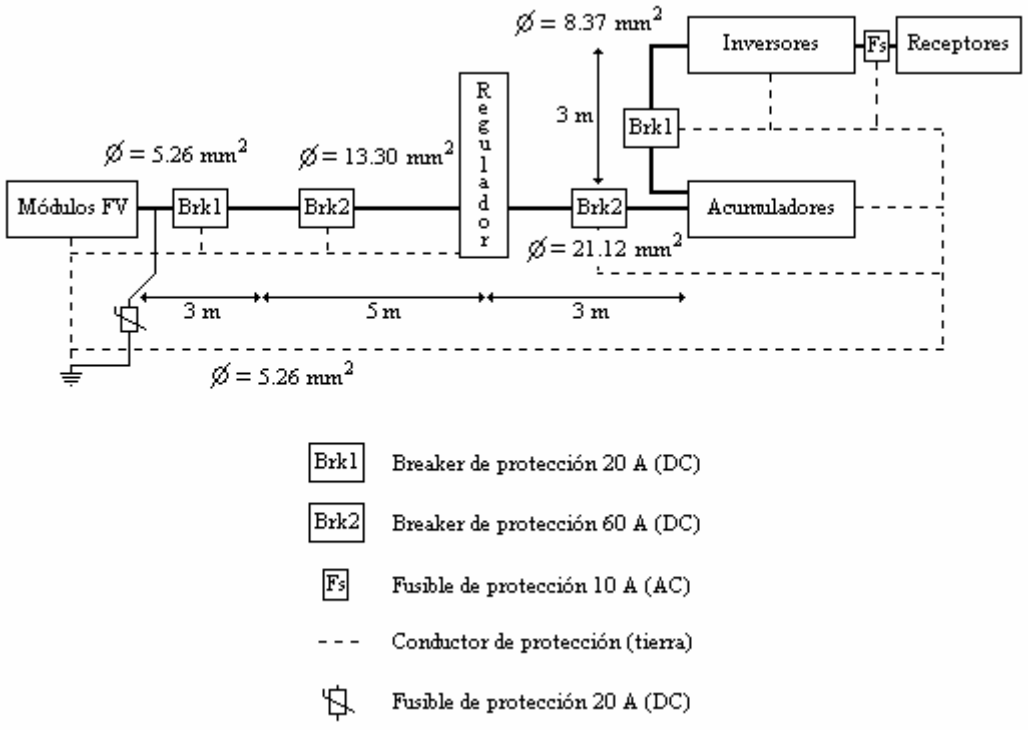
$$I_{SC,\max} = K_{SC} \cdot S / \sqrt{t} = (115) \cdot (5.26) / (\sqrt{3})$$
$$I_{SC,\max} = 349.24\ A$$
$$PdC > 349.24\ A$$

Se eligió un **breaker de 20 A DC con un tiempo de respuesta inferior a 3s**. (Especificaciones técnicas, anexo 13). También se eligió un **fusible de 20 A DC con un tiempo de respuesta inferior a 3s** para proteger contra sobretensiones. (Especificaciones técnicas, anexo 14).

Línea de conexión entre el inversor y las cargas:

Se eligió un **fusible de 10 A AC con un tiempo de respuesta inferior a 3s**. (Especificaciones técnicas, anexo 15).

4.2.2.12. Representación esquemática de la instalación fotovoltaica.



El esquema completo se lo puede observar en el anexo 16.

4.2.3. Cantón Pedro Moncayo.

Latitud (ϕ): 0º 06'15" N.

Longitud: 78º 12'01" W.

4.2.3.1. Calculo de luminarias.

a. Tipo de Trabajo

Iluminación para una vivienda convencional.

Dormitorio:

Nivel de iluminación: 50 lux.

Comedor, cocina:

Nivel de iluminación: 100 lux.

Baño:

Nivel de iluminación: 50 lux.

b. Área a iluminarse

- Comedor, cocina

  Área = 11.84 [m^2].

  Largo = 3.70 [m].

  Ancho = 3.20 [m].

- Dormitorio

  Área = 10.80 [m^2].

  Largo = 3.60 [m].

  Ancho = 3.00 [m].

- Baño:

  Área = 2.04 [m^2].

  Largo = 1.70 [m].

  Ancho = 1.20 [m].

c. Sistema de iluminación

Dormitorio y baño:

Semidirecto.

Se instalara lámparas fluorescentes ahorrativas TEKNO FE-II con 825 lúmenes.

Comedor, cocina:

Directo.

Se instalara lámparas fluorescentes ahorrativas TEKNO FE-II con 825 lúmenes.

d. Índice de Local (I_L)

Dormitorio:

Altura Del Piso A La Losa:	2.20 [m]
Altura Del Piso Al Lugar A Iluminar (Cama):	0.75 [m]
Distancia Del Techo A La Lámpara:	0.15 [m]
Altura:	1.30 [m]

$$\text{RL} = \frac{l \cdot a}{H \cdot (l + a)} = \frac{(3.60) \cdot (3.00)}{(1.30) \cdot (3.60 + 3.00)} = 1.26 \Rightarrow \quad \boxed{I_L = G}$$

Baño:

Altura Del Piso A La Losa:	2.20 [m]
Altura Del Piso Al Lugar A Iluminar (Lavabo):	0.75 [m]
Distancia Del Techo A La Lámpara:	0.15 [m]
Altura:	1.30 [m]

$$\text{RL} = \frac{l \cdot a}{H \cdot (l + a)} = \frac{(1.70) \cdot (1.20)}{(1.30) \cdot (1.70 + 1.20)} = 0.54 \Rightarrow \quad \boxed{I_L = J}$$

Comedor, cocina:

Altura Del Piso A La Losa:	2.20 [m]
Altura Del Piso Al Lugar A Iluminar (Mesa):	0.75 [m]
Distancia Del Techo A La Lámpara:	0.15 [m]
Altura:	1.30 [m]

$$\text{RL} = \frac{l \cdot a}{H \cdot (l + a)} = \frac{(3.70) \cdot (3.20)}{(1.30) \cdot (3.70 + 3.20)} = 1.32 \Rightarrow \quad \boxed{I_L = G}$$

e. Coeficiente de Utilización (CU)

Dormitorio:

Techo de madera	Luz reflejada (5% - 25%).
Pared de ladrillo	Luz reflejada (15% - 20%).

CU = 0.31

Baño:

Techo de madera	Luz reflejada (5% - 25%).
Pared de ladrillo	Luz reflejada (15% - 20%).

CU = 0.16

Comedor, cocina:

Techo de madera	Luz reflejada (5% - 25%).
Pared de ladrillo	Luz reflejada (15% - 20%).

CU = 0.36

f. Coeficiente de Conservación (CC)

Dormitorio y baño:

CC = 0.75

Comedor, cocina:

CC = 0.70

g. Número de lámparas y luminarias

Dormitorio:

$$\#\text{lámparas} = \frac{\text{Nivel iluminación} * \text{Area}}{\frac{\text{lumenes}}{\text{lámpara}} * \text{cc} * \text{cu}}$$

$$\#\text{lámparas} = \frac{(50)\cdot(10.80)}{(825)\cdot(0.75)\cdot(0.31)} = 2.81 \approx 3$$

Baño:

$$\#\text{lámparas} = \frac{\text{Nivel iluminación} * \text{Area}}{\frac{\text{lumenes}}{\text{lámpara}} * \text{cc} * \text{cu}}$$

$$\#\text{lámparas} = \frac{(50)\cdot(2.04)}{(825)\cdot(0.75)\cdot(0.16)} = 1.03 \approx 1$$

Comedor, Cocina**:**

$$\#\text{lámparas} = \frac{\text{Nivel iluminación} * \text{Area}}{\frac{\text{lumenes}}{\text{lámpara}} * \text{cc} * \text{cu}}$$

$$\#\text{lámparas} = \frac{(100)\cdot(11.84)}{(825)\cdot(0.70)\cdot(0.36)} = 5.69 \approx 6$$

h. Corrección al número de lámparas

Con el propósito de bajar la potencia total del sistema y a la vez su costo, se debe disminuir, en lo más posible, el número de cargas conectadas al mismo. Sin embargo se debe tomar en cuenta que esta disminución no afecte las necesidades eléctricas requeridas.

Dormitorio:

Nivel de iluminación = 20 lux.

Numero total de lámparas = 1

Baño:

Nivel de iluminación = 50 lux.

Numero total de lámparas = 1

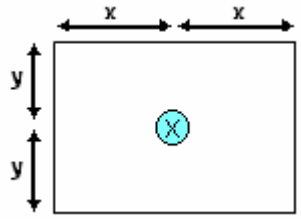
Comedor, Cocina:

Nivel de iluminación = 40 lux.

Numero total de lámparas = 2

i. Distribución de las luminarias

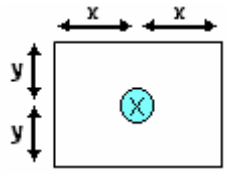
Dormitorio:



2x = 3.60 [m] 2y = 3.00 [m]

x = 1.8 [m] y = 1.50 [m]

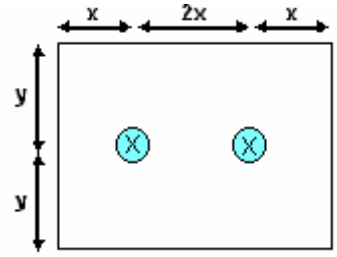
Baño:



2x = 1.70 [m] 2y = 1.20 [m]

x = 0.85 [m] y = 0.60 [m]

Comedor, Cocina:



4x = 3.70 [m] 2y = 3.20 [m]

x = 0.93 [m] y = 1.60 [m]

4.2.3.2. Calculo de la energía eléctrica diaria requerida.

Tipo de receptor	Número de unidades (N)	Potencia (W) P	Horas de funcionamiento diario (hr.)	Energía E=N·P·hr (Wh/día)
Lámparas fluorescentes	4	11	4	176
Televisor 14”	1	55	6	330
Radio/CD	1	100	2	200
Extra	1	100	0.5	50
Consumo total en corriente alterna (E_{CA})				**756**

Tabla. 4.8. Cuadro de requerimiento diario de energía eléctrica (CA)

Con la información de consumo total en corriente alterna se procede a calcular la cantidad de energía eléctrica total considerando un factor de seguridad, F_s = 15% y una eficiencia de inversor, η_{inv} = 85%.

$$E_{elec} = (100 + F_s) \cdot E_{CC} / 100 + (100 + F_s) \cdot E_{CA} / \eta_{inv}$$

$$E_{elec} = (100 + 15) \cdot (0) / 100 + (100 + 15) \cdot (756) / 85$$

$$E_{elec} = (100 + 15) \cdot (756) / 85$$

$$E_{elec} = (115) \cdot (8.894)$$

$$\boxed{E_{elec} = 1022.82 \text{ (Wh/día)}}$$

Este valor calculado es igual para los doce meses del año.

4.2.3.3 Calculo de promedio de la radiación diaria disponible.

En este punto se procede a calcular la irradiación extraterrestre (H_{so}^{e}) y la irradiación del plano inclinado (H_s) del sector mediante el mismo procedimiento que se lo hizo para el cantón Cayambe, por tanto, con la finalidad de ganar tiempo y no ser redundante se procede a mostrar la tabla de resultados obtenidos:

Mes	**J**	**F_{TS}**	**δ_S(º)**	**$\omega_{s,p}$(º)**	H_{sO}^{e} **(MJ/m²dia)**	H_{sO}^{e} **(Kwh/m²dia)**	H_s **(Kwh/m²dia)**
Enero	15	1.03	-21.27	89.96	36.18	10.050	**5.365**
Febrero	46	1.02	-13.29	89.98	37.47	10.408	**5.015**
Marzo	76	1.01	-2.02	89.99	37.93	10.536	**4.442**
Abril	107	0.99	10.15	90.02	36.72	10.200	**3.999**
Mayo	137	0.98	19.26	90.04	34.70	9.639	**3.399**
Junio	168	0.97	23.39	90.05	33.44	9.289	**3.271**
Julio	198	0.97	21.18	90.04	33.97	9.436	**3.807**
Agosto	229	0.98	13.12	90.02	35.80	9.944	**4.511**
Septiembre	259	0.99	1.81	90.00	37.29	10.358	**4.821**
Octubre	290	1.01	-10.33	89.98	37.34	10.372	**4.978**
Noviembre	320	1.02	-19.38	89.96	36.32	10.088	**4.994**
Diciembre	351	1.03	-23.40	89.95	35.63	9.897	**4.298**

Tabla. 4.9. Cuadro de promedio de radiación diaria disponible

4.2.3.4. Determinación del mes más desfavorable.

Mes	E_{lec} (Kwh/día)	H_s (Kwh/m^{2}dia)	Y_{max} (m^2)
Enero	1.022	5.365	0.191
Febrero	1.022	5.015	0.204
Marzo	1.022	4.442	0.230
Abril	1.022	3.999	0.255
Mayo	1.022	3.399	0.301
Junio	1.022	3.271	**0.312**
Julio	1.022	3.807	0.268
Agosto	1.022	4.511	0.227
Septiembre	1.022	4.821	0.212
Octubre	1.022	4.978	0.205
Noviembre	1.022	4.994	0.204
Diciembre	1.022	4.298	0.238

Tabla. 4.10. Tabla de determinación del peor mes

De acuerdo a los valores de la tabla.4.10 se determino que el mes de **junio** es el más desfavorable obteniendo un valor de $\boldsymbol{Y_{max}} = \mathbf{0.312\ m^2}$.

4.2.3.5. Elección del tipo y número de paneles fotovoltaicos.

Para el dimensionado de este subsistema se eligió:

- **Módulo Sharp ND-167U3A, 167 Wp** (Especificaciones técnicas, anexo 17).

Método a)

$$N_{\mathrm{mod}}(\textit{número de módulos}) = 1.1 \cdot \frac{Y_{\max}}{P_{\mathrm{mod}}}$$

$$N_{\mathrm{mod}}(\textit{número de módulos}) = 1.1 \cdot \frac{(0.312)}{(167)}$$

$$N_{\mathrm{mod}}(\textit{número de módulos}) = 2.04 \approx 2$$

4.2.3.6. Calculo de la conexión de los módulos.

Debido a que la tensión nominal de los paneles fotovoltaicos es de V_{mod} = 24 V, se adopto una tensión de trabajo en DC (campo fotovoltaico, regulador y baterías) de 24 V, esto es:

$$\boxed{V_{T,acu} = 24 \text{ V}}$$

Número de módulos conectados en serie:

$$N_{S,\text{mod}} = V_{T,acu} / V_{\text{mod}}$$

$$N_{S,\text{mod}} = \frac{24\,V}{24\,V} = 1$$

Número de módulos conectados en paralelo:

$$N_{P,\text{mod}} = N_{\text{mod}} / N_{S.\text{mod}}$$

$$N_{P,\text{mod}} = \frac{2}{1} = 2$$

Por tanto el número de módulos totales es de:

$$N_{\text{mod}} = N_{S,\text{mod}} \cdot N_{P,\text{mod}}$$

$$N_{\text{mod}} = (1) \cdot (2) = 2$$

Consiguientemente se procede al cálculo de los valores del campo fotovoltaico:

Potencia pico total:

$$P_{gen}(Wp) = N_{\text{mod}} \cdot P_{\text{mod}}$$

$$P_{gen} = (2) \cdot (167) = 334\,Wp$$

Intensidad pico total de salida:

$$I_{P,gen}(A) = I_{P,\text{mod}} \cdot N_{P,\text{mod}}$$

$$I_{P,gen} = (7.33) \cdot (2) = 14.66\,A$$

Intensidad total de cortocircuito:

$$I_{SC,gen}(A) = I_{SC,\text{mod}} \cdot N_{P.\text{mod}}$$

$$I_{SC,gen}(A) = (8.16) \cdot (2) = 16.32\,A$$

Tensión nominal total de salida:

$$V_{gen}(V) = V_{\mathrm{mod}} \cdot N_{S,\mathrm{mod}}$$
$$V_{gen} = (24) \cdot (1) = 24\,V = V_{T,acu}$$

Tensión pico total de salida:

$$V_{P,gen}(V) = V_{P,\mathrm{mod}} \cdot N_{S,\mathrm{mod}}$$
$$V_{P,gen} = (22.8) \cdot (1) = 22.80\,V$$

Tensión total en circuito abierto:

$$V_{OC,gen}(V) = V_{OC,\mathrm{mod}} \cdot N_{S,\mathrm{mod}}$$
$$V_{OC,gen} = (28.9) \cdot (1) = 28.90\,V$$

Los datos $I_{p.mod}$, $I_{sc,mod}$, $V_{p,mod}$ y $V_{oc,mod}$ fueron extraídos del datasheet de especificaciones técnicas del módulo Sharp ND-167U3A (anexo 17)

4.2.3.7. Dimensionado del subsistema de acumulación.

Numero de días de autonomía de las baterías:

$$N_D = 3$$

Profundidad máxima de descarga:

$$P_{D,\max} = 70\%$$

Capacidad necesaria del sistema de acumulación:

$$C'_{T,acu}(Ah) = 1.1 \cdot \frac{N_D \cdot E_{elect,\max}}{P_{D,\max} \cdot V_{T,acu}}$$
$$C'_{T,acu}(Ah) = 1.1 \cdot \frac{(3) \cdot (1022.82)}{(0.7) \cdot (24)}$$
$$C'_{T,acu} = (1.1) \cdot (182.65)$$
$$C'_{T,acu} = 200.91\,Ah$$

Se debe cumplir:

$$C'_{T,acu}(Ah) \geq E_{elec,\max} / (P_{D,diaria} \cdot V_{T,acu})$$
$$200.91\ Ah \geq (1022.82)/(0.2 \cdot 24)$$
$$200.91\ Ah \geq 213.087\ Ah \quad \textit{No cumple}$$

Por tanto:

$$C'_{T,acu}(Ah) = \frac{E_{elec,\max}}{P_{D,\max} \cdot V_{T,acu}} = \frac{1022.82}{(0.2) \cdot (24)} = 213.08\ Ah$$

Para el dimensionado de este subsistema se eligió los acumuladores:

- **Baterías PowerUp, PUBP 110-12, 12 Voltios/110 Amperios-Hora** (Especificaciones técnicas, anexo 7).

A continuación se procede el número de acumuladores conectado en serie y en paralelo.

Número de acumuladores conectados en serie:

$$N_{S,acu} = \frac{V_{T,acu}}{V_{acu}} = \frac{24\ V}{12\ V}$$
$$N_{S,acu} = 2$$

Numero de acumuladores conectados en paralelo:

$$N_{P,acu} = \frac{C'_{T,acu}(Ah)}{C'_{acu}(Ah)} = \frac{213.08}{110}$$
$$N_{P,acu} = 1.94 \approx 2$$

Numero total de acumuladores:

$$N_{acu} = N_{S,acu} \cdot N_{P,acu}$$
$$N_{acu} = (2) \cdot (2) = 4$$

4.2.3.8. Dimensionado del subsistema de regulación.

Tensión nominal de trabajo del regulador:

$$V_{Reg}(V) = V_{gen}(V) = V_{T,acu} = 24\ V$$

Tensión máxima de trabajo del regulador:

$$V_{Reg,\max}(V) \geq 1.25 \cdot V_{OC,gen}(V)$$
$$V_{Reg,\max}(V) \geq (1.25) \cdot (28.90)$$
$$V_{Reg,\max}(V) \geq 36.13\ V$$
$$V_{Reg,\max} = 36.13\ V$$

Intensidad nominal del interruptor de conexión y desconexión:

$$I_{Reg\ gen-acu} = 1.25 \cdot I_{SC,gen}$$
$$I_{Reg\ gen-acu} = (1.25) \cdot (16.32) = 20.40\ A$$

Intensidad nominal del interruptor de acoplamiento entre las baterías y los receptores:

$$I_{Acu,recep} = I_{Acu,inv} \geq 1.25 \cdot I_{Max,inv} = 1.25 \cdot P_{inv} / (V_{Min,T,acu} \cdot \eta_{inv})$$
$$I_{Acu,recep} = 1.25 \cdot \frac{250\ W}{(22) \cdot (0.90)}$$
$$I_{Acu,recep} = (1.25) \cdot (12.63) = 15.79\ A$$

Para el dimensionado de este subsistema se eligió:

- **Regulador Xantrex modelo C-35** (Especificaciones técnicas, anexo 8).

4.2.3.9. Dimensionado del subsistema de adaptación.

Factor de simultaneidad:

$$P_{lamparas} = 33\ W$$
$$P_{televisor} = 55\ W$$
$$P_{radio} = 100\ W$$
$$P_{Total(Fs)} = P_{lámparas} + P_{televisor} + P_{radio} = 188\ W$$

$$F_S = \frac{P_{Total(Fs)}}{P_{Total,Sistema}} = \frac{188\ W}{299\ W} = 0.62$$

Suma de potencias de receptores simultáneos:

$$\sum \text{Potencias receptores simultáneos} = F_S \cdot P_{Total,Sistema} = (0.62) \cdot (299) = 185.38 \approx 186\ W$$

Potencia del inversor en servicio continuo:

$$P_{inv} \geq K \cdot (\sum \text{ Potencias receptores simultáneos}) = (1.25) \cdot (186) = 231.73\, W$$

Para el dimensionado de este subsistema se eligió:

- **Inversor Xantrex Prowatt 250W, 24 V** (Especificaciones técnicas, anexo 9).

4.2.3.10. Dimensionado del subsistema de transporte.

Líneas de conexión entre módulos:

$$I_{conductor,\text{mod}} = (1.56) \cdot I_{SC,\text{mod}}$$
$$I_{conductor,\text{mod}} = (1.56) \cdot (8.16) = 12.73\ A$$

Longitud del cable (L) = 3 m.

Elección del tipo de cable:

Por tabla (anexo 10) se determino que:

S = 2.08 mm^2.

$$e(\%) = 200 \cdot \rho_C \cdot \frac{L}{S \cdot V_{OC,\text{mod}}} \cdot I = (200) \cdot (0.01724) \cdot \frac{(3)}{(2.08) \cdot (28.9)} \cdot (12.73) = 2.19\ \%$$

La caída de tensión permisible en las líneas de conexión de los módulos es de 1 %.

Por tanto la sección del conductor no es la apropiada. Por lo que:

$$S = \frac{200 \cdot \rho_{cu} \cdot L \cdot I}{e(\%) \cdot V_{OC,\text{mod}}} = \frac{(200) \cdot (0.01724) \cdot (3) \cdot (12.73)}{(1) \cdot (28.9)} = 4.56\ mm^2$$

$$\boxed{S = 5.26\ mm^2}$$

Se eligió **cable flexible de cobre tipo THW, marca Cablec, calibre #10 AWG, siete hilos, I_{max} = 52 A, para instalación exterior** (Especificaciones técnicas, anexo 10).

Línea de conexión entre el campo solar y el regulador:

$$I_{conductor,gen} = (1.56) \cdot I_{SC,gen}$$

$$I_{conductor,gen} = (1.56) \cdot (16.32) = 25.46\ A$$

Longitud del cable (L) = 4 m.

Elección del tipo de cable:

Por tabla (anexo 10) se determino que:

S = 3.31 mm^2.

$$e(\%) = 200 \cdot \rho_C \cdot \frac{L}{S \cdot V_{OC,gen}} \cdot I = (200) \cdot (0.01724) \cdot \frac{(4)}{(3.31) \cdot (28.9)} \cdot (25.46) = 3.67\ \%$$

La caída de tensión permisible en las líneas de conexión entre módulos y reguladores es de 1.5 %

Por tanto la sección del conductor no es la apropiada. Por lo que:

$$S = \frac{200 \cdot \rho_{cu} \cdot L \cdot I}{e(\%) \cdot V_{OC,gen}} = \frac{(200) \cdot (0.01724) \cdot (4) \cdot (25.46)}{(1.5) \cdot (28.9)} = 8.10\ mm^2$$

$$\boxed{S = 8.37\ mm^2}$$

Se eligió **cable flexible de cobre tipo THW, marca Cablec, calibre #8 AWG, siete hilos, I_{max} = 72 A, para instalación exterior** (Especificaciones técnicas, anexo 10).

Línea de conexión entre el regulador y las baterías:

$$I_{conductor,gen-reg-acu} = (1.56) \cdot I_{conductor,gen}$$

$$I_{conductor,gen} = (1.56) \cdot (25.46) = 39.72\ A$$

Longitud del cable (L) = 2 m.

Elección del tipo de cable:

Por tabla (anexo 10) se determino que:

S = 8.37 mm^2.

$$e(\%) = 200 \cdot \rho_C \cdot \frac{L}{S \cdot V_{\mathrm{Re}g}} \cdot I = (200) \cdot (0.01724) \cdot \frac{(2)}{(8.37) \cdot (24)} \cdot (39.72) = 1.36\ \%$$

La caída de tensión permisible en las líneas de conexión entre el regulador y las baterías es de 1.5 %

Por tanto la sección del conductor no es la apropiada. Por lo que:

$$S = \frac{200 \cdot \rho_{cu} \cdot L \cdot I}{e(\%) \cdot V_{OC,gen}} = \frac{(200) \cdot (0.01724) \cdot (2) \cdot (39.72)}{(1) \cdot (24)} = 11.41\ mm^2$$

$$\boxed{S = 13.30\ mm^2}$$

Se eligió **cable flexible de cobre tipo THW, marca Cablec, calibre #6 AWG, siete hilos, I_{max} = 63 A, para instalación interior en bandeja** (Especificaciones técnicas, anexo 10).

Línea de conexión entre los acumuladores y el inversor:

$$I_{conductor,inv} = 1.25 \cdot P_{inv} / (V_{Min,T,acu} \cdot \eta_{inv})$$

$$I_{conductor,inv} = 1.25 \cdot \frac{250\ W}{(22) \cdot (0.90)}$$

$$I_{conductor,inv} = (1.25) \cdot (12.63) = 15.78\ A$$

Longitud del cable (L) = 2 m.

Elección del tipo de cable:

Por tabla (anexo 10) se determino que:

S = 2.08 mm^2.

$$e(\%) = 200 \cdot \rho_C \cdot \frac{L}{S \cdot V_{inv}} \cdot I = (200) \cdot (0.01724) \cdot \frac{(2)}{(2.08) \cdot (24)} \cdot (15.78) = 2.18\ \%$$

La caída de tensión permisible en las líneas de conexión entre el regulador y las baterías es de 1 %

Por tanto la sección del conductor no es la apropiada. Por lo que:

$$S = \frac{200 \cdot \rho_{cu} \cdot L \cdot I}{e(\%) \cdot V_{inv}} = \frac{(200) \cdot (0.01724) \cdot (2) \cdot (15.78)}{(1) \cdot (24)} = 4.53\ mm^2$$

$$\boxed{S = 5.26\ mm^2}$$

Se eligió **cable flexible de cobre tipo THW, marca Cablec, calibre #10 AWG, siete hilos, I_{max} = 36 A, para instalación interior en bandeja** (Especificaciones técnicas, anexo 10).

Línea de conexión entre el inversor y las cargas:

Para circuitos de iluminación:

Se eligió **cable bipolar flexible de cobre tipo THW, marca Cablec, calibre #14 AWG, siete hilos, I_{max} = 21 A, para instalación interior Conduit** (Especificaciones técnicas, anexo 10).

Para circuitos de fuerza:

Se eligió **cable bipolar flexible de cobre tipo THW, marca Cablec, calibre #10 AWG, siete hilos, I_{max} = 36 A, para instalación interior Conduit** (Especificaciones técnicas, anexo 10).

Línea de tierra:

Se eligió **cable sólido desnudo de cobre, marca Cablec, calibre #10 AWG, I_{max} = 68 A** (Especificaciones técnicas, anexo 11).

4.2.3.11. Diseño y dimensionado del subsistema de maniobra y protección.

El dimensionado de las protecciones se lo realiza de la siguiente manera:

Línea de conexión entre regulador y las baterías:

Protección contra sobrecargas.

$$I_B \leq I_N \leq I_Z$$

$$39.72 \leq I_N \leq 56.7$$

$$\boxed{I_N = 50\ A}$$

Protección contra cortocircuito.

$$I_{SC,\max} = K_{SC} \cdot S / \sqrt{t} = (115) \cdot (13.30) / (\sqrt{3})$$
$$I_{SC,\max} = 883.06\ A$$
$$PdC > 883.06\ A$$

Se eligió un **breaker de 50 A DC con un tiempo de respuesta inferior a 3s**. (Especificaciones técnicas, anexo 18).

Línea de conexión entre el campo solar y el regulador:

Protección contra sobrecargas.

$$I_B \le I_N \le I_Z$$
$$25.46 \le I_N \le 64.8$$
$$\boxed{I_N = 40\ A}$$

Protección contra cortocircuito.

$$I_{SC,\max} = K_{SC} \cdot S / \sqrt{t} = (115) \cdot (8.37) / (\sqrt{3})$$
$$I_{SC,\max} = 555.73\ A$$
$$PdC > 555.73\ A$$

Se eligió un **breaker de 40 A DC con un tiempo de respuesta inferior a 3s**. (Especificaciones técnicas, anexo 19).

Línea de conexión entre los acumuladores y el inversor:

Protección contra sobrecargas.

$$I_B \le I_N \le I_Z$$
$$15.78 \le I_N \le 32.4$$
$$\boxed{I_N = 20\ A}$$

Protección contra cortocircuito.

$$I_{SC,\max} = K_{SC} \cdot S / \sqrt{t} = (115) \cdot (5.26) / (\sqrt{3})$$
$$I_{SC,\max} = 349.24\ A$$
$$PdC > 349.24\ A$$

Se eligió un **breaker de 20 A DC con un tiempo de respuesta inferior a 3s**. (Especificaciones técnicas, anexo 13).

Líneas de conexión entre módulos:

Protección contra sobrecargas.

$$I_B \leq I_N \leq I_Z$$
$$12.73 \leq I_N \leq 46.8$$
$$\boxed{I_N = 20\ A}$$

Protección contra cortocircuito.

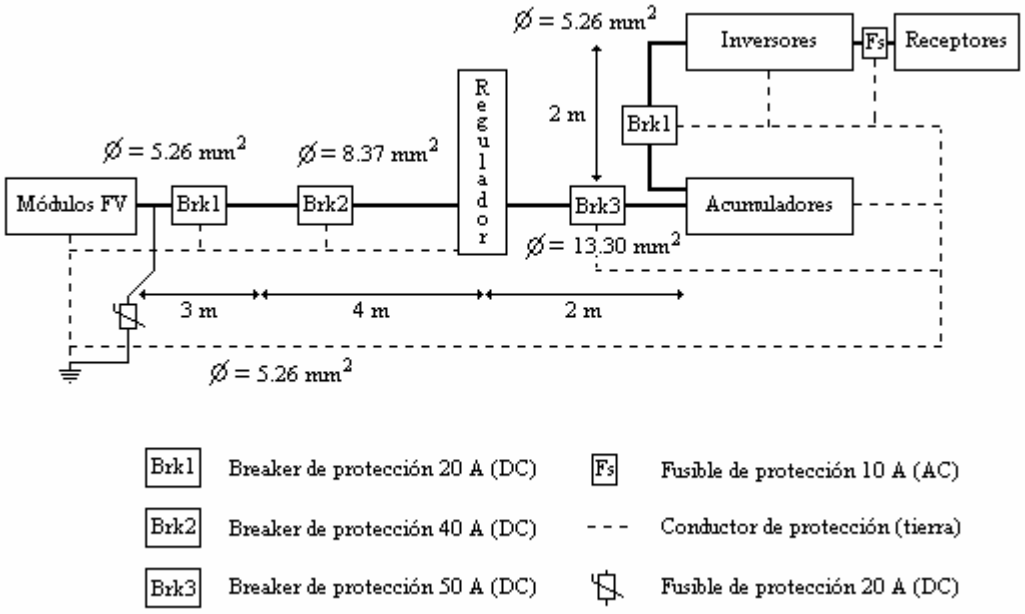
$$I_{SC,\max} = K_{SC} \cdot S / \sqrt{t} = (115) \cdot (5.26) / (\sqrt{3})$$
$$I_{SC,\max} = 349.24\ A$$
$$PdC > 349.24\ A$$

Se eligió un **breaker de 20 A DC con un tiempo de respuesta inferior a 3s**. (Especificaciones técnicas, anexo 13). También se eligió un **fusible de 20 A DC con un tiempo de respuesta inferior a 3s** para proteger contra sobretensiones. (Especificaciones técnicas, anexo 14).

Línea de conexión entre el inversor y las cargas:

Se eligió un **fusible de 10 A AC con un tiempo de respuesta inferior a 3s**. (Especificaciones técnicas, anexo 15).

4.2.3.12. Representación esquemática de la instalación fotovoltaica.



El esquema completo se lo puede observar en el anexo 20.

4.2.4. Cantón San Miguel de los Bancos.

Latitud (ϕ): 0º 02'30" N.

Longitud: 78º 53' 38" W.

4.2.4.1. Calculo de luminarias.

a. Tipo de Trabajo

Iluminación para una vivienda convencional:

Cocina, comedor:

Nivel de iluminación: 50 lux.

Dormitorio:

Nivel de iluminación: 100 lux.

b. Área a iluminarse

- Cocina, comedor:
  Área = 6.77 [m^2].
  Largo = 3.30 [m].
  Ancho = 2.05 [m].
- Dormitorio:
  Área = 5.50 [m^2].
  Largo = 2.50 [m].
  Ancho = 2.20 [m].

c. Sistema de iluminación

Dormitorio:

Semidirecto.

Se instalara lámparas fluorescentes ahorrativas TEKNO FE-II con 825 lúmenes.

Cocina, comedor:

Directo.

Se instalara lámparas fluorescentes ahorrativas TEKNO FE-II con 825 lúmenes.

d. Índice de Local (I_L)

Dormitorio:

Altura Del Piso A La Losa:	2.20 [m]
Altura Del Piso Al Lugar A Iluminar (Cama):	0.75 [m]
Distancia Del Techo A La Lámpara:	0.15 [m]
Altura:	1.30 [m]

$$\text{RL} = \frac{l \cdot a}{H \cdot (l + a)} = \frac{(2.50) \cdot (2.20)}{(1.30) \cdot (2.50 + 2.20)} = 0.90 \Rightarrow \quad \boxed{I_L = I}$$

Cocina, comedor:

Altura Del Piso A La Losa:	2.20 [m]
Altura Del Piso Al Lugar A Iluminar (Mesa):	0.75 [m]
Distancia Del Techo A La Lámpara:	0.15 [m]
Altura:	1.30 [m]

$$\text{RL} = \frac{l \cdot a}{H \cdot (l + a)} = \frac{(3.30) \cdot (2.05)}{(1.30) \cdot (3.30 + 2.05)} = 0.97 \Rightarrow \quad \boxed{I_L = H}$$

e. Coeficiente de Utilización (CU)

Dormitorio:

Techo de madera	Luz reflejada (15% - 25%).
Pared de madera	Luz reflejada (15% - 20%).

CU = 0.22

Cocina, comedor:

Techo de madera	Luz reflejada (15% - 25%).
Pared de madera	Luz reflejada (15% - 20%).

CU = 0.32

f. Coeficiente de Conservación (CC)

Dormitorio:

CC = 0.75

Cocina, comedor:

CC = 0.70

g. Número de lámparas y luminarias

Dormitorio:

$$\#\,\text{lámparas} = \frac{\text{Nivel iluminación} * \text{Area}}{\frac{\text{lumenes}}{\text{lámpara}} * \text{cc} * \text{cu}}$$

$$\#\,\text{lámparas} = \frac{(50)\cdot(5.50)}{(825)\cdot(0.75)\cdot(0.22)} = 2.02 \approx 2$$

Cocina, comedor**:**

$$\#\,\text{lámparas} = \frac{\text{Nivel iluminación} * \text{Area}}{\frac{\text{lumenes}}{\text{lámpara}} * \text{cc} * \text{cu}}$$

$$\#\,\text{lámparas} = \frac{(100)\cdot(6.77)}{(825)\cdot(0.70)\cdot(0.32)} = 3.66 \approx 4$$

h. Corrección al número de lámparas

Dormitorio:

Nivel de iluminación = 25 lux.

Numero total de lámparas = 1

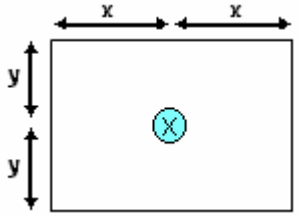
Cocina, comedor:

Nivel de iluminación = 50 lux.

Numero total de lámparas = 2

i. Distribución de las luminarias

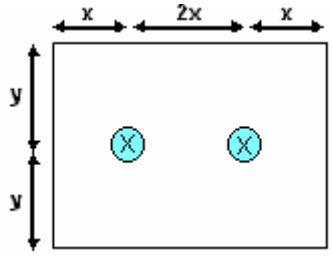
Dormitorio:



2x = 2.50 [m] 2y = 2.20 [m]

x = 1.25 [m] y = 1.10 [m]

Cocina, comedor:



4x = 3.30 [m] 2y = 2.05 [m]

x = 0.83 [m] y = 1.03 [m]

4.2.4.2. Calculo de la energía eléctrica diaria requerida.

Tipo de receptor	Número de unidades (N)	Potencia (W) P	Horas de funcionamiento diario (hr.)	Energía E=N·P·hr (Wh/día)
Lámparas fluorescentes	3	11	4	132
Televisor 14”	1	55	6	330
Radio/CD	1	100	2	200
Energía en corriente alterna (E_{CA})				**662**

Tabla. 4.11. Cuadro de requerimiento diario de energía eléctrica (CA)

Tipo de receptor	Número de unidades (N)	Potencia (W) P	Horas de funcionamiento diario (hr.)	Energía E=N·P·hr (Wh/día)
Refrigeradora solar	1	40	24	960
Energía en corriente alterna (E_{CC})				**960**

Tabla. 4.12. Cuadro de requerimiento diario de energía eléctrica (CC)

El dimensionado de la energía eléctrica total solo deberá tomar en cuenta le energía en corriente alterna (E_{CA}) debido a que la carga en corriente continua (refrigeradora) trabaja con su propio sistema fotovoltaico.

Con la información de consumo total en corriente alterna se procede a calcular la cantidad de energía eléctrica total considerando un factor de seguridad, F_s = 15% y una eficiencia de inversor, η_{inv} = 85%.

$$E_{elec} = (100 + F_s) \cdot E_{CC} / 100 + (100 + F_s) \cdot E_{CA} / \eta_{inv}$$

$$E_{elec} = (100+15)\cdot(0)/100 + (100+15)\cdot(662)/85$$
$$E_{elec} = (100+15)\cdot(662)/85$$
$$E_{elec} = (115)\cdot(7.78)$$
$$\boxed{E_{elec} = 895.65 \text{ (Wh/día)}}$$

Este valor calculado es igual para los doce meses del año.

4.2.4.3 Calculo de promedio de la radiación diaria disponible.

Se utilizo un albedo de ρ = 0.2

Mes	J	F_{TS}	δ_S(º)	$\omega_{s,p}$(º)	H^e_{sO} (MJ/m²dia)	H^e_{sO} (Kwh/m²dia)	H_s (Kwh/m²dia)
Enero	15	1.03	-21.27	89.98	36.20	10.056	**3.469**
Febrero	46	1.02	-13.29	89.99	37.49	10.413	**3.641**
Marzo	76	1.01	-2.02	90.00	37.94	10.538	**3.521**
Abril	107	0.99	10.15	90.01	36.71	10.198	**3.215**
Mayo	137	0.98	19.26	90.01	34.68	9.634	**2.532**
Junio	168	0.97	23.39	90.02	33.42	9.282	**2.063**
Julio	198	0.97	21.18	90.02	33.95	9.431	**2.197**
Agosto	229	0.98	13.12	90.01	35.79	9.941	**2.594**
Septiembre	259	0.99	1.81	90.00	37.29	10.357	**2.924**
Octubre	290	1.01	-10.33	89.99	37.35	10.376	**2.952**
Noviembre	320	1.02	-19.38	89.99	36.34	10.094	**3.182**
Diciembre	351	1.03	-23.40	89.98	35.66	9.904	**3.283**

Tabla. 4.13. Cuadro de promedio de radiación diaria disponible

4.2.4.4. Determinación del mes más desfavorable.

Mes	E_{lec} (Kwh/día)	H_s (Kwh/m²dia)	Y_{max} (m²)
Enero	0.895	3.469	0.258
Febrero	0.895	3.641	0.246
Marzo	0.895	3.521	0.254
Abril	0.895	3.215	0.278

Mayo	0.895	2.532	0.353
Junio	0.895	2.063	**0.433**
Julio	0.895	2.197	0.407
Agosto	0.895	2.594	0.345
Septiembre	0.895	2.924	0.306
Octubre	0.895	2.952	0.303
Noviembre	0.895	3.182	0.281
Diciembre	0.895	3.283	0.273

Tabla. 4.14. Tabla de determinación del peor mes

De acuerdo a los valores de la tabla.4.14 se determino que el mes de **junio** es el más desfavorable obteniendo un valor de $\boldsymbol{Y_{max} = 0.433\ m^2}$.

4.2.4.5. Elección del tipo y número de paneles fotovoltaicos.

Para el dimensionado de este subsistema se eligió:

- **Módulo Sharp ND-167U3A, 167 Wp** (Especificaciones técnicas, anexo 17).

Método a)

$$N_{\text{mod}}(\textit{número de módulos}) = 1.1 \cdot \frac{Y_{\max}}{P_{\text{mod}}}$$

$$N_{\text{mod}}(\textit{número de módulos}) = 1.1 \cdot \frac{(0.433)}{(167)}$$

$$N_{\text{mod}}(\textit{número de módulos}) = 2.85 \approx 3$$

Para este aplicación se utilizara una **refrigeradora solar marca SunDanzer modelo DCR165** (Especificaciones técnicas, anexo 21). Para la elección del tipo y números de módulos que energicen este tipo de receptor se debe referir a la tabla de dimensionado que provee el fabricante (anexo 22).

Por tanto el dimensionado es de la siguiente forma:

Temperatura ambiente del lugar:

$T^{\circ}_{amb} = 21^{\circ} C = 70^{\circ}\ \text{F}$

Energía eléctrica consumida:

$E_{elec} = 117$ (Wh/dia)

Horas sol pico más baja del lugar:

$H_S = 2.816 \approx 3$

Potencia requerida por los módulos:

$$\boxed{P_{\text{mod}} = 76\ \text{W}}$$

Por tanto se eligió un **módulo Sharp NE80E2E, 80 Wp**, (Especificaciones técnicas, anexo 23).

4.2.4.6. Calculo de la conexión de los módulos.

Debido a que la tensión nominal de los paneles fotovoltaicos es de V_{mod} = 24 V, se adopto una tensión de trabajo en DC (campo fotovoltaico, regulador y baterías) de 24 V, esto es:

$$\boxed{V_{T,acu} = 24\ \text{V}}$$

Número de módulos conectados en serie:

$$N_{S,\text{mod}} = V_{T,acu} / V_{\text{mod}}$$

$$N_{S,\text{mod}} = \frac{24\,V}{24\,V} = 1$$

Número de módulos conectados en paralelo:

$$N_{P,\text{mod}} = N_{\text{mod}} / N_{S.\text{mod}}$$

$$N_{P,\text{mod}} = \frac{3}{1} = 3$$

Por tanto el número de módulos totales es de:

$$N_{\text{mod}} = N_{S,\text{mod}} \cdot N_{P,\text{mod}}$$

$$N_{\text{mod}} = (3) \cdot (1) = 3$$

Consiguientemente se procede al cálculo de los valores del campo fotovoltaico:

Potencia pico total:

$$P_{gen}(Wp) = N_{\text{mod}} \cdot P_{\text{mod}}$$
$$P_{gen} = (3) \cdot (167) = 501\,Wp$$

Intensidad pico total de salida:

$$I_{P,gen}(A) = I_{P,\text{mod}} \cdot N_{P,\text{mod}}$$
$$I_{P,gen} = (7.33) \cdot (3) = 21.99\ A$$

Intensidad total de cortocircuito:

$$I_{SC,gen}(A) = I_{SC,\text{mod}} \cdot N_{P.\text{mod}}$$
$$I_{SC,gen}(A) = (8.16) \cdot (3) = 24.48\ A$$

Tensión nominal total de salida:

$$V_{gen}(V) = V_{\text{mod}} \cdot N_{S,\text{mod}}$$
$$V_{gen} = (24) \cdot (1) = 24\,V = V_{T,acu}$$

Tensión pico total de salida:

$$V_{P,gen}(V) = V_{P,\text{mod}} \cdot N_{S,\text{mod}}$$
$$V_{P,gen} = (22.8) \cdot (1) = 22.8\,V$$

Tensión total en circuito abierto:

$$V_{OC,gen}(V) = V_{OC,\text{mod}} \cdot N_{S,\text{mod}}$$
$$V_{OC,gen} = (28.9) \cdot (1) = 28.90\,V$$

Los datos $I_{p.mod}$, $I_{sc,mod}$, $V_{p,mod}$ y $V_{oc,mod}$ fueron extraídos del datasheet de especificaciones técnicas del módulo Sharp ND-167U3A (anexo 17)

4.2.4.7. Dimensionado del subsistema de acumulación.

Numero de días de autonomía de las baterías:

$$N_D = 3$$

Profundidad máxima de descarga:

$$P_{D,\max} = 70\%$$

Capacidad necesaria del sistema de acumulación:

$$C'_{T,acu}(Ah) = 1.1 \cdot \frac{N_D \cdot E_{elect,\max}}{P_{D,\max} \cdot V_{T,acu}}$$

$$C'_{T,acu}(Ah) = 1.1 \cdot \frac{(3) \cdot (825.65)}{(0.7) \cdot (24)}$$

$$C'_{T,acu} = (1.1) \cdot (147.44)$$

$$C'_{T,acu} = 162.18\ Ah$$

Se debe cumplir:

$$C'_{T,acu}(Ah) \geq E_{elec,\max} / (P_{D,diaria} \cdot V_{T,acu})$$

$$162.18\ Ah \geq (825.65) / (0.2 \cdot 24)$$

$$162.18\ Ah \geq 172.01\ Ah \quad \textit{No cumple}$$

Por tanto:

$$C'_{T,acu}(Ah) = \frac{E_{elec,\max}}{P_{D,\max} \cdot V_{T,acu}} = \frac{825.65}{(0.2) \cdot (24)} = 172.01\ Ah$$

A continuación se procede el número de acumuladores conectado en serie y en paralelo.

Número de acumuladores conectados en serie:

$$N_{S,acu} = \frac{V_{T,acu}}{V_{acu}} = \frac{24\ V}{12\ V}$$

$$N_{S,acu} = 2$$

Numero de acumuladores conectados en paralelo:

$$N_{P,acu} = \frac{C'_{T,acu}(Ah)}{C'_{acu}(Ah)} = \frac{213.08}{110}$$

$$N_{P,acu} = 1.56 \approx 2$$

Numero total de acumuladores:

$$N_{acu} = N_{S,acu} \cdot N_{P,acu}$$

$$\boxed{N_{acu} = (2) \cdot (2) = 4}$$

Para el dimensionado de este subsistema se eligió los acumuladores:

- **Baterías PowerUp, PUBP 110-12, 12 Voltios/110 Amperios-Hora** (Especificaciones técnicas, anexo 7).

Para dimensionar el numero de baterías que necesita la refrigeradora solar se debe referir a la tabla de dimensionado que provee el fabricante (anexo 22). Por tanto el dimensionado es de la siguiente forma:

Temperatura ambiente del lugar

$$T^{\circ}_{amb} = 21^{\circ} C = 70^{\circ} \text{ F}$$

Energía eléctrica consumida

$$E_{elec} = 117 \text{ (Wh/día)}$$

Horas sol pico más baja del lugar

$$H_S = 2.816 \approx 3$$

Potencia requerida por los módulos:

$$P_{\text{mod}} = 76 \text{ W}$$

Capacidad necesaria del sistema de acumulación:

$$\boxed{C'_{acu} = 89 \ Ah}$$

Por tanto se eligió una sola **Batería PowerUp, PUBP 110-12, 12 Voltios/110 Amperios-Hora** (Especificaciones técnicas, anexo 7).

4.2.4.8. Dimensionado del subsistema de regulación.

Tensión nominal de trabajo del regulador:

$$V_{\mathrm{Re}g}(V) = V_{gen}(V) = V_{T,acu} = 24\ V$$

Tensión máxima de trabajo del regulador:

$$V_{\mathrm{Re}g,\max}(V) \geq 1.25 \cdot V_{OC,gen}(V)$$
$$V_{\mathrm{Re}g,\max}(V) \geq (1.25) \cdot (28.90)$$
$$V_{\mathrm{Re}g,\max}(V) \geq 36.13\ V$$
$$V_{\mathrm{Re}g,\max} = 36.13\ V$$

Intensidad nominal del interruptor de conexión y desconexión:

$$I_{\mathrm{Re}g\ gen-acu} = 1.25 \cdot I_{SC,gen}$$
$$I_{\mathrm{Re}g\ gen-acu} = (1.25) \cdot (24.48) = 30.60\ A$$

Intensidad nominal del interruptor de acoplamiento entre las baterías y los receptores:

$$I_{Acu,recep} = I_{Acu,inv} \geq 1.25 \cdot I_{Max,inv} = 1.25 \cdot P_{inv} / (V_{Min,T,acu} \cdot \eta_{inv})$$
$$I_{Acu,recep} = 1.25 \cdot \frac{250\ W}{(22) \cdot (0.90)}$$
$$I_{Acu,recep} = (1.25) \cdot (12.63) = 15.79\ A$$

Para el dimensionado de este subsistema se eligió:

- **Regulador Xantrex modelo C-35** (Especificaciones técnicas, anexo 8).

Para el dimensionado de regulación de la refrigeradora solar se eligió:

- **Regulador BZ modelo BZ240, 12V** (Especificaciones técnicas, anexo 24).

4.2.4.9. Dimensionado del subsistema de adaptación.

Factor de simultaneidad:

$P_{lamparas} = 33\ W$

$P_{radio} = 100\ W$

$P_{Total(Fs)} = P_{lámparas} + P_{radio} = 133\ W$

$$F_S = \frac{P_{Total(Fs)}}{P_{Total,Sistema}} = \frac{133\ W}{188\ W} = 0.71$$

Suma de potencias de receptores simultáneos:

$\sum$ Potencias receptores simultáneos = $F_S \cdot P_{Total,Sistema} = (0.71)\cdot(188) = 133.48 \approx 134\ W$

Potencia del inversor en servicio continuo:

$P_{inv} \geq K \cdot (\sum$ Potencias receptores simultáneos) = $(1.25)\cdot(134) = 167.5\ W$

Para el dimensionado de este subsistema se eligió:

- **Inversor Xantrex Prowatt 250W, 24 V** (Especificaciones técnicas, anexo 9).

4.2.4.10. Dimensionado del subsistema de transporte.

<u>Líneas de conexión entre módulos</u>:

$I_{conductor,\mathrm{mod}} = (1.56)\cdot I_{SC,\mathrm{mod}}$

$I_{conductor,\mathrm{mod}} = (1.56)\cdot(8.16) = 12.73\ A$

Longitud del cable (L) = 3 m.

Elección del tipo de cable:

Por tabla (anexo 10) se determino que:

S = 2.08 mm^2.

$$e(\%) = 200 \cdot \rho_C \cdot \frac{L}{S \cdot V_{OC,\mathrm{mod}}} \cdot I = (200)\cdot(0.01724)\cdot\frac{(3)}{(2.08)\cdot(28.9)}\cdot(12.73) = 2.19\ \%$$

La caída de tensión permisible en las líneas de conexión de los módulos es de 1 %.

Por tanto la sección del conductor no es la apropiada. Por lo que:

$$S = \frac{200 \cdot \rho_{cu} \cdot L \cdot I}{e(\%) \cdot V_{OC,\text{mod}}} = \frac{(200) \cdot (0.01724) \cdot (3) \cdot (12.73)}{(1) \cdot (28.9)} = 4.56\ mm^2$$

$$\boxed{S = 5.26\ mm^2}$$

Se eligió **cable flexible de cobre tipo THW, marca Cablec, calibre #10 AWG, siete hilos, I_{max} = 52 A, para instalación exterior** (Especificaciones técnicas, anexo 10).

Línea de conexión entre el campo solar y el regulador:

$$I_{conductor,gen} = (1.56) \cdot I_{SC,gen}$$
$$I_{conductor,gen} = (1.56) \cdot (24.48) = 38.18\ A$$

Longitud del cable (L) = 4 m.

Elección del tipo de cable:

Por tabla (anexo 10) se determino que:

S = 5.26 mm^2.

$$e(\%) = 200 \cdot \rho_C \cdot \frac{L}{S \cdot V_{OC,gen}} \cdot I = (200) \cdot (0.01724) \cdot \frac{(4)}{(5.26) \cdot (28.9)} \cdot (38.18) = 3.46\ \%$$

La caída de tensión permisible en las líneas de conexión entre módulos y reguladores es de 1.5 %

Por tanto la sección del conductor no es la apropiada. Por lo que:

$$S = \frac{200 \cdot \rho_{cu} \cdot L \cdot I}{e(\%) \cdot V_{OC,gen}} = \frac{(200) \cdot (0.01724) \cdot (4) \cdot (38.18)}{(1.5) \cdot (28.9)} = 12.14\ mm^2$$

$$\boxed{S = 13.30\ mm^2}$$

Se eligió **cable flexible de cobre tipo THW, marca Cablec, calibre #6 AWG, siete hilos, I_{max} = 95 A, para instalación exterior** (Especificaciones técnicas, anexo 10).

Línea de conexión entre el regulador y las baterías:

$$I_{conductor,gen-reg-acu} = (1.56) \cdot I_{conductor,gen}$$

$$I_{conductor,gen} = (1.56) \cdot (38.18) = 59.56\ A$$

Longitud del cable (L) = 2 m.

Elección del tipo de cable:

Por tabla (anexo 10) se determino que:

S = 8.37 mm^2.

$$e(\%) = 200 \cdot \rho_C \cdot \frac{L}{S \cdot V_{reg}} \cdot I = (200) \cdot (0.01724) \cdot \frac{(2)}{(8.37) \cdot (24)} \cdot (59.56) = 2.04\ \%$$

La caída de tensión permisible en las líneas de conexión entre el regulador y las baterías es de 1.5 %

Por tanto la sección del conductor no es la apropiada. Por lo que:

$$S = \frac{200 \cdot \rho_{cu} \cdot L \cdot I}{e(\%) \cdot V_{reg}} = \frac{(200) \cdot (0.01724) \cdot (2) \cdot (59.56)}{(1.5) \cdot (24)} = 11.40\ mm^2$$

$$\boxed{S = 13.30\ mm^2}$$

Se eligió **cable flexible de cobre tipo THW, marca Cablec, calibre #6 AWG, siete hilos, I_{max} = 63 A, para instalación interior en bandeja** (Especificaciones técnicas, anexo 10).

Línea de conexión entre los acumuladores y el inversor:

$$I_{conductor,inv} = 1.25 \cdot P_{inv} / (V_{Min,T,acu} \cdot \eta_{inv})$$

$$I_{conductor,inv} = 1.25 \cdot \frac{250\ W}{(22) \cdot (0.90)}$$

$$I_{conductor,inv} = (1.25) \cdot (12.63) = 15.78\ A$$

Longitud del cable (L) = 2 m.

Elección del tipo de cable:

Por tabla (anexo 10) se determino que:

$S = 2.08$ mm^2.

$$e(\%) = 200 \cdot \rho_C \cdot \frac{L}{S \cdot V_{inv}} \cdot I = (200) \cdot (0.01724) \cdot \frac{(2)}{(2.08) \cdot (24)} \cdot (15.78) = 2.18\ \%$$

La caída de tensión permisible en las líneas de conexión entre el regulador y las baterías es de 1 %

Por tanto la sección del conductor no es la apropiada. Por lo que:

$$S = \frac{200 \cdot \rho_{cu} \cdot L \cdot I}{e(\%) \cdot V_{inv}} = \frac{(200) \cdot (0.01724) \cdot (2) \cdot (15.78)}{(1) \cdot (24)} = 4.53\ mm^2$$

$$\boxed{S = 5.26\ mm^2}$$

Se eligió **cable flexible de cobre tipo THW, marca Cablec, calibre #10 AWG, siete hilos, I_{max} = 36 A, para instalación interior en bandeja** (Especificaciones técnicas, anexo 10).

Línea de conexión entre el inversor y las cargas:

Para circuitos de iluminación:

Se eligió **cable bipolar flexible de cobre tipo THW, marca Cablec, calibre #14 AWG, siete hilos, I_{max} = 21 A, para instalación interior Conduit** (Especificaciones técnicas, anexo 10).

Para circuitos de fuerza:

Se eligió **cable bipolar flexible de cobre tipo THW, marca Cablec, calibre #10 AWG, siete hilos, I_{max} = 36 A, para instalación interior Conduit** (Especificaciones técnicas, anexo 10).

Línea de tierra:

Se eligió **cable sólido desnudo de cobre, marca Cablec, calibre #10 AWG, I_{max} = 68 A** (Especificaciones técnicas, anexo 11).

4.2.4.11. Diseño y dimensionado del subsistema de maniobra y protección.

El dimensionado de las protecciones se lo realiza de la siguiente manera:

Línea de conexión entre regulador y las baterías:

Protección contra sobrecargas.

$I_B \leq I_N \leq I_Z$

$39.72 \leq I_N \leq 56.7$

$\boxed{I_N = 50\ A}$

Protección contra cortocircuito.

$I_{SC,\max} = K_{SC} \cdot S / \sqrt{t} = (115) \cdot (13.30) / (\sqrt{3})$

$I_{SC,\max} = 883.06\ A$

$PdC > 883.06\ A$

Se eligió un **breaker de 50 A DC con un tiempo de respuesta inferior a 3s**. (Especificaciones técnicas, anexo 18).

Línea de conexión entre el campo solar y el regulador:

Protección contra sobrecargas.

$I_B \leq I_N \leq I_Z$

$38.18 \leq I_N \leq 56.7$

$\boxed{I_N = 50\ A}$

Protección contra cortocircuito.

$I_{SC,\max} = K_{SC} \cdot S / \sqrt{t} = (115) \cdot (13.30) / (\sqrt{3})$

$I_{SC,\max} = 883.06\ A$

$PdC > 883.06\ A$

$PdC > 883.06\ A$

Se eligió un **breaker de 50 A DC con un tiempo de respuesta inferior a 3s**. (Especificaciones técnicas, anexo 18).

Línea de conexión entre los acumuladores y el inversor:

Protección contra sobrecargas.

$$I_B \leq I_N \leq I_Z$$
$$15.78 \leq I_N \leq 32.4$$
$$\boxed{I_N = 20\ A}$$

Protección contra cortocircuito.

$$I_{SC,\max} = K_{SC} \cdot S / \sqrt{t} = (115) \cdot (5.26) / (\sqrt{3})$$
$$I_{SC,\max} = 349.24\ A$$
$$PdC > 349.24\ A$$

Se eligió un **breaker de 20 A DC con un tiempo de respuesta inferior a 3s**. (Especificaciones técnicas, anexo 13).

Líneas de conexión entre módulos:

Protección contra sobrecargas.

$$I_B \leq I_N \leq I_Z$$
$$12.73 \leq I_N \leq 46.8$$
$$\boxed{I_N = 20\ A}$$

Protección contra cortocircuito.

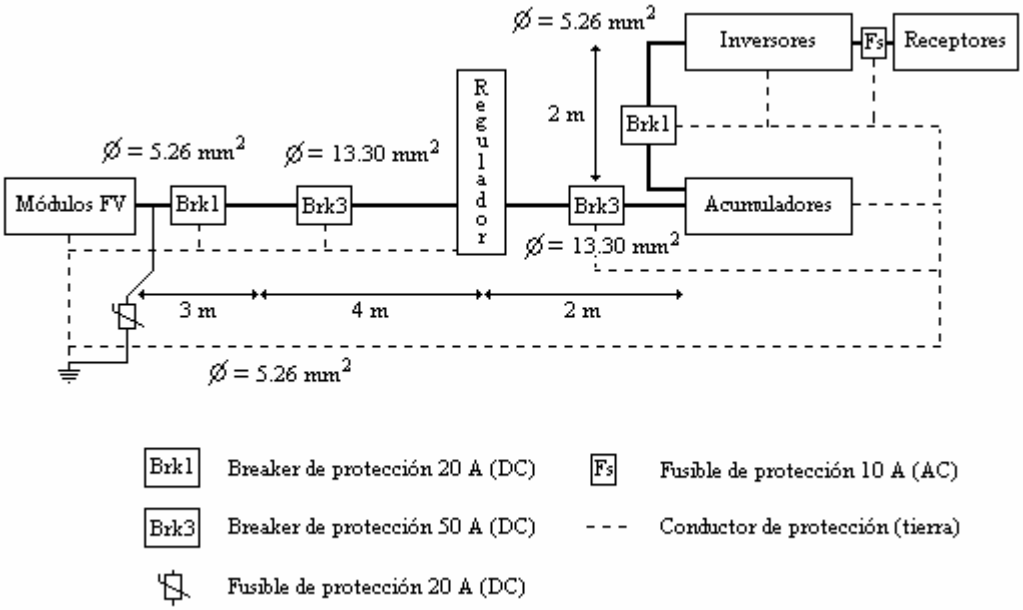
$$I_{SC,\max} = K_{SC} \cdot S / \sqrt{t} = (115) \cdot (5.26) / (\sqrt{3})$$
$$I_{SC,\max} = 349.24\ A$$
$$PdC > 349.24\ A$$

Se eligió un **breaker de 20 A DC con un tiempo de respuesta inferior a 3s**. (Especificaciones técnicas, anexo 13). También se eligió un **fusible de 20 A DC con un tiempo de respuesta inferior a 3s** para proteger contra sobretensiones. (Especificaciones técnicas, anexo 14).

Línea de conexión entre el inversor y las cargas:

Se eligió un **fusible de 10 A AC con un tiempo de respuesta inferior a 3s**. (Especificaciones técnicas, anexo 15).

4.2.4.12. Representación esquemática de la instalación fotovoltaica.



El esquema completo se lo puede observar en el anexo 25.

4.2.5. Cantón Pedro Vicente Maldonado.

Latitud (ϕ): 0º 05'15" N.

Longitud: 79º 02' 32" W.

4.2.5.1. Calculo de luminarias.

a. Tipo de Trabajo

Iluminación para una vivienda convencional.

Nivel de iluminación: 100 lux.

b. Área a iluminarse

- Área = 10.08 [m^2].
  Largo = 3.20 [m].
  Ancho = 3.15 [m].

c. Sistema de iluminación

Directo.

Se instalara lámparas fluorescentes ahorrativas TEKNO FE-II con 825 lúmenes.

d. Índice de Local (I_L)

Altura Del Piso A La Losa:	2.20 [m]
Altura Del Piso Al Lugar A Iluminar (Mesa):	0.75 [m]
Distancia Del Techo A La Lámpara:	0.15 [m]
Altura:	1.30 [m]

$$\text{RL} = \frac{l \cdot a}{H \cdot (l + a)} = \frac{(3.20) \cdot (3.15)}{(1.30) \cdot (3.20 + 3.15)} = 1.22 \Rightarrow \quad \boxed{I_L = G}$$

e. Coeficiente de Utilización (CU)

Techo de nogal	Luz reflejada (15% - 20%).
Pared de nogal	Luz reflejada (15% - 20%).

CU = 0.36

f. Coeficiente de Conservación (CC)

Sala principal:

CC = 0.70

g. Número de lámparas y luminarias

$$\#\text{lámparas} = \frac{\text{Nivel iluminación} * \text{Area}}{\frac{\text{lumenes}}{\text{lámpara}} * \text{cc} * \text{cu}}$$

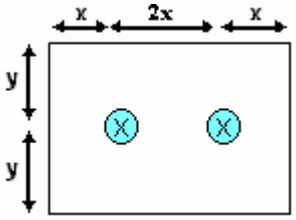
$$\#\text{lámparas} = \frac{(100) \cdot (10.08)}{(825) \cdot (0.70) \cdot (0.36)} = 4.84 \approx 5$$

h. Corrección al número de lámparas

Nivel de iluminación = 50 lux.

Numero total de lámparas = 2

i. Distribución de las luminarias



4x = 3.20 [m] 2y = 3.15 [m]

x = 0.80 [m] y = 1.58 [m]

4.2.5.2. Calculo de la energía eléctrica diaria requerida.

Tipo de receptor	Número de unidades (N)	Potencia (W) P	Horas de funcionamiento diario (hr.)	Energía E=N·P·hr (Wh/día)
Lámparas fluorescentes	2	11	6	132
Ventilador	1	100	2	200
Televisor 14”	1	55	6	330
Energía en corriente alterna (E_{CA})				**662**

Tabla. 4.15. Cuadro de requerimiento diario de energía eléctrica (CA)

Tipo de receptor	Número de unidades (N)	Potencia (W) P	Horas de funcionamiento diario (hr.)	Energía E=N·P·hr (Wh/día)
Refrigerador solar	1	20	24	480
Energía en corriente alterna (E_{CC})				**480**

Tabla. 4.16. Cuadro de requerimiento diario de energía eléctrica (CC)

El dimensionado de la energía eléctrica total solo deberá tomar en cuenta le energía en corriente alterna (E_{CA}) debido a que la carga en corriente continua (refrigerador) trabaja con su propio sistema fotovoltaico.

Con la información de consumo total en corriente alterna se procede a calcular la cantidad de energía eléctrica total considerando un factor de seguridad, F_s = 15% y una eficiencia de inversor, η_{inv} = 85%.

$$E_{elec} = (100 + F_s) \cdot E_{CC} / 100 + (100 + F_s) \cdot E_{CA} / \eta_{inv}$$

$$E_{elec} = (100+15)\cdot(0)/100 + (100+15)\cdot(662)/85$$
$$E_{elec} = (100+15)\cdot(662)/85$$
$$E_{elec} = (115)\cdot(7.79)$$
$$\boxed{E_{elec} = 895.65 \text{ (Wh/día)}}$$

Este valor calculado es igual para los doce meses del año.

4.2.5.3 Calculo de promedio de la radiación diaria disponible.

Se utilizó un albedo de ρ = 0.26.

Mes	J	F_{TS}	δ_S(º)	$\omega_{s,p}$(º)	H_{sO}^{e} (MJ/m²dia)	H_{sO}^{e} (Kwh/m²dia)	H_s (Kwh/m²dia)
Enero	15	1.03	-21.27	89.96	36.19	10.051	**3.478**
Febrero	46	1.02	-13.29	89.98	37.42	10.410	**3.651**
Marzo	76	1.01	-2.02	89.99	37.93	10.538	**3.533**
Abril	107	0.99	10.15	90.01	36.72	10.199	**3.221**
Mayo	137	0.98	19.26	90.03	34.70	9.637	**2.542**
Junio	168	0.97	23.39	90.03	33.43	9.286	**2.072**
Julio	198	0.97	21.18	90.03	33.96	9.434	**2.206**
Agosto	229	0.98	13.12	90.01	35.79	9.943	**2.603**
Septiembre	259	0.99	1.81	90.00	37.28	10.358	**2.934**
Octubre	290	1.01	-10.33	89.98	37.34	10.374	**2.961**
Noviembre	320	1.02	-19.38	89.97	36.33	10.092	**3.191**
Diciembre	351	1.03	-23.40	89.96	35.64	9.900	**3.292**

Tabla. 4.17. Cuadro de promedio de radiación diaria disponible

4.2.6.4. Determinación del mes más desfavorable.

Mes	E_{lec} (Kwh/día)	H_s (Kwh/m²dia)	Y_{max} (m²)
Enero	0.896	3.478	0.258
Febrero	0.896	3.651	0.245
Marzo	0.896	3.533	0.254

Abril	0.896	3.221	0.278
Mayo	0.896	2.542	0.352
Junio	0.896	2.072	**0.432**
Julio	0.896	2.206	0.406
Agosto	0.896	2.603	0.344
Septiembre	0.896	2.934	0.305
Octubre	0.896	2.961	0.303
Noviembre	0.896	3.191	0.281
Diciembre	0.896	3.292	0.272

Tabla. 4.18. Tabla de determinación del peor mes

De acuerdo a los valores de la tabla.4.18 se determino que el mes de **junio** es el más desfavorable obteniendo un valor de $\boldsymbol{Y_{max} = 0.432\ mm^2}$.

4.2.6.5. Elección del tipo y número de paneles fotovoltaicos.

Para el dimensionado de este subsistema se eligió:

- **Módulo Sharp ND-167U3A, 167 Wp** (Especificaciones técnicas, anexo 17).

Método a)

$$N_{\mathrm{mod}}(\textit{número de módulos}) = 1.1 \cdot \frac{Y_{\max}}{P_{\mathrm{mod}}}$$

$$N_{\mathrm{mod}}(\textit{número de módulos}) = 1.1 \cdot \frac{(0.432)}{(167)}$$

$$N_{\mathrm{mod}}(\textit{número de módulos}) = 2.85 \approx 3$$

Para este aplicación se utilizara un **refrigerador solar marca Peltier modelo SF50E** (Especificaciones técnicas, anexo 26). Para el dimensionado del número de módulos se de elegir la temperatura a la cual funcione el interior del refrigerador y la temperatura ambiente a la cual trabajara.

$T_{amb} = 21^{\circ}$ C.

$T_{int} = 11^{\circ}$ C.

A esta temperatura el refrigerador trabaja con un solo modulo de 80 W. Por tanto se eligió un **módulo Sharp NE80E2E, 80 Wp** (Especificaciones técnica, anexo 23).

4.2.5.6. Calculo de la conexión de los módulos.

Este dimensionado es igual al que se realizo para el cantón San Miguel de Los Bancos, por tanto:

$N_{s,mod} = 1$

$N_{p,mod} = 3$

$N_{totales} = N_{s,mod} \cdot N_{p,mod} = 3$

4.2.5.7. Dimensionado del subsistema de acumulación.

Numero de días de autonomía de las baterías:

$N_D = 3$

Profundidad máxima de descarga:

$P_{D,\max} = 70\%$

Capacidad necesaria del sistema de acumulación:

$$C'_{T,acu}(Ah) = 1.1 \cdot \frac{N_D \cdot E_{elect,\max}}{P_{D,\max} \cdot V_{T,acu}}$$

$$C'_{T,acu}(Ah) = 1.1 \cdot \frac{(3) \cdot (895.65)}{(0.7) \cdot (24)}$$

$$C'_{T,acu} = (1.1) \cdot (159.94)$$

$$C'_{T,acu} = 175.93\ Ah$$

Se debe cumplir:

$$C'_{T,acu}(Ah) \geq E_{elec,\max} / (P_{D,diaria} \cdot V_{T,acu})$$

$$175.93\ Ah \geq (895.65) / (0.2 \cdot 24)$$

$$179.92\ Ah \geq 186.59\ Ah \quad \textit{No cumple}$$

Por tanto:

$$C'_{T,acu}(Ah) = \frac{E_{elec,\max}}{P_{D,\max} \cdot V_{T,acu}} = \frac{895.65}{(0.2)\cdot(24)} = 186.59\ Ah$$

A continuación se procede el número de acumuladores conectado en serie y en paralelo.

Número de acumuladores conectados en serie:

$$N_{S,acu} = \frac{V_{T,acu}}{V_{acu}} = \frac{24\ V}{12\ V}$$

$$N_{S,acu} = 2$$

Numero de acumuladores conectados en paralelo:

$$N_{P,acu} = \frac{C'_{T,acu}(Ah)}{C'_{acu}(Ah)} = \frac{186.59}{110}$$

$$N_{P,acu} = 1.69 \approx 2$$

Numero total de acumuladores:

$$N_{acu} = N_{S,acu} \cdot N_{P,acu}$$

$$N_{acu} = (2)\cdot(2) = 4$$

Para el dimensionado de este subsistema se eligió los acumuladores:

- **Baterías PowerUp, PUBP 110-12, 12 Voltios/110 Amperios-Hora** (Especificaciones técnicas, anexo 7).

Para el sistema de acumulación de la refrigeradora se utiliza una sola batería **PowerUp, PUBP 110-12, 12 Voltios/110 Amperios-Hora.**

4.2.5.8. Dimensionado del subsistema de regulación.

El dimensionado de este subsistema es igual al que se realizo para el cantón San Miguel de los Bancos, por tanto:

Para el dimensionado de este subsistema se eligió:

- **Regulador Xantrex modelo C-35** (Especificaciones técnicas, anexo 8).

Para el dimensionado de regulación de la refrigeradora solar se eligió:

- **Regulador BZ modelo BZ240, 12V** (Especificaciones técnicas, anexo 24).

4.2.5.9. Dimensionado del subsistema de adaptación.

Factor de simultaneidad:

$P_{TVs} = 55\,W$

$P_{ventilador} = 100\,W$

$P_{Total(Fs)} = P_{lámparas} + P_{radio} = 155\,W$

$$F_S = \frac{P_{Total(Fs)}}{P_{Total,Sistema}} = \frac{155\,W}{177\,W} = 0.87$$

Suma de potencias de receptores simultáneos:

$\sum$ Potencias receptores simultáneos = $F_S \cdot P_{Total,Sistema} = (0.87)\cdot(177) = 153.99 \approx 154\,W$

Potencia del inversor en servicio continuo:

$P_{inv} \geq K \cdot (\sum$ Potencias receptores simultáneos) = $(1.25)\cdot(154) = 192.48\,W$

Para el dimensionado de este subsistema se eligió:

- **Inversor Xantrex Prowatt 250W, 24 V** (Especificaciones técnicas, anexo 9).

4.2.5.10. Dimensionado del subsistema de transporte.

El dimensionado de este subsistema es igual al que se realizo para el cantón San Miguel de Los Bancos, por tanto:

Líneas de conexión entre módulos:

Se eligió **cable flexible de cobre tipo THW, marca Cablec, calibre #10 AWG, siete hilos, I_{max} = 52 A, para instalación exterior** (Especificaciones técnicas, anexo 10).

Línea de conexión entre el campo solar y el regulador:

Se eligió **cable flexible de cobre tipo THW, marca Cablec, calibre #6 AWG, siete hilos, I_{max} = 95 A, para instalación exterior** (Especificaciones técnicas, anexo 10).

Línea de conexión entre el regulador y las baterías:

Se eligió **cable flexible de cobre tipo THW, marca Cablec, calibre #6 AWG, siete hilos, I_{max} = 63 A, para instalación interior en bandeja** (Especificaciones técnicas, anexo 10).

Línea de conexión entre los acumuladores y el inversor:

Se eligió **cable flexible de cobre tipo THW, marca Cablec, calibre #10 AWG, siete hilos, I_{max} = 36 A, para instalación interior en bandeja** (Especificaciones técnicas, anexo 10).

Línea de conexión entre el inversor y las cargas:

Para circuitos de iluminación:

Se eligió **cable bipolar flexible de cobre tipo THW, marca Cablec, calibre #14 AWG, siete hilos, I_{max} = 21 A, para instalación interior Conduit** (Especificaciones técnicas, anexo 10).

Para circuitos de fuerza:

Se eligió **cable bipolar flexible de cobre tipo THW, marca Cablec, calibre #10 AWG, siete hilos, I_{max} = 36 A, para instalación interior Conduit** (Especificaciones técnicas, anexo 10).

Línea de tierra:

Se eligió **cable sólido desnudo de cobre, marca Cablec, calibre #10 AWG, I_{max} = 68 A** (Especificaciones técnicas, anexo 11).

4.2.5.11. Diseño y dimensionado del subsistema de maniobra y protección.

El dimensionado de las protecciones es igual al realizado para el cantón San Miguel de Los Bancos, por tanto:

Lnea de conexión entre regulador y las baterías:

Se eligió un **breaker de 50 A DC con un tiempo de respuesta inferior a 3s**. (Especificaciones técnicas, anexo 18).

Línea de conexión entre el campo solar y el regulador:

Se eligió un **breaker de 50 A DC con un tiempo de respuesta inferior a 3s**. (Especificaciones técnicas, anexo 18).

Línea de conexión entre los acumuladores y el inversor:

Se eligió un **breaker de 20 A DC con un tiempo de respuesta inferior a 3s**. (Especificaciones técnicas, anexo 13).

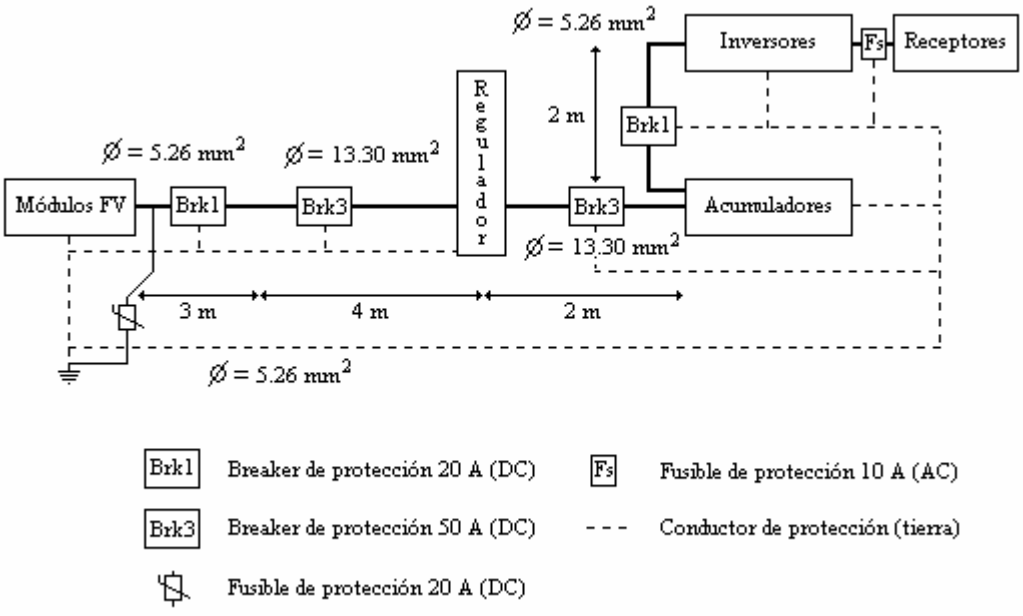
Líneas de conexión entre módulos:

Se eligió un **breaker de 20 A DC con un tiempo de respuesta inferior a 3s**. (Especificaciones técnicas, anexo 13). También se eligió un **fusible de 20 A DC con un tiempo de respuesta inferior a 3s** para proteger contra sobretensiones. (Especificaciones técnicas, anexo 14).

Línea de conexión entre el inversor y las cargas:

Se eligió un **fusible de 10 A AC con un tiempo de respuesta inferior a 3s**. (Especificaciones técnicas, anexo 15).

4.2.5.12. Representación esquemática de la instalación fotovoltaica.



El esquema completo se lo puede observar en el anexo 27.

4.2.6. Cantón Puerto Quito.

Latitud (ϕ): 0º 04'34" N.

Longitud: 78º 57' 38" W.

4.2.6.1. Calculo de luminarias.

a. Tipo de Trabajo

Iluminación para un centro de salud.

Sala principal:

Nivel de iluminación: 100 lux.

Baño:

Nivel de iluminación: 50 lux.

b. Área a iluminarse

- Sala principal:

  Área = 5.81 [m^2].

  Largo = 2.70 [m].

  Ancho = 2.15 [m].

- Baño:

  Área = 1.31 [m^2].

  Largo = 1.25 [m].

  Ancho = 1.05 [m].

c. Sistema de iluminación

Sala principal:

Directo.

Se instalara lámparas fluorescentes ahorrativas TEKNO FE-II con 825 lúmenes.

Baño:

Semidirecto.

Se instalara lámparas fluorescentes ahorrativas TEKNO FE-II con 825 lúmenes.

d. Índice de Local (I_L)

Sala principal:

Altura Del Piso A La Losa:	2.20 [m]
Altura Del Piso Al Lugar A Iluminar (Mesa):	0.75 [m]
Distancia Del Techo A La Lámpara:	0.15 [m]
Altura:	1.30 [m]

$$\text{RL} = \frac{l \cdot a}{H \cdot (l + a)} = \frac{(2.70) \cdot (2.15)}{(1.30) \cdot (2.70 + 2.15)} = 0.92 \Rightarrow \boxed{I_L = H}$$

Baño:

Altura Del Piso A La Losa:	2.20 [m]
Altura Del Piso Al Lugar A Iluminar (lavabo):	0.75 [m]
Distancia Del Techo A La Lámpara:	0.15 [m]
Altura:	1.30 [m]

$$\text{RL} = \frac{l \cdot a}{H \cdot (l + a)} = \frac{(1.25) \cdot (1.05)}{(1.30) \cdot (1.25 + 1.05)} = 0.44 \Rightarrow \boxed{I_L = J}$$

e. Coeficiente de Utilización (CU)

Sala principal:

Techo color blanco	Luz reflejada (75% - 90%).
Pared color blanco	Luz reflejada (75% - 90%).

CU = 0.40

Baño:

Techo color blanco	Luz reflejada (75% - 90%).
Pared color blanco	Luz reflejada (75% - 90%).

CU = 0.27

f. Coeficiente de Conservación (CC)

Sala principal:

CC = 0.70

Baño:

CC = 0.75

g. Número de lámparas y luminarias

Sala principal:

$$\#\text{lámparas} = \frac{\text{Nivel iluminación} * \text{Area}}{\frac{\text{lumenes}}{\text{lámpara}} * \text{cc} * \text{cu}}$$

$$\#\text{lámparas} = \frac{(100)\cdot(5.81)}{(825)\cdot(0.70)\cdot(0.40)} = 2.51 \approx 3$$

Baño:

$$\#\text{lámparas} = \frac{\text{Nivel iluminación} * \text{Area}}{\frac{\text{lumenes}}{\text{lámpara}} * \text{cc} * \text{cu}}$$

$$\#\text{lámparas} = \frac{(50)\cdot(1.31)}{(825)\cdot(0.75)\cdot(0.27)} = 0.39 \approx 1$$

h. Corrección al número de lámparas

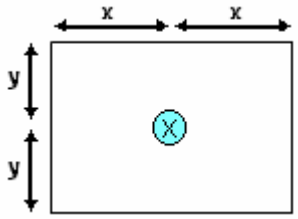
Sala principal:

Nivel de iluminación = 50 lux.

Numero total de lámparas = 1

i. Distribución de las luminarias

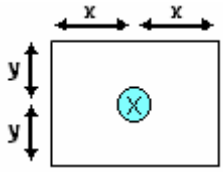
Sala principal:



2x = 2.70 [m] 2y = 2.15 [m]

x = 1.35 [m] y = 1.01 [m]

Baño:



2x = 1.25 [m] 2y = 1.05 [m]

x = 0.63 [m] y = 0.53 [m]

4.2.6.2. Calculo de la energía eléctrica diaria requerida.

Tipo de receptor	Número de unidades (N)	Potencia (W) P	Horas de funcionamiento diario (hr.)	Energía E=N·P·hr (Wh/día)
Luminaria sala	1	11	6	66
Luminaria baño	1	11	1	11
Ventilador	1	100	4	400
Radio/CD	1	100	2	200
Energía en corriente alterna (E_{CA})				**677**

Tabla. 4.19. Cuadro de requerimiento diario de energía eléctrica (CA)

Tipo de receptor	Número de unidades (N)	Potencia (W) P	Horas de funcionamiento diario (hr.)	Energía E=N·P·hr (Wh/día)
Congelador para vacunas	1	80	24	1920
Energía en corriente alterna (E_{CC})				**1920**

Tabla. 4.20. Cuadro de requerimiento diario de energía eléctrica (CC)

El dimensionado de la energía eléctrica total solo deberá tomar en cuenta le energía en corriente alterna (E_{CA}) debido a que la carga en corriente continua (congelador) trabaja con su propio sistema fotovoltaico.

Con la información de consumo total en corriente alterna se procede a calcular la cantidad de energía eléctrica total considerando un factor de seguridad, F_s = 15% y una eficiencia de inversor, η_{inv} = 85%.

$$E_{elec} = (100 + F_s) \cdot E_{CC} / 100 + (100 + F_s) \cdot E_{CA} / \eta_{inv}$$

$$E_{elec} = (100 + 15) \cdot (0) / 100 + (100 + 15) \cdot (677) / 85$$

$$E_{elec} = (100 + 15) \cdot (677) / 85$$

$$E_{elec} = (115) \cdot (7.96)$$

$$\boxed{E_{elec} = 915.94 \text{ (Wh/día)}}$$

Este valor calculado es igual para los doce meses del año.

4.2.6.3 Calculo de promedio de la radiación diaria disponible.

Se utilizó un albedo de ρ = 0.26.

Mes	J	F_{TS}	δ_S(º)	$\omega_{s,p}$(º)	H_{sO}^{e} (MJ/m^{2}dia)	H_{sO}^{e} (Kwh/m^{2}dia)	H_s (Kwh/m^{2}dia)
Enero	15	1.03	-21.27	89.97	36.19	10.052	**3.479**
Febrero	46	1.02	-13.29	89.98	37.42	10.411	**3.651**
Marzo	76	1.01	-2.02	89.99	37.93	10.538	**3.533**
Abril	107	0.99	10.15	90.01	36.72	10.199	**3.221**
Mayo	137	0.98	19.26	90.03	34.70	9.637	**2.542**
Junio	168	0.97	23.39	90.03	33.43	9.286	**2.072**
Julio	198	0.97	21.18	90.03	33.96	9.434	**2.206**
Agosto	229	0.98	13.12	90.01	35.79	9.943	**2.603**
Septiembre	259	0.99	1.81	90.00	37.28	10.358	**2.934**
Octubre	290	1.01	-10.33	89.98	37.34	10.374	**2.961**
Noviembre	320	1.02	-19.38	89.97	36.33	10.092	**3.191**
Diciembre	351	1.03	-23.40	89.96	35.64	9.900	**3.292**

Tabla. 4.21. Cuadro de promedio de radiación diaria disponible

4.2.6.4. Determinación del mes más desfavorable.

Mes	E_{lec} (Kwh/día)	H_s (Kwh/m^{2}dia)	Y_{max} (m^2)
Enero	0.915	3.479	0.263
Febrero	0.915	3.651	0.251
Marzo	0.915	3.533	0.259
Abril	0.915	3.221	0.284
Mayo	0.915	2.542	0.359
Junio	0.915	2.072	**0.442**
Julio	0.915	2.206	0.415
Agosto	0.915	2.603	0.352
Septiembre	0.915	2.934	0.312
Octubre	0.915	2.961	0.309

Noviembre	0.915	3.191	0.287
Diciembre	0.915	3.292	0.278

Tabla. 4.22. Tabla de determinación del peor mes

De acuerdo a los valores de la tabla.4.22 se determino que el mes de **junio** es el más desfavorable obteniendo un valor de $\boldsymbol{Y_{max} = 0.442\ mm^2}$.

4.2.6.5. Elección del tipo y número de paneles fotovoltaicos.

Para el dimensionado de este subsistema se eligió:

- **Módulo Sharp ND-167U3A, 167 Wp** (Especificaciones técnicas, anexo 17).

Método a)

$$N_{\mathrm{mod}}(\textit{número de módulos}) = 1.1 \cdot \frac{Y_{\max}}{P_{\mathrm{mod}}}$$

$$N_{\mathrm{mod}}(\textit{número de módulos}) = 1.1 \cdot \frac{(0.442)}{(167)}$$

$$N_{\mathrm{mod}}(\textit{número de módulos}) = 2.91 \approx 3$$

Para este aplicación se utilizara un **congelador solar marca Naps modelo CFS49ISi** (Especificaciones técnicas, anexo 28). El congelador incluye sus propios módulos fotovoltaicos.

4.2.6.6. Calculo de la conexión de los módulos.

Este dimensionado es igual al que se realizo para el cantón San Miguel de Los Bancos, por tanto:

$N_{s,mod} = 1$

$N_{p,mod} = 3$

$N_{totales} = N_{s,mod} \cdot N_{p,mod} = 3$

4.2.6.7. Dimensionado del subsistema de acumulación.

Numero de días de autonomía de las baterías:

$$N_D = 3$$

Profundidad máxima de descarga:

$$P_{D,\max} = 70\%$$

Capacidad necesaria del sistema de acumulación:

$$C'_{T,acu}(Ah) = 1.1 \cdot \frac{N_D \cdot E_{elect,\max}}{P_{D,\max} \cdot V_{T,acu}}$$

$$C'_{T,acu}(Ah) = 1.1 \cdot \frac{(3) \cdot (915.94)}{(0.7) \cdot (24)}$$

$$C'_{T,acu} = (1.1) \cdot (163.56)$$

$$C'_{T,acu} = 179.92\ Ah$$

Se debe cumplir:

$$C'_{T,acu}(Ah) \geq E_{elec,\max} / (P_{D,diaria} \cdot V_{T,acu})$$

$$179.92\ Ah \geq (915.94) / (0.2 \cdot 24)$$

$$179.92\ Ah \geq 190.82\ Ah \quad \textit{No cumple}$$

Por tanto:

$$\boxed{C'_{T,acu}(Ah) = \frac{E_{elec,\max}}{P_{D,\max} \cdot V_{T,acu}} = \frac{915.94}{(0.2) \cdot (24)} = 190.82\ Ah}$$

A continuación se procede el número de acumuladores conectado en serie y en paralelo.

Número de acumuladores conectados en serie:

$$N_{S,acu} = \frac{V_{T,acu}}{V_{acu}} = \frac{24\ V}{12\ V}$$

$$N_{S,acu} = 2$$

Numero de acumuladores conectados en paralelo:

$$N_{P,acu} = \frac{C'_{T,acu}(Ah)}{C'_{acu}(Ah)} = \frac{190.82}{110}$$

$$N_{P,acu} = 1.73 \approx 2$$

Numero total de acumuladores:

$$N_{acu} = N_{S,acu} \cdot N_{P,acu}$$

$$\boxed{N_{acu} = (2) \cdot (2) = 4}$$

Para el dimensionado de este subsistema se eligió los acumuladores:

- **Baterías PowerUp, PUBP 110-12, 12 Voltios/110 Amperios-Hora** (Especificaciones técnicas, anexo 7).

El congelador solar marca Naps modelo CFS49ISi posee sus propio sistema de acumulación (Especificaciones técnicas, anexo 28).

4.2.6.8. Dimensionado del subsistema de regulación.

El dimensionado de este subsistema es igual al que se realizo para el cantón San Miguel de los Bancos, por tanto:

Para el dimensionado de este subsistema se eligió:

- **Regulador Xantrex modelo C-35** (Especificaciones técnicas, anexo 8).

El congelador solar marca Naps modelo CFS49ISi posee sus propio sistema de regulación (Especificaciones técnicas, anexo 28).

4.2.6.9. Dimensionado del subsistema de adaptación.

Factor de simultaneidad:

$$P_{lamparas} = 33\,W$$

$$P_{radio} = 100\,W$$

$$P_{Total(Fs)} = P_{lámparas} + P_{radio} = 133\,W$$

$$F_S = \frac{P_{Total(Fs)}}{P_{Total,Sistema}} = \frac{133\,W}{188\,W} = 0.71$$

Suma de potencias de receptores simultáneos:

$$\sum \text{Potencias receptores simultáneos} = F_S \cdot P_{Total,Sistema} = (0.71)\cdot(188) = 133.48 \approx 134\ W$$

Potencia del inversor en servicio continuo:

$$P_{inv} \geq K \cdot (\sum \text{ Potencias receptores simultáneos}) = (1.25)\cdot(134) = 167.5\ W$$

Para el dimensionado de este subsistema se eligió:

- **Inversor Xantrex Prowatt 250W, 24 V** (Especificaciones técnicas, anexo 9).

4.2.6.10. Dimensionado del subsistema de transporte.

El dimensionado de este subsistema es igual al que se realizo para el cantón San Miguel de Los Bancos, por tanto:

Líneas de conexión entre módulos:

Se eligió **cable flexible de cobre tipo THW, marca Cablec, calibre #10 AWG, siete hilos, I_{max} = 52 A, para instalación exterior** (Especificaciones técnicas, anexo 10).

Línea de conexión entre el campo solar y el regulador:

Se eligió **cable flexible de cobre tipo THW, marca Cablec, calibre #6 AWG, siete hilos, I_{max} = 95 A, para instalación exterior** (Especificaciones técnicas, anexo 10).

Línea de conexión entre el regulador y las baterías:

Se eligió **cable flexible de cobre tipo THW, marca Cablec, calibre #6 AWG, siete hilos, I_{max} = 63 A, para instalación interior en bandeja** (Especificaciones técnicas, anexo 10).

Línea de conexión entre los acumuladores y el inversor:

Se eligió **cable flexible de cobre tipo THW, marca Cablec, calibre #10 AWG, siete hilos, I_{max} = 36 A, para instalación interior en bandeja** (Especificaciones técnicas, anexo 10).

Línea de conexión entre el inversor y las cargas:

Para circuitos de iluminación:

Se eligió **cable bipolar flexible de cobre tipo THW, marca Cablec, calibre #14 AWG, siete hilos, I_{max} = 21 A, para instalación interior Conduit** (Especificaciones técnicas, anexo 10).

Para circuitos de fuerza:

Se eligió **cable bipolar flexible de cobre tipo THW, marca Cablec, calibre #10 AWG, siete hilos, I_{max} = 36 A, para instalación interior Conduit** (Especificaciones técnicas, anexo 10).

Línea de tierra:

Se eligió **cable sólido desnudo de cobre, marca Cablec, calibre #10 AWG, I_{max} = 68 A** (Especificaciones técnicas, anexo 11).

4.2.6.11. Diseño y dimensionado del subsistema de maniobra y protección.

El dimensionado de las protecciones es igual al realizado para el cantón San Miguel de Los Bancos, por tanto:

Línea de conexión entre regulador y las baterías:

Se eligió un **breaker de 50 A DC con un tiempo de respuesta inferior a 3s**. (Especificaciones técnicas, anexo 18).

Línea de conexión entre el campo solar y el regulador:

Se eligió un **breaker de 50 A DC con un tiempo de respuesta inferior a 3s**. (Especificaciones técnicas, anexo 18).

Línea de conexión entre los acumuladores y el inversor:

Se eligió un **breaker de 20 A DC con un tiempo de respuesta inferior a 3s**. (Especificaciones técnicas, anexo 13).

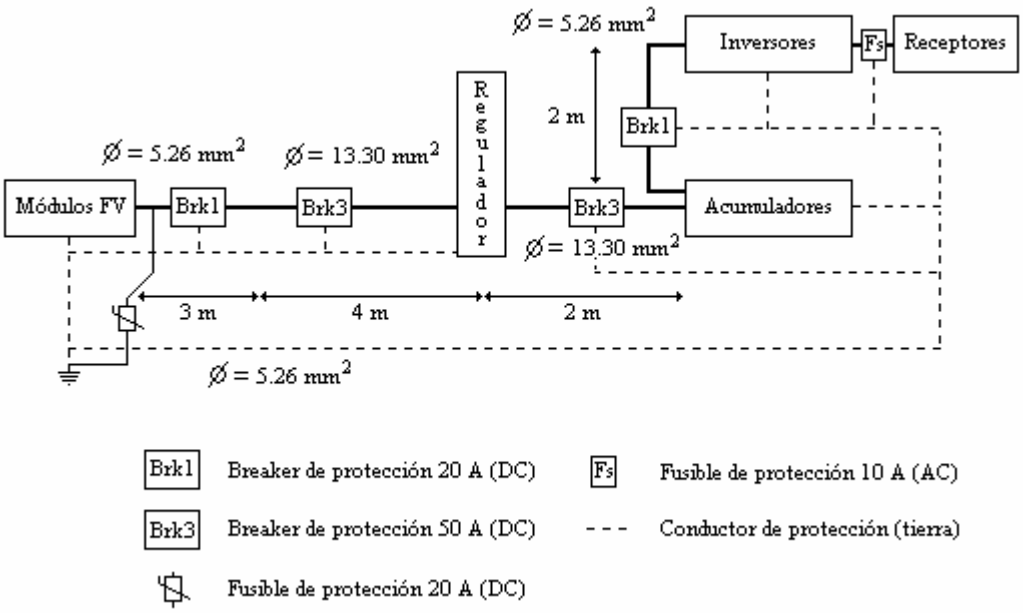
Líneas de conexión entre módulos:

Se eligió un **breaker de 20 A DC con un tiempo de respuesta inferior a 3s**. (Especificaciones técnicas, anexo 13). También se eligió un **fusible de 20 A DC con un tiempo de respuesta inferior a 3s** para proteger contra sobretensiones. (Especificaciones técnicas, anexo 14).

Línea de conexión entre el inversor y las cargas:

Se eligió un **fusible de 10 A AC con un tiempo de respuesta inferior a 3s**. (Especificaciones técnicas, anexo 15).

4.2.6.12. Representación esquemática de la instalación fotovoltaica.



El esquema completo se lo puede observar en el anexo 29.

4.2.7. Cantón Santo Domingo de los Colorados.

Latitud (ϕ): 0º 22'05" S.

Longitud: 79º 23' 46" W.

4.2.7.1. Calculo de la energía eléctrica diaria requerida.

Tipo de receptor	Número de unidades (N)	Potencia (W) P	Horas de funcionamiento diario (hr.)	Energía E=N·P·hr (Wh/día)
Unidad de electrificación de cercas	1	0.08	24	1.92
Energía en corriente alterna (E_{CC})				**1.92**

Tabla. 4.23. Cuadro de requerimiento diario de energía eléctrica (CC)

El dimensionado de la energía eléctrica total, debido a que la unidad trabaja con su propio sistema fotovoltaico, es de

$E_{elec} = 1.92\,(\text{Wh/día})$

4.2.7.2 Calculo de promedio de la radiación diaria disponible.

Se utilizó un albedo de ρ = 0.26.

Mes	J	F_{TS}	δ_S(º)	$\omega_{s,p}$(º)	H_{sO}^{e} (MJ/m²dia)	H_{sO}^{e} (Kwh/m²dia)	H_s (Kwh/m²dia)
Enero	15	1.03	-21.27	89.86	36.08	10.021	**3.205**
Febrero	46	1.02	-13.29	89.91	37.41	10.391	**3.341**
Marzo	76	1.01	-2.02	89.99	37.92	10.534	**3.326**
Abril	107	0.99	10.15	90.07	36.77	10.214	**3.036**
Mayo	137	0.98	19.26	90.12	34.79	9.664	**2.402**
Junio	168	0.97	23.39	90.16	33.54	9.318	**2.104**
Julio	198	0.97	21.18	90.14	34.06	9.463	**2.304**
Agosto	229	0.98	13.12	90.09	35.86	9.961	**2.555**
Septiembre	259	0.99	1.81	90.00	37.29	10.358	**2.934**
Octubre	290	1.01	-10.33	90.01	37.30	10.360	**2.856**
Noviembre	320	1.02	-19.38	89.87	36.23	10.063	**3.102**

Diciembre	351	1.03	-23.40	89.84	35.52	9.866	**3.162**

Tabla. 4.24. Cuadro de promedio de radiación diaria disponible

4.2.7.3. Elección del tipo y número de paneles fotovoltaicos.

La unidad posee su propio panel solar de 2 Wp (Especificaciones técnicas, anexo 30).

4.2.7.4. Dimensionado del subsistema de acumulación.

La unidad posee su propio subsistema de acumulación con una batería de 4 V, 4.6 Ah (Especificaciones técnicas, anexo 30).

4.2.7.5. Dimensionado del subsistema de transporte.

Líneas de conexión a tierra:

Se eligió **cable sólido desnudo de cobre, marca Cablec, calibre #14 AWG, I_{max} = 35 A** (Especificaciones técnicas, anexo 11).

Línea de conexión entre el energizador y la cerca:

Se eligió **cable sólido desnudo de aluminio, marca Coalco, calibre #12 AWG, un hilo, I_{max} = 38 A** (Especificaciones técnicas, anexo 31).

Línea de la cerca:

Se eligió **cable sólido desnudo de aluminio, marca Coalco, calibre #12 AWG, un hilo, I_{max} = 38 A** (Especificaciones técnicas, anexo 31).

Línea de conexión para la puerta de la cerca:

Se eligió **cable flexible de aluminio tipo THW, marca Coalco, calibre #8 AWG, sietes hilos, *diametro* = 6.75 A, conexión subterránea** (Especificaciones técnicas, anexo 32).

4.2.7.6. Diseño y dimensionado del subsistema de maniobra y protección.

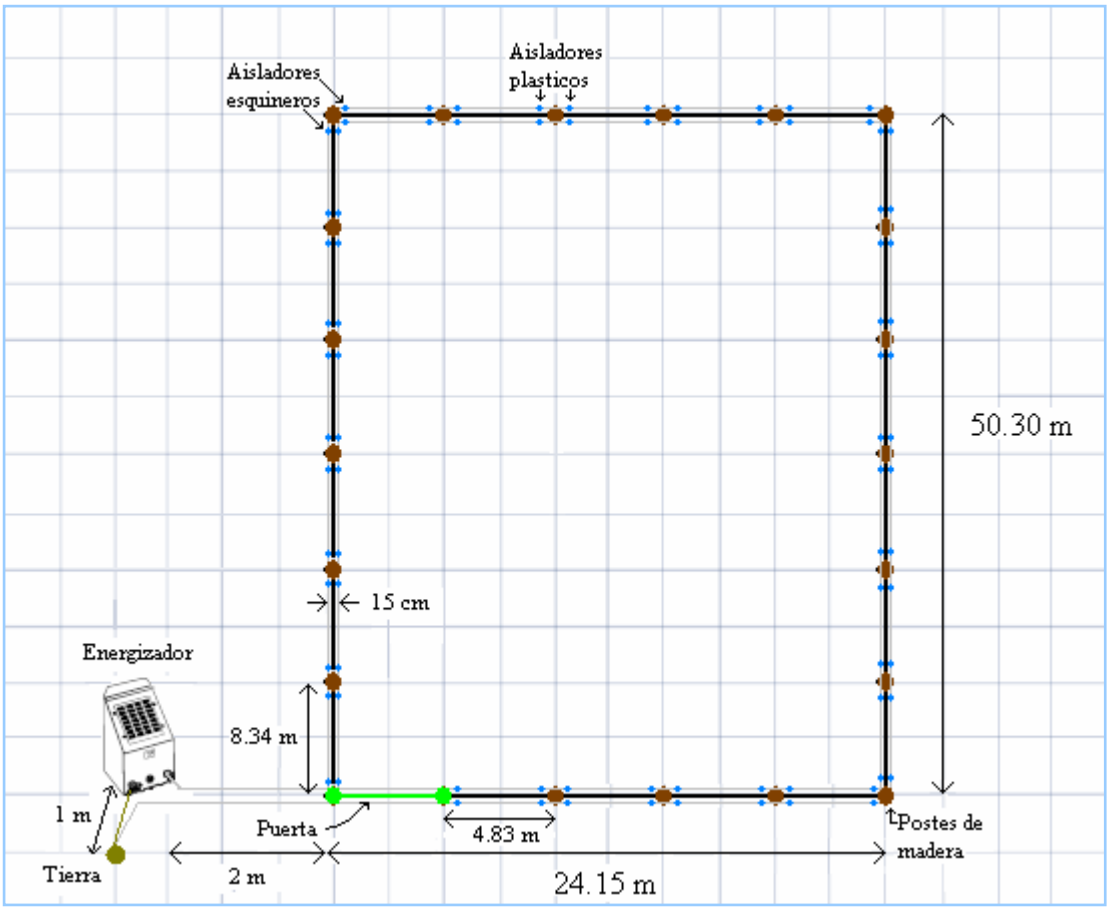
Línea de conexión a tierra:

Se debe introducir una varilla de cobre a 1.8 m de profundidad. Para conectar el alambre #14 AWG a la varilla de tierra se debe usar una abrazadera asegurada mecánicamente a ésta. (Especificaciones de instalación, anexo 30).

Línea de conexión entre postes de la cerca:

Usar aisladores **standard Fi-Shock** en los postes de madera y en los puntos de alta tensión, usar **aisladores esquineros Fi-Shock**.

4.2.7.7. Representación esquemática de la instalación fotovoltaica.



4.2.8. Cantón Mejía.

Latitud (ϕ): 0º 24'45" S.

Longitud: 78º 51' 25" W.

4.2.8.1. Calculo de luminarias.

a. Tipo de Trabajo

Establecimientos de reunión y enseñanza.

Nivel de iluminación: 100 lux.

b. Área a iluminarse

Área = 25.83 [m^2].

Largo = 6.30 [m].

Ancho = 4.10 [m]

c. Sistema de iluminación

Directa.

Se instalará luminarias **Thin-Lite Standard Fixture 30 watt light fixture 12 voltios DC, 2.1 amperios, 1740 lúmenes** (Especificaciones técnicas, anexo 5).

d. Índice de Local (I_L)

Altura Del Piso A La Losa:	2.40 [m]
Altura Del Piso Al Lugar A Iluminar (Mesa):	0.75 [m]
Distancia Del Techo A La Lámpara:	0.15 [m]
Altura:	1.50 [m]

$$RL = \frac{l \cdot a}{H \cdot (l + a)} = \frac{(6.30) \cdot (4.10)}{(1.50) \cdot (6.30 + 4.10)} = 1.66 \Rightarrow \boxed{I_L = F}$$

e. Coeficiente de Utilización (CU)

Techo de color blanco	Luz reflejada (75% - 90%)
Pared de color blanco	Luz reflejada (75% - 90%)

$\boxed{CU = 0.48}$

f. Coeficiente de Conservación (CC)

CC = 0.70 (Bueno)

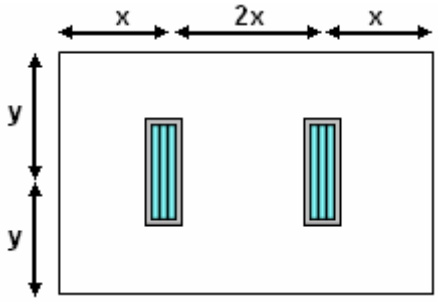
g. Número de lámparas y luminarias

$$\#\text{lámparas} = \frac{\text{Nivel iluminación} * \text{Area}}{\frac{\text{lumenes}}{\text{lámpara}} * \text{cu} * \text{cc}}$$

$$\#\text{lámparas} = \frac{(100)\cdot(25.83)}{(1740)\cdot(0.48)\cdot(0.70)} = 4.42 \approx 5$$

$$\#\text{luminarias} = \frac{\#\textit{lámparas}}{\#\text{lámparas/luminaria}} = \frac{5}{3} = 2$$

i. Distribución de las luminarias



4x = 6.30 [m] 2y = 4.10 [m]

x = 1.58 [m] y = 2.05 [m]

4.2.8.2. Calculo de la energía eléctrica diaria requerida.

Tipo de receptor	Número de unidades (N)	Potencia (W) P	Horas de funcionamiento diario (hr.)	Energía E=N·P·hr (Wh/día)
Televisor 20”	1	95	2	190
DVD	1	25	2	125
Computadora	1	300	2	600
Consumo total en corriente alterna (E_{CA})				**915**

Tabla. 4.25. Cuadro de requerimiento diario de energía eléctrica (CA)

Tipo de receptor	Número de unidades (N)	Potencia (W) P	Horas de funcionamiento diario (hr.)	Energía E=N·P·hr (Wh/día)
Luminarias fluorescentes	2	30	5	300
Consumo total en corriente alterna (E_{CC})				**300**

Tabla. 4.26. Cuadro de requerimiento diario de energía eléctrica (CC)

Con la información de consumo total en corriente alterna y en corriente continua se procede a calcular la cantidad de energía eléctrica total considerando un factor de seguridad, F_s = 15% y una eficiencia de inversor, η_{inv} = 85%.

$$E_{elec} = (100 + F_s) \cdot E_{CC} / 100 + (100 + F_s) \cdot E_{CA} / \eta_{inv}$$

$$E_{elec} = (100 + 15) \cdot (300) / 100 + (100 + 15) \cdot (915) / 85$$

$$E_{elec} = (345) + (1237.94)$$

$$\boxed{E_{elec} = 1582.94 \text{ (Wh/día)}}$$

Este valor calculado es igual para los doce meses del año.

4.2.8.3 Calculo de promedio de la radiación diaria disponible.

Se utilizó un albedo de ρ = 0.26.

Mes	J	F_{TS}	δ_S(º)	$\omega_{s,p}$(º)	H^e_{sO} (MJ/m²dia)	H^e_{sO} (Kwh/m²dia)	H_s (Kwh/m²dia)
Enero	15	1.03	-21.27	89.84	36.06	10.016	**3.206**
Febrero	46	1.02	-13.29	89.90	37.39	10.388	**3.342**
Marzo	76	1.01	-2.02	89.99	37.92	10.534	**3.326**
Abril	107	0.99	10.15	90.07	36.78	10.216	**3.037**
Mayo	137	0.98	19.26	90.14	34.80	9.668	**2.403**
Junio	168	0.97	23.39	90.18	33.56	9.323	**2.105**
Julio	198	0.97	21.18	90.16	34.08	9.467	**2.305**
Agosto	229	0.98	13.12	90.10	35.87	9.964	**2.555**
Septiembre	259	0.99	1.81	90.01	37.30	10.360	**2.855**
Octubre	290	1.01	-10.33	89.92	37.29	10.357	**4.023**
Noviembre	320	1.02	-19.38	89.85	36.21	10.059	**3.103**
Diciembre	351	1.03	-23.40	89.82	35.50	9.860	**3.163**

Tabla. 4.27. Cuadro de promedio de radiación diaria disponible

4.2.8.4. Determinación del mes más desfavorable.

Mes	E_{lec} (Kwh/día)	H_s (Kwh/m^{2}dia)	Y_{max} (m^2)
Enero	1.583	3.206	0.494
Febrero	1.583	3.342	0.474
Marzo	1.583	3.326	0.476
Abril	1.583	3.037	0.521
Mayo	1.583	2.403	0.659
Junio	1.583	2.105	**0.752**
Julio	1.583	2.305	0.687
Agosto	1.583	2.555	0.619
Septiembre	1.583	2.855	0.554
Octubre	1.583	4.023	0.393
Noviembre	1.583	3.103	0.510
Diciembre	1.583	3.163	0.500

Tabla. 4.28. Tabla de determinación del peor mes

De acuerdo a los valores de la tabla 4.28 se determino que el mes de **junio** es el más desfavorable obteniendo un valor de $\boldsymbol{Y_{max} = 0.752\ m^2}$.

4.2.8.5. Elección del tipo y número de paneles fotovoltaicos.

Para el dimensionado de este subsistema se eligió:

- **Módulo Lucky Power Technology, modelo LPS-210D, 210 Wp** (Especificaciones técnicas, anexo 33).

Método a)

$$N_{\mathrm{mod}}(\textit{número de módulos}) = 1.1 \cdot \frac{Y_{\max}}{P_{\mathrm{mod}}}$$

$$N_{\mathrm{mod}}(\textit{número de módulos}) = 1.1 \cdot \frac{(0.752)}{(210)}$$

$$N_{\mathrm{mod}}(\textit{número de módulos}) = 3.94 \approx 4$$

4.2.8.6. Calculo de la conexión de los módulos.

Debido a que la tensión nominal de los paneles fotovoltaicos es de V_{mod} = 24 V, se adopto una tensión de trabajo en DC (campo fotovoltaico, regulador y baterías) de 48 V, esto es:

$$\boxed{V_{T,acu} = 48 \text{ V}}$$

Número de módulos conectados en serie:

$$N_{S,\text{mod}} = V_{T,acu} / V_{\text{mod}}$$

$$N_{S,\text{mod}} = \frac{48\,V}{24\,V} = 2$$

Número de módulos conectados en paralelo:

$$N_{P,\text{mod}} = N_{\text{mod}} / N_{S.\text{mod}}$$

$$N_{P,\text{mod}} = \frac{4}{2} = 2$$

Por tanto el número de módulos totales es de:

$$N_{\text{mod}} = N_{S,\text{mod}} \cdot N_{P,\text{mod}}$$

$$N_{\text{mod}} = (2) \cdot (2) = 4$$

Consiguientemente se procede al cálculo de los valores del campo fotovoltaico:

Potencia pico total:

$$P_{gen}(Wp) = N_{\text{mod}} \cdot P_{\text{mod}}$$

$$P_{gen} = (4) \cdot (210) = 840\,Wp$$

Intensidad pico total de salida:

$$I_{P,gen}(A) = I_{P,\text{mod}} \cdot N_{P,\text{mod}}$$

$$I_{P,gen} = (6.85) \cdot (2) = 13.7\,A$$

Intensidad total de cortocircuito:

$$I_{SC,gen}(A) = I_{SC,\text{mod}} \cdot N_{P.\text{mod}}$$

$$I_{SC,gen}(A) = (7.64) \cdot (2) = 15.28\,A$$

Tensión nominal total de salida:

$$V_{gen}(V) = V_{\mathrm{mod}} \cdot N_{S,\mathrm{mod}}$$
$$V_{gen} = (24) \cdot (2) = 48\,V = V_{T,acu}$$

Tensión pico total de salida:

$$V_{P,gen}(V) = V_{P,\mathrm{mod}} \cdot N_{S,\mathrm{mod}}$$
$$V_{P,gen} = (30.66) \cdot (2) = 61.32\,V$$

Tensión total en circuito abierto:

$$V_{OC,gen}(V) = V_{OC,\mathrm{mod}} \cdot N_{S,\mathrm{mod}}$$
$$V_{OC,gen} = (36.99) \cdot (2) = 73.98\,V$$

Los datos $I_{p.mod}$, $I_{sc,mod}$, $V_{p,mod}$ y $V_{oc,mod}$ fueron extraídos del datasheet de especificaciones técnicas del módulo Lucky Power Technology, LPS-210D (anexo 33).

4.2.8.7. Dimensionado del subsistema de acumulación.

Numero de días de autonomía de las baterías:

$$N_D = 3$$

Profundidad máxima de descarga:

$$P_{D,\max} = 70\%$$

Capacidad necesaria del sistema de acumulación:

$$C'_{T,acu}(Ah) = 1.1 \cdot \frac{N_D \cdot E_{elect,\max}}{P_{D,\max} \cdot V_{T,acu}}$$
$$C'_{T,acu}(Ah) = 1.1 \cdot \frac{(3) \cdot (1582.94)}{(0.7) \cdot (48)}$$
$$C'_{T,acu} = (1.1) \cdot (141.33)$$
$$C'_{T,acu} = 155.46\,Ah$$

Se debe cumplir:

$C'_{T,acu}(Ah) \geq E_{elec,\max} / (P_{D,diaria} \cdot V_{T,acu})$

$155.46\ Ah \geq (1582.94)/(0.2 \cdot 48)$

$155.46\ Ah \geq 164.88\ Ah$ *No cumple*

Por tanto:

$$C'_{T,acu}(Ah) = \frac{E_{elec,\max}}{P_{D,\max} \cdot V_{T,acu}} = \frac{1582.94}{(0.2) \cdot (48)} = 164.88\ Ah$$

Para el dimensionado de este subsistema se eligió los acumuladores:

- **Baterías PowerUp, PUBP 110-12, 12 Voltios/110 Amperios-Hora** (Especificaciones técnicas, anexo 7).

A continuación se procede el número de acumuladores conectado en serie y en paralelo.

Número de acumuladores conectados en serie:

$$N_{S,acu} = \frac{V_{T,acu}}{V_{acu}} = \frac{48\ V}{12\ V}$$

$$N_{S,acu} = 4$$

Numero de acumuladores conectados en paralelo:

$$N_{P,acu} = \frac{C'_{T,acu}(Ah)}{C'_{acu}(Ah)} = \frac{164.88}{110}$$

$$N_{P,acu} = 1.49 \approx 2$$

Numero total de acumuladores:

$$N_{acu} = N_{S,acu} \cdot N_{P,acu}$$

$$N_{acu} = (4) \cdot (2) = 8$$

4.2.8.8. Dimensionado del subsistema de regulación.

Tensión nominal de trabajo del regulador:

$$V_{reg}(V) = V_{gen}(V) = V_{T,acu} = 48\ V$$

Tensión máxima de trabajo del regulador:

$$V_{reg,\max}(V) \geq 1.25 \cdot V_{OC,gen}(V)$$
$$V_{reg,\max}(V) \geq (1.25) \cdot (73.98)$$
$$V_{reg,\max}(V) \geq 92.48\, V$$
$$V_{reg,\max} = 92.48\, V$$

Intensidad nominal del interruptor de conexión y desconexión:

$$I_{reg\ gen-acu} = 1.25 \cdot I_{SC,gen}$$
$$I_{reg\ gen-acu} = (1.25) \cdot (15.28) = 19.10\ A$$

Intensidad nominal del interruptor de acoplamiento entre las baterías y los receptores:

$$I_{Acu,recep} = I_{Acu,inv} \geq 1.25 \cdot I_{Max,inv} = 1.25 \cdot P_{inv} / (V_{Min,T,acu} \cdot \eta_{inv})$$
$$I_{Acu,recep} = 1.25 \cdot \frac{600\, W}{(44) \cdot (0.92)}$$
$$I_{Acu,recep} = (1.25) \cdot (14.82) = 18.53\ A$$

Para el dimensionado de este subsistema se eligió:

- **Regulador Xantrex modelo C-40** (Especificaciones técnicas, anexo 8).

4.2.8.9. Dimensionado del subsistema de adaptación.

Factor de simultaneidad:

$$P_{Televisor} = 95\, W$$
$$P_{DVD} = 25\, W$$
$$P_{Total(Fs)} = P_{Televisor} + P_{DVD} = 120\, W$$
$$F_S = \frac{P_{Total(Fs)}}{P_{Total,Sistema}} = \frac{120\, W}{420\, W} = 0.29$$

Suma de potencias de receptores simultáneos:

$$\sum \text{Potencias receptores simultáneos} = F_S \cdot P_{Total,Sistema} = (0.29) \cdot (420) = 121.8 \approx 122\, W$$

Potencia del inversor en servicio continuo:

$$P_{inv} \geq K \cdot (\sum \text{ Potencias receptores simultáneos}) = (1.25) \cdot (122) = 153\, W$$

Ya que ninguno de los receptores necesita una potencia pico de arranque no se dimensiona la potencia pico del inversor ($P_{P,inv}$).

Para el dimensionado de este subsistema se eligió:

- **Inversor Samlex, modelo S600-148, 600W, 48 V** (Especificaciones técnicas, anexo 34).

4.2.8.10. Dimensionado del subsistema de transporte.

Líneas de conexión entre módulos:

$$I_{conductor,\mathrm{mod}} = (1.56) \cdot I_{SC,\mathrm{mod}}$$
$$I_{conductor,\mathrm{mod}} = (1.56) \cdot (7.64) = 11.92\ A$$

Longitud del cable (L) = 3 m.

Criterio b)

$$e(\%) = 200 \cdot \rho_C \cdot \frac{L}{S \cdot V_{OC,\mathrm{mod}}} \cdot I = (200) \cdot (0.01724) \cdot \frac{(3)}{(2.08) \cdot (36.99)} \cdot (11.92) = 1.60\ \%$$

La caída de tensión permisible en las líneas de conexión de los módulos es de 1 %.
Por tanto la sección del conductor no es la apropiada. Por lo que:

$$S = \frac{200 \cdot \rho_{cu} \cdot L \cdot I}{e(\%) \cdot V_{OC,\mathrm{mod}}} = \frac{(200) \cdot (0.01724) \cdot (3) \cdot (11.92)}{(1) \cdot (36.99)} = 3.32\ mm^2$$

$$\boxed{S = 3.31\ mm^2}$$

Se eligió **cable flexible de cobre tipo THW, marca Cablec, calibre #12 AWG, siete hilos, I_{max} = 36 A, para instalación exterior** (Especificaciones técnicas, anexo 10).

Línea de conexión entre el campo solar y el regulador:

$$I_{conductor,gen} = (1.56) \cdot I_{SC,gen}$$
$$I_{conductor,gen} = (1.56) \cdot (15.28) = 23.84\ A$$

Longitud del cable (L) = 5 m.

Elección del tipo de cable:

Criterio b)

$$e(\%) = 200 \cdot \rho_C \cdot \frac{L}{S \cdot V_{OC,gen}} \cdot I = (200) \cdot (0.01724) \cdot \frac{(5)}{(3.31) \cdot (73.98)} \cdot (23.84) = 1.67\ \%$$

La caída de tensión permisible en las líneas de conexión entre módulos y reguladores es de 1.5 %

Por tanto la sección del conductor no es la apropiada. Por lo que:

$$S = \frac{200 \cdot \rho_{cu} \cdot L \cdot I}{e(\%) \cdot V_{OC,gen}} = \frac{(200) \cdot (0.01724) \cdot (5) \cdot (23.84)}{(1.5) \cdot (73.98)} = 3.70\ mm^2$$

$$\boxed{S = 5.26\ mm^2}$$

Se eligió **cable flexible de cobre tipo THW, marca Cablec, calibre #10 AWG, siete hilos, I_{max} = 52 A, para instalación exterior** (Especificaciones técnicas, anexo 10).

Línea de conexión entre el regulador y las baterías:

$$I_{conductor,gen-reg-acu} = (1.56) \cdot I_{conductor,gen}$$

$$I_{conductor,gen} = (1.56) \cdot (23.84) = 37.19\ A$$

Longitud del cable (L) = 3 m.

Elección del tipo de cable:

Criterio b)

$$e(\%) = 200 \cdot \rho_C \cdot \frac{L}{S \cdot V_{reg}} \cdot I = (200) \cdot (0.01724) \cdot \frac{(3)}{(8.37) \cdot (48)} \cdot (37.19) = 0.96\ \%$$

La caída de tensión permisible en las líneas de conexión entre el regulador y las baterías es de 1 %

Por tanto la sección del conductor es la apropiada. Por lo que:

$$\boxed{S = 8.37\ mm^2}$$

Se eligió **cable flexible de cobre tipo THW, marca Cablec, calibre #8 AWG, siete hilos, I_{max} = 52 A, para instalación interior en bandeja** (Especificaciones técnicas, anexo 10).

Línea de conexión entre los acumuladores y el inversor:

$$I_{conductor,inv} = 1.25 \cdot P_{inv} / (V_{Min,T,acu} \cdot \eta_{inv})$$

$$I_{conductor,inv} = 1.25 \cdot \frac{600\ W}{(44) \cdot (0.90)}$$

$$I_{conductor,inv} = (1.25) \cdot (14.82) = 18.53\ A$$

Longitud del cable (L) = 3 m.

Elección del tipo de cable:

Criterio b)

$$e(\%) = 200 \cdot \rho_C \cdot \frac{L}{S \cdot V_{inv}} \cdot I = (200) \cdot (0.01724) \cdot \frac{(3)}{(3.31) \cdot (48)} \cdot (18.53) = 1.20\ \%$$

La caída de tensión permisible en las líneas de conexión entre el regulador y las baterías es de 1 %

Por tanto la sección del conductor no es la apropiada. Por lo que:

$$S = \frac{200 \cdot \rho_{cu} \cdot L \cdot I}{e(\%) \cdot V_{inv}} = \frac{(200) \cdot (0.01724) \cdot (3) \cdot (18.53)}{(1) \cdot (48)} = 3.99\ mm^2$$

$$\boxed{S = 5.26\ mm^2}$$

Se eligió **cable flexible de cobre tipo THW, marca Cablec, calibre #10 AWG, siete hilos, I_{max} = 36 A, para instalación interior en bandeja** (Especificaciones técnicas, anexo 10).

Línea de conexión entre el inversor y las cargas:

Para circuitos de iluminación:

Se eligió **cable bipolar flexible de cobre tipo THW, marca Cablec, calibre #14 AWG, siete hilos, I_{max} = 21 A, para instalación interior Conduit** (Especificaciones técnicas, anexo 10).

Para circuitos de fuerza:

Se eligió **cable flexible de cobre tipo THW, marca Cablec, calibre #10 AWG, siete hilos, I_{max} = 36 A, para instalación interior Conduit** (Especificaciones técnicas, anexo 10).

Línea de tierra:

Se eligió **cable sólido desnudo de cobre, marca Cablec, calibre #10 AWG, I_{max} = 68 A** (Especificaciones técnicas, anexo 11).

4.2.8.11. Diseño y dimensionado del subsistema de maniobra y protección.

Línea de conexión entre regulador y las baterías:

Protección contra sobrecargas.

$$I_B \leq I_N \leq I_Z$$
$$37.19 \leq I_N \leq 46.80$$
$$\boxed{I_N = 40\ A}$$

Protección contra cortocircuito.

$$I_{SC,\max} = K_{SC} \cdot S / \sqrt{t} = (115) \cdot (8.37) / (\sqrt{3})$$
$$I_{SC,\max} = 555.73\ A$$
$$PdC > 555.73\ A$$

Se eligió un **breaker de 40 A DC con un tiempo de respuesta inferior a 3s**. (Especificaciones técnicas, anexo 19).

Línea de conexión entre el campo solar y el regulador:

Protección contra sobrecargas.

$$I_B \leq I_N \leq I_Z$$
$$23.84 \leq I_N \leq 42.12$$
$$\boxed{I_N = 40\ A}$$

Protección contra cortocircuito.

$$I_{SC,\max} = K_{SC} \cdot S / \sqrt{t} = (115) \cdot (5.26) / (\sqrt{3})$$
$$I_{SC,\max} = 349.24\ A$$
$$PdC > 349.24\ A$$

Se eligió un **breaker de 40 A DC con un tiempo de respuesta inferior a 3s**. (Especificaciones técnicas, anexo 19).

Línea de conexión entre los acumuladores y el inversor:

Protección contra sobrecargas.

$I_B \leq I_N \leq I_Z$

$18.53 \leq I_N \leq 32.40$

$\boxed{I_N = 20\ A}$

Protección contra cortocircuito.

$I_{SC,\max} = K_{SC} \cdot S / \sqrt{t} = (115) \cdot (5.26) / (\sqrt{3})$

$I_{SC,\max} = 349.24\ A$

$PdC > 349.24\ A$

Se eligió un **breaker de 20 A DC con un tiempo de respuesta inferior a 3s**. (Especificaciones técnicas, anexo 13).

Líneas de conexión entre módulos:

Protección contra sobrecargas.

$I_B \leq I_N \leq I_Z$

$11.92 \leq I_N \leq 29.16$

$\boxed{I_N = 20\ A}$

Protección contra cortocircuito.

$I_{SC,\max} = K_{SC} \cdot S / \sqrt{t} = (115) \cdot (3.31) / (\sqrt{3})$

$I_{SC,\max} = 219.77\ A$

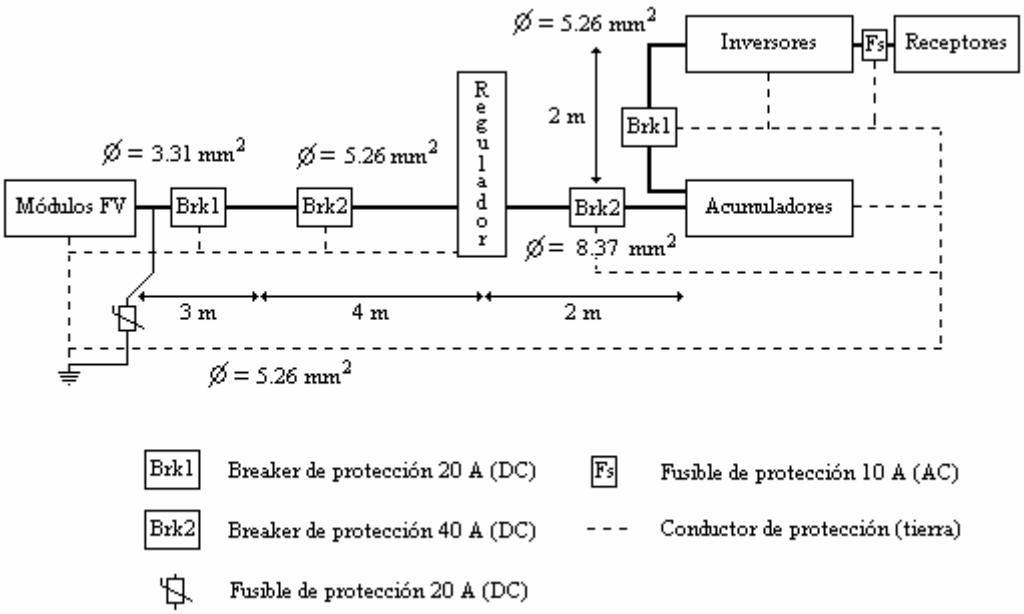
$PdC > 219.77\ A$

Se eligió un **breaker de 20 A DC con un tiempo de respuesta inferior a 3s**. (Especificaciones técnicas, anexo 13). También se eligió un **fusible de 20 A DC con un tiempo de respuesta inferior a 3s** para proteger contra sobretensiones. (Especificaciones técnicas, anexo 14).

Línea de conexión entre el inversor y las cargas:

Se eligió un **fusible de 10 A AC con un tiempo de respuesta inferior a 3s**. (Especificaciones técnicas, anexo 15).

4.2.8.12. Representación esquemática de la instalación fotovoltaica.



El esquema completo se muestra en el anexo 35.

4.2.9. Cantón Rumiñahui.

Latitud (ϕ): 0º 21'54" N.

Longitud: 78º 26' 53" W.

4.2.9.1. Calculo de luminarias.

a. Tipo de Trabajo

Iluminación para una vivienda convencional.

Nivel de iluminación: 100 lux.

b. Área a iluminarse

- Comedor, Cocina, Dormitorio

  Área = 33.48 [m^2].

  Largo = 6.50 [m].

  Ancho = 5.15 [m].

c. Sistema de iluminación

Directo.

Se instalara lámparas fluorescentes ahorrativas TEKNO FE-II con 825 lúmenes.

d. Índice de Local (I_L)

Altura Del Piso A La Losa:	2.20 [m]
Altura Del Piso Al Lugar A Iluminar (Mesa):	0.75 [m]
Distancia Del Techo A La Lámpara:	0.15 [m]
Altura:	1.30 [m]

$$\text{RL} = \frac{l \cdot a}{H \cdot (l + a)} = \frac{(6.50) \cdot (5.15)}{(1.30) \cdot (6.50 + 5.15)} = 2.21 \Rightarrow \quad \boxed{I_L = E}$$

e. Coeficiente de Utilización (CU)

Techo hormigón Luz reflejada (15% - 40%).

Pared hormigón Luz reflejada (15% - 40%).

CU = 0.47

f. Coeficiente de Conservación (CC)

Sala principal:

CC = 0.70

g. Número de lámparas y luminarias

$$\#\,\text{lámparas} = \frac{\text{Nivel iluminación} * \text{Area}}{\frac{\text{lumenes}}{\text{lámpara}} * \text{cc} * \text{cu}}$$

$$\#\,\text{lámparas} = \frac{(100) \cdot (33.48)}{(825) \cdot (0.70) \cdot (0.47)} = 12.33 \approx 12$$

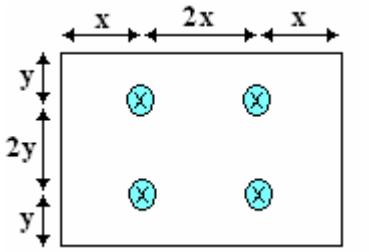
h. Corrección al número de lámparas

Nivel de iluminación = 30 lux.

Numero total de lámparas = 4

i. Distribución de las luminarias

Sala principal:



4x = 6.50 [m] 4y = 5.15 [m]

x = 1.63 [m] y = 1.29 [m]

4.2.9.2. Calculo de la energía eléctrica diaria requerida.

Tipo de receptor	Número de unidades (N)	Potencia (W) P	Horas de funcionamiento diario (hr.)	Energía E=N·P·hr (Wh/día)
Lámparas fluorescentes	4	11	4	176
Luminaria exterior	1	11	4	44
Televisor 14”	1	55	6	330
Equipo de sonido	1	110	2	220
Extra	1	100	0.5	50
Energía en corriente alterna (E_{CA})				**820**

Tabla. 4.29. Cuadro de requerimiento diario de energía eléctrica (CA)

Tipo de receptor	Número de unidades (N)	Potencia (W) P	Horas de funcionamiento diario (hr.)	Energía E=N·P·hr (Wh/día)
Refrigerador solar	1	20	24	480
Energía en corriente alterna (E_{CD})				**480**

Tabla. 4.30. Cuadro de requerimiento diario de energía eléctrica (CD)

El dimensionado de la energía eléctrica total solo deberá tomar en cuenta le energía en corriente alterna (E_{CA}) debido a que la carga en corriente continua (refrigerador) trabaja con su propio sistema fotovoltaico.

Con la información de consumo total en corriente alterna se procede a calcular la cantidad de energía eléctrica total considerando un factor de seguridad, F_s = 15% y una eficiencia de inversor, η_{inv} = 85%.

$$E_{elec} = (100 + F_s) \cdot E_{CC} / 100 + (100 + F_s) \cdot E_{CA} / \eta_{inv}$$

$$E_{elec} = (100 + 15) \cdot (0) / 100 + (100 + 15) \cdot (820) / 85$$

$$E_{elec} = (100 + 15) \cdot (820) / 85$$

$$E_{elec} = (115) \cdot (9.64)$$

$$\boxed{E_{elec} = 1109.41 \text{ (Wh/día)}}$$

Este valor calculado es igual para los doce meses del año.

4.2.9.3 Calculo de promedio de la radiación diaria disponible.

Se utilizó un albedo de ρ = 0.2.

Mes	J	F_{TS}	δ_S(º)	$\omega_{s,p}$(º)	H^e_{sO} (MJ/m²dia)	H^e_{sO} (Kwh/m²dia)	H_s (Kwh/m²dia)
Enero	15	1.03	-21.27	89.96	36.08	10.021	**4.843**
Febrero	46	1.02	-13.29	89.91	37.41	10.391	**4.580**
Marzo	76	1.01	-2.02	89.98	37.92	10.535	**4.454**
Abril	107	0.99	10.15	90.07	36.77	10.214	**3.614**
Mayo	137	0.98	19.26	90.13	34.79	9.663	**3.218**
Junio	168	0.97	23.39	90.16	33.54	9.318	**3.168**
Julio	198	0.97	21.18	90.14	34.07	9.463	**3.993**
Agosto	229	0.98	13.12	90.09	35.86	9.961	**4.143**
Septiembre	259	0.99	1.81	90.01	37.30	10.360	**4.495**
Octubre	290	1.01	-10.33	89.93	37.29	10.359	**4.498**
Noviembre	320	1.02	-19.38	89.87	36.23	10.063	**4.979**
Diciembre	351	1.03	-23.40	89.84	35.52	9.866	**5.035**

Tabla. 4.31. Cuadro de promedio de radiación diaria disponible

4.2.9.4. Determinación del mes más desfavorable.

Mes	E_{lec} (Kwh/día)	H_s (Kwh/m^{2}dia)	Y_{max} (m^2)
Enero	1.109	4.843	0.229
Febrero	1.109	4.580	0.242
Marzo	1.109	4.454	0.249
Abril	1.109	3.614	0.307
Mayo	1.109	3.218	0.347
Junio	1.109	3.168	**0.350**
Julio	1.109	3.993	0.277
Agosto	1.109	4.143	0.268
Septiembre	1.109	4.495	0.247
Octubre	1.109	4.498	0.246
Noviembre	1.109	4.979	0.223
Diciembre	1.109	5.035	0.220

Tabla. 4.32. Tabla de determinación del peor mes

De acuerdo a los valores de la tabla.4.32 se determino que el mes de **junio** es el más desfavorable obteniendo un valor de $Y_{max} = 0.350$ **mm^2.**

4.2.9.5. Elección del tipo y número de paneles fotovoltaicos.

Para el dimensionado de este subsistema se eligió:

- **Módulo Lucky Power Technology, modelo LPS-200D, 200 Wp** (Especificaciones técnicas, anexo 33).

Método a)

$$N_{\text{mod}}(\textit{número de módulos}) = 1.1 \cdot \frac{Y_{\max}}{P_{\text{mod}}}$$

$$N_{\text{mod}}(\textit{número de módulos}) = 1.1 \cdot \frac{(0.350)}{(200)}$$

$$N_{\text{mod}}(\textit{número de módulos}) = 1.93 \approx 2$$

Para este aplicación se utilizara un **refrigerador solar marca Peltier modelo SF50E** (Especificaciones técnicas, anexo 26). Para el dimensionado del número de módulos se de elegir la temperatura a la cual funcione el interior del refrigerador y la temperatura ambiente a la cual trabajara.

$T_{amb} = 21^{\circ}$ C.
$T_{int} = 11^{\circ}$ C.

A esta temperatura el refrigerador trabaja con un solo modulo de 80 W. Por tanto se eligió un **modulo Lucky Power Technology, modelo LPS80E, 80 Wp** (Especificaciones técnica, anexo 36).

4.2.9.6. Calculo de la conexión de los módulos.

Debido a que la tensión nominal de los paneles fotovoltaicos es de V_{mod} = 24 V, se adopto una tensión de trabajo en DC (campo fotovoltaico, regulador y baterías) de 24 V, esto es:

$$\boxed{V_{T,acu} = 24 \text{ V}}$$

Número de módulos conectados en serie:

$$N_{S,\text{mod}} = V_{T,acu} / V_{\text{mod}}$$
$$N_{S,\text{mod}} = \frac{24\,V}{24\,V} = 1$$

Número de módulos conectados en paralelo:

$$N_{P,\text{mod}} = N_{\text{mod}} / N_{S.\text{mod}}$$
$$N_{P,\text{mod}} = \frac{2}{1} = 2$$

Por tanto el número de módulos totales es de:

$$N_{\text{mod}} = N_{S,\text{mod}} \cdot N_{P,\text{mod}}$$
$$N_{\text{mod}} = (2) \cdot (1) = 2$$

Consiguientemente se procede al cálculo de los valores del campo fotovoltaico:

Potencia pico total:

$$P_{gen}(Wp) = N_{\text{mod}} \cdot P_{\text{mod}}$$
$$P_{gen} = (2) \cdot (200) = 400\ Wp$$

Intensidad pico total de salida:

$$I_{P,gen}(A) = I_{P,\text{mod}} \cdot N_{P,\text{mod}}$$
$$I_{P,gen} = (6.57) \cdot (2) = 13.14\ A$$

Intensidad total de cortocircuito:

$$I_{SC,gen}(A) = I_{SC,\text{mod}} \cdot N_{P.\text{mod}}$$
$$I_{SC,gen}(A) = (7.49) \cdot (2) = 14.98\ A$$

Tensión nominal total de salida:

$$V_{gen}(V) = V_{\text{mod}} \cdot N_{S,\text{mod}}$$
$$V_{gen} = (24) \cdot (1) = 24\ V = V_{T,acu}$$

Tensión pico total de salida:

$$V_{P,gen}(V) = V_{P,\text{mod}} \cdot N_{S,\text{mod}}$$
$$V_{P,gen} = (30.46) \cdot (1) = 30.46\ V$$

Tensión total en circuito abierto:

$$V_{OC,gen}(V) = V_{OC,\text{mod}} \cdot N_{S,\text{mod}}$$
$$V_{OC,gen} = (36.84) \cdot (1) = 36.84\ V$$

Los datos $I_{p.mod}$, $I_{sc,mod}$, $V_{p,mod}$ y $V_{oc,mod}$ fueron extraídos del datasheet de especificaciones técnicas del módulo Lucky Power Technology, modelo LPS80E, 80 Wp (Especificaciones técnica, anexo 36).

4.2.6.7. Dimensionado del subsistema de acumulación.

Numero de días de autonomía de las baterías:

$$N_D = 3$$

Profundidad máxima de descarga:

$$P_{D,\max} = 70\%$$

Capacidad necesaria del sistema de acumulación:

$$C'_{T,acu}(Ah) = 1.1 \cdot \frac{N_D \cdot E_{elect,\max}}{P_{D,\max} \cdot V_{T,acu}}$$

$$C'_{T,acu}(Ah) = 1.1 \cdot \frac{(3) \cdot (1109.41)}{(0.7) \cdot (24)}$$

$$C'_{T,acu} = (1.1) \cdot (198.11)$$

$$C'_{T,acu} = 217.92\ Ah$$

Se debe cumplir:

$$C'_{T,acu}(Ah) \geq E_{elec,\max} / (P_{D,diaria} \cdot V_{T,acu})$$

$$179.92\ Ah \geq (1109.41) / (0.2 \cdot 24)$$

$$217.92\ Ah \geq 231.13\ Ah \quad \textit{No cumple}$$

Por tanto:

$$C'_{T,acu}(Ah) = \frac{E_{elec,\max}}{P_{D,\max} \cdot V_{T,acu}} = \frac{1109.41}{(0.2) \cdot (24)} = 231.13\ Ah$$

A continuación se procede el número de acumuladores conectado en serie y en paralelo.

Número de acumuladores conectados en serie:

$$N_{S,acu} = \frac{V_{T,acu}}{V_{acu}} = \frac{24\ V}{12\ V}$$

$$N_{S,acu} = 2$$

Numero de acumuladores conectados en paralelo:

$$N_{P,acu} = \frac{C'_{T,acu}(Ah)}{C'_{acu}(Ah)} = \frac{231.13}{110}$$

$$N_{P,acu} = 2.10 \approx 3$$

Numero total de acumuladores:

$$N_{acu} = N_{S,acu} \cdot N_{P,acu}$$

$$\boxed{N_{acu} = (2) \cdot (3) = 6}$$

Para el dimensionado de este subsistema se eligió los acumuladores:

- **Baterías PowerUp, PUBP 110-12, 12 Voltios/110 Amperios-Hora** (Especificaciones técnicas, anexo 7).

Para el sistema de acumulación de la refrigeradora se utiliza una sola batería **PowerUp, PUBP 110-12, 12 Voltios/110 Amperios-Hora.**

4.2.9.8. Dimensionado del subsistema de regulación.

Tensión nominal de trabajo del regulador:

$$V_{reg}(V) = V_{gen}(V) = V_{T,acu} = 24\ V$$

Tensión máxima de trabajo del regulador:

$$V_{reg,\max}(V) \geq 1.25 \cdot V_{OC,gen}(V)$$

$$V_{reg,\max}(V) \geq (1.25) \cdot (36.84)$$

$$V_{reg,\max}(V) \geq 46.05\ V$$

$$V_{reg,\max} = 46.05\ V$$

Intensidad nominal del interruptor de conexión y desconexión:

$$I_{reg\ gen-acu} = 1.25 \cdot I_{SC,gen}$$

$$I_{reg\ gen-acu} = (1.25) \cdot (14.98) = 18.73\ A$$

Intensidad nominal del interruptor de acoplamiento entre las baterías y los receptores:

$$I_{Acu,recep} = I_{Acu,inv} \geq 1.25 \cdot I_{Max,inv} = 1.25 \cdot P_{inv} / (V_{Min,T,acu} \cdot \eta_{inv})$$

$$I_{Acu,recep} = 1.25 \cdot \frac{250\,W}{(22) \cdot (0.90)}$$

$$I_{Acu,recep} = (1.25) \cdot (12.63) = 15.79\ A$$

Para el dimensionado de este subsistema se eligió:

- **Regulador Xantrex modelo C-35** (Especificaciones técnicas, anexo 8).

Para el dimensionado de regulación de la refrigeradora solar se eligió:

- **Regulador BZ modelo BZ240, 12V** (Especificaciones técnicas, anexo 23).

4.2.9.9. Dimensionado del subsistema de adaptación.

Factor de simultaneidad:

$$P_{lamparas} = 44\,W$$

$$P_{radio} = 110\,W$$

$$P_{Total(Fs)} = P_{lámparas} + P_{radio} = 154\,W$$

$$F_S = \frac{P_{Total(Fs)}}{P_{Total,Sistema}} = \frac{154\,W}{320\,W} = 0.48$$

Suma de potencias de receptores simultáneos:

$$\sum \text{Potencias receptores simultáneos} = F_S \cdot P_{Total,Sistema} = (0.48) \cdot (320) = 153.60 \approx 154\,W$$

Potencia del inversor en servicio continuo:

$$P_{inv} \geq K \cdot (\sum \text{ Potencias receptores simultáneos}) = (1.25) \cdot (154) = 192.5\,W$$

Para el dimensionado de este subsistema se eligió:

- **Inversor Xantrex Prowatt 250W, 24 V** (Especificaciones técnicas, anexo 9).

4.2.9.10. Dimensionado del subsistema de transporte.

Líneas de conexión entre módulos:

$$I_{conductor,\mathrm{mod}} = (1.56) \cdot I_{SC,\mathrm{mod}}$$
$$I_{conductor,\mathrm{mod}} = (1.56) \cdot (7.49) = 11.68\ A$$

Longitud del cable (L) = 3 m.

Elección del tipo de cable:

Por tabla (anexo 10) se determino que:

S = 2.08 mm^2.

$$e(\%) = 200 \cdot \rho_C \cdot \frac{L}{S \cdot V_{OC,\mathrm{mod}}} \cdot I = (200) \cdot (0.01724) \cdot \frac{(3)}{(2.08) \cdot (36.84)} \cdot (11.68) = 1.57\ \%$$

La caída de tensión permisible en las líneas de conexión de los módulos es de 1 %.

Por tanto la sección del conductor no es la apropiada. Por lo que:

$$S = \frac{200 \cdot \rho_{cu} \cdot L \cdot I}{e(\%) \cdot V_{OC,\mathrm{mod}}} = \frac{(200) \cdot (0.01724) \cdot (3) \cdot (11.68)}{(1) \cdot (36.84)} = 3.28\ mm^2$$

$$\boxed{S = 3.31\ mm^2}$$

Se eligió **cable flexible de cobre tipo THW, marca Cablec, calibre #12 AWG, siete hilos, I_{max} = 36 A, para instalación exterior** (Especificaciones técnicas, anexo 10).

Línea de conexión entre el campo solar y el regulador:

$$I_{conductor,gen} = (1.56) \cdot I_{SC,gen}$$
$$I_{conductor,gen} = (1.56) \cdot (14.98) = 23.37\ A$$

Longitud del cable (L) = 4 m.

Elección del tipo de cable:

Por tabla (anexo 10) se determino que:

S = 2.08 mm^2.

$$e(\%) = 200 \cdot \rho_C \cdot \frac{L}{S \cdot V_{OC,gen}} \cdot I = (200) \cdot (0.01724) \cdot \frac{(4)}{(2.08) \cdot (36.84)} \cdot (23.37) = 4.20\ \%$$

La caída de tensión permisible en las líneas de conexión entre módulos y reguladores es de 1.5 %

Por tanto la sección del conductor no es la apropiada. Por lo que:

$$S = \frac{200 \cdot \rho_{cu} \cdot L \cdot I}{e(\%) \cdot V_{OC,gen}} = \frac{(200) \cdot (0.01724) \cdot (4) \cdot (23.37)}{(1.5) \cdot (36.84)} = 5.84\ mm^2$$

$$\boxed{S = 8.37\ mm^2}$$

Se eligió **cable flexible de cobre tipo THW, marca Cablec, calibre #8 AWG, siete hilos, I_{max} = 72 A, para instalación exterior** (Especificaciones técnicas, anexo 10).

Línea de conexión entre el regulador y las baterías:

$$I_{conductor,gen-reg-acu} = (1.56) \cdot I_{conductor,gen}$$

$$I_{conductor,gen} = (1.56) \cdot (23.37) = 36.46\ A$$

Longitud del cable (L) = 2 m.

Elección del tipo de cable:

Por tabla (anexo 10) se determino que:

S = 8.37 mm^2.

$$e(\%) = 200 \cdot \rho_C \cdot \frac{L}{S \cdot V_{reg}} \cdot I = (200) \cdot (0.01724) \cdot \frac{(2)}{(8.37) \cdot (24)} \cdot (36.46) = 1.25\ \%$$

La caída de tensión permisible en las líneas de conexión entre el regulador y las baterías es de 1.5 %, por tanto la sección del conductor es la apropiada. Por lo que:

$$\boxed{S = 8.37\ mm^2}$$

Se eligió **cable flexible de cobre tipo THW, marca Cablec, calibre #8 AWG, siete hilos, I_{max} = 52 A, para instalación interior en bandeja** (Especificaciones técnicas, anexo 10).

Línea de conexión entre los acumuladores y el inversor:

$$I_{conductor,inv} = 1.25 \cdot P_{inv} / (V_{Min,T,acu} \cdot \eta_{inv})$$

$$I_{conductor,inv} = 1.25 \cdot \frac{250\ W}{(22) \cdot (0.90)}$$

$$I_{conductor,inv} = (1.25) \cdot (12.63) = 15.78\ A$$

Longitud del cable (L) = 2 m.

Elección del tipo de cable:

Por tabla (anexo 10) se determino que:

S = 2.08 mm^2.

$$e(\%) = 200 \cdot \rho_C \cdot \frac{L}{S \cdot V_{inv}} \cdot I = (200) \cdot (0.01724) \cdot \frac{(2)}{(2.08) \cdot (24)} \cdot (15.78) = 2.18\ \%$$

La caída de tensión permisible en las líneas de conexión entre el regulador y las baterías es de 1 %

Por tanto la sección del conductor no es la apropiada. Por lo que:

$$S = \frac{200 \cdot \rho_{cu} \cdot L \cdot I}{e(\%) \cdot V_{inv}} = \frac{(200) \cdot (0.01724) \cdot (2) \cdot (15.78)}{(1) \cdot (24)} = 4.53\ mm^2$$

$$\boxed{S = 5.26\ mm^2}$$

Se eligió **cable flexible de cobre tipo THW, marca Cablec, calibre #10 AWG, siete hilos, I_{max} = 36 A, para instalación interior en bandeja** (Especificaciones técnicas, anexo 10).

Línea de conexión entre el inversor y las cargas:

Para circuitos de iluminación:

Se eligió **cable bipolar flexible de cobre tipo THW, marca Cablec, calibre #14 AWG, siete hilos, I_{max} = 21 A, para instalación interior Conduit** (Especificaciones técnicas, anexo 10).

Para circuitos de fuerza:

Se eligió **cable bipolar flexible de cobre tipo THW, marca Cablec, calibre #10 AWG, siete hilos, I_{max} = 36 A, para instalación interior Conduit** (Especificaciones técnicas, anexo 10).

Línea de tierra:

Se eligió **cable sólido desnudo de cobre, marca Cablec, calibre #10 AWG, I_{max} = 68 A** (Especificaciones técnicas, anexo 11).

4.2.9.11. Diseño y dimensionado del subsistema de maniobra y protección.

El dimensionado de las protecciones se lo realiza de la siguiente manera:

Línea de conexión entre regulador y las baterías:

Protección contra sobrecargas.

$$I_B \leq I_N \leq I_Z$$

$$36.46 \leq I_N \leq 46.8$$

$$\boxed{I_N = 40\ A}$$

Protección contra cortocircuito.

$$I_{SC,\max} = K_{SC} \cdot S / \sqrt{t} = (115) \cdot (8.37) / (\sqrt{3})$$

$$I_{SC,\max} = 555.73\ A$$

$$PdC > 555.73\ A$$

Se eligió un **breaker de 40 A DC con un tiempo de respuesta inferior a 3s**. (Especificaciones técnicas, anexo 19).

Línea de conexión entre el campo solar y el regulador:

Protección contra sobrecargas.

$$I_B \leq I_N \leq I_Z$$
$$23.37 \leq I_N \leq 64.8$$
$$\boxed{I_N = 40\ A}$$

Protección contra cortocircuito.

$$I_{SC,\max} = K_{SC} \cdot S / \sqrt{t} = (115) \cdot (8.37) / (\sqrt{3})$$
$$I_{SC,\max} = 555.73\ A$$
$$PdC > 883.06\ A$$
$$PdC > 555.73\ A$$

Se eligió un **breaker de 40 A DC con un tiempo de respuesta inferior a 3s**. (Especificaciones técnicas, anexo 19).

Línea de conexión entre los acumuladores y el inversor:

Protección contra sobrecargas.

$$I_B \leq I_N \leq I_Z$$
$$15.78 \leq I_N \leq 32.4$$
$$\boxed{I_N = 20\ A}$$

Protección contra cortocircuito.

$$I_{SC,\max} = K_{SC} \cdot S / \sqrt{t} = (115) \cdot (5.26) / (\sqrt{3})$$
$$I_{SC,\max} = 349.24\ A$$
$$PdC > 349.24\ A$$

Se eligió un **breaker de 20 A DC con un tiempo de respuesta inferior a 3s**. (Especificaciones técnicas, anexo 13).

Líneas de conexión entre módulos:

Protección contra sobrecargas.

$$I_B \leq I_N \leq I_Z$$
$$11.68 \leq I_N \leq 32.4$$
$$\boxed{I_N = 20\ A}$$

Protección contra cortocircuito.

$$I_{SC,\max} = K_{SC} \cdot S / \sqrt{t} = (115) \cdot (3.31) / (\sqrt{3})$$
$$I_{SC,\max} = 219.77\ A$$

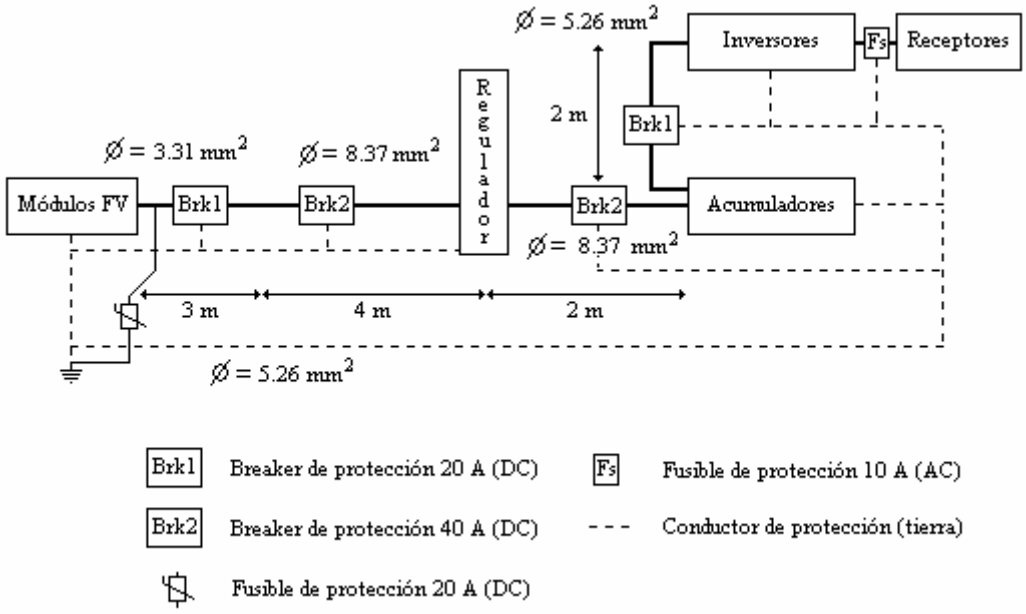
$PdC > 219.77\ A$

Se eligió un **breaker de 20 A DC con un tiempo de respuesta inferior a 3s**. (Especificaciones técnicas, anexo 13). También se eligió un **fusible de 20 A DC con un tiempo de respuesta inferior a 3s** para proteger contra sobretensiones. (Especificaciones técnicas, anexo 14).

Línea de conexión entre el inversor y las cargas:

Se eligió un **fusible de 10 A AC con un tiempo de respuesta inferior a 3s**. (Especificaciones técnicas, anexo 15).

4.2.9.12. Representación esquemática de la instalación fotovoltaica.



El esquema completo se lo puede observar en el anexo 37.

4.2.10. Distrito Metropolitano de Quito.

El dimensionado para este cantón fue hecho por el Departamento de Energía Renovables del Ministerio de Energía y Minas (Ministerio de Electrificación), sin embargo para comprobar resultados se volverá a dimensionar de acuerdo al mes más desfavorable.

4.2.10.1. Determinación de la energía eléctrica diaria requerida.

Tipo de receptor	Número de unidades (N)	Potencia (W) P	Horas de funcionamiento diario (hr.)	Energía E=N·P·hr (Wh/día)
Televisor 14" y DVD	1	50	4	200
Equipo de sonido y radio	1	30	5	150
Energía en corriente alterna (E_{CA})				**350**

Tabla. 4.33. Cuadro de requerimiento diario de energía eléctrica (CA)

Tipo de receptor	Número de unidades (N)	Potencia (W) P	Horas de funcionamiento diario (hr.)	Energía E=N·P·hr (Wh/día)
Lámparas fluorescentes	4	11	4	176
Energía en corriente alterna (E_{CD})				**176**

Tabla. 4.34. Cuadro de requerimiento diario de energía eléctrica (CD)

Con la información de consumo total en corriente alterna se procede a calcular la cantidad de energía eléctrica total considerando un factor de seguridad, F_s = 15% y una eficiencia de inversor, η_{inv} = 85%.

$$E_{elec} = (100 + F_s) \cdot E_{CC} / 100 + (100 + F_s) \cdot E_{CA} / \eta_{inv}$$

$$E_{elec} = (100 + 15) \cdot (176) / 100 + (100 + 15) \cdot (350) / 85$$

$$E_{elec} = (202.4) + (473.53)$$

$$E_{elec} = 675.929$$

$$\boxed{E_{elec} = 675.929 \text{ (Wh/día)}}$$

Este valor calculado es igual para los doce meses del año.

4.2.10.3 Calculo de promedio de la radiación diaria disponible.

Se utilizó un albedo de ρ = 0.2.

Mes	J	F_{TS}	$\delta_S(^o)$	$\omega_{s,p}(^o)$	H_{sO}^e (MJ/m^{2}dia)	H_{sO}^e (Kwh/m^{2}dia)	H_s (Kwh/m^{2}dia)
Enero	15	1.03	-21.27	89.90	36.12	10.034	**5.008**
Febrero	46	1.02	-13.29	89.94	37.43	10.398	**4.799**
Marzo	76	1.01	-2.02	89.99	37.93	10.535	**4.421**
Abril	107	0.99	10.15	90.04	36.74	10.208	**3.675**
Mayo	137	0.98	19.26	90.09	34.75	9.653	**3.522**
Junio	168	0.97	23.39	90.11	33.49	9.305	**3.142**
Julio	198	0.97	21.18	90.09	34.02	9.451	**3.933**
Agosto	229	0.98	13.12	90.06	35.83	9.954	**4.181**
Septiembre	259	0.99	1.81	90.01	37.29	10.359	**4.673**
Octubre	290	1.01	-10.33	89.95	37.31	10.365	**4.768**
Noviembre	320	1.02	-19.38	89.91	36.27	10.075	**4.829**
Diciembre	351	1.03	-23.40	89.89	35.56	9.879	**5.346**

Tabla. 4.35. Cuadro de promedio de radiación diaria disponible

4.2.10.4. Determinación del mes más desfavorable.

Mes	E_{lec} (Kwh/día)	H_s (Kwh/m^{2}dia)	Y_{max} (m^2)
Enero	0.676	5.008	0.135
Febrero	0.676	4.799	0.141
Marzo	0.676	4.421	0.153
Abril	0.676	3.675	0.184
Mayo	0.676	3.522	0.192
Junio	0.676	3.142	**0.215**
Julio	0.676	3.933	0.172
Agosto	0.676	4.181	0.162
Septiembre	0.676	4.673	0.145
Octubre	0.676	4.768	0.142
Noviembre	0.676	4.829	0.139
Diciembre	0.676	5.346	0.126

Tabla. 4.36. Tabla de determinación del peor mes

De acuerdo a los valores de la tabla 4.33 se determino que el mes de **junio** es el más desfavorable obteniendo un valor de $\boldsymbol{Y_{max} = 0.215\ mm^2}$.

4.2.10.5. Elección del tipo y número de paneles fotovoltaicos.

Para el dimensionado de este subsistema se eligió:

- **Módulo Sharp, modelo ND-L3EJEA, 123 Wp** (Especificaciones técnicas, anexo 38).

Método a)

$$N_{\text{mod}}(\textit{número de módulos}) = 1.1 \cdot \frac{Y_{\max}}{P_{\text{mod}}}$$

$$N_{\text{mod}}(\textit{número de módulos}) = 1.1 \cdot \frac{(0.215)}{(123)}$$

$$N_{\text{mod}}(\textit{número de módulos}) = 1.92 \approx 2$$

4.2.10.6. Calculo de la conexión de los módulos.

Debido a que la tensión nominal de los paneles fotovoltaicos es de V_{mod} = 12 V, se adopto una tensión de trabajo en DC (campo fotovoltaico, regulador y baterías) de 12 V, esto es:

$$\boxed{V_{T,acu} = 12\ \text{V}}$$

Número de módulos conectados en serie:

$$N_{S,\text{mod}} = V_{T,acu} / V_{\text{mod}}$$

$$N_{S,\text{mod}} = \frac{12\ V}{12\ V} = 1$$

Número de módulos conectados en paralelo:

$$N_{P,\text{mod}} = N_{\text{mod}} / N_{S.\text{mod}}$$

$$N_{P,\text{mod}} = \frac{2}{1} = 2$$

Por tanto el número de módulos totales es de:

$$N_{\text{mod}} = N_{S,\text{mod}} \cdot N_{P,\text{mod}}$$
$$N_{\text{mod}} = (2) \cdot (1) = 2$$

Consiguientemente se procede al cálculo de los valores del campo fotovoltaico:

Potencia pico total:

$$P_{gen}(Wp) = N_{\text{mod}} \cdot P_{\text{mod}}$$
$$P_{gen} = (2) \cdot (123) = 246\ Wp$$

Intensidad pico total de salida:

$$I_{P,gen}(A) = I_{P,\text{mod}} \cdot N_{P,\text{mod}}$$
$$I_{P,gen} = (7.16) \cdot (2) = 14.32\ A$$

Intensidad total de cortocircuito:

$$I_{SC,gen}(A) = I_{SC,\text{mod}} \cdot N_{P.\text{mod}}$$
$$I_{SC,gen}(A) = (8.04) \cdot (2) = 16.08\ A$$

Tensión nominal total de salida:

$$V_{gen}(V) = V_{\text{mod}} \cdot N_{S,\text{mod}}$$
$$V_{gen} = (12) \cdot (1) = 12\ V = V_{T,acu}$$

Tensión pico total de salida:

$$V_{P,gen}(V) = V_{P,\text{mod}} \cdot N_{S,\text{mod}}$$
$$V_{P,gen} = (17.2) \cdot (1) = 17.2\ V$$

Tensión total en circuito abierto:

$$V_{OC,gen}(V) = V_{OC,\text{mod}} \cdot N_{S,\text{mod}}$$
$$V_{OC,gen} = (21.3) \cdot (1) = 21.3\ V$$

Los datos $I_{p.mod}$, $I_{sc,mod}$, $V_{p,mod}$ y $V_{oc,mod}$ fueron extraídos del datasheet de especificaciones técnicas del módulo Sharp, modelo ND-L3EJEA, 123 Wp (Especificaciones técnicas, anexo 40).

4.2.10.7. Dimensionado del subsistema de acumulación.

Numero de días de autonomía de las baterías:

$$N_D = 3$$

Profundidad máxima de descarga:

$$P_{D,\max} = 70\%$$

Capacidad necesaria del sistema de acumulación:

$$C'_{T,acu}(Ah) = 1.1 \cdot \frac{N_D \cdot E_{elect,\max}}{P_{D,\max} \cdot V_{T,acu}}$$

$$C'_{T,acu}(Ah) = 1.1 \cdot \frac{(3) \cdot (675.93)}{(0.7) \cdot (12)}$$

$$C'_{T,acu} = (1.1) \cdot (241.41)$$

$$C'_{T,acu} = 265.54\ Ah$$

Se debe cumplir:

$$C'_{T,acu}(Ah) \geq E_{elec,\max} / (P_{D,diaria} \cdot V_{T,acu})$$

$$265.54\ Ah \geq (675.93) / (0.2 \cdot 12)$$

$$265.54\ Ah \geq 281.64\ Ah \quad \textit{No cumple}$$

Por tanto:

$$\boxed{C'_{T,acu}(Ah) = \frac{E_{elec,\max}}{P_{D,\max} \cdot V_{T,acu}} = \frac{675.93}{(0.2) \cdot (12)} = 281.64\ Ah}$$

A continuación se procede el número de acumuladores conectado en serie y en paralelo.

Número de acumuladores conectados en serie:

$$N_{S,acu} = \frac{V_{T,acu}}{V_{acu}} = \frac{12\ V}{12\ V}$$

$$N_{S,acu} = 1$$

Numero de acumuladores conectados en paralelo:

$$N_{P,acu} = \frac{C'_{T,acu}(Ah)}{C'_{acu}(Ah)} = \frac{281.64}{110}$$

$$N_{P,acu} = 2.56 \approx 3$$

Numero total de acumuladores:

$$N_{acu} = N_{S,acu} \cdot N_{P,acu}$$

$$\boxed{N_{acu} = (1) \cdot (3) = 3}$$

Para el dimensionado de este subsistema se eligió los acumuladores:

- **Baterías PowerUp, PUBP 110-12, 12 Voltios/110 Amperios-Hora** (Especificaciones técnicas, anexo 7).

4.2.10.8. Dimensionado del subsistema de regulación.

Tensión nominal de trabajo del regulador:

$$V_{reg}(V) = V_{gen}(V) = V_{T,acu} = 12\ V$$

Tensión máxima de trabajo del regulador:

$$V_{reg,\max}(V) \geq 1.25 \cdot V_{OC,gen}(V)$$

$$V_{reg,\max}(V) \geq (1.25) \cdot (21.3)$$

$$V_{reg,\max}(V) \geq 26.63\ V$$

$$V_{reg,\max} = 26.63\ V$$

Intensidad nominal del interruptor de conexión y desconexión:

$$I_{reg\ gen-acu} = 1.25 \cdot I_{SC,gen}$$

$$I_{reg\ gen-acu} = (1.25) \cdot (16.08) = 20.10\ A$$

Intensidad nominal del interruptor de acoplamiento entre las baterías y los receptores:

$$I_{Acu,recep} = I_{Acu,inv} \geq 1.25 \cdot I_{Max,inv} = 1.25 \cdot P_{inv} / (V_{Min,T,acu} \cdot \eta_{inv})$$

$$I_{Acu,recep} = 1.25 \cdot \frac{150\ W}{(11) \cdot (0.90)}$$

$$I_{Acu,recep} = (1.25) \cdot (15.15) = 18.93\ A$$

Para el dimensionado de este subsistema se eligió:

- **Regulador Xantrex modelo C-35** (Especificaciones técnicas, anexo 8).

4.2.10.9. Dimensionado del subsistema de adaptación.

Factor de simultaneidad:

$P_{televisor} = 50\ W$

$P_{radio} = 30\ W$

$P_{Total(Fs)} = P_{televisor} + P_{radio} = 80\ W$

$$F_S = \frac{P_{Total(Fs)}}{P_{Total,Sistema}} = \frac{80\ W}{80\ W} = 1$$

Suma de potencias de receptores simultáneos:

$\sum$ Potencias receptores simultáneos = $F_S \cdot P_{Total,Sistema} = (1)\cdot(80) = 80\ W$

Potencia del inversor en servicio continúo:

$P_{inv} \geq K \cdot (\sum$ Potencias receptores simultáneos) = $(1.25)\cdot(80) = 100\ W$

Para el dimensionado de este subsistema se eligió:

- **Inversor Samlex, modelo PST-155-12 150W, 12 V** (Especificaciones técnicas, anexo 39).

4.2.10.10. Dimensionado del subsistema de transporte.

<u>Líneas de conexión entre módulos</u>:

$I_{conductor,\mathrm{mod}} = (1.56)\cdot I_{SC,\mathrm{mod}}$

$I_{conductor,\mathrm{mod}} = (1.56)\cdot(8.04) = 12.54\ A$

Longitud del cable (L) = 3 m.

Elección del tipo de cable:

Por tabla (anexo 10) se determino que:

S = 2.08 mm^2.

$$e(\%) = 200\cdot\rho_C\cdot\frac{L}{S\cdot V_{OC,\mathrm{mod}}}\cdot I = (200)\cdot(0.01724)\cdot\frac{(3)}{(2.08)\cdot(21.30)}\cdot(12.54) = 2.92\ \%$$

La caída de tensión permisible en las líneas de conexión de los módulos es de 1 %.
Por tanto la sección del conductor no es la apropiada. Por lo que:

$$S = \frac{200 \cdot \rho_{cu} \cdot L \cdot I}{e(\%) \cdot V_{OC,\text{mod}}} = \frac{(200) \cdot (0.01724) \cdot (3) \cdot (12.54)}{(1) \cdot (21.30)} = 6.08\ mm^2$$

$$\boxed{S = 8.37\ mm^2}$$

Se eligió **cable flexible de cobre tipo THW, marca Cablec, calibre #8 AWG, siete hilos, I_{max} = 72 A, para instalación exterior** (Especificaciones técnicas, anexo 10).

Línea de conexión entre el campo solar y el regulador:

$$I_{conductor,gen} = (1.56) \cdot I_{SC,gen}$$
$$I_{conductor,gen} = (1.56) \cdot (16.08) = 25.08\ A$$

Longitud del cable (L) = 4 m.

Elección del tipo de cable:
Por tabla (anexo 10) se determino que:
S = 2.08 mm^2.

$$e(\%) = 200 \cdot \rho_C \cdot \frac{L}{S \cdot V_{OC,gen}} \cdot I = (200) \cdot (0.01724) \cdot \frac{(4)}{(2.08) \cdot (21.30)} \cdot (25.08) = 7.80\ \%$$

La caída de tensión permisible en las líneas de conexión entre módulos y reguladores es de 1.5 %
Por tanto la sección del conductor no es la apropiada. Por lo que:

$$S = \frac{200 \cdot \rho_{cu} \cdot L \cdot I}{e(\%) \cdot V_{OC,gen}} = \frac{(200) \cdot (0.01724) \cdot (4) \cdot (25.08)}{(1.5) \cdot (21.30)} = 10.82\ mm^2$$

$$\boxed{S = 13.30\ mm^2}$$

Se eligió **cable flexible de cobre tipo THW, marca Cablec, calibre #6 AWG, siete hilos, I_{max} = 63 A, para instalación exterior** (Especificaciones técnicas, anexo 10).

Línea de conexión entre el regulador y las baterías:

$$I_{conductor,gen-reg-acu} = (1.56) \cdot I_{conductor,gen}$$

$$I_{conductor,gen} = (1.56) \cdot (25.08) = 39.12\ A$$

Longitud del cable (L) = 2 m.

Elección del tipo de cable:

Por tabla (anexo 10) se determino que:

S = 8.37 mm^2.

$$e(\%) = 200 \cdot \rho_C \cdot \frac{L}{S \cdot V_{reg}} \cdot I = (200) \cdot (0.01724) \cdot \frac{(2)}{(8.37) \cdot (24)} \cdot (39.12) = 1.34\ \%$$

La caída de tensión permisible en las líneas de conexión entre el regulador y las baterías es de 1.5 %, por tanto la sección del conductor es la apropiada. Por lo que:

$$S = 8.37\ mm^2$$

Se eligió **cable flexible de cobre tipo THW, marca Cablec, calibre #8 AWG, siete hilos, I_{max} = 52 A, para instalación interior en bandeja** (Especificaciones técnicas, anexo 10).

Línea de conexión entre los acumuladores y el inversor:

$$I_{conductor,inv} = 1.25 \cdot P_{inv} / (V_{Min,T,acu} \cdot \eta_{inv})$$

$$I_{conductor,inv} = 1.25 \cdot \frac{150\ W}{(11) \cdot (0.90)}$$

$$I_{conductor,inv} = (1.25) \cdot (15.15) = 18.94\ A$$

Longitud del cable (L) = 2 m.

Elección del tipo de cable:

Por tabla (anexo 10) se determino que:

S = 3.31 mm^2.

$$e(\%) = 200 \cdot \rho_C \cdot \frac{L}{S \cdot V_{inv}} \cdot I = (200) \cdot (0.01724) \cdot \frac{(2)}{(3.31) \cdot (24)} \cdot (18.94) = 1.64\ \%$$

La caída de tensión permisible en las líneas de conexión entre el regulador y las baterías es de 1 %

Por tanto la sección del conductor no es la apropiada. Por lo que:

$$S = \frac{200 \cdot \rho_{cu} \cdot L \cdot I}{e(\%) \cdot V_{inv}} = \frac{(200) \cdot (0.01724) \cdot (2) \cdot (18.94)}{(1) \cdot (24)} = 5.44\ mm^2$$

$$\boxed{S = 8.37\ mm^2}$$

Se eligió **cable flexible de cobre tipo THW, marca Cablec, calibre #8 AWG, siete hilos, I_{max} = 52 A, para instalación interior en bandeja** (Especificaciones técnicas, anexo 10).

Línea de conexión entre el inversor y las cargas:

Para circuitos de iluminación:

Se eligió **cable bipolar flexible de cobre tipo THW, marca Cablec, calibre #14 AWG, siete hilos, I_{max} = 21 A, para instalación interior Conduit** (Especificaciones técnicas, anexo 10).

Para circuitos de fuerza:

Se eligió **cable bipolar flexible de cobre tipo THW, marca Cablec, calibre #10 AWG, siete hilos, I_{max} = 36 A, para instalación interior Conduit** (Especificaciones técnicas, anexo 10).

Línea de tierra:

Se eligió **cable sólido desnudo de cobre, marca Cablec, calibre #10 AWG, I_{max} = 68 A** (Especificaciones técnicas, anexo 11).

4.2.10.11. Diseño y dimensionado del subsistema de maniobra y protección.

El dimensionado de las protecciones se lo realiza de la siguiente manera:

Línea de conexión entre regulador y las baterías:

Protección contra sobrecargas.

$$I_B \leq I_N \leq I_Z$$
$$39.12 \leq I_N \leq 46.8$$
$$\boxed{I_N = 45\ A}$$

Protección contra cortocircuito.

$$I_{SC,\max} = K_{SC} \cdot S / \sqrt{t} = (115) \cdot (8.37) / (\sqrt{3})$$
$$I_{SC,\max} = 555.73\ A$$
$$PdC > 555.73\ A$$

Se eligió un **breaker de 45 A DC con un tiempo de respuesta inferior a 3s**. (Especificaciones técnicas, anexo 40).

Línea de conexión entre el campo solar y el regulador:

Protección contra sobrecargas.

$$I_B \leq I_N \leq I_Z$$
$$25.08 \leq I_N \leq 56.70$$
$$\boxed{I_N = 45\ A}$$

Protección contra cortocircuito.

$$I_{SC,\max} = K_{SC} \cdot S / \sqrt{t} = (115) \cdot (13.30) / (\sqrt{3})$$
$$I_{SC,\max} = 883.06\ A$$
$$PdC > 883.06\ A$$

Se eligió un **breaker de 45 A DC con un tiempo de respuesta inferior a 3s**. (Especificaciones técnicas, anexo 40).

Línea de conexión entre los acumuladores y el inversor:

Protección contra sobrecargas.

$I_B \leq I_N \leq I_Z$

$18.94 \leq I_N \leq 46.8$

$\boxed{I_N = 30\ A}$

Protección contra cortocircuito.

$I_{SC,\max} = K_{SC} \cdot S / \sqrt{t} = (115) \cdot (8.37) / (\sqrt{3})$

$I_{SC,\max} = 555.73\ A$

$PdC > 555.73\ A$

Se eligió un **breaker de 30 A DC con un tiempo de respuesta inferior a 3s**. (Especificaciones técnicas, anexo 41).

Líneas de conexión entre módulos:

Protección contra sobrecargas.

$I_B \leq I_N \leq I_Z$

$12.54 \leq I_N \leq 64.8$

$\boxed{I_N = 30\ A}$

Protección contra cortocircuito.

$I_{SC,\max} = K_{SC} \cdot S / \sqrt{t} = (115) \cdot (8.37) / (\sqrt{3})$

$I_{SC,\max} = 555.73\ A$

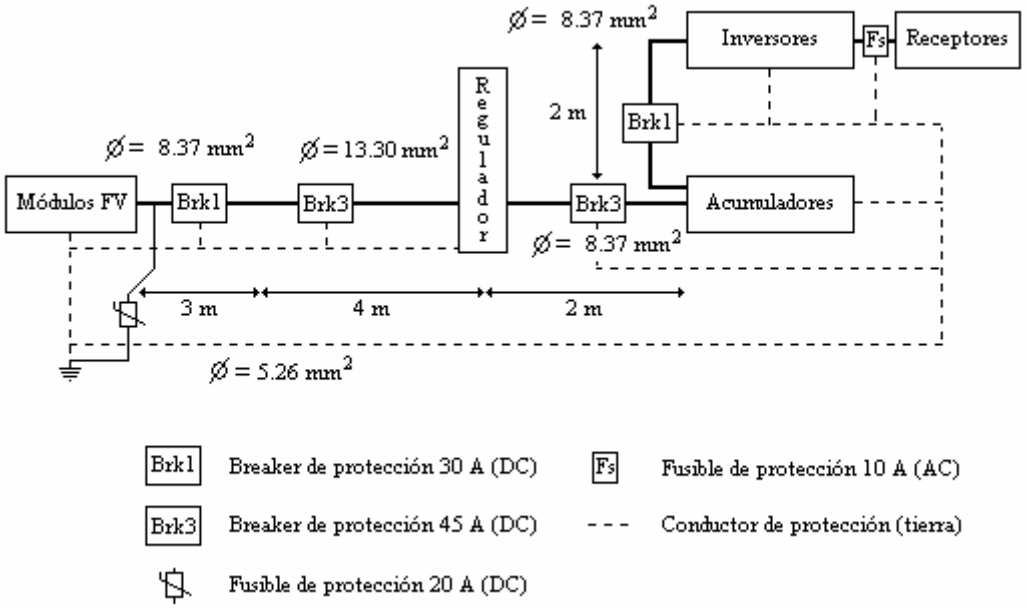
$PdC > 555.73\ A$

Se eligió un **breaker de 30 A DC con un tiempo de respuesta inferior a 3s**. (Especificaciones técnicas, anexo 41). También se eligió un **fusible de 20 A DC con un tiempo de respuesta inferior a 3s** para proteger contra sobretensiones. (Especificaciones técnicas, anexo 14).

Línea de conexión entre el inversor y las cargas:

Se eligió un **fusible de 10 A AC con un tiempo de respuesta inferior a 3s**. (Especificaciones técnicas, anexo 15).

4.2.10.12. Representación esquemática de la instalación fotovoltaica.



El esquema completo se lo puede observar en el anexo 42.

CAPITULO V

ESTUDIO TÉCNICO – ECONOMICO PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE PROTOTIPOS DE SISTEMAS AUTÓNOMOS FOTOVOLTAICOS DENTRO DEL TERRRITORIO PROVINCIAL

5.1. INTRODUCCIÓN

Una vez dimensionado los nueve prototipos de SAF a instalarse dentro de la Provincia de Pichincha (capitulo 4), es necesario realizar un estudio económico el cual permita estimar los costos totales del proyecto. Se debe recalcar que **el objetivo primordial de este estudio es ejecutarlo al corto plazo**.

Primeramente antes de empezar a elaborar el estudio, se debe definir el modelo de negocio posible para la empresa proveedora del servicio de energía fotovoltaica. Existen tres modelos de negocio:

- Modelo A: Operador global.
- Modelo B: Sociedad Compartida.
- Modelo C: Portador Independiente.

El modelo de negocio que se ajusta a este proyecto es el **modelo B**. Este tipo de modelo se basa en la participación de dos compañías: la primera corresponde, de acuerdo a la zona, a una de las empresas eléctricas que tienen la concesión de la distribución de energía eléctrica en la Provincia de Pichincha: EEQSA, EMELNORTE, EMELSAD; y son las encargadas de la instalación, mantenimiento y facturación de los SAF. Tambien son las encargadas de buscar el financiamiento a través de los fondos FERUM. La segunda corresponde al Consejo Provincial de Pichincha debido a que los sectores en estudio pertenecen a zonas rurales, y es la encargada del estudio, diseño, dimensionado y transporte de los SAF. Tambien es la encargada de buscar el

financiamiento del reemplazo de los elementos fotovoltaicos y parte de la adquisición de los sistemas.

5.2. COSTOS E INGRESOS DEL PROYECTO

5.2.1 Identificación de costos e ingresos.

Es necesario identificar los costos e ingresos directos e indirectos del proyecto. Los costos e ingresos directos ofrecen las condiciones necesarias requeridas por el proyecto para su implementación. Los costos e ingresos indirectos no interfieren en el proceso productivo y se los recupera a largo plazo. En la tabla 5.1 se muestra todos los rubros de costos e ingresos tanto directos como indirectos que involucra el proyecto.

COSTOS	INGRESOS
COSTOS DIRECTOS	**INGRESOS DIRECTOS**
Costos de inversión inicial	**Ingresos de inversión inicial**
• Paneles fotovoltaicos. • Baterías solares de Plomo-acido. • Reguladores de carga. • Inversores CC/CA. • Artefactos solares (algunos casos). • Conductores. • Protecciones, etc.	
Costos de operación	**Ingresos de operación**
	• Tarifa mensual adecuada y proporcional a la economía del sector.
Costos de instalación y mantenimiento	**Ingresos de mantenimiento**
• Mano de obra. • Instalación eléctrica. • Transporte de los elementos. • Mantenimiento de equipos.	• Ayuda de la comunidad en el cuidado de los elementos fotovoltaicos.
Costos de logística	**Ingresos de logística**
• Viáticos. • Alimentación. • Alojamiento. • Transporte del personal.	• Ayuda de la comunidad en cuestión de alojamiento y comida del personal de instalación. • Ayuda en el transporte de los elementos dentro de la comunidad.
COSTOS INDIRECTOS	**INGRESOS INDIRECTOS**
• Costos por imprevistos. • Costos de ampliación.	• Educación de los niños y jóvenes de las comunidades atendidas. • Preservación del bienestar y de la salud de los moradores. • Regreso de la identidad de los moradores de las comunidades.

Tabla. 5.1. Costos e ingresos directos e indirectos del proyecto

5.2.2. Parámetros de la valoración de costos.

Entre los parámetros de la valoración de costos se encuentran: el costo unitario de los componentes del sistema, costos de instalación y mantenimiento, costos de transporte, y costos de mano de obra. Los montos de mayor relevancia son un 30% correspondiente a los paneles fotovoltaicos, y un 15 % a la batería, al inversor, al transporte y a la mano de obra respectivamente, tal y como se muestra gráficamente en la figura 5.1. Sin embargo, la experiencia dice que para viviendas rurales muy alejadas y con vías de acceso deficientes, el costo de transporte suele ascender del 15 al 30% del costo inicial.

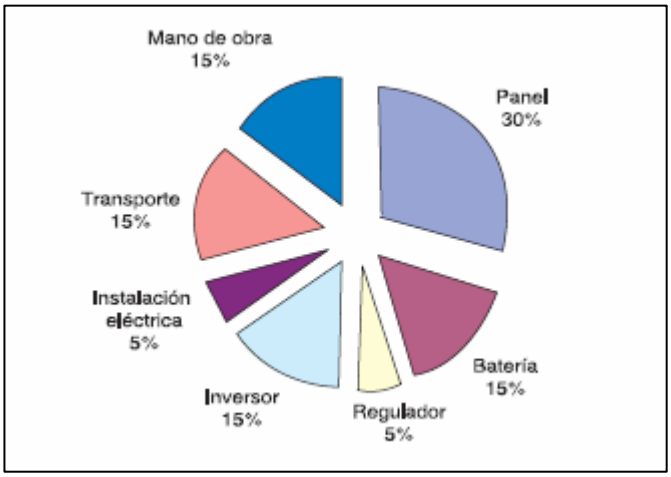


Figura. 5.1. Distribución de componentes de un Sistema Autónomo Fotovoltaico (FOCER-2003)

5.2.2.1. Periodo de duración del proyecto.

De acuerdo al "Proyecto Fotovoltaico domiciliario del Sector de Chiriboga" elaborado por la Dirección de Energías Renovables y Eficiencia Energética del Ministerio de Electricidad y Energías Renovables, se ha estimado un periodo de ejecución del proyecto de 3 meses. Esto se muestra en la tabla 5.2.

ACTIVIDAD / MES	1er.	2do.	3ro.	EJECUCIÓN
• Elaboración de términos de referencia para presentación de ofertas para la adquisición de equipos y componentes de los sistemas fotovoltaicos.	X			MEM - EMELSAD
• Calificación y selección de ofertas.	X			MEM - EMELSAD
• Etapa contractual: elaboración de contrato, informes, firma del contrato.		X		MEM - EMELSAD
• Adquisición de materiales y componentes.		X		MEM - EMELSAD
• Proceso de instalación y capacitación.		X	X	MEM - EMELSAD

Tabla. 5.2. Cronograma de actividades proyecto fotovoltaico Chiriboga (Ministerio de Electricidad y Energías Renovables)

Por tanto se ha tomado como referencia este dato para estimar el periodo que tomaría instalar cada prototipo de los SAF. Debido a que son 8 sistemas restantes a instalarse, el tiempo de ejecución de todo el proyecto seria de 24 meses, lo cual implica un periodo de ejecución a mediano plazo. El periodo inicial de ejecución propuesto para el proyecto fue a corto plazo, por lo que se debe modificar el número de sistemas a ejecutar simultáneamente. En la tabla 5.3 se muestra los el cronograma de la ejecución de instalación de los SAF.

Sistemas a instalarse	Tiempo de ejecución	Fecha de ejecución
• Cayambe • Mejía	3 meses	Enero 2008 – Abril 2008
• Puerto Quito • S. M. de Los Bancos	3 meses	Mayo 2008 – Agosto 2008
• P. V. Maldonado • Rumiñahui	3 meses	Sept. 2008 – Dic. 2008
• Pedro Moncayo • Santo Domingo	3 meses	Enero 2009 – Abril 2009

Tabla. 5.3. Cronograma de ejecución de instalación de SAF a corto plazo

El periodo de ejecución del proyecto es de 12 meses, con una prorroga de 3 meses por imprevistos.

5.2.2.2. Crecimiento anual de número de abonados.

El número de abonados o beneficiarios por la instalación de estos prototipos de SAF se muestra en la tabla 5.4:

Sistemas a instalarse	Cantón	Lugar a instalarse	Beneficiarios
• Moras • Sarapullo Alto	Cayambe Mejía	Centros de educación	Toda la población
• San Juan de Puerto Quito • Colinas del Río blanco	Puerto Quito S. M Bancos	Centro de salud Mini mercado	Toda la población
• Nueva Unión • Cotogchoa	P. V. Maldonado Rumiñahui	Vivienda Vivienda	Una familia Una familia
• Chaupiloma • La independencia	P. Moncayo Santo Domingo	Vivienda Campo	Una familia Varias familias

Tabla. 5.4. Numero de beneficiados por la instalación de prototipos de SAF

5.2.2.3. Costos unitarios de equipos del sistema.

Los costos unitarios de los prototipos de SAF a instalarse varían de acuerdo al sector donde estos van a ser instalados; estos es debido a que las necesidades eléctricas y la radiación solar de las zonas estudiadas son distintas. Por tanto los costos unitarios se los debe analizar por sistema a implantarse. En este análisis solamente se tomo en cuenta los elementos que se necesitan importar.

Cantón Cayambe:

Elemento	Cantidad	Precio Unitario (USD)	Precio Total (USD)
Paneles 200W	3	899.00	2,697.00
Baterías 110Ah	8	124.99	999.92
Inversor 250 W	1	128.10	128.10

Regulador 24 V	1	95.00	95.00
Luminarias	3	39.00	117.00
Precio total del SAF			**$ 4,037.02**

Tabla. 5.5. Costos unitarios del SAF sector "Moras"

Cantón Pedro Moncayo:

Elemento	Cantidad	Precio Unitario (USD)	Precio Total (USD)
Paneles 167W	2	601.20	1,202.40
Baterías 110Ah	4	124.99	499.96
Inversor 250 W	1	128.10	128.10
Regulador 24 V	1	95.00	95.00
Precio total del SAF			**$ 1,925.46**

Tabla. 5.6. Costos unitarios del SAF sector "Chaupiloma"

Cantón San Miguel de Los Bancos:

Elemento	Cantidad	Precio Unitario (USD)	Precio Total (USD)
Paneles 167W	3	601.20	1,803.60
Baterías 110Ah	4	124.99	499.96
Inversor 250 W	1	128.10	128.10
Regulador 24 V	1	95.00	95.00
Refrigeradora	1	899.00	899.00
Panel 80W	1	288.00	288.00
Baterías 110Ah	1	124.99	124.99
Regulador BZ	1	51.30	51.30
Precio total del SAF			**$ 3,889.95**

Tabla. 5.7. Costos unitarios del SAF sector "Colinas del Río Blanco"

Cantón Pedro Vicente Maldonado:

Elemento	Cantidad	Precio Unitario (USD)	Precio Total (USD)
Paneles 167 W	3	601.20	1,803.60
Baterías 110Ah	4	124.99	499.96
Inversor 250 W	1	128.10	128.10
Regulador 24 V	1	95.00	95.00
Refrigeradora	1	320.00	320.00
Paneles 80W	1	288.00	288.00
Baterías 110Ah	1	124.99	124.99
Regulador Re	1	51.30	51.30
Precio total del SAF			**$ 3310.95**

Tabla. 5.8. Costos unitarios del SAF sector "Nueva unión"

Cantón Puerto Quito:

Elemento	Cantidad	Precio Unitario (USD)	Precio Total (USD)
Paneles 167 W	3	601.20	1,803.60
Baterías 110Ah	4	124.99	499.96
Inversor 250 W	1	128.10	128.10
Regulador 24 V	1	95.00	95.00
Congeladora	1	2500.00	2,500.00
Precio total del SAF			**$ 5,026.66**

Tabla. 5.9. Costos unitarios del SAF sector "San Juan de Puerto Quito"

Cantón Santo Domingo:

Elemento	Cantidad	Precio Unitario (USD)	Precio Total (USD)
Energizador de cercas	1	98.99	98.99
Recargador de baterías 4 V	1	15.59	15.59

Batería de 4 V	1	14.99	14.99
Aisladores	84	1.00	84.00
Precio total del SAF			**$ 213.57**

Tabla. 5.10. Costos unitarios del SAF sector "La independencia"

Cantón Mejía:

Elemento	Cantidad	Precio Unitario (USD)	Precio Total (USD)
Paneles 210W	4	756.00	3,024.00
Baterías 110Ah	8	124.99	999.92
Inversor 600 W	1	419.10	419.10
Regulador 48 V	1	127.00	127.00
Luminarias	2	39.00	78.00
Precio total del SAF			**$ 4,648.02**

Tabla. 5.11. Costos unitarios del SAF sector "Sarapullo Alto"

Cantón Rumiñahui:

Elemento	Cantidad	Precio Unitario (USD)	Precio Total (USD)
Paneles 200 W	2	720.00	1,440.00
Baterías 110Ah	6	124.99	749.94
Inversor 250 W	1	128.10	128.10
Regulador 24 V	1	95.00	95.00
Refrigeradora	1	320.00	320.00
Paneles 80W	1	288.00	288.00
Baterías 110Ah	1	124.99	124.99
Regulador Re	1	51.30	51.30
Precio total del SAF			**$ 3146.03**

Tabla. 5.12. Costos unitarios del SAF sector "Miraflores"

Quito (Sector “Chiriboga”):

Elemento	Cantidad	Precio Unitario (USD)	Precio Total (USD)
Paneles 123 W	2	442.80	885.60
Baterías 110Ah	3	124.99	374.97
Inversor 150 W	1	108.81	108.81
Regulador 12 V	1	95.00	95.00
Precio total del SAF			**$1,464.38**

Tabla. 5.13. Costos unitarios del SAF sector “Chiriboga”

Costo total:

SAF	Cantidad	Precio Unitario (USD)	Precio Total (USD)
Cayambe	1	4,037.02	4,037.02
Pedro Moncayo	1	1,925.46	1,925.46
S. M. Los Bancos	1	3,889.95	3,889.95
P. V. Maldonado	1	3247.33	3,310.95
Puerto Quito	1	5,026.66	5,026.66
Mejía	1	4,648.02	4,648.02
Santo Domingo	1	280.37	213.57
Rumiñahui	1	3247.33	3,146.03
Quito	1	1,464.38	1,464.38
Precio total del proyecto			**$ 27,662.04**

Tabla. 5.14. Costos total de los nueves prototipos de SAF

Se debe recalcar que todos los precios mostrados son FOB (Free on Board), es decir, el vendedor está en la obligación de colocar los bienes en su punto de embarque, listos para el envío. Mientras que el comprador acepta cubrir todos los gastos de transporte terrestres y asume los riesgos en el país exportador, así como los costos de transporte posteriores al embarque y los impuestos de aduanas.

5.2.2.4. Costos de operación.

No existen costos de operación debidos a que los sistemas fotovoltaicos a instalarse son autónomos y la generación de energía eléctrica lo realiza directamente del sol (recurso gratuito y renovable).

5.2.2.5. Costos de instalación y mantenimiento.

En los costos de instalación y mantenimiento se encuentra los rubros de mano de obra, instalación eléctrica y transporte de los elementos. De acuerdo a la experiencia en Centro América por el FOCER (Fortalecimiento de la Capacidad en Energía Renovable para América Central), se data que este costo asciende a un 35 % del costo entero del sistema (figura 5.1). Es preciso acotar que cada empresa eléctrica maneja precios distintos de salarios y factores de distancia para la instalación (anexo 43 y 44). Los costos de transporte serán manejados por el Consejo Provincial de Pichincha.

Los costos de mantenimiento son aquellos en los que se debe incurrir durante toda la vida útil de los equipos para conservar en buenas condiciones el sistema fotovoltaico. Normalmente, el mantenimiento de los sistemas fotovoltaicos no es más que la limpieza adecuada de los equipos, especialmente de los paneles fotovoltaicos, y el reemplazo oportuno del agua de las baterías; por lo tanto, los costos de mantenimiento son muy bajos y representan un 3-5 % del costo total del sistema a lo largo de toda su vida útil.

5.2.2.6. Costos de logística e imprevistos.

Los rubros que constan en costos de logística son los de viáticos, alimentación, alojamiento y transporte del personal de instalación. Estos rubros son manejados de distinta forma por cada una de las empresas eléctricas concesionadas para distribuir energía eléctrica en la provincia, debido a que cada uno de ellas maneja salarios y factores de distancia diferentes. Pero de acuerdo a este proyecto los rubros de los ingresos de logística, alimentación y alojamiento, ya están cubiertos quedando solo con los rubros de viáticos y transporte del personal, manejada por cada empresa eléctrica, que no sobrepasa el 2% del costo del sistema y que en la mayoría de los casos estos están ya incluidos en los costos de instalación.

Los costos de imprevistos o reemplazo se dan por algún tipo de daño en algún elemento por mal funcionamiento del mismo y por causas de la naturaleza, tales como impactos de rayos, vientos huracanados, inundamientos, etc.

5.2.3. Valoración de costos.

5.2.3.1. Costos de equipamiento de los sistemas fotovoltaicos.

En este punto se incluirá todos los costos de los elemento de los prototipos de SAF a instalarse, tanto los elementos a importar como los elementos que se pueden adquirir en el mercado ecuatoriano.

Cantón Cayambe:

ITEM	ELEMENTOS DEL SISTEMA	CANT.	UNIDAD MEDIDA	PRECIO UNITARIO	COSTO TOTAL
1	Paneles fotovoltaicos Kyocera, 200 Wp	3	u	$ 899.00	$ 2,697.00
2	Baterías solares PowerUp 12 V, 110 Ah	8	u	$ 124.99	$ 999.92
3	Regulador de carga Xantrex C-35, 24 V, 35 A.	1	u	$ 95.00	$ 95.00
4	Luminarias fluorescentes, 12 VDC, 30 W.	3	u	$ 39.00	$ 117.00
5	Inversor DC/AC Xantrex Prowatt, 250 W, 24 V	1	u	$ 128.10	$ 128.10
6	Fusibles 20 A DC	1	u	$ 0.90	$ 0.90
7	Fusibles 10 A AC	1	u	$ 0,80	$ 0.80
8	Breaker 20 A DC	2	u	$ 4.38	$ 8.76
9	Breaker 60 A DC	2	u	$ 4.79	$ 9.58
10	Gabinete bifásico GE 6-12 puntos Policarbonato/Tol galvanizado en caliente	1	u	$ 31.66	$ 31.66
11	Cable sólido desnudo Cablec #10 AWG para conexión a tierra.	6	m	$ 0.66	$ 3.96
12	Cable flexible THW Cablec #6 AWG, 7 hilos para conexión módulos – regulador.	5	m	$ 1.26	$ 6.30
13	Cable flexible THW Cablec #10 AWG, 7 hilos para conexión entre paneles.	3	m	$ 0.47	$ 1.41
14	Cable flexible THW Cablec #4 AWG, 7 hilos para conexión entre baterías y al regulador.	5	m	$ 2.00	$ 10.00
15	Cable flexible THW Cablec #8 AWG, 7 hilos para conexión baterías - inversor.	3	m	$ 0.81	$ 2.43
16	Cable flexible bipolar THW Cablec #14 AWG para cargas DC (circuitos de iluminación).	60	m	$ 0.65	$ 39.00
17	Cable flexible bipolar THW Cablec #10 AWG para cargas AC (circuitos de fuerza).	40	m	$ 0.84	$ 33.60

18	Tomacorriente doble polarizado para cargas AC.	2	u	$ 2.02	$ 4.04
19	Interruptor unipolar sobrepuesto.	2	u	$ 0.56	$ 1.12
20	Caja de conexiones y empalmes	4	u	$ 4,00	$ 16.00
21	Varillas de cobre para puesta a tierra, 5/8"	1	u	$ 5.80	$ 5.80
22	Misceláneos (grapas, tape, terminales, clavos, etc.)	1	global	$ 10.00	$ 10.00
COSTO TOTAL DEL SISTEMA					**$ 4,222.38**

Tabla. 5.15. Costos de equipamiento del SAF sector "Moras"

Cantón Pedro Moncayo:

ITEM	ELEMENTOS DEL SISTEMA	CANT.	UNIDAD MEDIDA	PRECIO UNITARIO	COSTO TOTAL
1	Paneles fotovoltaicos Sharp, 167 Wp	2	u	$ 601.20	$ 1,202.40
2	Poste de tubo de acero galvanizado 3", 3m libre de altura para 2 paneles.	1	u	$ 42.92	$ 42.92
3	Estructura porta paneles de perfil de hierro galvanizado para 2 paneles.	1	u	$ 105.10	$ 105.10
4	Baterías solares PowerUp 12 V, 110 Ah	4	u	$ 124.99	$ 499.96
5	Regulador de carga Xantrex C-35, 24 V, 35 A.	1	u	$ 95.00	$ 95.00
6	Lámparas fluorescentes, 120 VAC, 11 W.	4	u	$ 1.10	$ 4.40
7	Inversor DC/AC Xantrex Prowatt, 250 W, 24 V	1	u	$ 128.10	$ 128.10
8	Fusibles 20 A DC	1	u	$ 0.90	$ 0.90
9	Fusibles 10 A AC	1	u	$ 0,80	$ 0.80
10	Breaker 20 A DC	2	u	$ 4.38	$ 8.76
11	Breaker 40 A DC	1	u	$ 4.38	$ 4.38
12	Breaker 50 A DC	1	u	$ 4.79	$ 4.79
13	Gabinete bifásico GE 6-12 puntos Policarbonato/Tol galvanizado en caliente	1	u	$ 31.66	$ 31.66
14	Cable sólido desnudo Cablec #10 AWG para conexión a tierra.	6	m	$ 0.66	$ 3.96
15	Cable flexible THW Cablec #8 AWG, 7 hilos para conexión módulos – regulador.	4	m	$ 0.81	$ 3.24
16	Cable flexible THW Cablec #10 AWG, 7 hilos para conexión entre paneles.	3	m	$ 0.47	$ 1.41
17	Cable flexible THW Cablec #6 AWG, 7 hilos para conexión entre baterías y al regulador.	4	m	$ 1.26	$ 5.04
18	Cable flexible THW Cablec #10 AWG, 7 hilos para conexión baterías - inversor.	2	m	$ 0.47	$ 0.94
19	Cable flexible bipolar THW Cablec #14 AWG para circuitos de iluminación.	50	m	$ 0.65	$ 32.50
20	Cable flexible bipolar THW Cablec #10 AWG para circuitos de fuerza.	40	m	$ 0.84	$ 33.60

21	Tomacorriente doble polarizado para cargas AC.	2	u	$ 2.02	$ 4.04
22	Boquilla de caucho USA Eagle	4	u	$ 0.78	$ 3.12
23	Interruptor unipolar sobrepuesto.	3	u	$ 0.56	$ 1.68
24	Caja de conexiones y empalmes	3	u	$ 4,00	$ 12.00
25	Varillas de cobre para puesta a tierra, 5/8"	1	u	$ 5.80	$ 5.80
26	Misceláneos (grapas, tape, terminales, clavos, etc.)	1	global	$ 9.00	$ 9.00
COSTO TOTAL DEL SISTEMA					**$ 2,245.50**

Tabla. 5.16. Costos de equipamiento del SAF sector "Chaupiloma"

Cantón San Miguel de Los Bancos:

ITEM	ELEMENTOS DEL SISTEMA	CANT.	UNIDAD MEDIDA	PRECIO UNITARIO	COSTO TOTAL
1	Paneles fotovoltaicos Sharp, 167 Wp.	3	u	$ 601.20	$ 1,803.60
2	Poste de tubo de acero galvanizado 4", 3m libre de altura para 3 paneles.	1	u	$ 62.26	$ 62.26
3	Estructura porta paneles de perfil de hierro galvanizado para 3 paneles.	1	u	$ 125.15	$ 125.15
4	Panel fotovoltaico Sharp, 80 Wp.	1	u	$ 288.00	$ 288.00
5	Baterías solares PowerUp 12 V, 110 Ah	5	u	$ 124.99	$ 624.95
6	Regulador de carga Xantrex C-35, 24 V, 35 A.	1	u	$ 95.00	$ 95.00
7	Regulador de carga BZ 12 V, 30 A.	1	u	$ 51.30	$ 51.30
8	Lámparas fluorescentes, 120 VAC, 11 W.	3	u	$ 1.10	$ 3.30
9	Refrigeradora SunDanzer DCR-165 165 L.	1	u	$ 899.00	$ 899.00
10	Inversor DC/AC Xantrex Prowatt, 250 W, 24 V	1	u	$ 128.10	$ 128.10
11	Fusibles 20 A DC	1	u	$ 0.90	$ 0.90
12	Fusibles 10 A AC	1	u	$ 0,80	$ 0.80
13	Breaker 20 A DC	2	u	$ 4.38	$ 8.76
14	Breaker 50 A DC	2	u	$ 4.79	$ 9.58
15	Gabinete bifásico GE 6-12 puntos Policarbonato/Tol galvanizado en caliente	1	u	$ 31.66	$ 31.66
16	Cable sólido desnudo Cablec #10 AWG para conexión a tierra.	6	m	$ 0.66	$ 3.96
17	Cable flexible THW Cablec #6 AWG, 7 hilos para conexión módulos – regulador.	4	m	$ 1.26	$ 5.04
18	Cable flexible THW Cablec #10 AWG, 7 hilos para conexión entre paneles.	3	m	$ 0.47	$ 1.41
19	Cable flexible THW Cablec #6 AWG, 7 hilos para conexión entre baterías y al regulador.	4	m	$ 1.26	$ 5.04
20	Cable flexible THW Cablec #10 AWG, 7 hilos para conexión baterías - inversor.	2	m	$ 0.47	$ 0.94

21	Cable flexible THW Cablec #14 AWG, un hilo para conexión refrigerador – baterías - regulador.	4	m	$ 0.19	$ 0.76
22	Cable flexible bipolar THW Cablec #14 AWG para circuitos de iluminación.	50	m	$ 0.65	$ 32.50
23	Cable flexible bipolar THW Cablec #10 AWG para circuitos de fuerza.	40	m	$ 0.84	$ 33.60
24	Tomacorriente doble polarizado para cargas AC.	2	u	$ 2.02	$ 4.04
25	Boquilla de caucho USA Tagle	3	u	$ 0.78	$ 2.34
26	Interruptor unipolar sobrepuesto.	2	u	$ 0.56	$ 1.12
27	Caja de conexiones y empalmes	3	u	$ 4,00	$ 12.00
28	Varillas de cobre para puesta a tierra, 5/8"	1	u	$ 5.80	$ 5.80
29	Misceláneos (grapas, tape, terminales, clavos, etc.)	1	global	$ 9.00	$ 9.00
COSTO TOTAL DEL SISTEMA					**$ 4,249.91**

Tabla. 5.17. Costos de equipamiento del SAF sector "Colinas del Río Blanco"

Cantón Pedro Vicente Maldonado:

ITEM	ELEMENTOS DEL SISTEMA	CANT.	UNIDAD MEDIDA	PRECIO UNITARIO	COSTO TOTAL
1	Paneles fotovoltaicos Sharp, 167 Wp.	3	u	$ 601.20	$ 1,803.60
2	Poste de tubo de acero galvanizado 4", 3m libre de altura para 3 paneles.	1	u	$ 62.26	$ 62.26
3	Estructura porta paneles de perfil de hierro galvanizado para 3 paneles.	1	u	$ 125.15	$ 125.15
4	Panel fotovoltaico Sharp, 80 Wp.	1	u	$ 288.00	$ 288.00
5	Baterías solares PowerUp 12 V, 110 Ah	5	u	$ 124.99	$ 624.95
6	Regulador de carga Xantrex C-35, 24 V, 35 A.	1	u	$ 95.00	$ 95.00
7	Regulador de carga BZ 12 V, 30 A.	1	u	$ 51.30	$ 51.30
8	Lámparas fluorescentes, 120 VAC, 11 W.	3	u	$ 1.10	$ 3.30
9	Refrigeradora Peltier SF50E 50 L.	1	u	$ 320.00	$ 320.00
10	Inversor DC/AC Xantrex Prowatt, 250 W, 24 V	1	u	$ 128.10	$ 128.10
11	Fusibles 20 A DC	1	u	$ 0.90	$ 0.90
12	Fusibles 10 A AC	1	u	$ 0,80	$ 0.80
13	Breaker 20 A DC	2	u	$ 4.38	$ 8.76
14	Breaker 50 A DC	2	u	$ 4.79	$ 9.58
15	Gabinete bifásico GE 6-12 puntos Policarbonato/Tol galvanizado en caliente	1	u	$ 31.66	$ 31.66
16	Cable sólido desnudo Cablec #10 AWG para conexión a tierra.	6	m	$ 0.66	$ 3.96
17	Cable flexible THW Cablec #6 AWG, 7 hilos para conexión módulos – regulador.	4	m	$ 1.26	$ 5.04

18	Cable flexible THW Cablec #10 AWG, 7 hilos para conexión entre paneles.	3	m	$ 0.47	$ 1.41
19	Cable flexible THW Cablec #6 AWG, 7 hilos para conexión entre baterías y al regulador.	4	m	$ 1.26	$ 5.04
20	Cable flexible THW Cablec #10 AWG, 7 hilos para conexión baterías - inversor.	2	m	$ 0.47	$ 0.94
21	Cable flexible THW Cablec #14 AWG, un hilo para conexión refrigerador – baterías - regulador.	4	m	$ 0.19	$ 0.76
22	Cable flexible bipolar THW Cablec #14 AWG para circuitos de iluminación.	50	m	$ 0.65	$ 32.50
23	Cable flexible bipolar THW Cablec #10 AWG para circuitos de fuerza.	40	m	$ 0.84	$ 33.60
24	Tomacorriente doble polarizado para cargas AC.	2	u	$ 2.02	$ 4.04
25	Boquilla de caucho USA Tagle	3	u	$ 0.78	$ 2.34
26	Interruptor unipolar sobrepuesto.	1	u	$ 0.56	$ 0.56
27	Caja de conexiones y empalmes	3	u	$ 4,00	$ 12.00
28	Varillas de cobre para puesta a tierra, 5/8"	1	u	$ 5.80	$ 5.80
29	Misceláneos (grapas, tape, terminales, clavos, etc.)	1	global	$ 9.00	$ 9.00
COSTO TOTAL DEL SISTEMA					**$ 3,670.35**

Tabla. 5.18. Costos de equipamiento del SAF sector "Nueva Unión"

Cantón Puerto Quito:

ITEM	ELEMENTOS DEL SISTEMA	CANT.	UNIDAD MEDIDA	PRECIO UNITARIO	COSTO TOTAL
1	Paneles fotovoltaicos Sharp, 167 Wp.	3	u	$ 601.20	$ 1,803.60
3	Baterías solares PowerUp 12 V, 110 Ah	5	u	$ 124.99	$ 624.95
4	Regulador de carga Xantrex C-35, 24 V, 35 A.	1	u	$ 95.00	$ 95.00
6	Lámparas fluorescentes, 120 VAC, 11 W.	3	u	$ 1.10	$ 3.30
7	Congelador de vacunas NAPS CFS49ISi	1	u	$ 1,499.00	$ 1,499.00
8	Inversor DC/AC Xantrex Prowatt, 250 W, 24 V	1	u	$ 128.10	$ 128.10
9	Fusibles 20 A DC	1	u	$ 0.90	$ 0.90
10	Fusibles 10 A AC	1	u	$ 0,80	$ 0.80
11	Breaker 20 A DC	2	u	$ 4.38	$ 8.76
12	Breaker 50 A DC	2	u	$ 4.79	$ 9.58
13	Gabinete bifásico GE 6-12 puntos Policarbonato/Tol galvanizado en caliente	1	u	$ 31.66	$ 31.66
14	Cable sólido desnudo Cablec #10 AWG para conexión a tierra.	6	m	$ 0.66	$ 3.96
15	Cable flexible THW Cablec #6 AWG, 7 hilos para conexión módulos – regulador.	4	m	$ 1.26	$ 5.04

16	Cable flexible THW Cablec #10 AWG, 7 hilos para conexión entre paneles.	3	m	$ 0.47	$ 1.41
17	Cable flexible THW Cablec #6 AWG, 7 hilos para conexión entre baterías y al regulador.	4	m	$ 1.26	$ 5.04
18	Cable flexible THW Cablec #10 AWG, 7 hilos para conexión baterías - inversor.	2	m	$ 0.47	$ 0.94
19	Cable flexible THW Cablec #14 AWG, un hilo para conexión refrigerador – baterías - regulador.	4	m	$ 0.19	$ 0.76
20	Cable flexible bipolar THW Cablec #14 AWG para circuitos de iluminación.	50	m	$ 0.65	$ 32.50
21	Cable flexible bipolar THW Cablec #10 AWG para circuitos de fuerza.	40	m	$ 0.84	$ 33.60
22	Tomacorriente doble polarizado para cargas AC.	3	u	$ 2.02	$ 6.06
23	Boquilla de caucho USA Tagle	3	u	$ 0.78	$ 2.34
24	Interruptor unipolar sobrepuesto.	2	u	$ 0.56	$ 1.12
25	Caja de conexiones y empalmes	4	u	$ 4,00	$ 16.00
26	Varillas de cobre para puesta a tierra, 5/8"	1	u	$ 5.80	$ 5.80
27	Misceláneos (grapas, tape, terminales, clavos, etc.)	1	global	$ 10.00	$ 10.00
COSTO TOTAL DEL SISTEMA					**$ 4,330.22**

Tabla. 5.19. Costos de equipamiento del SAF sector “San Juan de Puerto Quito”

Cantón Santo Domingo:

ITEM	ELEMENTOS DEL SISTEMA	CANT.	UNIDAD MEDIDA	PRECIO UNITARIO	COSTO TOTAL
1	Energizador de cercas Fi-Shock	1	u	$ 98.99	$ 98.99
3	Baterías solares Fi-Shock 4 V, 76 Ah	1	u	$ 14.99	$ 14.99
4	Recargador de batería, Fi-Shock 4 V	1	u	$ 15.59	$ 15.59
6	Cable sólido desnudo Cablec #10 AWG para conexión a tierra.	2	m	$ 0.66	$ 1.32
7	Cable sólido de aluminio Coalco #12 AWG, un hilo para conexión energizador – cerca.	2	m	$ 0.90	$ 1.80
8	Cable sólido de aluminio Coalco #12 AWG, un hilo para línea de la cerca.	300	m	$ 0.90	$ 270.00
9	Cable flexible de aluminio THW Coalco #8 AWG, siete hilos para línea de la puerta.	5	m	$ 0.78	$ 3.90
10	Aisladores plásticos Fi-Shock	84	u	$ 1.00	$ 84.00
11	Varillas de cobre para puesta a tierra, 5/8"	1	u	$ 5.80	$ 5.80
COSTO TOTAL DEL SISTEMA					**$ 496.39**

Tabla. 5.20. Costos de equipamiento del SAF sector “La Independencia”

Cantón Mejía:

ITEM	ELEMENTOS DEL SISTEMA	CANT.	UNIDAD MEDIDA	PRECIO UNITARIO	COSTO TOTAL
1	Paneles fotovoltaicos LPT, 210 Wp	4	u	$ 756.00	$ 3,024.00
2	Baterías solares PowerUp 12 V, 110 Ah	8	u	$ 124.99	$ 999.92
3	Regulador de carga Xantrex C-40, 48 V, 40 A.	1	u	$ 95.00	$ 95.00
4	Luminarias fluorescentes, 12 VDC, 30 W.	2	u	$ 39.00	$ 78.00
5	Inversor DC/AC Samlex, 600 W, 48 V	1	u	$ 419.10	$ 419.10
6	Fusibles 20 A DC	1	u	$ 0.90	$ 0.90
7	Fusibles 10 A AC	1	u	$ 0,80	$ 0.80
8	Breaker 20 A DC	2	u	$ 4.38	$ 8.76
9	Breaker 40 A DC	2	u	$ 4.79	$ 9.58
10	Gabinete bifásico GE 6-12 puntos Policarbonato/Tol galvanizado en caliente	1	u	$ 31.66	$ 31.66
11	Cable sólido desnudo Cablec #10 AWG para conexión a tierra.	6	m	$ 0.66	$ 3.96
12	Cable flexible THW Cablec #10 AWG, 7 hilos para conexión módulos – regulador.	4	m	$ 0.47	$ 1.88
13	Cable flexible THW Cablec #12 AWG, 7 hilos para conexión entre paneles.	4	m	$ 0.29	$ 1.16
14	Cable flexible THW Cablec #8 AWG, 7 hilos para conexión entre baterías y al regulador.	4	m	$ 0.81	$ 3.24
15	Cable flexible THW Cablec #10 AWG, 7 hilos para conexión baterías - inversor.	2	m	$ 0.47	$ 0.94
16	Cable flexible bipolar THW Cablec #14 AWG para cargas DC (circuitos de iluminación).	60	m	$ 0.65	$ 39.00
17	Cable flexible bipolar THW Cablec #10 AWG para cargas AC (circuitos de fuerza).	40	m	$ 0.84	$ 33.60
18	Tomacorriente doble polarizado para cargas AC.	2	u	$ 2.02	$ 4.04
19	Interruptor unipolar sobrepuesto.	1	u	$ 0.56	$ 0.56
20	Caja de conexiones y empalmes	4	u	$ 4,00	$ 16.00
21	Varillas de cobre para puesta a tierra, 5/8"	1	u	$ 5.80	$ 5.80
22	Misceláneos (grapas, tape, terminales, clavos, etc.)	1	global	$ 10.00	$ 10.00
COSTO TOTAL DEL SISTEMA					**$ 4,787.90**

Tabla. 5.21. Costos de equipamiento del SAF sector “Sarapullo Alto”

Cantón Rumiñahui:

ITEM	ELEMENTOS DEL SISTEMA	CANT.	UNIDAD MEDIDA	PRECIO UNITARIO	COSTO TOTAL
1	Paneles fotovoltaicos LPT, 200 Wp.	2	u	$ 720.00	$ 1,440.00
2	Poste de tubo de acero galvanizado 3", 3m libre de altura para 2 paneles.	1	u	$ 42.92	$ 42.92
3	Estructura porta paneles de perfil de hierro galvanizado para 2 paneles.	1	u	$ 105.10	$ 105.10
4	Panel fotovoltaico Sharp, 80 Wp.	1	u	$ 288.00	$ 288.00
5	Baterías solares PowerUp 12 V, 110 Ah	7	u	$ 124.99	$ 874.93
6	Regulador de carga Xantrex C-35, 24 V, 35 A.	1	u	$ 95.00	$ 95.00
7	Regulador de carga BZ 12 V, 30 A.	1	u	$ 51.30	$ 51.30
8	Lámparas fluorescentes, 120 VAC, 11 W.	5	u	$ 1.10	$ 5.50
9	Refrigeradora Peltier SF50E 50 L.	1	u	$ 320.00	$ 320.00
10	Inversor DC/AC Xantrex Prowatt, 250 W, 24 V	1	u	$ 128.10	$ 128.10
11	Fusibles 20 A DC	1	u	$ 0.90	$ 0.90
12	Fusibles 10 A AC	1	u	$ 0,80	$ 0.80
13	Breaker 20 A DC	2	u	$ 4.38	$ 8.76
14	Breaker 40 A DC	2	u	$ 4.79	$ 9.58
15	Gabinete bifásico GE 6-12 puntos Policarbonato/Tol galvanizado en caliente	1	u	$ 31.66	$ 31.66
16	Cable sólido desnudo Cablec #10 AWG para conexión a tierra.	6	m	$ 0.66	$ 3.96
17	Cable flexible THW Cablec #8 AWG, 7 hilos para conexión módulos – regulador.	4	m	$ 0.81	$ 3.24
18	Cable flexible THW Cablec #12 AWG, 7 hilos para conexión entre paneles.	3	m	$ 0.29	$ 0.87
19	Cable flexible THW Cablec #8 AWG, 7 hilos para conexión entre baterías y al regulador.	4	m	$ 0.81	$ 3.24
20	Cable flexible THW Cablec #10 AWG, 7 hilos para conexión baterías - inversor.	2	m	$ 0.47	$ 0.94
21	Cable flexible THW Cablec #14 AWG, un hilo para conexión refrigerador – baterías - regulador.	4	m	$ 0.19	$ 0.76
22	Cable flexible bipolar THW Cablec #14 AWG para circuitos de iluminación.	50	m	$ 0.65	$ 32.50
23	Cable flexible bipolar THW Cablec #10 AWG para circuitos de fuerza.	40	m	$ 0.84	$ 33.60
24	Tomacorriente doble polarizado para cargas AC.	3	u	$ 2.02	$ 6.06
25	Boquilla de caucho USA Tagle	5	u	$ 0.78	$ 3.90
26	Interruptor unipolar sobrepuesto.	3	u	$ 0.56	$ 1.68
27	Caja de conexiones y empalmes	3	u	$ 4,00	$ 12.00

28	Varillas de cobre para puesta a tierra, 5/8"	1	u	$ 5.80	$ 5.80
29	Misceláneos (grapas, tape, terminales, clavos, etc.)	1	global	$ 9.00	$ 9.00
COSTO TOTAL DEL SISTEMA					**$ 3,520.10**

Tabla. 5.22. Costos de equipamiento del SAF sector "Miraflores"

Cantón Quito:

ITEM	ELEMENTOS DEL SISTEMA	CANT.	UNIDAD MEDIDA	PRECIO UNITARIO	COSTO TOTAL
1	Paneles fotovoltaicos Sharp, 123 Wp	2	u	$ 442.80	$ 885.60
2	Poste de tubo de acero galvanizado 3", 3m libre de altura para 2 paneles.	1	u	$ 42.92	$ 42.92
3	Estructura porta paneles de perfil de hierro galvanizado para 2 paneles.	1	u	$ 105.10	$ 105.10
4	Baterías solares PowerUp 12 V, 110 Ah	3	u	$ 124.99	$ 374.97
5	Regulador de carga Xantrex C-35, 24 V, 35 A.	1	u	$ 95.00	$ 95.00
6	Lámparas fluorescentes, 120 VAC, 11 W.	4	u	$ 1.10	$ 4.40
7	Inversor DC/AC Samlex, 150 W, 12 V	1	u	$ 108.81	$ 108.81
8	Fusibles 20 A DC	1	u	$ 0.90	$ 0.90
9	Fusibles 10 A AC	1	u	$ 0,80	$ 0.80
10	Breaker 30 A DC	2	u	$ 4.38	$ 8.76
11	Breaker 45 A DC	2	u	$ 4.79	$ 9.58
13	Gabinete bifásico GE 6-12 puntos Policarbonato/Tol galvanizado en caliente	1	u	$ 31.66	$ 31.66
14	Cable sólido desnudo Cablec #10 AWG para conexión a tierra.	6	m	$ 0.66	$ 3.96
15	Cable flexible THW Cablec #6 AWG, 7 hilos para conexión módulos – regulador.	4	m	$ 1.26	$ 5.04
16	Cable flexible THW Cablec #8 AWG, 7 hilos para conexión entre paneles.	3	m	$ 0.81	$ 2.43
17	Cable flexible THW Cablec #8 AWG, 7 hilos para conexión entre baterías y al regulador.	4	m	$ 0.81	$ 3.24
18	Cable flexible THW Cablec #8 AWG, 7 hilos para conexión baterías - inversor.	2	m	$ 0.81	$ 1.62
19	Cable flexible bipolar THW Cablec #14 AWG para circuitos de iluminación.	50	m	$ 0.65	$ 32.50
20	Cable flexible bipolar THW Cablec #10 AWG para circuitos de fuerza.	40	m	$ 0.84	$ 33.60
21	Tomacorriente doble polarizado para cargas AC.	2	u	$ 2.02	$ 4.04
22	Boquilla de caucho USA Eagle	4	u	$ 0.78	$ 3.12
23	Interruptor unipolar sobrepuesto.	4	u	$ 0.56	$ 2.24
24	Caja de conexiones y empalmes	3	u	$ 4,00	$ 12.00

25	Varillas de cobre para puesta a tierra, 5/8"	1	u	$ 5.80	$ 5.80
26	Misceláneos (grapas, tape, terminales, clavos, etc.)	1	global	$ 9.00	$ 9.00
COSTO TOTAL DEL SISTEMA					**$ 1,787.09**

Tabla. 5.23. Costos de equipamiento del SAF sector "Chiriboga"

Costo total:

SAF	Cantidad	Precio Unitario (USD)	Precio Total (USD)
Cayambe	1	4,222.38	4,222.38
Pedro Moncayo	1	2,245.50	2,245.50
S. M. Los Bancos	1	4,249.91	4,249.91
P. V. Maldonado	1	3,670.35	3,670.35
Puerto Quito	1	4,330.22	4,330.22
Santo Domingo	1	496.39	496.39
Mejía	1	4,787.90	4,787.90
Rumiñahui	1	3,520.10	3,520.10
Quito	1	1,787.09	1,787.09
Precio total del proyecto			**$ 29,309.84**

Tabla. 5.24. Costos totales de equipamiento del los nueve SAF

5.2.3.2. Costos de Operación.

No existen costos de operación anual. Lo que existen son costos de mantenimiento y reemplazo de los elementos del SAF, especialmente de las baterías que se los realiza de acuerdo a las especificaciones técnicas de cada fabricante. Para el caso de las baterías PowerUp 110 ah, la vida útil es de 8 años, libre de mantenimiento. En la figura 5.2 se observa los porcentajes que ascienden estos costos en la mayoría de instalaciones de SAF.

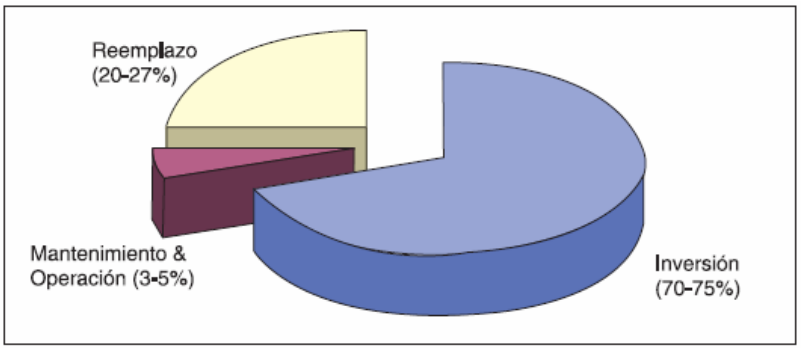


Figura. 5.2. Costos de operación y reemplazo en los SAF
(FOCER-2003)

A continuación se presentara los costos de reemplazo para cada uno de los prototipos de SAF a instalarse a largo de su periodo de vita util (aprox. 50 años)

Cantón Cayambe:

Elemento	Cantidad	Precio Unitario (USD)	Precio Total (USD)
Baterías 110Ah	8	124.99	999.92
COSTOS TOTALES (CADA 8AÑOS)			**$ 5,999.52**

Tabla. 5.25. Costos de reemplazo del SAF sector "Moras"

Cantón Pedro Moncayo:

Elemento	Cantidad	Precio Unitario (USD)	Precio Total (USD)
Baterías 110Ah	4	124.99	499.96
COSTOS TOTALES (CADA 8AÑOS)			**$ 2,999.76**

Tabla. 5.26. Costos de reemplazo del SAF sector "Chaupiloma"

Cantón San Miguel de Los Bancos, Pedro Vicente Maldonado y Puerto Quito:

Elemento	Cantidad	Precio Unitario (USD)	Precio Total (USD)
Baterías 110Ah	5	124.99	624.95
COSTOS TOTALES (CADA 8AÑOS)			**$ 3,749.70**

Tabla. 5.27. Costos de reemplazo del SAF sector "Colinas del Río Blanco"

Cantón Santo Domingo:

Elemento	Cantidad	Precio Unitario (USD)	Precio Total (USD)
Baterías 4 V	1	14.99	14.99
COSTOS TOTALES (CADA 8AÑOS)			**$ 89.94**

Tabla. 5.28. Costos de reemplazo del SAF sector "La independencia"

Cantón Mejía:

Elemento	Cantidad	Precio Unitario (USD)	Precio Total (USD)
Baterías 110Ah	8	124.99	999.92
COSTOS TOTALES (CADA 8AÑOS)			**$ 5,999.52**

Tabla. 5.29. Costos de reemplazo del SAF sector "Sarapullo Alto"

Cantón Rumiñahui:

Elemento	Cantidad	Precio Unitario (USD)	Precio Total (USD)
Baterías 110Ah	7	124.99	874.93
COSTOS TOTALES (CADA 8AÑOS)			**$ 5,249.58**

Tabla. 5.30. Costos de reemplazo del SAF sector "Miraflores"

Quito (Sector "Chiriboga"):

Elemento	Cantidad	Precio Unitario (USD)	Precio Total (USD)
Baterías 110Ah	3	124.99	374.97
COSTOS TOTALES (CADA 8AÑOS)			**$ 2,249.82**

Tabla. 5.31. Costos de reemplazo del SAF sector "Chiriboga"

Costo total de reemplazo:

SAF	Precio Total (USD)
Cayambe	5,999.52
Pedro Moncayo	2,999.76
S. M. Los Bancos	3,749.70
P. V. Maldonado	3,749.70
Puerto Quito	3,749.70
Santo Domingo	89.94
Mejía	5,999.52
Rumiñahui	5,249.58
Quito	2,249.82
Precio total de reemplazo	**$ 33,837.24**

Tabla. 5.32. Costos totales de reemplazo de los acumuladores de los SAF

Se debe aclarar que estos costos pueden variar debido a que este analisis es realizado para un periodo de aplicación del proyecto de 50 años, y por tanto, los precios de los componentes fotovoltaicos van a tender a decrementar debido al avance tecnologico diario de los mismos.

5.2.4. Resumen de costos de inversión y egresos anuales.

Una vez definidos todos los costos de equipamiento y haber establecido los porcentajes de costos mantenimiento, reemplazo, transporte e instalación se procede a realizar un análisis del costo total del sistema. Se analizara por separado los costos que deben manejar cada empresa que forma el modelo de negocio B.

Consejo Provincial de Pichincha (FERUM):

SAF	Precio SAF (USD)	Precio Transporte (USD)	Precio Inversión (USD)
Cayambe	4,222.38	50.00	4,272.38

Pedro Moncayo	2,245.50	40.00	2,285.50
S. M. Los Bancos	4,249.91	40.00	4,289.91
P. V. Maldonado	3,670.35	40.00	3,710.35
Puerto Quito	4,330.22	50.00	4,380.22
Santo Domingo	496.39	50.00	546.39
Mejía	4,787.90	50.00	4,837.90
Rumiñahui	3,520.10	40.00	3,560.10
Quito	1,787.09	40.00	1,827.09
PRECIO TOTAL DE INVERSIÓN			**$ 29,709.84**

Tabla. 5.33. Costos de inversion inicial

En la tabla 5.33 se muestra los costos de inversion inicial que debe incurrir el Consejo Provincial de Pichincha, por medio de los fondos FERUM, para la instalacion de los prototipos de SAF en los nueve cantones de la provincia. Se debe aclarar que los costos de transporte los cubrira el Consejo Provincial, el cual proveerá los vehículos de la institución para el transporte de los elementos al lugar de instalación. Los valores que se tomaron en cuenta en este rubro son por combustible.

Los costos de inversion totales a lo largo del periodo de funcionamiento de los SAF se muestran en la tabla 5.34.

SAF	Precio SAF (USD)	Precio Transporte (USD)	Precio Reemplazo (USD)	Precio Total (USD)
Cayambe	4,222.38	50.00	5,999.52	**10,271.90**
Pedro Moncayo	2,245.50	40.00	2,999.76	**5,285.26**
S. M. Los Bancos	4,249.91	40.00	3,749.70	**8,039.61**
P. V. Maldonado	3,670.35	40.00	3,749.70	**7,460.05**
Puerto Quito	4,330.22	50.00	3,749.70	**8,129.92**
Santo Domingo	496.39	50.00	89.94	**636.33**
Mejía	4,787.90	50.00	5,999.52	**10,837.42**
Rumiñahui	3,520.10	40.00	5,249.58	**8,809.68**

Quito	1,787.09	40.00	2,249.82	**4,076.91**
COSTO TOTAL DEL PROYECTO				**$ 63,547.08**

Tabla. 5.34. Costos de inversión totales durante todo el periodo de aplicación

Los costos de reemplazo solo se los incurrirá seis ocaciones a lo largo de la vida útil del sistema (aproximadamente 50 años).

Empresa Eléctrica Quito:

SAF	Precio Instalación (USD)	Precio Mantenimiento (USD)	Precio Total (USD)
S. M. Los Bancos	212.50	127.50	**340.00**
P. V. Maldonado	183.52	110.12	**293.64**
Rumiñahui	176.01	105.60	**281.61**
Quito	89.36	53.61	**142.97**
PRECIO TOTAL DE LOS SISTEMAS			**1,058.22**

Tabla. 5.35. Costos de inversión totales

Empresa Eléctrica del Norte:

SAF	Precio Instalación (USD)	Precio Mantenimiento (USD)	Precio Total (USD)
Cayambe	211.12	126.67	**337.79**
Pedro Moncayo	112.28	67.37	**179.65**
PRECIO TOTAL DE LOS SISTEMAS			**517.44**

Tabla. 5.36. Costos de inversión totales

Empresa Eléctrica Santo Domingo:

SAF	Precio Instalación (USD)	Precio Mantenimiento (USD)	Precio Total (USD)
Puerto Quito	216.51	129.91	**346.42**
Santo Domingo	24.82	14.89	**39.71**

Mejía	239.40	143.63	**383.03**
PRECIO TOTAL DE LOS SISTEMAS			**769.16**

Tabla. 5.37. Costos de inversión totales

Se debe aclarar que los costos de instalación se los realiza una sola vez mientras que los costos de mantenimiento se los contabiliza como egresos cada cuatro años debido a que el fabricante de los acumuladores aconseja un mantenimiento cada este periodo hasta el fin de la vida útil de los mismos (8 años); los costos de mantenimiento se los realizo de acuerdo a los porcentajes estandarizados por el FOCER, pero estos pueden variar por las políticas de cada empresa eléctrica. Los costos de viáticos y de transporte del personal no están considerados.

5.2.5. Parámetros de valoración de ingresos.

5.2.5.1. Ingresos del proyecto.

Los ingresos del proyecto son tanto económicos como sociales. El ingreso económico o directo es la tarifa mensual proporcional que debe pagar la comunidad por el servicio de energía eléctrica; los ingresos sociales o indirectos son aquellos que sin producir ganancias económicas poseen un gran efecto social y cultural dentro de las comunidades y por ende se beneficia la Provincia de Pichincha.

5.2.5.2. Tarifa mensual por el servicio.

La tarifa mensual proporcional que deben pagar los moradores de las comunidades serán las siguientes:

SAF	Energía eléctrica (Kwh./día)	Días de funcionamiento mensual	Precio Kwh. (USD)	Precio tarifa mensual (USD)
Cayambe	1.81	20	$ 0.1365	**$ 4.94**
Pedro Moncayo	1.03	30	$ 0.1365	**$ 4.22**
S. M. Los Bancos	0.90	30	$ 0.1365	**$ 3.69**
P. V. Maldonado	0.90	30	$ 0.1365	**$ 3.69**
Puerto Quito	0.92	30	$ 0.1365	**$ 3.77**
Santo Domingo	0.02	30	$ 0.1365	**$ 2.00**

Mejía	1.58	20	$ 0.1365	**$ 4.31**
Rumiñahui	1.11	30	$ 0.1365	**$ 4.55**
Quito	0.68	30	$ 0.1365	**$ 2.78**

Tabla. 5.38. Cuadro de tarifa mensual por el servicio de energía eléctrica

Se debe acotar que se debe añadir una tarifa adicional a la tarifa mensual de los cantones San Miguel de Los Bancos, Pedro Vicente Maldonado y Rumiñahui, por la adquisición de los refrigeradores solares; por consiguiente la tarifa final de estos cantones es la que se muestra en la tabla 5.38.

SAF	Precio tarifa mensual (USD)	Precio tarifa adicional (USD)	Precio tarifa final (USD)
S. M. Los Bancos	$ 3.69	$ 8.00	**$ 11.69**
P. V. Maldonado	$ 3.69	$ 4.00	**$ 7.69**
Rumiñahui	$ 4.55	$ 4.00	**$ 8.55**

Tabla. 5.39. Cuadro de tarifa adicional

5.2.6. Valoración de los ingresos.

Los ingresos directos o económicos serán recaudados y manejados por las empresas eléctricas dependiendo de la zona de instalación de cada SAF. Se debe designar a una directiva, en cada población beneficiaria, para que se encargue de recaudar la tarifa mensual y entregarla a las oficinas de recaudación más cercana a su ubicación. A continuación se muestra la tabla con las tarifas mensuales de cada SAF y el lugar de recaudación más cercano:

SAF	Precio tarifa mensual (USD)	Empresa eléctrica	Oficina de recaudación cercana
Sector “Moras”	$ 4.94	EMELNORTE	Cayambe
Sector “Chaupiloma”	$ 4.22	EMELNORTE	Tabacundo
Sector “C. del Río Blanco”	$ 11.69	EEQSA	S. M de los Bancos
Sector “Nueva Unión”	$ 7.69	EEQSA	P. V. Maldonado

Sector " S. J de P. Quito"	$ 3.77	EMELSAD	Puerto Quito
Sector "La independencia"	$ 2.00	EMELSAD	Puerto Limón
Sector "Sarapullo alto"	$ 4.31	EMELSAD	Tandapi
Sector "Cotogchoa"	$ 8.55	EEQSA	Sangolquí
Sector "Chiriboga"	$ 2.78	EEQSA	Lloa

Tabla. 5.40. Cuadro de tarifa mensual por el servicio de energía eléctrica

Los ingresos indirectos o sociales son aquellos en los que se benefician las comunidades favorecidas y por tanto la Provincia de Pichincha.

Sistemas a instalarse	Cantón	Lugar a instalarse	Ingresos indirectos
• Moras • Sarapullo Alto	Cayambe Mejía	Centros de educación	• Educación • Información • Regreso identidad
• San Juan de Puerto Quito • Colinas del Río blanco	Puerto Quito S. M Bancos	Centro de salud Mini mercado	• Salud moradores • Fomento comercio
• Nueva Unión • Cotogchoa	P. V. Maldonado Rumiñahui	Vivienda Vivienda	• Información y satisfacción de necesidades (SN)
• Chaupiloma • La independencia	P. Moncayo Santo Domingo	Vivienda Campo	• Información y SN • Fomento ganadería

Tabla. 5.41. Numero de beneficiados por la instalación de prototipos de SAF

5.3. EVALUACIÓN ECONOMICA DEL PROYECTO

5.3.1. Principales factores de evaluación económica.

Para el cálculo de los factores económicos es necesario conocer la descripción de los mismos, los cuales permiten un mejor evaluó de los valores antes obtenidos.

5.3.1.1. Beneficio o utilidad neta (BN).

Diferencia entre los ingresos netos y los egresos necesarios para llevar a cabo el proyecto. Su expresión es la siguiente:

$$BN = \text{Ingresos} - \text{Egresos}$$

5.3.1.2. Valor Presente Neto (VPN).

Utilidad que la implementación del proyecto daría a lo largo de su periodo de aplicación, trasladada al momento actual utilizando para ello la tasa de interés activa proyectada y vigente para el país de análisis de la inversión. Matemáticamente se lo expresa como:

$$VPN = -E_i + \sum_{i=1...n} \frac{BN_i}{(1+I_A)^i}$$

Donde:

Ei = Inversión inicial.

I_A = Tasa de interés activa vigente.

BN_i = Beneficio neto anual.

Por tanto si:

- VPN > 0, el proyecto es rentable debido a que tiene un valor mayor en utilidades.
- VPN = 0, el proyecto no genera utilidades, Los ingresos son iguales a los egresos.
- VPN < 0, el proyecto genera perdidas.

5.3.1.3. Tasa interna de retorno (TIR).

Es aquella tasa que esta ganando un interés sobre el saldo no recuperado de la inversión en cualquier momento de la duración del proyecto. Matemáticamente es igual a la tasa de interés que hace que el valor actual neto sea igual a cero. Este valor se lo encuentra a través de la siguiente expresión.

$$VPN = 0 = -E_i + \sum_{i=1...n} \frac{BN_i}{(1+TIR)^i}$$

Donde:

Ei = Inversión inicial.

I_A = Tasa de interés activa vigente.

BN_i = Beneficio neto anual.

Por tanto si:

- TIR < 0, el proyecto genera perdidas.
- TIR = 0, el proyecto no genera utilidad y solo cubre los costos de inversión.
- TIR > I_A > 0, el proyecto genera utilidades pequeñas.
- TIR = I_A, la utilidad generada seria igual a la utilidad que generaría el dinero invertido en el sistema financiero nacional.
- TIR > I_A, el proyecto será mas rentable mientras el TIR supere en mayor medida la tasa de interés vigente.

5.3.1.4. Período de recuperación del capital.

Consiste en la determinación del tiempo necesario para que los flujos netos positivos sean iguales al capital invertido. Este índice analiza la liquidez que puede generar el proyecto, para la cual se utiliza la siguiente formula:

$$PRC = \frac{E_i}{\sum_{i=1...} BN_i}$$

Donde:

PRC = Período de recuperación del capital.

E_i = inversión inicial.

BN_i= Beneficio neto anual.

5.3.1.5. Rentabilidad.

Para el cálculo de la rentabilidad de una inversión en base a la relación entre ingresos y egresos se tomaran en cuenta los flujos de caja netos de cada periodo anual y capital invertido. Este método nos dará la tasa en porcentaje, de como se va a recupera el capital en cada año.

$$R = \frac{\sum_{i=1...} BN_i - 1}{E_i}$$

Donde:

R = Tasa de rentabilidad en porcentaje.

BN_i = Flujo de caja neto de cada periodo anual.

E_i = Inversión inicial.

5.3.2. Parámetros de evaluación del proyecto.

5.3.2.1. Tasa de interés activa vigente.

Para la evaluación de este proyecto se considerara la tasa activa referencial vigente a septiembre del 2007, reajustada por el Banco Central del Ecuador:

Tasa de Interés Activa Referencial (I_A) = 10.82 %

5.3.3. Evaluación económica.

Una vez analizado los factores de evaluación económica se procede a continuación hacer el debido análisis económico para el proyecto.

5.3.3.1. Sistemas autónomos fotovoltaicos.

Se realizara la evaluación económica individual de cada uno de los prototipos de SAF a instalarse, al igual que la evaluación económica de todo el proyecto. Se debe acotar que el análisis se lo realizara para un periodo de aplicación de 50 años, que es la vida útil aproximada de cada SAF

Cantón Cayambe:

Beneficio Neto anual (BN):

$$BN = \left[(4.94)\cdot(12)\right] - 4272.38 = -4213.10$$

Valor Presente Neto (VPN):

$$VPN = -E_i + \sum_{i=1\ldots n} \frac{BN_i}{(1+I_A)^i} = -5972.44 + \sum_{i=1\ldots 50} \frac{-4213.10}{(1+10.82)^1}$$

$$VPN = -4272.38 - 355.97$$

$$VPN = -4628.35$$

Tasa Interna de Retorno (TIR):

$$TIR = \sum_{i=1}^{i} \sqrt{\frac{BN_i}{E_i}} - 1 = \sum_{i=1..50}^{i} \sqrt{\frac{-4213.10}{4272.38}} - 1$$

$$TIR = 37.64 - 1$$

$$TIR = 36.64$$

Período de Recuperación de Capital (PRC):

$$PRC = \frac{E_i}{\sum_{i=1..50} BN_i} = \frac{4272.38}{-7307.90}$$

$$PRC = -0.58$$

Rentabilidad (R):

$$R = \frac{\sum_{i=1..50} BN_i - 1}{E_i} = \frac{-7307.90 - 1}{4272.38}$$

$$R = -1.71\,\%$$

A continuación se proporcionara los datos de los indices de la evaluacion economica de todo el proyecto.

Año	Sistema Autonomo Fotovoltaico (*SAF*)	Egresos Anuales (E_i)	Ingresos Anuales	Beneficio Neto (BN_i)
1	Cayambe	4,272.38	59.28	-4,213.10
	Pedro Moncayo	2,285.50	50.64	-2,234.86
	S. M. Los Bancos	4,289.91	140.28	-4,149.63
	P. V. Maldonado	3,710.35	92.28	-3,618.07
	Puerto Quito	4,380.22	45.24	-4,334.98
	Santo Domingo	546.39	24.00	-522.39
	Mejía	4,837.90	51.72	-4,786.18
	Rumiñahui	3,560.10	102.60	-3,457.50
	Quito	1,827.09	33.36	-1,793.73
2 – 7 9 – 15 17 – 23	Cayambe	0	59.28	59.28
	Pedro Moncayo	0	50.64	50.64
	S. M. Los Bancos	0	140.28	140.28
	P. V. Maldonado	0	92.28	92.28
	Puerto Quito	0	45.24	45.24

25 – 31 33 – 39 41 – 47	Santo Domingo	0	24.00	24.00
	Mejía	0	51.72	51.72
	Rumiñahui	0	102.60	102.60
	Quito	0	33.36	33.36
8 16 24 32 40 48	Cayambe	999.92	59.28	-940.64
	Pedro Moncayo	499.96	50.64	-449.32
	S. M. Los Bancos	624.95	140.28	-484.67
	P. V. Maldonado	624.95	92.28	-532.67
	Puerto Quito	624.95	45.24	-579.71
	Santo Domingo	14.99	24.00	9.01
	Mejía	999.92	51.72	-948.20
	Rumiñahui	874.93	102.60	-772.33
	Quito	374.97	33.36	-341.61

Tabla. 5.42. Evaluación económica del proyecto

5.3.3.2. Observaciones generales.

Una vez calculado los indices de evaluación economica del proyecto, como se muestra en las tablas 5.41 y 5.42, se procedera a realizar el analisis correspondiente:

- Para poder calcular los indices de evaluacion economica, se determino, primeramente, el periodo de aplicación del proyecto, el cual es de 50 años (tiempo de vida estimado de cada SAF). Debido a que durante el transcurso del periodo de aplicación, los egresos (E_i) varian, a estos se debio agruparlos de acuerdo a los años de uso de los SAF, y de lo cual se obuvo tres grupos: en el primero constan los costos de inversion para el primer año de funcionamiento, en el segundo constan los egresos para los años en los cuales solo requieren mantenimiento, y en el tercer grupo constan los costos de inversion para el reemplazo de algunos de los elementos (acumuladores).

- Para el primer año de funcionamiento todos los prototipos de SAF a instalarse generan un Beneficio Neto Anual negativo, debido a los altos costos de adquisición y de instalacion de los elementos de los SAF y tambien debido a que la tarifa mensual proporcional de cada SAF es baja.

SAF	Años	Ingresos Anuales	Ingresos Totales	Egresos Totales	Beneficio Neto
Cayambe	1	59.28	59.28	4,272.38	-4,213.10
Pedro Moncayo	1	50.64	50.64	2,285.50	-2,234.86
S. M. Los Bancos	1	140.28	140.28	4,289.91	-4,149.63
P. V. Maldonado	1	92.28	92.28	3,710.35	-3,618.07
Puerto Quito	1	45.24	45.24	4,380.22	-4,334.98
Santo Domingo	1	24.00	24.00	546.39	-522.39
Mejía	1	51.72	51.72	4,837.90	-4,786.18
Rumiñahui	1	102.60	102.60	3,560.10	-3,457.50
Quito	1	33.36	33.36	1,827.09	-1,793.73
BENEFICIO NETO TOTAL					**-29,110.44**

Tabla. 5.43. Beneficio Neto total para el periodo de aplicación del proyecto para el primer año de funcionamiento

SAF	VPN	PRC (años)	TIR (%)	R (%)
Cayambe	-4,628.81	72.07	-1.98	-0.99
Pedro Moncayo	-2,474.57	45.13	-1.97	-0.98
S. M. Los Bancos	-4,640.97	30.58	-1.96	-0.97
P. V. Maldonado	-4,013.45	40.21	-1.98	-0.98
Puerto Quito	-4,746.97	96.82	-1.99	-0.99
Santo Domingo	-590.59	22.76	-1.96	-0.96
Mejía	-5,242.82	93.54	-1.99	-0.99
Rumiñahui	-3,852.61	34.69	-1.97	-0.97
Quito	-1,978.84	54.77	-1.98	-0.98
INDICES TOTALES	**-32,172.65**	**96.82**	**-1.98**	**-0.98**

Tabla. 5.44. Índices económicos para el periodo de aplicación del proyecto para el primer año de funcionamiento

Por consiguiente una vez obtenidos los resultados de los indices economicos del proyecto para este periodo, se puede observar que:

1. El proyecto genera perdidas en el primer año de implementacion (VPN<0).
2. El Periodo de Recuperacion del Capital es de 96.82 años, lo cual es un periodo bastante extenso.
3. La Tasa Interna de Retorno en todos los SAF son valores negativos por lo cual hace que el proyecto genere pérdidas.
4. La Rentabilidad total de los SAF es negativa.
5. Por ultimo se observa que este periodo del proyecto no rentable, debido a que el tiempo de recuperacion del capital es muy largo y su rentabilidad negativa.

- Para el tiempo donde los SAF no requieren ningún tipo de egreso, que en su totalidad suma 43 de los 50 años del periodo de aplicación del proyecto, el Beneficio Neto total y el Valor Presente Neto son los que se muestran en las tablas 5.44 y 5.45.

SAF	Años	Ingresos Anuales	Ingresos Totales	Egresos Totales	Beneficio Neto
Cayambe	43	59.28	2,549.04	0	2,549.04
Pedro Moncayo	43	50.64	2,177.52	0	2,177.52
S. M. Los Bancos	43	140.28	6,032.04	0	6,032.04
P. V. Maldonado	43	92.28	3,968.04	0	3,968.04
Puerto Quito	43	45.24	1,945.32	0	1,945.32
Santo Domingo	43	24.00	1,032.00	0	1,032.00
Mejía	43	51.72	2,223.96	0	2,223.96
Rumiñahui	43	102.60	4,411.80	0	4,411.80
Quito	43	33.36	1,434.48	0	1,434.48
BENEFICIO NETO TOTAL					**$ 25,774.20**

Tabla. 5.45. Beneficio Neto total para el periodo de aplicación del proyecto para los años sin egresos

SAF	VPN	PRC (años)	TIR (%)	R (%)
Cayambe	0.46	43.00	32.06	0.59
Pedro Moncayo	0.40	43.00	32.89	0.95
S. M. Los Bancos	1.10	43.00	34.62	1.41
P. V. Maldonado	0.72	43.00	34.11	1.07

Puerto Quito	0.35	43.00	32.56	0.44
Santo Domingo	0.19	43.00	35.19	1.89
Mejía	0.40	43.00	32.62	0.46
Rumiñahui	0.80	43.00	34.38	1.24
Quito	0.26	43.00	33.55	0.78
INDICES TOTALES	**4.68**	**43.00**	**42.55**	**0.87**

Tabla. 5.46. Índices económicos para el periodo de aplicación del proyecto para los años sin egresos

Por consiguiente una vez obtenidos los resultados de los indices economicos del proyecto para este periodo, se puede observar que:

1. El proyecto es rentable para todos los SAF (VPN>0).
2. El Periodo de Recuperacion del Capital es de 43 años, lo cual es un periodo bastante extenso.
3. La Tasa Interna de Retorno en todos los SAF es mayor al 30% lo cual hace que el proyecto sea rentable.
4. La Rentabilidad total los SAF es baja, siendo la del sistema de Santo domingo la mas alta con 1.89 %.
5. Por ultimo se observa que este periodo del proyecto es regularmente rentable, debido a que el tiempo de recuperacion del capital es larga y su rentabilidad es baja.

- Para el tiempo donde los SAF requieren reemplazo de sus acumuladores, que en su totalidad suma 6 de los 50 años del periodo de aplicación del proyecto, el Beneficio Neto total y el Valor Presente Neto son los que se muestran en las tablas 5.46 y 5.47.

SAF	Años	Ingresos Anuales	Ingresos Totales	Egresos Totales	Beneficio Neto
Cayambe	6	59.28	355.68	5,999.52	-5,643.84
Pedro Moncayo	6	50.64	303.84	2,999.76	-2,695.92
S. M. Los Bancos	6	140.28	841.68	3,749.70	-2,908.02
P. V. Maldonado	6	92.28	553.68	3,749.70	-3,196.02
Puerto Quito	6	45.24	271.44	3,749.70	-3,478.26
Santo Domingo	6	24.00	144.00	89.94	54.06

Mejía	6	51.72	310.32	5,999.52	-5,689.20
Rumiñahui	6	102.60	615.60	5,249.58	-4,633.98
Quito	6	33.36	200.16	2,249.82	-2,049.66
BENEFICIO NETO TOTAL					**$ -30,240.84**

Tabla. 5.47. Beneficio Neto total para el periodo de aplicación del proyecto donde se necesita el reemplazo de elementos

SAF	VPN	PRC (años)	TIR (%)	R (%)
Cayambe	-5,999.52	101.20	4.98	-0.94
Pedro Moncayo	-2,999.76	59.24	4.97	-0.90
S. M. Los Bancos	-3,749.70	26.73	4.92	-0.78
P. V. Maldonado	-3,749.70	40.63	4.95	-0.85
Puerto Quito	-3,749.70	82.88	4.98	-0.93
Santo Domingo	-89.94	3.74	4.85	0.59
Mejía	-5,999.52	116.00	4.98	-0.95
Rumiñahui	-5,249.58	51.17	4.96	-0.88
Quito	-2,249.82	67.44	4.97	-0.91
INDICES TOTALES	**-33,837.24**	**116.00**	**4.97**	**-0.89**

Tabla. 5.48. Índices económicos para el período de aplicación del proyecto donde se necesita el reemplazo de elementos

Por consiguiente una vez obtenidos los resultados de los indices economicos del proyecto para este periodo, se puede observar que:

1. El proyecto genera perdidas para todos los SAF (VPN<0).
2. El Periodo de Recuperacion del Capital es de 116 años, lo cual es un periodo demasiado extenso.
3. La Tasa Interna de Retorno en todos los SAF es menor a la tasa vigente activa referencial, la cual genera perdidas.
4. La Rentabilidad total los SAF es negativa.

5. Por ultimo se observa que este periodo del proyecto no es rentable, debido a que el tiempo de recuperacion del capital es absurdamente largo y su rentabilidad es de valores negativos.

- Una vez de haber analizado los indices economicos del proyecto, en cada periodo de ejecución, se puede observar que el proyecto en si no es rentable debido a que genera minimas utilidades (periodo que no existen egresos) y el tiempo de recuperacion del capital es absurdamente largo, siendo asi, que tan solo a los 43 años de ejecución del proyecto se recupera un 82.75 % de la inversión inicial, esto sin tomar en cuenta los costos de reemplazo de los acumuladores.

- Al contrario de lo que reflejan los indices economicos del proyecto, los beneficios sociales, culturales de éste, generan ganancias tanto para los moradores de las comunidades beneficiarias como para la Provincia de Pichicha. El precio de la salud, la educación, el bienestar, la subsistencia, la información, el regreso de identidad y la satisfacción de necesidades de los seres humanos es invalorable siendo estas reflejadas en el desarrollo provincial y por ende nacional.

5.4. Analisis de mercado.

En este punto se debe analizar los costos aproximados que implicaria llevar este proyecto a cabo por medios convencionales de distribución electrica; es decir, a cuanto ascenderia los costos de instalacion, operación y mantenimiento de la red convencional de energia de baja tension a las poblaciones estudiadas en el capitulo 3.

5.4.1. Segmentos de mercado.

5.4.1.1. Identificación de usuarios potenciales.

El principal objetivo de este proyecto es de, primeramente, instalar prototipos de SAF en lugares especificos de las comunidades afectadas con la falta de energia electrica, los cuales sirvan a la comunidad para que sus habitantes puedan educarse, informarse, recibir atención medica, fomentar el comercio, etc. Pero también se debe considerar la factibilidad de instalar, a mediano y largo plazo, los SAF en cada una de las viviendas de todas las comunidades estudiadas en el capitulo 3. En la tabla 5.48 se muestra los nuevos usuarios potenciales.

Sistemas a instalarse	Número de viviendas	Costo unitario sistema	Costo total de los sistemas
• Cayambe	100	$ 1,787.09	$ 178,709.00
• Mejía	40	$ 3,342.25	$ 133,690.00
• Puerto Quito	20	$ 3,018.63	$ 60,372.60
• S. M. de Los Bancos	30	$ 3,670.91	$ 110,127.30
• P. V. Maldonado	40	$ 3,670.35	$ 146,814.00
• Rumiñahui	30	$ 3,520.10	$ 105,603.00
• Pedro Moncayo	30	$ 2,245.50	$ 67,365.00
• Santo Domingo	10	$ 496.39	$ 4,960.90
COSTO TOTAL DE LOS SISTEMAS			**$ 807,641.20**

Tabla. 5.49. Costos de implementación del proyecto a largo plazo

Estos costos totales no incluyen los costos de instalacion, mantenimiento y reemplazo. Los costos unitarios de los SAF, que se muestran en la tabla 5.48, fueron calculados a partir de los costos de los prototipos de SAF a instalarse en primera instancia, agregando o eliminando ciertos elementos los cuales permiten ajustarse totalmente a las necesidades electricas de la población beneficiaria.

5.4.2. Competencia con tecnologías similares.

En el Ecuador existen varias fundaciones europeas que se han encargado de instalar sistemas autonomos fotovoltaicos en sectores marginales y alejados de la red convencional. En la Provincia de Pichincha, por medio de la Dirección de Energías Renovables y Eficiencia Energética del Ministerio de Electricidad y Enegías Renovables, se ha puesto en marcha el proyecto de electrificación del Sector “Chirinoga”, parroquia Lloa, con SAF.

Este proyecto de grado fue elaborado con la finalidad de que el Honorable Consejo Provincial de Pichincha lo considere como una mejor alternativa para poder atender las necesidades electricas de los sectores marginales de la provincia, por lo que su realizacion no tiene fines de lucro; es decir, el Consejo Provincial debe considerar ejecutarlo unicamente con el fin de atender y ayudar a los sectores que han sido marginados de la sociedad, más no con el proposito de recibir reditos economicos a corto o largo plazo. Por tanto al hablar de competencia se refiere a la factibilidad de usar otros medios para poder electrificar las zonas afectadas, tal es el caso de extender la red electrica convencional de

baja potencia, los cuales decrementen los costos de inversión, que para el caso de los SAF son elevados.

5.4.2.1. Situación nacional de sistemas autónomos fotovoltaicos.

Por medio de la Dirección de Energías Renovables y Eficiencia Energética del Ministerio de Electricidad y Energías Renovables se han instalado SAF en las provincias de Pastaza, Galápagos y Esmeraldas. Estos sistemas son poco robustos permitiendo a sus usuarios tan solo el uso de un número limitado de lámparas (3) y a lo mucho un pequeño televisor. En la Provincia de Pichincha se ha puesto en marcha el proyecto de electrificación del Sector "Chirinoga", parroquia Lloa, con SAF, estos sistemas permiten el uso de 4 lámparas, un radio, un receptor de televisión (TV) y un componente de reproduccion de video (DVD).

Existe tambien la presencia de varias fundaciones europeas que han instalado SAF en los sectores marginales de las provincias de Esmeraldas, Manabí y del Oriente Ecuatoriano.

5.4.2.2. Principales competidores.

La principal competencia de los sistemas fotovoltaicos, no tan solo en el Ecuador, sino mundial, es la generación de energía electrica por medio de métodos convencionales (combustible e hidráuñicos). Todavía existe escepticismo en la gente, principalmente en Latinoamérica, de que tan eficiente es la generación de energía electrica por medio de los sistemas fotovoltaicos. Otra desventaja es el costo de los elementos que todavía es elevado, principalmente de los paneles, lo que hace que la inversión inicial de los SAF sea muy alta, caracteristica que muchas veces no es concordante con el criterio de los inversionistas. En este caso se debe realizar un adecuado estudio económico costo-beneficio (realizado en el punto 5.3.3) el cual permita definir cual de las alternativas resulte más conveniente tanto para el usuario como para la empresa encargada de brindar el servicio de energía electrica.

5.4.2.3. Comparación de servicio.

En este punto se analizara los costos aproximados de extender la red electrica convencional a las zonas necesitadas, para de esta forma poder determinar la factibilidad de instalar prototipos de SAF en estas áreas.

Cantón	Sector	Distancia a la red eléctrica (m)
Cayambe	Moras	2,000
Pedro Moncayo	Chaupiloma	2,300
S.M. Los Bancos	C. del Río Blanco	300
P.V. Maldonado	Nueva Unión	200
Puerto Quito	San Juan de P.Q	1,300
Santo Domingo	La Independencia	100
Mejía	Sarapullo Alto	5,000
Rumiñahui	Cotogchoa	300
Quito	Chiriboga	500

Tabla. 5.50. Cuadro de distancias del sector a la red eléctrica

Debido a que no es objetivo de este proyecto de grado calcular el valor exacto de los costos de extensión de la red convencional de baja tension, se procedera a calcular valores aproximados de cada zona, resaltando aquellos rubros que más importancia tiene en cada instalación.

Cantón Cayambe, sector “Moras”:

Rubros	Unidad	Costo Unitario (USD)	Costo Total (USD)
Poste de madera tratada 10 m.	u	$ 108.48	$ 7,268.16
Transformador Monofásico 90 kva 13.2 kv-6.3kv 210/127 V	u	$ 2,591.36	$ 2,591.36
Conductor TW de cobre desnudo calibre	m	$ 2.89	$ 5,780.00
Otros elementos	u	$ 2,000.00	$ 2,000.00
Armada de estructura	u	$ 16.60	$ 498.00
Transporte postes de madera	u	$ 24.80	$ 1,661.60
Ubicación de posteria rural	m	$ 55.24	$ 55.24
Tendido del cable	m	$ 0.29	$ 580
COSTO TOTAL APROXIMADO			**$ 20,434.36**

Tabla. 5.51. Costos aproximados de extender la red eléctrica (EMELNORTE)

Cantón Pedro Moncayo, sector "Chaupiloma Alto":

Rubros	Unidad	Costo Unitario (USD)	Costo Total (USD)
Poste de madera tratada 10 m.	u	$ 108.48	$ 8,652.96
Transformador Monofásico 90 kva 13.2 kv-6.3kv 210/127 V	u	$ 2,591.36	$ 2,591.36
Conductor TW de cobre desnudo calibre	m	$ 2.89	$ 6,647.00
Otros elementos	u	$ 2,000.00	$ 2,000.00
Armada de estructura	u	$ 16.60	$ 1,261.60
Transporte postes de madera	u	$ 24.80	$ 1,884.80
Ubicación de posteria rural	m	$ 55.24	$ 55.24
Tendido del cable	m	$ 0.29	$ 667.00
COSTO TOTAL APROXIMADO			**$ 23,759.96**

Tabla. 5.52. Costos aproximados de extender la red eléctrica (EMELNORTE)

Cantón San Miguel de Los Bancos, sector "Colínas del Río Blanco":

Rubros	Unidad	Costo Unitario (USD)	Costo Total (USD)
Poste de hormigón de 9 m 350 kg	u	$ 93.96	$ 939.60
Transformador Monofásico 90 kva 13.2 kv-6.3kv 210/127 V	u	$ 2,591.36	$ 2,591.36
Conductor TW de cobre desnudo calibre	m	$ 2.89	$ 867.00
Otros elementos	u	$ 2,000.00	$ 2,000.00
Armada de estructura	u	$ 16.60	$ 166.00
Transporte postes de hormigón	u	$ 18.09	$ 180.90
Ubicación de posteria rural	m	$ 40.46	$ 40.46

Tendido del cable	m	$ 0.29	$ 87.00
COSTO TOTAL APROXIMADO			**$ 6,872.32**

Tabla. 5.53. Costos aproximados de extender la red eléctrica (EEQ)

Cantón Pedro Vicente Maldonado, sector “Colínas del Río Blanco”:

Rubros	Unidad	Costo Unitario (USD)	Costo Total (USD)
Poste de madera tratada 10 m.	u	$ 108.48	$ 759.36
Transformador Monofásico 90 kva 13.2 kv-6.3kv 210/127 V	u	$ 2,591.36	$ 2,591.36
Conductor TW de cobre desnudo calibre	m	$ 2.89	$ 578.00
Otros elementos	u	$ 2,000.00	$ 2,000.00
Armada de estructura	u	$ 16.60	$ 116.20
Transporte postes de madera	u	$ 24.80	$ 173.60
Ubicación de posteria rural	m	$ 55.24	$ 55.24
Tendido del cable	m	$ 0.29	$ 58.00
COSTO TOTAL APROXIMADO			**$ 6,331.36**

Tabla. 5.54. Costos aproximados de extender la red eléctrica (EEQ)

Cantón Puerto Quito, sector “San Juan de Puerto Quito”:

Rubros	Unidad	Costo Unitario (USD)	Costo Total (USD)
Poste de madera tratada 10 m.	u	$ 70.08	$ 3,083.52
Transformador Monofásico 90 kva 13.2 kv-6.3kv 210/127 V	u	$ 2,693.98	$ 2,693.98
Conductor TW de cobre desnudo calibre	m	$ 1.88	$ 2,444.00
Otros elementos	u	$ 2,000.00	$ 2,000.00
Armada de estructura	u	$ 17.20	$ 756.80
Transporte postes de madera	u	$ 22.50	$ 990.00

Ubicación de posteria rural	m	$ 57.24	$ 57.24
Tendido del cable	m	$ 0.91	$ 1,183.00
COSTO TOTAL APROXIMADO			**$ 13,208.54**

Tabla. 5.55. Costos aproximados de extender la red eléctrica (EEQ)

Cantón Mejía, sector "Sarapullo Alto":

Rubros	Unidad	Costo Unitario (USD)	Costo Total (USD)
Poste de madera tratada 10 m.	u	$ 70.08	$ 11,703.36
Transformador Monofásico 90 kva 13.2 kv-6.3kv 210/127 V	u	$ 2,693.98	$ 2,693.98
Conductor TW de cobre desnudo calibre	m	$ 1.88	$ 9,400.00
Otros elementos	u	$ 3,000.00	$ 3,000.00
Armada de estructura	u	$ 17.20	$ 2,872.40
Transporte postes de madera	u	$ 22.50	$ 3,757.50
Ubicación de posteria rural	m	$ 77.24	$ 77.24
Tendido del cable	m	$ 0.91	$ 4,550.00
COSTO TOTAL APROXIMADO			**$ 38,054.48**

Tabla. 5.56. Costos aproximados de extender la red eléctrica (EMELSAD)

Cantón Rumiñahui, sector "Cotogchoa":

Rubros	Unidad	Costo Unitario (USD)	Costo Total (USD)
Poste de madera tratada 10 m.	u	$ 108.48	$ 1,084.80
Transformador Monofásico 90 kva 13.2 kv-6.3kv 210/127 V	u	$ 2,591.36	$ 2,591.36
Conductor TW de cobre desnudo calibre	m	$ 2.89	$ 867.00
Otros elementos	u	$ 2,000.00	$ 2,000.00

Armada de estructura	u	$ 16.60	$ 166.00
Transporte postes de hormigón	u	$ 18.09	$ 180.90
Ubicación de posteria rural	m	$ 40.46	$ 40.46
Tendido del cable	m	$ 0.29	$ 87.00
COSTO TOTAL APROXIMADO			**$ 7,017.52**

Tabla. 5.57. Costos aproximados de extender la red eléctrica (EEQ)

Cantón Quito, sector "Chiriboga":

Rubros	Unidad	Costo Unitario (USD)	Costo Total (USD)
Poste de madera tratada 10 m.	u	$ 70.08	$ 1,191.36
Transformador Monofásico 90 kva 13.2 kv-6.3kv 210/127 V	u	$ 2,693.98	$ 2,693.98
Conductor TW de cobre desnudo calibre	m	$ 1.88	$ 940.00
Otros elementos	u	$ 2,000.00	$ 2,000
Armada de estructura	u	$ 17.20	$ 292.40
Transporte postes de madera	u	$ 22.50	$ 382.50
Ubicación de posteria rural	m	$ 77.24	$ 77.24
Tendido del cable	m	$ 0.91	$ 455.00
COSTO TOTAL APROXIMADO			**$ 8,032.48**

Tabla. 5.58. Costos aproximados de extender la red eléctrica (EMELSAD)

Costo total del proyecto:

Cantón	Costo Total (USD)
Cayambe	$ 20,434.36
Pedro Moncayo	$ 23,759.96
San Miguel de Los Bancos	$ 6,872.32
Pedro Vicente Maldonado	$ 6,331.36
Puerto Quito	$ 13,208.54

Mejía	$ 38,054.48
Rumiñahui	$ 7,017.52
Quito	$ 8,032.48
COSTO TOTAL	**$ 123,711.02**

Tabla. 5.59. Costo total aproximado de extender la red eléctrica

Se debe acotar que los costos totales son aproximados ya que no se tomarón en cuenta muchos rubros tanto de materiales como de mano de obra, que forman parte de la extensión de la red, por tanto los mostrados anteriormente tendran a incrementarse.

CAPITULO VI

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Una vez estudiado y analizado todos los aspectos técnicos, geográficos, ambientales y económicos que involucr el proyecto se procedera a documentar las conclusiones y recomendaciones del mismo.

Conclusiones:

- La colaboración de las personas encargadas de facilitar la información necesitada para la elaboración de este proyecto en la EEQ, EMELSAD, EMELNORTE y del DEREE fue muy eficiente y eficaz; inclusive, en algunos de los casos se tomarón más del tiempo requerido para poder explicar detalladamente la información facilitada.

- El Instituto Nacional de Meteorología e Hidrología (INHAMI) no esta debidamente equipado para el levantamiento de información de radiación solar global en todo el territorio provincial. La institución posee tan solo 8 estaciones (anexo 45), que no estan debidamente equipadas, en las cuales unicamente 2 de estas (Izobamba, Quito) están habilitadas para registrar información de radiación solar global en territorio pichinchano. Es más, la unica información que pudo facilitar la institución fueron datos de heliofanía de unicamente 2 estaciones (ubicadas en el cantón Quito) ya que no contaban con datos recientes (los últimos datos levantados fue en el 2001).

- A pesar de que en los últimos años el planeta ha sufrido un calentamiento global considerable, los valores de irradiación solar global en la superficie provincial y nacional se han mantenido proporcionalmente constantes; siendo asi que la información levantada para el año 2006 no ha variado significativamente a la obtenida en los años 1986-1998.

- Debido a la ubicación geográfica del país, los valores de irradiación solar global en territorio nacional son altos. En la superficie interandina y oriental es donde se registra

los valores máximos de irradiación; siendo asi que los cantones expuestos a mayor radiación solar en la Provincia de Pichincha son: Quito, Cayambe, Pedro Moncayo y Rumiñahui cuya valores alcanzan 5.0 a 5.5 Kwh/m^2.

- La eficiencia de las células fotovoltaicas, hoy en día, es aún baja, haciendo uso de un mayor número de éstas para lograr alcanzar los valores nominales eléctricos previstos por cada panel fotovoltaico; esto conlleva a que los costos de los paneles sean altos. Se estima que en aproximadamente cinco años, las células fotovoltaicas alcancen una eficiencia mayor al 60%, logrando decrementar, de esta forma, considerablemente el costo de los paneles fotovoltaicos.

- Los módulos fotovoltaicos han de situarse de tal forma que a lo largo del período anual de utilización aprovechen al máximo la radiación solar disponible. Salvo a problemas excepcionales con las sombras, los módulos deben orientarse hacia el sur geografico; desviaciones de hasta 20º hacia el SE o SO con respecto a esta orientación no afectan sensiblemente al rendimiento del sistema.

- Para obtener una captación máxima anual en una localidad determinada es conveniente situar los módulos con una inclinación igual o mayor a la latitud del lugar. En el caso de este proyecto, debido a que todas las zonas estudiadas se encuentran a latitud cero, se utilizo una inclinación de 15º.

- La vida útil de los paneles fotovoltaicos para éste proyecto es de aproximadamente 50 años, y la mayoria de los fabricantes ofrecen garantias de 25 años del 80% de su potencia nominal. La capacidad real de un módulo fotovoltaico difiere considerablemente de su capacidad nominal, debido a que bajo condiciones reales de operación la cantidad de radiación que incide sobre las celdas es menor que bajo condiciones óptimas.

- Las baterías empleadas en vehículos son de ciclo poco profundo (superficial) y no deben instalarse en sistemas fotovoltaicos pues están diseñadas para descargarse, aproximadamente, tan solo un 20-30% de su capacidad, permaneciendo cargada un 80-

70%. Por tanto si a esta se la somete a varios niveles de descarga, la batería se deteriora y pierde sus propiedades de almacenamiento de carga.

- Las baterías para aplicaciones fotovoltaicas son elementos bastante sensibles a la forma como se realizan los procesos de carga y descarga. Si se carga una batería más de lo necesario, o si se descarga más de lo debido, ésta se daña. Normalmente, procesos excesivos de carga o descarga tienen como consecuencia que la vida útil de la batería se acorte considerablemente.

- Debido a que el buen estado de la batería es fundamental para el funcionamiento correcto de todo el sistema y a que el costo de la batería puede representar hasta un 15-30 % del costo total, es necesario disponer de un elemento adicional que proteja la batería de procesos inadecuados de carga y descarga, conocido como regulador o controlador de carga.

- Las necesidades eléctricas varian dependiendo de la ubicación del sector y a la idiosincrasia de sus habitantes. Mientras que en las zonas más altas (páramos) las necesidades eléctricas de los moradores se limitaban unicamente a la visibilidad nocturna dentro de sus viviendas (luz), las necesidades eléctricas aumentan en gran proporcion en sectores de las zonas bajas de la provincia (llanos).

- En orden de abaratar costos, se tuvo que buscar minuciosamente distintos y varios proveedores de los componenetes fotovoltaicos para el dimensionado de los nueve prototipos de SAF a instalarse.

- Los nueve prototipos de SAF a instalarse satisfacen las necesidades eléctricas, sociales, culturales, económicas y productivas de los moradores de las zonas marginales de la Provincia de Pichincha mejorando de esta forma sus condiciones de vida fomentando el desarrollo de la provincia.

- Para el financiamiento de este proyecto, hay que partir del hecho de que no existen en el país instituciones financieras con líneas de crédito específicas para el fomento y desarrollo de las fuentes alternas de energía en general, tomando en cuenta que las

inversiones iniciales son muy significativas y que los plazos para el retorno de las inversiones son demasiado extensos o inexistentes. Prácticamente todos los proyectos ejecutados en esta área han sido posibles gracias a aportes financieros, generalmente no reembolsables, de algunos organismos de cooperación internacional, en montos que no han alcanzado mayor significación y que únicamente han permitido el desarrollo de pequeños proyectos.

- Para la ejecución de este proyecto, que permitiría servir a varias poblaciones totalmente aisladas, carente de servicios básicos, las cuales la electricidad podría significar un impulso para su desarrollo, se tiene que recurrir a los Fondos de Electrificación Urbano Marginal (FERUM), manejados por el Fondo de Solidaridad, a través de las 3 empresas eléctricas que forman parte del módelo de negocio B (EEQ, EMELNORTE, EMELSAD). Debido a que este proyecto debe ser uno de los primeros para la electrificación rural con energía solar fotovoltaica en la Provincia de Pichincha, la accesibilidad a estos fondos es muy buena.

- El Consejo Provincial de Pichincha, por otro lado, debe encargarse de financiar la parte restante del proyecto, la cual no ha podido ser cubierta por los fondos FERUM. Tambien esta institución es la encargada de buscar el financiamiento para el reemplazo de los elementos fotovoltaicos cada cierto período hasta el fin de la vida util del los SAF.

- Este proyecto de grado no fue realizado con fines de lucro, por tanto la tarífa mensual proporcional que se establecio en cada población beneficiaria, es con el fin de que los moradores entiendan que se debe pagar por los servicios que brinda el estado. No se debe mal acostumbrar a la población que todo reciba gratis sino más bien se debe estimularlos a que todo lo bueno cuesta trabajo.

- Los índices economicos del proyecto, en cada periodo de ejecución, muestran que el proyecto, en si, no es rentable debido a que genera minimas utilidades (periodo que no existen egresos) y el tiempo de recuperacion del capital es absurdamente largo, siendo asi, que tan solo a los 43 años de ejecución del proyecto se recupera un 82.75 % de la inversión inicial, esto sin tomar en cuenta los costos de reemplazo de los acumuladores.

Al contrario de lo que reflejan los indices economicos del proyecto, los beneficios sociales, culturales de éste, generan ganancias tanto para los moradores de las comunidades beneficiarias como para la Provincia de Pichicha. El precio de la salud, la educación, el bienestar, la subsistencia, la información, el regreso de identidad y la satisfacción de necesidades de los seres humanos es invalorable siendo estas reflejadas en el desarrollo provincial y por ende nacional.

- Los costos de implementación del proyecto extendiendo la red convencional son más altos que implementandolos por medio de SAF. En los sectores de "Moras" y "Sarapullo Alto", donde se atendera las necesidades eléctricas de una escuela y casa comunal, los precios de implementación son demasiadamente elevados para considerar implementarlos por extensión de red. La principal causa del porque no es factible atender a estos sectores y a los demas que comprenden el proyecto de grado extendiendo la red convencional, es debido a que el costos de inversion son muy altos para electrificar tan solo un lugar en particular en cada sector; por ende, la alternativa de atender estos lugares por medio de SAF es mas rentable.

- Una vez analizado todos los aspectos que involucra el proyecto se puede concluir que SI ES FACTIBLE la implementación de Sistemas Autónomos Fotovoltaicos en sectores marginales de la Provincia de Pichincha, destacando aquellos sistemas cuyos ingresos indirectos contribuyen al desarrollo social, cultural, económico y productivo de la provincia

Recomendaciones:

- Se recomienda tener en cuenta, como tema de proyecto de grado, la elaboración de un atlas solar provincial o nacional. Es inaudito que solo el Ecuador, en América del Sur, no tenga un atlas de radiación solar (anexo 46), el cúal permite un estudio metódico y preciso de las localidades en donde se tiene planeado instalar sistemas solares.

- Debido a que el INHAMI no dispone de equipos suficientes (piranómetros) para una medición adecuada y certara de la radiación solar en todo el territorio provincial, se recomienda tener en cuenta, como tema de proyecto de grado, la elaboración de un

piranómetro, el cúal permita la recopilación de datos de radiación solar y sirva para futuros proyectos fotovoltaicos.

- Debido a la gran importancia que ha venido teniendo y tendra el estudio de energías renovables, como alternativas de generación eléctrica, se recomienda que la Facultad de Ingenieria Electronica de la Escuela Politécnica del Ejercito incorpe en su malla curricular la materia de Energías Renovables, la cúal debería ser considerada como una materia optativa de la especialidad de Automatización y Control.

- A pesar de que el fabricante de las baterias, utilizada para este proyecto, especifica que son libre de mantenimiento, se recomienda un chequeo constante de las mismas en orden de evitar una futura corrosión o que sus terminales se sulfateen.

- Se recomienda que después que las baterías hayan alcanzado su vida útil, deberán ser retiradas y llevadas a centros de reciclaje autorizados. Por ningún motivo deben desecharse en campos abiertos o basureros, pues el derrame de la solución de ácido sulfúrico que contienen ocasiona graves daños al suelo, personas y animales. Finalmente, es importante mantener alejados a los niños de las baterías para evitar cortocircuitos o quemaduras accidentales por ácido.

- Se recomienda ubicar a las baterias en un cuarto cerrado y apartado del lugar donde se encuentran las personas, esto es por seguridad de su integridad.

- Se recomienda que se utilicen unicamente las cargas electricas destinadas y para las cuales fueron dimensionados los SAF, el consumo diario de energía del conjunto de aparatos eléctricos no debe sobrepasar la cantidad de energía diaria producida por el sistema fotovoltaico. Es importante recordar que la disponibilidad diaria de energía eléctrica de los sistemas fotovoltaicos es variable pues depende de la radiación solar disponible, del estado de carga de la batería y de la capacidad de los equipos fotovoltaicos instalados, especialmente de la capacidad total de los módulos fotovoltaicos. Por lo tanto, la energía disponible es limitada y hay que utilizar racionalmente los aparatos según ésta.

- Se recomienda que el Consejo Provincial de Pichincha busque financiamiento con fundaciones (ONG's) especializadas en electrificación rural por medio de sistemas fotovoltaicos.

- Se recomienda que en el caso de que no exista el financiamiento para ejecutar todo este proyecto, se atienda primeramente aquellos sectores donde los SAF son destinados para implantarse en escuelas y centros de salud.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- IBAÑEZ PLANA, M., *Tecnología solar*, Tomo 1, 1era Edición, Mundi – Prensa, Barcelona 2004, 544.

- QUADRI, Néstor, *Energía solar*, Tomo 1, 3ra Edición, Alsina, Buenos Aires 2003, 166.

- LEMVIGH – MÜLLER, R., *Energía solar fotovoltaica*, Tomo1, 2da Edición, S.A.P.T. Publicaciones Técnicas, Madrid 2003, 130.

- FOCER, *Manual sobre energía renovable: Solar Fotovoltaica*, Tomo 1, 1era Edición, BUN-CA, San Jóse-Costa Rica 2002, 43.

- TESIS DE GRADO, *Estudio de factibilidad para la aplicación de la tecnologia "Broadband Over Power Line" usando la infraestructura de la red de distribución de las subestaciones San Rafael y Sangolquí de la Empresa Eléctrica Quito*, Tomo 1, 1era Edición, Escuela Politécnica Nacional 2004, 260.

- CONSEJO PROVINCIAL DE PICHINCHA, *Plan General de Desarrollo de Pichincha*, Tomo 2, 1era Edición, AH/editorial, Quito 2002, 422.

- CONSEJO PROVINCIAL DE PICHINCHA, *Catálogo de Proyectos Hidroeléctricos*, Tomo 1, 1era Edición, AH/editorial, Quito 2003, 220.

- INSTITUTO NACIONAL DE ESTADÍSTICA Y CENSO, *Foda 2006 y Datos de población 2001*.

- INSTITUTO NACIONAL DE METEROLOGÍA E HIDROLOGÍA, *Evaluación de la radiación solar en Ecuador y datos de heliofanía*.

- INSTITUTO GEOGRÁFICO MILITAR, *Planos topográficos de la provincia de Pichincha*.

- MINISTERIO DE ELECTRICIDAD Y ENERGÍAS RENOVABLES, *Proyecto fotovoltaico domiciliario del sector "Chiriboga", cantón Quito, provincia de Pichincha*.

- EMPRESA ELÉCTRICA QUITO S.A, *Planos de cobertura de la red eléctrica en la provincia de Pichincha*.

- EMPRESA ELÉCTRICA DEL NORTE, *Costos de extensión y de instalación de red eléctrica y cobertura en la provincia de Pichincha*.

- EMPRESA ELÉCTRICA SANTO DOMINGO, *Costos de extensión y de instalación de red eléctrica y cobertura en la provincia de Pichincha*.

- CONSEJO NACIONAL DE ELECTRIFICACIÓN, *Precios de la energía producida con recursos energeticos renovables no convencionales y datos residenciales de cobertura de energía eléctrica en la provincia de Pichincha.*

- http://www.astromia.com/solar/estrucsol.htm, Estructura física del sol.

- http://www.imcce.fr/vt2004/en/fiches/fiche_n05_08_eng.html, Distancia tierra-sol.

- http://es.wikipedia.org/wiki/Ley_de_Planck, Distribución espectral cuerpos negros.

- http://www.ies-def.upm.es/ISF/programa_2002_0303/4_RadSolar.pdf, Componentes de la radiación solar.

- http://www.inia.org.uy/disciplinas/agroclima/le/cc_helio.htm, Concepto de Heliofanía.

- http://www.meteored.com/ram/numero32/curso/heliografo.html, Funcionamiento de Heliógrafos.

- http: //www.kippzonen.com/, Funcionamiento Piranómetros.
- http: //www.epsea.org/esp/pdf2/Capit03.pdf, Estructura física de la célula fotovoltaica.
- http://weblogs.madrimasd.org/energiasalternativas/archive/2007/05/07/65124.aspx, Funcionamiento de la célula fotovoltaica.
- http://neofronteras.com/?p=753, Marca mundial de eficacia de la celula fotovoltaica.
- http://www.geaconsultores.com/documentos/energiaF/FV_Capi5.pdf, Caracterización de módulos fotovoltaicos.
- http://www.dte.uvigo.es/recursos/baterias/PROYECTO%20FINAL.swf, Funcionamiento acumuladores electroquimicos.
- http://www.epsea.org/esp/pdf2/Capit05.pdf, Baterías recargables.
- http://www.solartronic.com/Ayuda/Preguntas_Frecuentes/, Conexión serie-paralelo de las baterías solares.
- http://www.fisicanet.com.ar/fisica/unidades/tb18_energiaytrabajo.php, Transformación de medidas.
- http://www.affordable-solar.com/solar.panels.htm, Precios de módulos fotovoltaicos
- http://www.solarbuzz.com/Moduleprices.htm, Precios regulados por Wp de los módulos fotovoltaicos.
- http://www.solar4me.com/Store/cart.php?m=product_detail&p=1190, Precio batería Power-Up.
- http://store.altenergystore.com/Inverters/Off-Grid-No-Utility-Needs-Batteries/300-to-999-Watts/Samlex-600W-48V-Heavy-Duty-Samlex-Inverter/p2525/, Precio inversor 600 W/48 V.
- http://www.affordable-solar.com/xantrex.c40.charge.controller.htm, Precio de regulador de carga.

- http://www.affordable-solar.com/xantrex.c35.charge.controller.htm, Precio de regulador de carga

- http://store.altenergystore.com/Inverters/Off-Grid-No-Utility-Needs-Batteries/10-to-299-Watts/Xantrex-250W-PROWATT-250-24V-Inverter/p2187/, Precio de Inversor de 250 W.

- http://www.napssystems.com/products/rural/, Precio del Congelador de vacunas solar.
- http://www.sundanzer.com/prodinfo.htm, Información acerca de congeladores solares.
- http://www.partsonsale.com/sundanzer.html, Precio del congelador solar.
- http://store.altenergystore.com/Charge-Controllers/Solar-Charge-Controllers/Pwm-Type-Solar-Charge-Contollers/Bz-Products-Charge-ControllersPwm-Type/Bz-Products-Bz-240-14A-12V-Pwm-Charge-Controller/p285/, Precio de regulador de carga 12 V.

- http://www.altersystems.com/catalog/samlex-600-watt-inverter-24v-p-1190.html, Precio inversor 600 W/24 V.

- http://www.corralrosales.com/html/articulos_importacion.html#declaracion, Costos de impuestos.

- http://www.solarchill.com, Costos de congeladores de vacunas solares.
- http://www.conelec.gov.ec, Precio Kw/h por medio de generación fotovoltaica.
- http://electric-deer fence.com/electricdeerfences/electricfencechargers/solarpowered.htm, Costo del energizado de cercas.

- http://store.solar-electric.com/tl-116.html, Costo de luminarias.
- http://www.bce.fin.ec, Tasas de interes activa referencial septiembre 2007.

ANEXOS

ANEXO 1

EXTENSIÓN DE RED ELÉCTRICA

PROVINCIA DE PICHINCHA

EMELNORTE

ANEXO 2

EXTENSIÓN DE RED ELÉCTRICA

PROVINCIA DE PICHINCHA

EEQ

ANEXO 3

EXTENSIÓN DE RED ELÉCTRICA

PROVINCIA DE PICHINCHA

EMELSAD

ANEXO 4

IRRADIACIÓN SOLAR GLOBAL

ECUADOR

ANEXO 5

ESPECIFICACIONES TÉCNICAS

LUMINARIAS THIN LITE

ANEXO 6

ESPECIFICACIONES TÉCNICAS

MÓDULO KYOCERA

MODELO KC200GT 200

ANEXO 7

ESPECIFICACIONES TÉCNICAS

BATERÍAS POWER-UP

MODELO PUBP 110-12

ANEXO 8

ESPECIFICACIONES TÉCNICAS

REGULADOR XANTREX

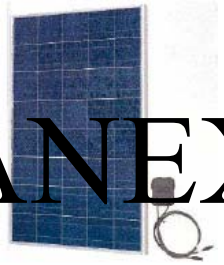
MODELO C-35

ANEXO 9

ESPECIFICACIONES TÉCNICAS

INVERSOR XANTREX

MODELO PROWATT 200 W

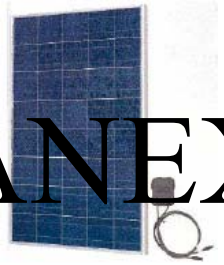


ANEXO 10

ESPECIFICACIONES TÉCNICAS

CABLES FLEXIBLES THW

MARCA CABLEC

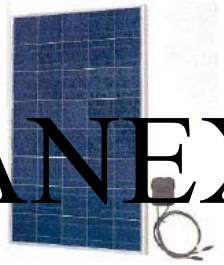


ANEXO 11

ESPECIFICACIONES TÉCNICAS

CABLES DESNUDOS

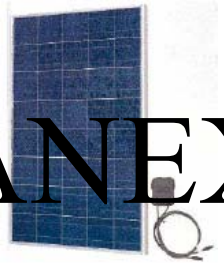
MARCA CABLEC



ANEXO 12

ESPECIFICACIONES TÉCNICAS

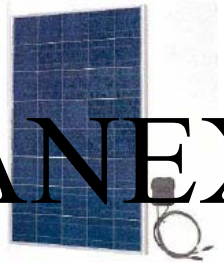
BREAKER 60 ADC



ANEXO 13

ESPECIFICACIONES TÉCNICAS

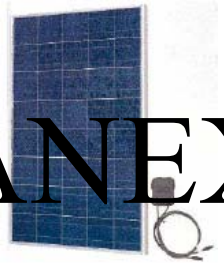
BREAKER 20 ADC



ANEXO 14

ESPECIFICACIONES TÉCNICAS

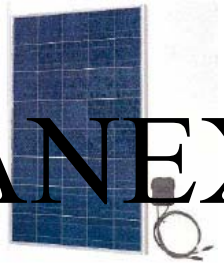
FUSIBLE 20 ADC



ANEXO 15

ESPECIFICACIONES TÉCNICAS

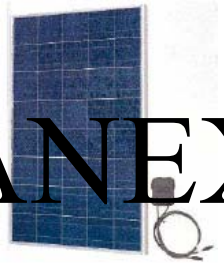
FUSIBLE 10 AAC



ANEXO 16

ESQUEMA ELÉCTRICO DEL SAF

CANTÓN CAYAMBE

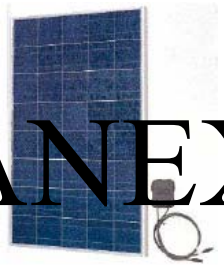


ANEXO 17

ESPECIFICACIONES TÉCNICAS

MÓDULO SHARP

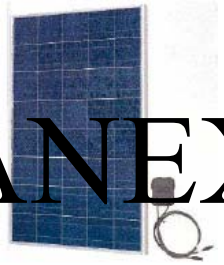
MODELO ND-167U3A



ANEXO 18

ESPECIFICACIONES TÉCNICAS

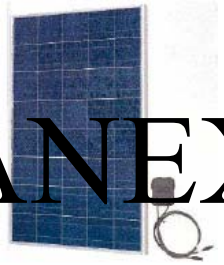
BREAKER 50 ADC



ANEXO 19

ESPECIFICACIONES TÉCNICAS

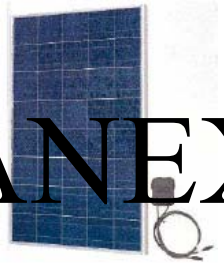
BREAKER 40 ADC



ANEXO 20

ESQUEMA ELÉCTRICO DEL SAF

CANTÓN PEDRO MONCAYO

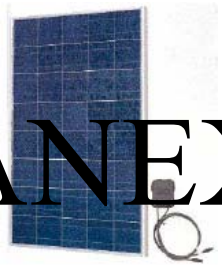


ANEXO 21

ESPECIFICACIONES TÉCNICAS

REFRIGERADORA SUNDANZER

MODELO DCR165

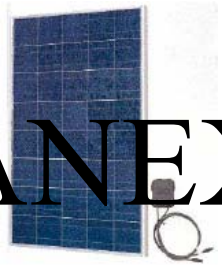


ANEXO 22

TABLAS DE DIMENSIONADO

REFRIGERADORA SUNDANZER

MODELO DCR165

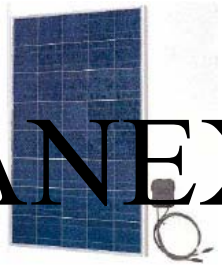


ANEXO 23

ESPECIFICACIONES TÉCNICAS

MÓDULO SHARP

MODELO NE80E2E

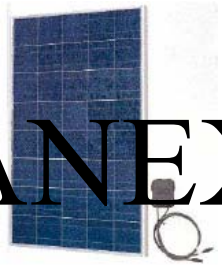


ANEXO 24

ESPECIFICACIONES TÉCNICAS

REGULADOR BZ

MODELO BZ240



ANEXO 25

ESQUEMA ELÉCTRICO DEL SAF

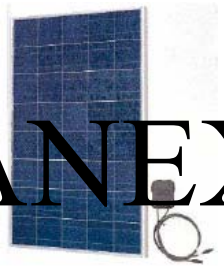
CANTÓN SAN MIGUEL DE LOS BANCOS

ANEXO 26

ESPECIFICACIONES TÉCNICAS

REFRIGERADORA PELTIER

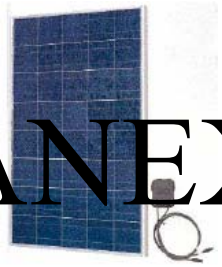
MODELO SF50E



ANEXO 27

ESQUEMA ELÉCTRICO DEL SAF

CANTÓN PEDRO VICENTE MALDONADO

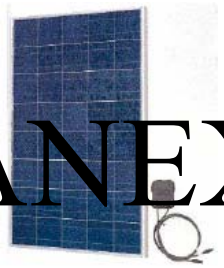


ANEXO 28

ESPECIFICACIONES TÉCNICAS

CONGELADORA NAPS

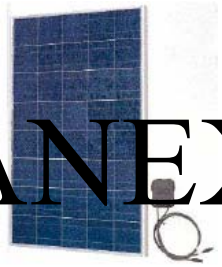
MODELO CFS49ISi



ANEXO 29

ESQUEMA ELÉCTRICO DEL SAF

CANTÓN PUERTO QUITO

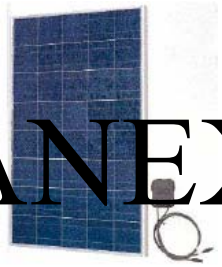


ANEXO 30

ESPECIFICACIONES TÉCNICAS

ENERGIZADOR DE CERCA FI-SHOCK

MODELO SS-440

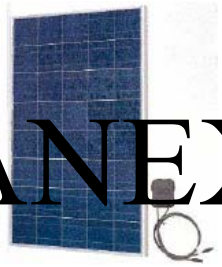


ANEXO 31

ESPECIFICACIONES TÉCNICAS

CABLES DESNUDOS DE ALUMINIO

MARCA COALCO

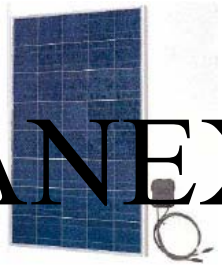


ANEXO 32

ESPECIFICACIONES TÉCNICAS

CABLES FLEXIBLES DE ALUMINIO THW

MARCA COALCO

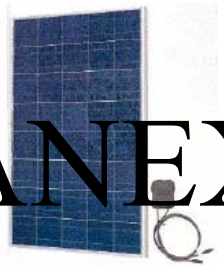


ANEXO 33

ESPECIFICACIONES TÉCNICAS

MÓDULO LUCKY POWER TECHNOLOGY

MODELO LPS-210D



ANEXO 34

ESPECIFICACIONES TÉCNICAS

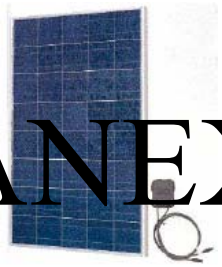
INVERSOR SAMLEX

MODELO S600-148

ANEXO 35

ESQUEMA ELÉCTRICO DEL SAF

CANTÓN MEJÍA

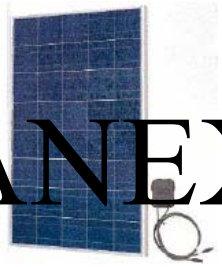


ANEXO 36

ESPECIFICACIONES TÉCNICAS

MÓDULO LUCKY POWER TECHNOLOGY

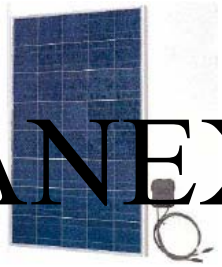
MODELO LPS80E



ANEXO 37

ESQUEMA ELÉCTRICO DEL SAF

CANTÓN RUMIÑAHUI

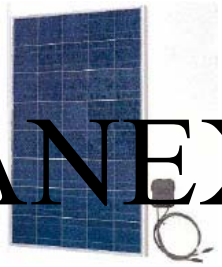


ANEXO 38

ESPECIFICACIONES TÉCNICAS

MÓDULO SHARP

MODELO ND-L3EJEA



ANEXO 39

ESPECIFICACIONES TÉCNICAS

INVERSOR SAMLEX

MODELO PST-155-12

ANEXO 40

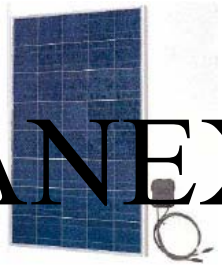
ESPECIFICACIONES TÉCNICAS

BREAKER 45 ADC

ANEXO 41

ESPECIFICACIONES TÉCNICAS

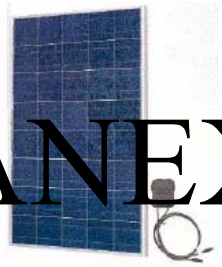
BREAKER 30 ADC



ANEXO 42

ESQUEMA ELÉCTRICO DEL SAF

CANTÓN QUITO



ANEXO 43

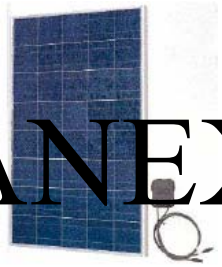
PRECIOS DE EXTENSIÓN DE RED

EMELNORTE

ANEXO 44

PRECIOS DE EXTENSIÓN DE RED

EMELSAD

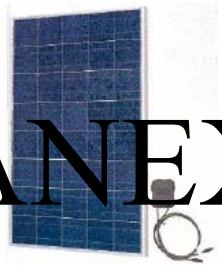


ANEXO 45

ESTACIONES ENCARGADAS DE LA MEDICIÓN

DE RADIACIÓN SOLAR

ECUADOR



ANEXO 46

ATLAS DE RADIACIÓN SOLAR

PERU

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura. 2.1. Características físicas del sol……. 15
Figura. 2.2. Estructura física del sol……. 17
Figura. 2.3. Distribución espectral para cuerpos negros
a distintas temperaturas…….. 17
Figura. 2.4. Procesos que atenúan la radiación solar……..... 19
Figura. 2.4. Componentes de la radiación solar…….… 20
Figura. 2.5. Piranómetro Kipp & Zonen…… 22
Figura. 2.6. Heliógrafo Campbell – Stokes…… 23
Figura. 2.7. Movimiento de rotación de la tierra alrededor del sol…… 24
Figura. 2.8. Coordenadas horarias……. 25
Figura. 2.9. Coordenadas horizontales…….. 26
Figura. 2.10. Distancia mínima entre captadores…….. 27
Figura. 2.11. Distribución porcentual de células
fotovoltaicas en el mercado…….. 38
Figura. 2.12. Evolución de la eficiencia de las células fotovoltaicas
fabricadas por Spectrolab……. 39
Figura. 2.13. Bandas del semiconductor y creación del par electrón-hueco…….. 41
Figura. 2.14. Formación del campo eléctrico en la unión p-n…… 42
Figura. 2.15. Configuración física de la célula fotovoltaica…….. 44
Figura. 2.16. Circuito equivalente de la célula fotovoltaica…….. 46
Figura. 2.17. Curva característica de la célula fotovoltaica…….. 46
Figura. 2.18. Efecto de la irradiancia sobre la curva I –V
de una célula fotovoltaica…… 49
Figura. 2.19. Efecto de la temperatura sobre la curva I-V
de una célula fotovoltaica……. 50
Figura. 2.20a. Evolución de precios de los módulos fotovoltaicos…… 51
Figura. 2.20b. Evolución de eficiencias de los módulos fotovoltaicos…….. 51
Figura. 2.20. Estructura general de los módulos cristalinos…….. 52
Figura. 3.1. Áreas de concesiones de las empresas eléctricas
en la Provincia de Pichincha…… 56
Figura. 3.2. Estructura política del cantón Cayambe……. 57
Figura. 3.3. Ubicación y límites del cantón Cayambe…… 58

Figura. 3.4. Extensión de la red eléctrica convencional, cantón Cayambe…… 60
Figura. 3.5. Estructura política del cantón Pedro Moncayo…….. 63
Figura. 3.6. Ubicación y límites del cantón Pedro Moncayo…… 63
Figura. 3.7. Extensión de la red eléctrica convencional
cantón Pedro Moncayo…….. 65
Figura. 3.8. Estructura política del cantón San Miguel de los Bancos…….. 68
Figura. 3.9. Ubicación y límites del cantón San Miguel de los Bancos…… 69
Figura. 3.10. Extensión de la red eléctrica convencional
cantón San Miguel de Los Bancos…….. 70
Figura. 3.11. Estructura política del cantón Pedro Vicente Maldonado…… 75
Figura. 3.12. Ubicación y límites del cantón Pedro Vicente Maldonado…….. 75
Figura. 3.13. Extensión de la red eléctrica convencional
cantón Pedro Vicente Maldonado…… 77
Figura. 3.14. Estructura política del cantón Puerto Quito……. 80
Figura. 3.15. Ubicación y límites del cantón Puerto Quito…….. 80
Figura. 3.16. Extensión de la red eléctrica convencional
cantón Puerto Quito……. 82
Figura. 3.17. Estructura política del cantón
Santo Domingo de los Colorados……. 85
Figura. 3.18. Ubicación y límites del cantón
Santo Domingo de los Colorados…… 86
Figura. 3.20. Estructura política del cantón Mejía…… 89
Figura. 3.21. Ubicación y límites del cantón Mejía……. 89
Figura. 3.22. Extensión de la red eléctrica convencional, cantón Mejía…….. 91
Figura. 3.23. Estructura política del cantón Rumiñahui…… 94
Figura. 3.24. Ubicación y límites del cantón Rumiñahui…….. 95
Figura. 3.25. Extensión de red eléctrica convencional, cantón Rumiñahui…….. 96
Figura. 3.26. Estructura política del Distrito Metropolitano de Quito…….. 100
Figura. 3.27. Ubicación y límites del Distrito Metropolitano de Quito…… 100
Figura. 3.28. Extensión de red eléctrica convencional cantón Quito……... 103
Figura. 4.1. Elementos de un sistema autónomos fotovoltaico……. 106
Figura. 4.2. Esquema de protecciones en una conexión
de módulos fotovoltaicos…….. 108
Figura. 4.3. Estructura de la batería plomo – ácido…….. 109

Figura. 4.4. Elementos de una batería plomo – ácido……... 110
Figura. 4.5. Numero de ciclos de vida en función de la profundidad de descarga…….... 112
Figura. 4.6. Efecto de la temperatura sobre la tensión de carga
de una batería de plomo-acido……... 115
Figura. 4.7. Circuito Monofásico de dos conductores…….. 120
Figura. 5.1. Distribución de componentes de un Sistema Autónomo…….. 246
Figura. 5.2. Costos de operación y reemplazo en los SAF……... 263

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla. 2.1. Valores de irradiancia global y difusa en distintas condiciones meteorológicas
Tabla. 2.2. Albedo de distintas superficies…… 21
Tabla. 2.3. Características principales de los climas dominantes…….. 36
Tabla. 2.4. Saltos energéticos E_g de varios materiales semiconductores…….. 40
Tabla. 2.5. Células comerciales con sus respectivas eficiencias…… 48
Tabla. 3.1. Cobertura del suministro eléctrico en Pichincha……. 55
Tabla. 3.2. Vivienda y cobertura eléctrica cantón Cayambe……. 59
Tabla. 3.3. Heliofanía y radiación solar cantón Cayambe……. 59
Tabla. 3.4. Vivienda y cobertura eléctrica cantón Pedro Moncayo…….. 64
Tabla. 3.5. Heliofanía y radiación solar cantón Pedro Moncayo…….. 64
Tabla. 3.6. Vivienda y cobertura eléctrica cantón San Miguel de los Bancos……..... 69
Tabla. 3.7. Heliofanía y radiación solar cantón San Miguel de los Bancos……..... 70
Tabla. 3.8. Vivienda y cobertura eléctrica cantón Pedro Vicente Maldonado……. 76
Tabla. 3.9. Heliofanía y radiación solar cantón Pedro Vicente Maldonado……. 76
Tabla. 3.10. Vivienda y cobertura eléctrica cantón Puerto Quito…… 81
Tabla. 3.11. Heliofanía y radiación solar cantón Puerto Quito…… 81
Tabla. 3.12. Vivienda y cobertura eléctrica cantón Santo Domingo de los Colorados…. 86
Tabla. 3.13. Heliofanía y radiación solar cantón Santo Domingo de los Colorados……. 87
Tabla. 3.14. Vivienda y cobertura eléctrica cantón Mejía……. 90
Tabla. 3.15. Heliofanía y radiación solar cantón Mejía, sector Tandapi…….. 90
Tabla. 3.16. Vivienda y cobertura eléctrica cantón Rumiñahui…… 95
Tabla. 3.17. Heliofanía y radiación solar cantón Rumiñahui…… 96
Tabla. 3.18. Población y cobertura eléctrica Distrito Metropolitano de Quito……. 101
Tabla. 3.19. Heliofanía y radiación solar Distrito Metropolitano de Quito……. 102
Tabla. 4.1. Características de distintos tipos de baterías…….. 113
Tabla. 4.2. Efecto de la temperatura sobre la capacidad de carga de una batería de plomo-acido…… 114
Tabla. 4.3. Valores de K_{sc} para conductores de cobre y aluminio…… 120

Tabla. 4.4. Cuadro de requerimiento diario de energía eléctrica (CA) cantón Cayambe…… 123
Tabla. 4.5. Cuadro de requerimiento diario de energía eléctrica (CC) cantón Cayambe…… 124

Tabla. 4.6. Cuadro de promedio de radiación diaria disponible
cantón Cayambe…… 127
Tabla. 4.7. Tabla de determinación del peor mes cantón Cayambe…… 128
Tabla. 4.8. Cuadro de requerimiento diario de energía eléctrica (CA)
cantón Pedro Moncayo……. 148
Tabla. 4.9. Cuadro de promedio de radiación diaria disponible
cantón Pedro Moncayo…….. 149
Tabla. 4.10. Tabla de determinación del peor mes cantón Pedro Moncayo……..... 150
Tabla. 4.11. Cuadro de requerimiento diario de energía eléctrica (CA)
cantón San Miguel de Los Bancos…..……. 164
Tabla. 4.12. Cuadro de requerimiento diario de energía eléctrica (CC)
cantón San Miguel de Los Bancos…..…… 164
Tabla. 4.13. Cuadro de promedio de radiación diaria disponible
cantón San Miguel de Los Bancos…..……. 165
Tabla. 4.14. Tabla de determinación del peor mes
cantón San Miguel de Los Bancos…..……. 165
Tabla. 4.15. Cuadro de requerimiento diario de energía eléctrica (CA)
cantón Pedro Vicente Maldonado…..…….. 180
Tabla. 4.16. Cuadro de requerimiento diario de energía eléctrica (CC)
cantón Pedro Vicente Maldonado…..…….. 180
Tabla. 4.17. Cuadro de promedio de radiación diaria disponible
cantón Pedro Vicente Maldonado…..……... 181
Tabla. 4.18. Tabla de determinación del peor mes
cantón Pedro Vicente Maldonado……..…….. 181
Tabla. 4.19. Cuadro de requerimiento diario de energía eléctrica (CA)
cantón Puerto Quito……. 191
Tabla. 4.20. Cuadro de requerimiento diario de energía eléctrica (CC)
cantón Puerto Quito……. 191
Tabla. 4.21. Cuadro de promedio de radiación diaria disponible
cantón Puerto Quito…….…… 192
Tabla. 4.22. Tabla de determinación del peor mes cantón Puerto Quito...…….. 192
Tabla. 4.23. Cuadro de requerimiento diario de energía eléctrica (CC)
cantón Santo Domingo de los Colorados……...……. 199
Tabla. 4.24. Cuadro de promedio de radiación diaria disponible

cantón Santo Domingo de los Colorados……. 199
Tabla. 4.25. Cuadro de requerimiento diario de energía eléctrica (CA)
cantón Mejía…….. ……. 203
Tabla. 4.26. Cuadro de requerimiento diario de energía eléctrica (CC)
cantón Mejía……...……. 203
Tabla. 4.27. Cuadro de promedio de radiación diaria disponible
cantón Mejía…… 204
Tabla. 4.28. Tabla de determinación del peor mes cantón Mejía…..…….. 205
Tabla. 4.29. Cuadro de requerimiento diario de energía eléctrica (CA)
cantón Rumiñahui……...……. 217
Tabla. 4.30. Cuadro de requerimiento diario de energía eléctrica (CD)
cantón Rumiñahui……...……. 217
Tabla. 4.31. Cuadro de promedio de radiación diaria disponible
cantón Rumiñahui……...…… 218
Tabla. 4.32. Tabla de determinación del peor mes cantón Rumiñahui..…….. 219
Tabla. 4.33. Cuadro de requerimiento diario de energía eléctrica (CA)
cantón Quito……..…….. 231
Tabla. 4.34. Cuadro de requerimiento diario de energía eléctrica (CD)
cantón Quito……..……. 231
Tabla. 4.35. Cuadro de promedio de radiación diaria disponible
cantón Quito……...…… 232
Tabla. 4.36. Tabla de determinación del peor mes cantón Quito…….. 232
Tabla. 5.1. Costos e ingresos directos e indirectos del proyecto……. 245
Tabla. 5.2. Cronograma de actividades proyecto fotovoltaico Chiriboga…… 247
Tabla. 5.3. Cronograma de ejecución de instalación de SAF a corto plazo……. 247
Tabla. 5.4. Numero de beneficiados por la instalación de prototipos de SAF……. 248
Tabla. 5.5. Costos unitarios del SAF sector “Moras”…….. 248
Tabla. 5.6. Costos unitarios del SAF sector “Chaupiloma”..…….. 249
Tabla. 5.7. Costos unitarios del SAF sector “Colinas del Río Blanco”……... 249
Tabla. 5.8. Costos unitarios del SAF sector “Nueva unión”…… 250
Tabla. 5.9. Costos unitarios del SAF sector “San Juan de Puerto Quito”…… 250
Tabla. 5.10. Costos unitarios del SAF sector “La independencia”…….. 250
Tabla. 5.11. Costos unitarios del SAF sector “Sarapullo Alto”……... 251
Tabla. 5.12. Costos unitarios del SAF sector “Miraflores”……. 251

Tabla. 5.13. Costos unitarios del SAF sector “Chiriboga”…….. 252
Tabla. 5.14. Costos total de los nueves prototipos de SAF……. 252
Tabla. 5.15. Costos de equipamiento del SAF sector “Moras”……... 254
Tabla. 5.16. Costos de equipamiento del SAF sector “Chaupiloma”……. 255
Tabla. 5.17. Costos de equipamiento del SAF sector “Colinas del Río Blanco”…… 256
Tabla. 5.18. Costos de equipamiento del SAF sector “Nueva Unión”…… 257
Tabla. 5.19. Costos de equipamiento del SAF sector “San Juan de Puerto Quito”……. 258
Tabla. 5.20. Costos de equipamiento del SAF sector “La Independencia”……. 259
Tabla. 5.21. Costos de equipamiento del SAF sector “Sarapullo Alto”…….. 260
Tabla. 5.22. Costos de equipamiento del SAF sector “Miraflores”……. 261
Tabla. 5.23. Costos de equipamiento del SAF sector “Chiriboga”……. 262
Tabla. 5.24. Costos totales de equipamiento del los nueve SAF……. 263
Tabla. 5.25. Costos de reemplazo del SAF sector “Moras”…… 264
Tabla. 5.26. Costos de reemplazo del SAF sector “Chaupiloma”…….. 264
Tabla. 5.27. Costos de reemplazo del SAF sector “Colinas del Río Blanco”……. 264
Tabla. 5.28. Costos de reemplazo del SAF sector “La independencia”…….. 265
Tabla. 5.29. Costos de reemplazo del SAF sector “Sarapullo Alto”……... 265
Tabla. 5.30. Costos de reemplazo del SAF sector “Miraflores”……. 265
Tabla. 5.31. Costos de reemplazo del SAF sector “Chiriboga”…….. 265
Tabla. 5.32. Costos totales de reemplazo de los acumuladores de los SAF…… 266
Tabla. 5.33. Costos de inversión inicial para el Consejo Provincial…… 266
Tabla. 5.34. Costos de inversión totales durante todo el periodo de aplicación…….. 267
Tabla. 5.35. Costos de inversión totales para EMELNORTE……. 268
Tabla. 5.36. Costos de inversión totales para EEQ…… 268
Tabla. 5.37. Costos de inversión totales para EMELSAD…….. 268
Tabla. 5.38. Cuadro de tarifa mensual por el servicio de energía eléctrica……. 269
Tabla. 5.39. Cuadro de tarifa adicional…… 270
Tabla. 5.40. Cuadro de tarifa mensual por el servicio de energía eléctrica……. 270
Tabla. 5.41. Numero de beneficiados por la instalación de prototipos de SAF…….. 271
Tabla. 5.42. Evaluación económica……. 275
Tabla. 5.43. Beneficio Neto total para el periodo de aplicación del proyecto
para el primer año de funcionamiento……. 277
Tabla. 5.44. Índices económicos para el periodo de aplicación del proyecto
para el primer año de funcionamiento……. 277

Tabla. 5.45. Beneficio Neto total para el periodo de aplicación del proyecto
Para los años sin egresos…….. 278
Tabla. 5.46. Índices económicos para el periodo de aplicación del proyecto
para los años sin egresos…….. 278
Tabla. 5.47. Beneficio Neto total para el periodo de aplicación del proyecto
donde se necesita el reemplazo de elementos…….. 279
Tabla. 5.48. Índices económicos para el período de aplicación del proyecto
donde se necesita el reemplazo de elementos…….. 280
Tabla. 5.49. Costos de implementación del proyecto a largo plazo…… 282
Tabla. 5.50. Cuadro de distancias del sector a la red eléctrica…… 284
Tabla. 5.51. Costos aproximados de extender la red eléctrica
cantón Cayambe…….. 284
Tabla. 5.52. Costos aproximados de extender la red eléctrica
cantón Pedro Moncayo…… 285
Tabla. 5.53. Costos aproximados de extender la red eléctrica
cantón San Miguel de Los Bancos…….. 285
Tabla. 5.54. Costos aproximados de extender la red eléctrica
cantón Pedro Vicente Maldonado……... 286
Tabla. 5.55. Costos aproximados de extender la red eléctrica
cantón Puerto Quito……. 286
Tabla. 5.56. Costos aproximados de extender la red eléctrica cantón Mejía……... 287
Tabla. 5.57. Costos aproximados de extender la red eléctrica
Cantón Rumiñahui……... 287
Tabla. 5.58. Costos aproximados de extender la red eléctrica
Cantón Quito…… 288
Tabla. 5.59. Costo total aproximado de extender la red eléctrica……..... 288

GLOSARIO

A

albedo, 21
acimut solar, 26, 27
acumuladores,
- capacidad,110
- capacidad energética, 110
- de energía eléctrica, 108
- electroquímicos, 108
- régimen de carga/descarga, 110
- tensión, 110
- tensión de corte, 111

ajardinamiento, 37
altura,
- solar, 26, 27, 28
- solar máxima, 27

altitud, 35, 64,69, 76, 81, 86, 90, 95,102
ángulo,
- horario solar, 24
- horario ocaso del sol ph, 21
- horario ocaso del sol pi, 21
- horario salida del sol ph, 21
- horario salida del sol pi, 21

área,
- del conductor, 119

B

banda,
- de conducción, 40
- de valencia, 40
- prohibida, 40
- de energía, 40

batería,
- auto descarga, 112
- ciclos de vida, 111
- densidad de energía, 113
- densidad de potencia, 113
- estacionaria, 113
- estado de carga, 111
- vida, 112

beneficio,
- neto (BN), 271, 272, 273

C

caída de tensión, 119
células fotovoltaicas,
- circuito equivalente, 46
- curva característica, 46
- de silicio cristalino, 38
- de silicio amorfo, 38
- policristalinas, 38, 39

cenit, 25
clima,
- microclimas, 34
- latitudinales, 34
- locales, 34
- regionales, 34

consejo nacional de electrificación
- CONELEC, 55

constante,
- boltzman, 45
- solar, 18
- cortocircuito *Ksc*, 140

cociente (Y_{max}), 128, 150, 166, 182, 233
consumo total,
- en corriente alterna ,124
- en corriente continua, 124
- medio diario, 125

D

declinación solar, 24
diodos,
- de by pass, 107
- de bloqueo, 107

dimensionado,

subsistema de captación, 106
subsistema de acumulación, 108
subsistema de regulación, 115
subsistema de adaptación, 117
subsistema de transporte, 118
subsistema de protección, 120
distribución espectral, 18, 53
dirección de energías renovables
DEREE, 102, 103, 104, 290

E

ecuación de tiempo, 25
eficiencia,
de carga, 112
de conversión, 38, 52, 107
de inversor, 124, 164, 191, 218
de los equipos, 33
efecto fotovoltaico, 22, 37, 39, 42,43
electrolito, 109, 111, 113, 114, 115, 116
elíptica, 23, 29
empresa eléctrica,
del norte EMELNORTE, 56, 66
Quito EEQ, 56, 244, 285,
Santo Domingo EMELSAD, 56
energía,
de gap, 39
solar activa, 32, 33
solar pasiva, 32, 33
estado de carga SOC, 111, 116, 295

F

factor,
de forma y eficiencia, 46, 47, 48
de idealidad, 45
de seguridad, 124,129,148, 180
de simultaneidad, 135, 154, 172
fondos de electrificación urbano marginal,
FERUM, 244, 266, 267, 293
fortalecimiento de la capacidad en energía renovable,
FOCER, 246, 253, 264, 269, 297
free on board,
FOB, 252
flujo de caja neto, 274

G

ganancias accidentales, 32
generación,
termoeléctrica, 12
hidroeléctrica, 12
fotovoltaica, 12

H

heliofanía, 18, 22, 23
heliógrafos, 22
heliofanógrafos, 22

I

igualadores de carga,
charge equalizers CHEQ, 116
instituto de estadística y censos del Ecuador,
INEC, 55, 59, 64
instituto nacional de meteorología e hidrología,
INHAMI, 20, 23, 290, 294
índice de claridad, 20, 30, 31
insolación máxima diaria, 18
intensidad,
convencional de protección, 140
de corriente aplicada, 119
de cortocircuito, 46, 47, 49, 50, 53
de cortocircuito, 120
de utilización de conductor, 140
máxima de cortocircuito, 140
máxima del conductor, 140
nominal del interruptor, 133
nominal del interruptor, 133
nominal de protección, 140
pico, 46, 47
inversión inicial, 272
inversores,
electrónicos, 118
rotativos, 118
irradiancia, 18, 19, 20, 21, 22, 24
irradiación,
extraterrestre, 29, 124, 149
extraterrestre diaria, 29
del plano inclinado, 124, 149
difusa diaria, 30

L

longitud,
de difusión, 43
del conductor, 119

M

método,
de Klein, 31
mes más desfavorable, 5
material,
dieléctrico antirreflectante, 44
activo, 109
módulo fotovoltaico, 52, 291
mantenimiento,
acumuladores, 142
en flotación, 116

N

nadir, 25
número,
de células en serie, 54
de células en paralelo, 55
de días de autonomía, 135, 152

O

observador, 24, 25, 26
orientación, 35
orografía del terreno, 35

P

período de recuperación del capital,
PRC, 273, 277, 278, 280
Piranómetro, 21, 294, 295
Pirheliómetro, 21
Placas, 109, 113, 114
poder de corte, 140
posibilidad,
de transformación, 12
del usuario, 271
potencia,
en servicio continuo, 117, 134
máxima, 46, 47, 48, 53
pico, 46, 47, 53, 117, 118, 134
pico del inversor, 134, 135, 210
profundidad,
máxima de descarga, 111, 114
máxima de descarga profunda,111
máxima de descarga superficial
protección,
contra contactos directos, 121
contra sobrecargas, 121
contra sobretensiones, 121
posterior, 53

R

radiación,
directa, 19, 20, 21, 30
difusa, 19, 20, 21, 30, 31
extratmosférica, 19
global, 19, 20, 21, 24, 30, 126
reflejada, 19, 30
resistencia serie, 45, 47, 48
resistencia paralelo, 45
rejillas, 109, 113
rendimiento,
faradaico, 112
energético, 112, 113
Resistividad eléctrica del materia, 119l
Rentabilidad R, 278, 279

S

salto energético, 40, 41, 43
sección,
del conductor, 119, 138, 137
necesaria, 120
semiconductores,
intrínsecos, 41
extrínsecos, 41
separadores, 109
sistemas,
autónomos de la red eléctrica, 105

autónomos fotovoltaicos SAF, 5, 21, 57, 62
conectados a la red eléctrica, 105

T

tasa,
interna de retorno TIR, 6, 272
de interés activa vigente, 274
tecnología de aprovechamiento pasivo, 32
temperatura normales de operación NOCT, 53, 54
tensión,
en circuito abierto, 46, 47, 53, 54
en cortocircuito, 54
de trabajo subsistema de acumulación, 131
nominal, 51, 111, 117, 119, 130
nominal de cada elemento acumulador, 114
nominal de trabajo del regulador, 133, 134
pico, 168, 207
tiempo,
de duración del cortocircuito, 140
de respuesta del dispositivo de protección, 140
transferencia de calor y aislamiento, 33

V

valor presente neto VPN, 6, 272
ventilación e infiltración., 33

ÍNDICE DE DATASHEETS

	Anexo #
1. Especificaciones técnicas luminarias Thin-Lite……...	5
2. Especificaciones técnicas módulo Kyocera KC200GT……	6
3. Especificaciones técnicas baterías PowerUp PUBP 110-12…….	7
4. Especificaciones técnicas regulador Xantrex C-35……..	8
5. Especificaciones técnicas inversor Xantrex Prowatt 200 W…….	9
6. Especificaciones técnicas cables flexibles THW Cablec…….	10
7. Especificaciones técnicas cables desnudos Cablec……..	11
8. Especificaciones técnicas breaker 60 ADC……..	12
9. Especificaciones técnicas breaker 20 ADC……..	13
10. Especificaciones técnicas fusible 20 ADC…….	14
11. Especificaciones técnicas fusible 10 AAC…….	15
12. Especificaciones técnicas módulo Sharp ND167U3A……	17
13. Especificaciones técnicas breaker 50 ADC…….....	18
14. Especificaciones técnicas breaker 40 ADC…….	19
15. Especificaciones técnicas refrigeradora Sundanzer DCR165…….	21
16**.** Tablas de dimensionado refrigeradora Sundanzer DCR165……..……	22
17. Especificaciones técnicas módulo Sharp NE80E2E……...	23
18. Especificaciones técnicas regulador regulador BZ BZ240…….	24
19. Especificaciones técnicas refrigeradora Peltier SF50E……..	26
20. Especificaciones técnicas congeladora Naps CFS49ISi…….	28
21. Especificaciones técnicas energizador de cercas Fi-Shock SS-440……	30
22. Especificaciones técnicas cables desnudos de aluminio Coalco……	31
23. Especificaciones técnicas cables flexibles de aluminio THW Coalco……...	32
24. Especificaciones técnicas módulo Lucky Power Technology LPS210D……...	33
25. Especificaciones técnicas inversor Samlex S600-148……	34
26. Especificaciones técnicas módulo Lucky Power Technology LPS80E…….....	36
27. Especificaciones técnicas módulo Sharp ND-L3EJEA……..	38
28. Especificaciones técnicas inversor Samlex PST-155-12……	39

29. Especificaciones técnicas breaker 45 ADC……. 40
30. Especificaciones técnicas breaker 30 ADC…….. 41

ÍNDICE DE ACRÓNIMOS

SAF……. Sistema Autónomo Fotovoltaico

SF…… Sistema Fotovoltaico

EVA……. Etil Vinilo Acetileno

NOCT…….. Temperatura en condiciones normales de operación

SOC……. Estado de Carga

CHEQ…….. Igualadores de Carga

INHAMI…….. Instituto Nacional de Meteorología e Hidrología

INEC…… Instituto de Estadistica y Censos del Ecuador

CONELEC…….. Consejo Nacional de Electricidad

EEQSA…… Empresa Eléctrica Quito S.A

EMELNORTE…… Empresa Eléctrica del Norte

EMELSAD……. Empresa Eléctrica Santo Domingo

MEER……. Ministerio de Electricida y Energia Renovable

DEREE…… Dirección de Energías Renovables y Eficiencia Energética

FERUM……... Fondos de Electrificacion Rural Marginal

FOCER…… Fortalecimiento de la Capacidad en energia renovable

BN……... Beneficio Neto

TIR…….. Tasa Interna de Retorno

PRC……. Periodo de Recuperación del Capital

R…….. Rentabilidad

Noviembre 28, 2007

Ing. Victor Proaño Rosero	Pablo A. Loayza Valarezo
COORDINADOR DE CARRERA	AUTOR