

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

**FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y
ELECTRÓNICA**

**EVALUACIÓN TÉCNICA Y ECONÓMICA DE LA
IMPLEMENTACIÓN DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS PARA LA
ELECTRIFICACIÓN DE RADIO BASES REMOTAS DE CNT**

**TRABAJO DE TITULACIÓN PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE
INGENIERO EN “INGENIERÍA ELÉCTRICA”**

**SAMUEL ESTEBAN ORTIZ FUSTILLOS
sam_esteban_pm@hotmail.com**

**DAVID ISRAEL PUMA CAIZA
davidisrael.puma@gmail.com**

**DIRECTOR: Dr. GABRIEL BENJAMIN SALAZAR YÉPEZ
gabriel.salazar@epn.edu.ec**

Quito, AGOSTO de 2018

AVAL

Certificamos que el presente trabajo fue desarrollado por Samuel Esteban Ortiz Fustillos y David Israel Puma Caiza, bajo mi supervisión.

Dr. GABRIEL BENJAMIN SALAZAR YÉPEZ
DIRECTOR DEL TRABAJO DE TITULACIÓN

DECLARACIÓN DE AUTORÍA

Nosotros, Samuel Esteban Ortiz Fustillos y David Israel Puma Caiza, declaramos bajo juramento que el trabajo aquí descrito es de nuestra autoría; que no ha sido previamente presentada para ningún grado o calificación profesional; y, que hemos consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

A través de la presente declaración cedemos nuestros derechos de propiedad intelectual correspondientes a este trabajo, a la Escuela Politécnica Nacional, según lo establecido por la Ley de Propiedad Intelectual, por su Reglamento y por la normatividad institucional vigente.

SAMUEL ESTEBAN ORTIZ FUSTILLOS

DAVID ISRAEL PUMA CAIZA

DEDICATORIA

A mi madre Lourdes y mi tía Anita por su amor incondicional, por su ejemplo de valentía por siempre apoyarme, y sobre todo en memoria de mi hermano Daniel, su recuerdo es el motor para seguir cumpliendo mis objetivos.

“Al Budo por estar donde quiso siempre estar.”

Is.

AGRADECIMIENTO

Dejar evidenciado el gran agradecimiento al Dr. Gabriel Salazar por su acertada tutoría para el desarrollo de este proyecto, por su ejemplo integro profesional y personal.

A mi tía Anita, mi madre Lourdes y mi padre Luis Oswaldo por su incondicional amor e incondicional apoyo, a mi familia y a todos mis amigos que formaron parte de esta grata etapa de mi vida.

Israel

DEDICATORIA

Este logro va dedicado al ser más especial que amo mi hija Sophie, espero que pueda seguir cumpliendo metas junto a ella y crecer juntos cada día

A mis padres Laura y Jorge quienes siempre me acompañaron en este sueño y me apoyaron siempre para poder cumplir la meta de obtener este título profesional con su ejemplo y dedicación.

A mis abuelitos que nunca me dejaron de apoyar con sus oraciones y palabras.

Sam

AGRADECIMIENTO

Quiero agradecer infinitamente a Dios por haber permitido que pueda lograr esta meta por darme a los mejores padres los cuales siempre me apoyaron con su ejemplo y sacrificio desde los inicios de este gran sueño.

Mi Padre que es mi gran ejemplo de superación y de esfuerzo para lograr las metas que uno se propone, con honestidad y sacrificio.

Mi Madre que sus consejos y cuidados me llevaron a entender que cada cosa lograda es un proceso de aprendizaje y dedicación.

Mi abuelito Miguel que siempre tenía una palabra de aliento para saber que nunca estaba solo.

Por ello este logro es suyo.

Sam

ÍNDICE DE CONTENIDO

AVAL	I
DECLARACIÓN DE AUTORÍA	II
DEDICATORIA	III
AGRADECIMIENTO	IV
DEDICATORIA	V
AGRADECIMIENTO	VI
RESUMEN.....	XI
ABSTRACT	XII
1. INTRODUCCIÓN.....	1
1.1 OBJETIVOS.....	2
1.1.1 OBJETIVO GENERAL.....	2
1.1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS.....	2
1.2 ALCANCE	2
1.3 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	3
2. MARCO TEÓRICO	4
2.1 ENERGÍA SOLAR EN ECUADOR.....	4
2.1.1 INTRODUCCIÓN.....	4
2.1.2 POTENCIAL SOLAR EN ECUADOR	5
2.2 CONFIGURACIÓN DE LOS SISTEMAS FOTOVOLTAICOS	11
2.2.1 INTRODUCCIÓN	11
2.2.2 PANEL FOTOVOLTAICO PRINCIPAL.....	12
2.3 CURVA I-V PARA CELDA FOTOVOLTAICO EN STC	13
2.3.1 CONDICIONES DE PRUEBA ESTÁNDAR (STC) (STANDARD TEST CONDITIONS)	13
2.3.2 EFECTO DE LA RADIACIÓN SOLAR EN EL RENDIMIENTO DEL PANEL FOTOVOLTAICO	13
2.3.3 EFECTO DE LA TEMPERATURA EN EL RENDIMIENTO DEL PANEL FOTOVOLTAICO	15
2.4 TIPOS DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS	17
2.4.1 SISTEMAS FOTOVOLTAICOS AUTÓNOMOS.....	17
2.4.1.1 Sistema Autónomo DC sin Banco de Baterías.....	17
2.4.1.2 Sistema autónomo AC sin Banco de Baterías	18
2.4.1.3 Sistema Autónomo DC con Banco de Baterías.....	18
2.4.1.4 Sistema autónomo con batería y salida de DC y AC.....	19

2.4.1.5 Sistema autónomo con batería y sin salida de DC	19
2.4.1.6 Sistema autónomo con generador como respaldo (sistema híbrido)	20
2.4.2 SISTEMAS FOTOVOLTAICOS CONECTADOS A LA RED PÚBLICA	20
2.4.2.1 Sistema conectado a la red sin batería	20
2.4.2.2 Sistema conectado a la red con banco de baterías.....	21
2.4.2.3 Sistema conectado a la red con rectificador para carga de banco baterías	21
2.5 SELECCIÓN DE ELEMENTOS DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO.....	22
2.6 MÉTODOS PARA EL DIMENSIONAMIENTO DE SISTEMA FOTOVOLTAICO	22
2.7 ENERGÍA SOLAR Y TELECOMUNICACIONES	30
2.7.1 INTRODUCCIÓN	30
2.7.2 ENERGÍA SOLAR EN TELECOMUNICACIONES EN EL MUNDO.....	31
3. DIMENSIONAMIENTO DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO PARA LA ELECTRIFICACIÓN DE RESPALDO PARA RADIO BASES REMOTAS DE CNT EN ECUADOR.....	33
3.1 RADIO BASE CNT EN ECUADOR	33
3.2 ELEMENTOS RADIO BASES.....	34
3.3 RED NACIONAL TRONCALIZADA NACIONAL DE CNT	35
3.2.1 INFORMACIÓN GENERAL DE RADIO BASES REMOTAS DE RED TRONCALIZADA NACIONAL DE CNT PARA EL CASO DE ESTUDIO	37
3.3.1.1 Radio Base Santa Bárbara	37
3.3.1.2 Radio Base: La Belleza	37
3.3.1.3 Radio Base: La Viudita	38
3.3.1.4 Radio Base: Yamboya	38
3.2.2 EQUIPOS DE LAS RADIO BASES REMOTAS DE LA RED TRONCALIZADAS DE CNT	39
3.4 CASO DE ESTUDIO: RADIO BASES DE RED NACIONAL TRONCALIZADA DE CNT	43
3.4.1 SITUACIÓN ACTUAL DE LAS RADIO BASES REMOTAS DE LA RED TRONCALIZADA NACIONAL DE CNT.....	43
3.4.2 CONSIDERACIONES PARA EL DISEÑO DE SISTEMA FOTOVOLTAICO PARA LA ELECTRIFICACIÓN DE RADIO BASES REMOTAS DE CNT.....	43
3.5 ESTUDIO DE DEMANDA	46
3.5.1 RADIO BASE SANTA BARBARA.....	46
3.5.2 RADIO BASE LA BELLEZA.....	47
3.5.3 RADIO BASE LA VIUDITA.....	48
3.5.4 RADIO BASE YAMBOYA	49

3.6 DIMENSIONAMIENTO DE LOS SISTEMAS FOTOVOLTAICOS PARA ELECTRIFICACIÓN DE RADIO BASES REMOTAS DE LA RED TRONCALIZADA NACIONAL DE CNT	50
3.6.1 CASO DE ESTUDIO: RADIO BASE SANTA BÁRBARA	51
3.6.2 DIMENSIONAMIENTO PANELES SOLARES	53
3.6.2.1 Dimensionamiento	53
3.6.3 DIMENSIONAMIENTO BATERÍAS	56
3.6.4 DIMENSIONAMIENTO CARGADOR	58
3.6.5 DIMENSIONAMIENTO DEL INVERSOR	59
3.6.6 DIMENSIONAMIENTO BREAKER	60
3.6.7 DIMENSIONAMIENTO DE CABLE	61
3.6.7.1 Tramo Arreglos Fotovoltaicos conexión a Caja de Conexiones	63
3.6.7.2 Tramo Caja de Conexiones Arreglos Fotovoltaicos – Regulador Cargador	63
3.6.7.3 Tramo Regulador Cargador – Baterías	63
3.6.7.4 Tramo Regulador Cargador – Carga	63
3.7 DISEÑO DE SISTEMA FOTOVOLTAICO DE RESPALDO PARA LAS CUATRO RADIOS BASES REMOTAS DE LA RED TRONCALIZADA NACIONAL DE CNT	64
3.7.1 RADIO BASES	64
3.7.2 DIAGRAMA ESQUEMÁTICO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS	68
3.8 INSTALACIÓN ÓPTIMA DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS	69
3.9 RESULTADOS DE SIMULACIONES EN PVSYST Y COMPARACIÓN CON RESULTADOS TEÓRICOS	69
4. ANÁLISIS ECONÓMICO PARA LA ELECTRIFICACIÓN DE RADIO BASES REMOTAS DE CNT CON SISTEMAS FOTOVOLTAICOS EN LUGAR DE GENERADORES DIÉSEL	70
4.1 INTRODUCCIÓN	70
4.2 ANÁLISIS FINANCIERO PARA LA ELECTRIFICACIÓN DE RADIO BASES REMOTAS RED TRONCALIZADA NACIONAL DE CNT CON SISTEMAS FOTOVOLTAICOS EN LUGAR DE GENERADORES DIÉSEL .	71
4.2.1 ANÁLISIS DE SISTEMA GENERADOR A DIÉSEL	71
4.2.2 ANÁLISIS DE SISTEMA FOTOVOLTAICO	73
4.3 AHORRO ANUAL DE LA SUSTITUCIÓN DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS EN LUGAR DE GRUPOS ELECTRÓGENOS	74
4.3.1 DEGRADACIÓN DEL AHORRO ANUAL DEBIDO A LA PÉRDIDA DE DEFICIENCIA DE LOS PANELES	75
4.3.2 DIAGRAMA DE FLUJOS DE CAJA PARA LOS SISTEMAS FOTOVOLTAICOS	76
4.3.3 INDICADORES ECONÓMICOS PARA EL ANÁLISIS FINANCIERO	76

4.4 RESULTADOS DE ANÁLISIS FINANCIERO.....	79
4.5 COSTO UNITARIO DE LA ENERGÍA PRODUCIDA POR GRUPO ELECTRÓGENO.....	81
4.5.1 ANÁLISIS DE COSTO DEL KWH GENERADO POR EL GRUPO ELECTRÓGENO	81
4.6 COSTO UNITARIO PARA LA ENERGÍA PRODUCIDA POR SISTEMA FOTOVOLTAICO.....	83
4.6.1 COSTO DE KWH DE ENERGÍA FOTOVOLTAICA	85
4.6.2 COMPARACIÓN ENTRE EL COSTO DEL KWH GENERADO POR EL SITEMA FOTOVOLTAICO Y GRUPO ELECTRÓGENO	85
5. IMPACTO AMBIENTAL POR EL USO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS EN LUGAR DE GRUPOS ELECTRÓGENOS EN RADIO BASES REMOTAS DE CNT ...	86
5.1 Introducción	86
5.2 IMPACTO AMBIENTAL DE LOS SISTEMAS FOTOVOLTAICOS	86
5.3 EL IMPACTO AMBIENTAL DEL USO DE GRUPOS ELECTROGENOS PARA CADA SITIO DEL ESTUDIO	88
6. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	90
7. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	92
8. ANEXOS.....	94
ANEXO I	95
ANEXO II	96
ANEXO III	98
ANEXO IV	99
ANEXO V	101
ANEXO VI	102
ANEXO VII	103
ANEXO VIII	107
ANEXO IX	119
ANEXO X	120
ANEXO XI	121
ORDEN DE EMPASTADO	125

RESUMEN

El estudio técnico presenta una metodología para el diseño de sistemas fotovoltaicos para la electrificación de las estaciones de telecomunicaciones (radio bases) de CNT en lugares remotos del Ecuador, reemplazando a los grupos electrógenos actualmente utilizados como respaldo en cada sitio. El estudio se lleva a cabo para proporcionar una evaluación económica teniendo en cuenta los ahorros de operación y mantenimiento generados por los sistemas fotovoltaicos en comparación con los grupos electrógenos; evaluando cada proyecto con indicadores económicos como los son el VAN y TIR y de igual manera analizando el costo del kWh para cada tecnología. Los resultados obtenidos muestran que el uso de sistemas fotovoltaicos es económicamente más factibles que los grupos electrógenos para las radio bases remotas de CNT, debido a los bajos costos de operación y mantenimiento que generan los sistemas fotovoltaicos a diferencia de los costos generados por los grupos electrógenos. Se realizó también la evaluación del costo de la energía generada por cada sistema teniendo como resultado que para la energía fotovoltaicos el costo promedio es de 0,15 USD/kWh en comparación con la energía generada por los grupos electrógenos que en promedio el costo es 0,30 USD/kWh. Además, el cambio de tecnología representa un beneficio a favor del medio ambiente debido al impacto positivo que se tiene debido a la reducción de emisiones de aproximadamente 2.63 kg de CO₂ por cada litro de diésel utilizado para generar energía eléctrica.

PALABRAS CLAVE: Energía, Renovable, Fotovoltaico, Hibrido-Solar, Generadores de Respaldo.

ABSTRACT

The technical study presents a methodology for the design of photovoltaic systems for powering CNT's telecommunication stations in Ecuador remote areas instead the generator sets currently used as backup each site. The study is carried out to provide an economic evaluation considering the operation and maintenance savings generated by the photovoltaic systems in comparison with the generator sets; evaluating each project with economic indicator VAN and TIR and in the same way analyzing the cost of the kWh for each technology. The results obtained show that the use of photovoltaic systems are economically more feasible than the generator sets for CNT's remote sites, due to the low cost operation and maintenance cost generated by photovoltaic systems, in contrast to the costs generated by the generators. The evaluation of the cost of the energy generated by each system was also carried out, resulting in that for photovoltaic energy the average cost is 0.15 USD/kWh compared to the energy generated by the generators sets, which on average is 0,30 USD/kWh. Moreover, the change oh technology represents a benefit in favor of the environment due to the positive impact due to the reduction of emissions of approximately 2.63 kg of CO₂ per liter of diesel used to generate electricity.

KEYWORDS: Energy, Renewable, Photovoltaic, Hybrid, Generator Back-up.

1. INTRODUCCIÓN

Actualmente la Corporación Nacional de Telecomunicaciones CNT requiere realizar una evaluación integral a cerca de la generación de energía eléctrica mediante sistemas fotovoltaicos en zonas remotas del Ecuador, debido a que si bien, sus estaciones de comunicaciones (radio bases) están conectadas a la red de energía eléctrica pública, actualmente como respaldo de alimentación de energía eléctrica tienen grupos electrógenos los cuales funcionan a base de diésel los mismos que en zonas remotas generan dificultades debido a lo complejo y costoso que significa el transporte de combustible a dichas zonas, por lo que se lleva a cabo este estudio de factibilidad que sustente la implementación de sistemas fotovoltaicos para la electrificación de las radio bases, los mismo que deben cumplir los requerimientos de la carga asociado a cada sitio; proponiendo una metodología para el diseño óptimo de los sistemas fotovoltaicos, este estudio favorecerá a CNT a nivel económico y técnico, y del mismo modo se espera reducir considerablemente las emisiones de CO₂ al medio ambiente en comparación con las emisiones que producen los grupos electrógenos.

La Corporación Nacional de Telecomunicaciones CNT EP, como empresa pública necesita garantizar el permanente servicio de comunicaciones, mencionando que la metodología sirve para el diseño de un sistema fotovoltaico para cualquier estación de telecomunicaciones, sin embargo el presente estudio está dirigido a las radio bases de la Red Troncalizada Nacional de CNT, cuyas radio bases en gran mayoría están en las cimas de los cerros alrededor del país, de esta manera el estudio comprende en el análisis de cuatro sitios que dan cobertura a diferentes provincias del país como son, Santo Domingo de los Tsáchilas, Pichincha, Imbabura y Carchi, la característica principal de esta red es que es dedicada para la conexión interinstitucional de entidades estatales de seguridad como son la policía nacional, ECU 9-11 entre otras, por lo que es vital que CNT debe garantizar su permanente operación para lo cual se plantea los sistemas fotovoltaicos como una solución sustentable.

Es importante mencionar que se analiza la viabilidad de realizar un sistema híbrido, que conste de la red pública, grupo electrógeno y sistema fotovoltaico, siendo un sistema viable en los sitios donde no existe vías de acceso, por lo cual se garantizaría más seguridad del sistema en caso de algún evento crítico, bajando al considerablemente los costos de operación y mantenimiento del grupo electrógeno ya que su operación sería muy esporádica.

1.1 OBJETIVOS

1.1.1 OBJETIVO GENERAL

El Objetivo general de este Estudio Técnico es: Realizar la evaluación técnica y económica de la factibilidad de utilizar un sistema fotovoltaico para estaciones radio bases de CNT en zonas remotas o de difícil acceso.

1.1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Identificar estaciones de radiocomunicaciones conocidas como Radio Bases que se utilizan en zonas remotas o de difícil acceso.
- Dimensionar las cargas eléctricas en la red de telecomunicaciones de CNT, con el fin de diseñar el sistema fotovoltaico óptimo para cubrir todas las necesidades energéticas.
- Investigar el sistema fotovoltaico óptimo para las condiciones ambientales, geográficas, comerciales, económicas y climáticas ecuatorianas.
- Diseñar los sistemas fotovoltaicos de respaldo para radio bases de CNT.
- Determinar la factibilidad económica de la posible aplicación de las soluciones de energías renovables y compararlas con los costos estándares que demuestren y/o justifiquen su implementación en estaciones Radio bases.

1.2 ALCANCE

El estudio técnico propuesto, EVALUACIÓN TÉCNICA Y ECONÓMICA DE LA IMPLEMENTACIÓN DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS PARA LA ELECTRIFICACIÓN DE RADIO BASES REMOTAS DE CNT, presenta una metodología para diseñar un sistema fotovoltaico de generación de energía eléctrica óptimo para la alimentación como respaldo de radio bases de comunicaciones móviles en áreas remotas de Ecuador en lugar de los sistemas de generación diésel actuales o bien híbridos los cuales harán que el sistema de energización sea altamente confiable.

Se discutirá las situaciones actuales de energía solar en Ecuador, del mismo modo se presentará el principio de funcionamiento de los paneles fotovoltaicos para plasmar el funcionamiento de los sistemas fotovoltaicos y sus componentes. Por otra parte, se detallará lo que es una radio base sus componentes y su perspectiva de consumo de energía.

Se estudiara los sitios propiedad de la Corporación Nacional de Telecomunicaciones empresa pública del Ecuador para lo cual se tendrá información sobre los sitios de radio de CNT, tipos de radio base utilizados, datos de mediciones eléctricas recopilados por

CNT de las radio bases para realizar el estudio de carga, de tal manera con la información recolectada se tomara una muestra de un número específico de radio bases, para las cuales se estima realizar el diseño del sistema fotovoltaico el mismo que funcionara como respaldo de la red eléctrica que alimenta a las radios bases, desplazando así al sistema electrógeno generando la posibilidad de que sea removido o bien que su tiempo de utilización sea muy reducido.

Análisis de factibilidad económica para la implementación de los sistemas fotovoltaicos los cuales funcionaran como respaldo de la red eléctrica en lugar de los sistemas electrógenos, mediante algunas medidas económicas las cuales permitan comparar las dos alternativas de una manera justa.

Análisis de impacto ambiental de la sustitución de generadores a diésel por sistemas fotovoltaico donde se realizará un análisis individual de cada sistema para finalmente poder compararlo.

Se utilizará software especializado en diseño de sistemas fotovoltaicos para la comparación de resultados con los cálculos obtenidos teóricamente para obtener un análisis objetivo técnico económico del proyecto a desarrollarse.

1.3 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

Actualmente la Corporación Nacional de Telecomunicaciones CNT requiere analizar una evaluación integral a cerca de la generación de energía eléctrica mediante sistemas fotovoltaicos en Ecuador, debido a que si bien las radio bases de CNT están conectadas a la red eléctrica, como respaldo de alimentación tienen sistemas electrógenos los cuales funcionan a base de diésel los mismos que en zonas remotas generan dificultades debido a lo complejo y costoso que significa el transporte de combustible a ciertos lugares remotos, por lo que se plantea llevar acabo la implementación de sistemas de generación de energía eléctrica fotovoltaicos los cuales deberán satisfacer los requerimientos de carga asociados a las radio bases

2. MARCO TEÓRICO

2.1 ENERGÍA SOLAR EN ECUADOR

2.1.1 INTRODUCCIÓN

Ecuador está localizado en el noroeste de Sudamérica, que hace frontera con Colombia y Perú, limitando con el Pacífico hacia el oeste. Las conocidas Islas Galápagos también forman parte del país, que en total posee una extensión de 283.561 kilómetros cuadrados.

En la siguiente imagen tenemos una toma satelital del territorio ecuatoriano en el cual se realizará el análisis.



Figura 2.1 Imagen Satelital del Territorio Ecuatoriano

El clima de Ecuador es muy variable según la zona. Las tierras bajas de la costa al oeste son normalmente cálidas, con una media de temperatura de 25 grados centígrados. El clima en la capital es el montañoso subtropical, es decir, fresco y muy constante. La temperatura media a lo largo del día es de 18,9 °C, que por las noches desciende hasta los 10 °C.

2.1.2 POTENCIAL SOLAR EN ECUADOR

El sol es uno de los recursos más confiables para garantizar la seguridad energética. Se conoce que la cantidad de energía solar que alcanza la superficie de la Tierra podría suministrar todas las necesidades energéticas del planeta [1].

El Ecuador tiene altos niveles de radiación solar, pero la participación de esta fuente para cubrir la demanda energética nacional es mínima, sin embargo, la energía solar tiene la capacidad de representar la tercera fuente de energética, luego del petróleo y la hidroelectricidad.

En la Figura 2.2 se presenta el mapa mundial de energía solar donde evidentemente se puede identificar que Ecuador tiene una gran capacidad irradiación solar.

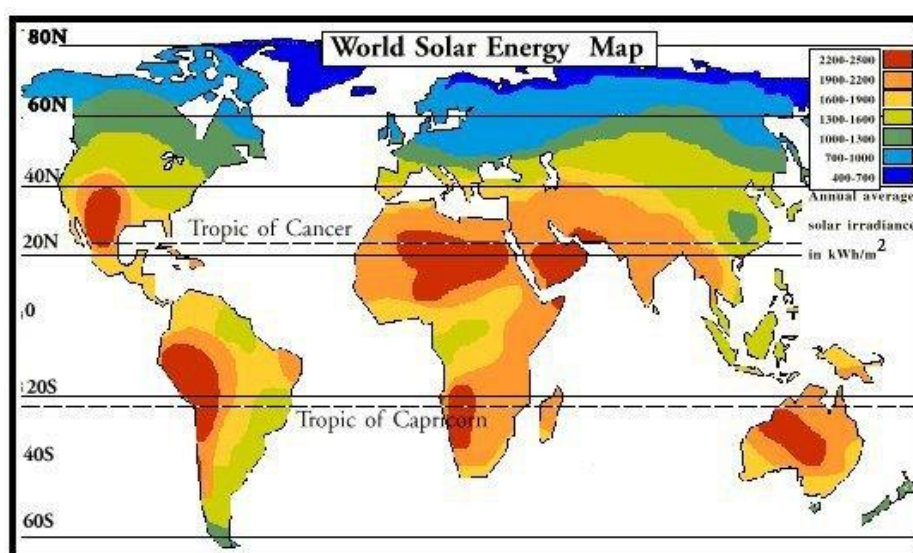


Figura 2.2 Mapa Mundial Energía Solar

Ecuador al estar en la mitad del mundo, el potencial de aprovechamiento de la energía solar es evidentemente alto; y, su uso extensivo ayudaría a alcanzar una independencia energética a largo plazo. Sin embargo, es necesario realizar la cuantificación de este recurso, antes de proponer un proyecto de investigación e inversión que beneficie al país. En este contexto, el Instituto Nacional de Eficiencia Energética y Energías Renovables (INER) ha realizado estudios para evaluar el recurso solar y utilizar esta información como base para futuros proyectos [1].

Sin embargo, tiempo atrás en vista de la necesidad de contar con un documento técnico con indicadores en torno al desarrollo de la energía solar en Ecuador el entonces Consejo Nacional de Electricidad, CONELEC realizó el “Atlas Solar del Ecuador con fines de Generación Eléctrica” [2]

ATLAS SOLAR DEL ECUADOR

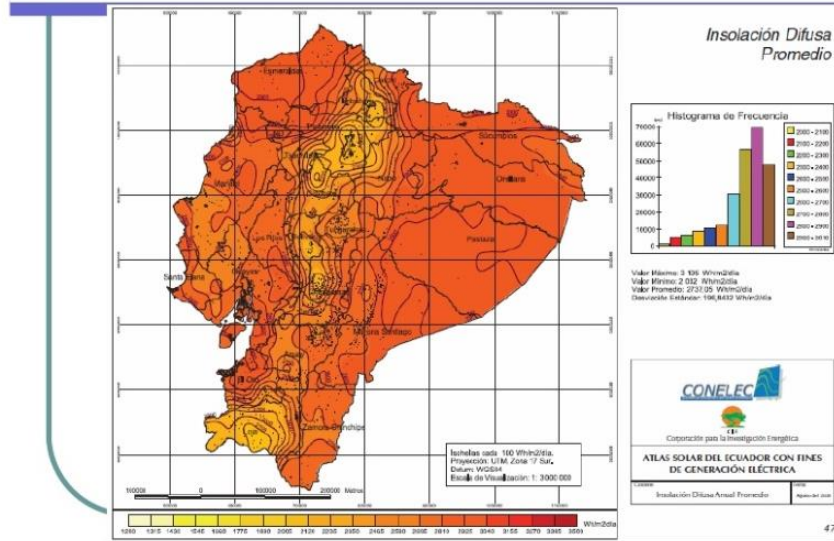


Figura 2.3 Atlas Solar del Ecuador

Fuente: Atlas Solar del Ecuador con Fines de Generación Eléctrica.

Ecuador se encuentra dentro de los países del cinturón solar mundial y es considerado como uno de los países con mayor potencial de energía solar [2].

Insolación Directa: Es la que proviene directamente de la fuente solar. Es la que recibe la superficie terrestre cuando los rayos solares no se difuminan o se desvían a su paso por la atmósfera terrestre.

Con alrededor de 3200 horas de sol anuales, y una media anual de energía solar intensidad de radiación de $2925,1 \frac{kWh}{m^2 \cdot d}$ [2].

El primer punto en el diseño de un Sistema Fotovoltaico consiste en conocer si en el sitio existe el recurso suficiente de energía solar. Información sobre la radiación solar diaria promedio se obtiene de sitios Web como el de la NASA u otros Sistemas Meteorológicos Mundiales. El valor utilizado para el desarrollo del proyecto es el nivel de radiación promedio anual.

Para el Ecuador, los niveles de radiación son relativamente altos, entre 4 y $6 \frac{kWh}{m^2 \cdot d}$ promedio anual. Se debe tener en cuenta también las condiciones climáticas del sitio (nubosidad, pluviosidad, temperatura, viento).

Serie horaria: El resultado de radiación solar promedio diaria en $\frac{kWh}{\frac{m^2}{d}}$ se realiza de una serie de lecturas hora a hora durante un período de al menos un año. El uso de una serie de radiación solar permite estimar con mayor exactitud la energía que será producida por el Sistema Fotovoltaico.

Promedio anual: Al no tener acceso al valor de la serie de radiación solar, se toma el dato de la radiación solar promedio diaria de la zona supuesta a estudio. Un valor promedio para el Ecuador es de $4,5 \frac{kWh}{\frac{m^2}{d}}$.

El CONELEC cuenta con una base de datos y elaboración del MAPA SOLAR DEL ECUADOR CON FINES DE GENERACIÓN ELÉCTRICA, y se basa en datos tomados de sistemas satelitales del NREL (National Renewable Energy Laboratory) de los Estados Unidos entre 1985 y 1991 que interpola la información a celdas de $1 km^2$.

Es así, que en el documento antes mencionado realizado por el CONELEC presenta un mapa resumen con la insolación global promedio anual agrupada en cinco zonas de gran impacto solar, cuyo rango de radiación solar se muestra en la Tabla 2.1.

Tabla 2.1 Tabulación de datos de las Horas máximas del sol en $\frac{kWh}{\frac{m^2}{d}}$, por zonas

Zona 1	3200 a 3600 $\frac{kWh}{\frac{m^2}{d}}$
Zona 2	3600 a 4000 $\frac{kWh}{\frac{m^2}{d}}$
Zona 3	4000 a 4400 $\frac{kWh}{\frac{m^2}{d}}$
Zona 4	4400 a 4800 $\frac{kWh}{\frac{m^2}{d}}$
Zona 5	4800 a 5200 $\frac{kWh}{\frac{m^2}{d}}$

En la Tabla 2.2 se presentan los valores de insolación o radiación solar global para las provincias del país y sus ciudades más importantes:

Tabla 2.2 Horas máximas del sol en $\frac{kWh}{m^2 \cdot d}$, por Provincias del Ecuador.

Provincia	Ciudad	$\frac{kWh}{m^2 \cdot d}$	Zona
Carchi	Tulcán	4200	II
Esmeraldas	Esmeraldas	4350	II
Imbabura	Ibarra	5250	IV
Manabí	Portoviejo	4650	III
Pichincha	Quito	5075	Iv
Tsáchilas	Santo Domingo	4650	III
Cotopaxi	Latacunga	4800	IV
Napo	Tena	4350	II
Santa Elena	Salinas	4350	II
Guayas	Guayaquil	4513	III
Los Ríos	Babahoyo	4650	III
Bolívar	Guaranda	4800	IV
Tungurahua	Ambato	4650	III
Chimborazo	Riobamba	4200	II
Pastaza	Puyo	4200	II
Cañar	Azogues	4500	III
Morona Santiago	Macas	4050	II
Azuay	Cuenca	4350	II
El Oro	Machala	4200	II
Loja	Loja	4350	II
Zamora Chinchipe	Zamora	4350	II
Galápagos	Puerto Ayora	5835	v

Tabla 2.3 Horas máximas de sol en $\frac{kWh}{\frac{m^2}{d}}$ para cada sitio, datos tomadas de la base de datos de la NASA

MES	Santa Bárbara $\frac{kWh}{\frac{m^2}{d}}$	La belleza $\frac{kWh}{\frac{m^2}{d}}$	La viudita $\frac{kWh}{\frac{m^2}{d}}$	Yamboya $\frac{kWh}{\frac{m^2}{d}}$
ENERO	4,14	3,96	4,14	4,14
FEBRERO	4,08	4,09	4,35	4,35
MARZO	4,2	4,35	4,55	4,55
ABRIL	4,13	4,17	4,33	4,33
MAYO	4,13	3,91	4,12	4,12
JUNIO	4,20	3,8	4,02	4,02
JULIO	4,29	4,03	4,27	4,27
AGOSTO	4,39	4,05	4,46	4,46
SEPTIEMBRE	4,40	3,88	4,27	4,27
OCTUBRE	4,42	3,86	4,24	4,24
NOVIEMBRE	4,34	3,74	4,30	4,30
DICIEMBRE	4,15	3,69	3,98	3,98
PROMEDIO	4,24	3,96	4,25	4,25

Tabla 2.4 Horas máximas de sol en $\frac{kWh}{\frac{m^2}{d}}$ para cada sitio, datos tomados de la base de datos de METEONORM 7.1

MES	Santa Bárbara $\frac{kWh}{\frac{m^2}{d}}$	La belleza $\frac{kWh}{\frac{m^2}{d}}$	La viudita $\frac{kWh}{\frac{m^2}{d}}$	Yamboya $\frac{kWh}{\frac{m^2}{d}}$
ENERO	4,71	4,68	4,66	4,66
FEBRERO	4,40	4,79	4,90	4,90
MARZO	4,68	5,14	5,15	5,15
ABRIL	4,81	5,12	5,08	5,08
MAYO	4,47	4,72	4,73	4,73
JUNIO	4,59	4,86	4,99	4,99
JULIO	4,53	4,85	5,07	5,07
AGOSTO	4,29	4,76	5,10	5,10
SEPTIEMBRE	4,68	5,31	5,76	5,76
OCTUBRE	4,75	4,68	5,14	5,14
NOVIEMBRE	4,58	4,41	4,98	4,98
DICIEMBRE	4,52	4,47	4,55	4,55
PROMEDIO	4,58	4.82	5.01	5.01

Tabla 2.5 Horas máximas del sol en $\frac{kWh}{\frac{m^2}{d}}$ para cada sitio, datos tomadas del MAPA SOLAR DEL ECUADOR CON FINES DE GENERACIÓN ELÉCTRICA.

MES	Santa Bárbara $\frac{kWh}{\frac{m^2}{d}}$	La belleza $\frac{kWh}{\frac{m^2}{d}}$	La viudita $\frac{kWh}{\frac{m^2}{d}}$	Yamboya $\frac{kWh}{\frac{m^2}{d}}$
PROMEDIO	4,2	5.25	5.075	4,65

El número de horas equivalentes por día que la irradiación solar alcanza su nivel máximo de $1 \frac{1kW}{m^2}$ se conoce como PSH u Horas máximas del sol y se puede calcular para cada mes a partir de los datos de la tabla anterior de la siguiente manera:

El promedio de las horas máximas del sol alrededor del mes (PSHm):

$$PSHm = \frac{Esd}{Go}$$

Ecuación 2.1 Promedio de horas máximas de sol

Dónde:

Esd: la intensidad media diaria de la radiación solar durante un mes.

Go: la intensidad máxima de la radiación solar = 1000W / m².

Por lo tanto:

PSH: El promedio de las horas máximas del sol alrededor del año se calcula como:

$$PSH = \frac{\text{suma}(PSHm)}{12}$$

Ecuación 2.2 Promedio de horas máximas de sol en un año por estación

Tabla 2.6 Horas máximas de sol por Radio Base PSH.

MES	Santa Bárbara $\frac{kWh}{\frac{m^2}{d}}$	La belleza $\frac{kWh}{\frac{m^2}{d}}$	La viudita $\frac{kWh}{\frac{m^2}{d}}$	Yamboya $\frac{kWh}{\frac{m^2}{d}}$
Promedio PSH	4,24	3,96	4,45	4,25

Los valores presentados en la Tabla 2.6 son promedios anuales de radiación para cada sitio tomados de la página oficial de la nasa, dichos valores son tomados como base para el estudio ya que al ser comparados con los promedios resultantes del atlas solar desarrollado por el Conelec y los del software Meteororm 7.1 los datos de la Nasa son relativamente más bajos, de la misma manera se toma el promedio anual de radiación teniendo en cuenta que el sistema a dimensionar no es autónomo.

2.2 CONFIGURACIÓN DE LOS SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

2.2.1 INTRODUCCIÓN

Los paneles fotovoltaicos ofrecen a los consumidores la capacidad de generar energía eléctrica de forma limpia, confiable y sin generar ruidos.

Alexandre Edmond Becquerel, un físico experimental francés, descubrió el efecto fotovoltaico en 1839. En la década de 1950, Bell Labs de los EEUU produce celdas fotovoltaicas para actividades espaciales. Esto se considera el inicio de la industria fotovoltaica donde el costo elevado que tenían los materiales fotovoltaicos impidió aplicaciones en otros sectores [5].

Los sistemas Fotovoltaicos están compuestos por celdas fotovoltaicas, las mismas que se encargan de convertir la energía solar directamente en energía eléctrica. Debido a que la fuente de energía es directamente el sol, son denominadas también celdas solares.

Cuando la luz entra en la celda, algunos de los fotones de la luz son absorbidos por los átomos semiconductores, liberando electrones de la capa negativa de la celda para que fluyan a través de un circuito externo y regresen a la capa positiva. Este flujo de electrones que se genera es el que produce energía eléctrica [5].

La Figura 2.4 muestra los principales componentes de la celda fotovoltaica y su función.

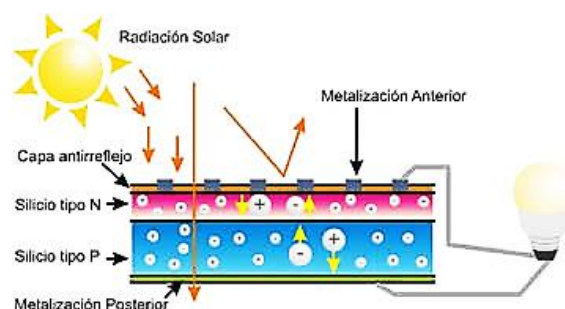


Figura 2.4 Construcción básica de una celda solar.

2.2.2 PANEL FOTOVOLTAICO PRINCIPAL

El generador fotovoltaico es obtenido mediante la conexión de paneles fotovoltaicos en serie y/o en paralelo. Al mismo tiempo, los paneles están conformados por la conexión de celdas fotovoltaicas, conectadas en serie y paralelo, con el objetivo de tener altas corrientes y voltajes. Para proteger las celdas contra el estrés mecánico, la intemperie y la humedad, las celdas están incrustadas en un material transparente que aísla eléctricamente a las celdas. En la mayoría de los casos, se utiliza vidrio, pero, dependiendo del proceso, es posible utilizar láminas de plástico acrílico, metal o plástico [6].

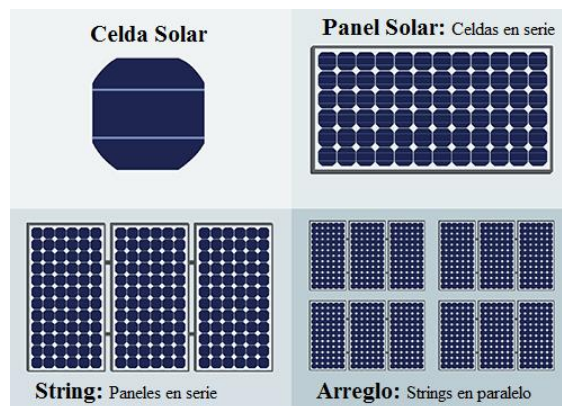


Figura 2.5 Celda, Panel, String y Arreglo.

El material más usado para la fabricación de celdas solares es el silicio (Si), dicho elemento es uno de los más abundantes en la tierra. Las primeras celdas que se comercializaron fueron fabricadas con silicio monocristalino en el cual todos los átomos de silicio están perfectamente alineados formando un cristal ordenado. Para reducir los costos de fabricación se desarrollaron nuevas técnicas en el transcurso del tiempo donde a su vez se dieron origen a las celdas solares policristalinas. Este material contiene muchos cristales y sus átomos están alineados en diferentes direcciones [7].

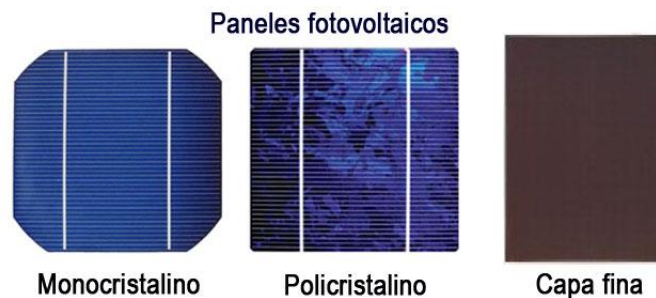


Figura 2.6 Tipos de celdas fotovoltaicas.

Para los diferentes tipos de celdas fotovoltaicas comerciales en la Tabla 2.5 se presenta las principales características [7]:

Tabla 2.7 Características de diferentes tipos de celdas fotovoltaicas

Tipo/Característica	Monocristalino	Poly-Cristalino	Amorfo “Capa Fina”
Voltaje Circuito/Abierto	0.6-0.62 V	0.55-0.58 V	0.65-0.78 V
Corriente de cortocircuito. (A/cm ²)	3.4 ^a /100cm ²	2.6-3.1A/100cm ²	1-2 ^a /100cm ²
Eficiencia (%)	15-21.5 %	13-16 %	7-13 %
Color	Azul Oscuro	Azul	Verde oscuro, Negro

2.3 CURVA I-V PARA CELDA FOTOVOLTAICO EN STC

2.3.1 CONDICIONES DE PRUEBA ESTÁNDAR (STC) (STANDARD TEST CONDITIONS)

Un conjunto de condiciones uniformes especificadas para determinar los datos eléctricos los cuales permiten calcular la curva característica I-V, las misma que permite diferenciar las celdas y paneles fotovoltaicos [8].

Las condiciones estándar de prueba “STC”, tienen relación con las normas IEC 60904/ DIN EN 60904 [8].

- 1) Irradiancia vertical E de 1000 W / m².
- 2) Temperatura de la celda T de 25 ° C con una tolerancia de ± 2 ° C.
- 3) Espectro de luz definido (distribución espectral de la referencia solar) irradiancia según IEC 60904-3) con una masa de aire AM = 1.5

2.3.2 EFECTO DE LA RADIACIÓN SOLAR EN EL RENDIMIENTO DEL PANEL FOTOVOLTAICO

La irradiación afecta directamente a la corriente generada por una celda solar, cuanto mayor sea la irradiancia, mayor será la corriente. El efecto de la irradiancia sobre la tensión es mínimo. Se puede calcular el cambio en Irradiancia, las normas del fabricante proporcionarán al usuario una corriente de cortocircuito, que puede recalcularse para el nuevo valor de irradiancia mediante la ecuación 2.3 [8].

$$I_{SC} = I_{SC@STC} * \left(\frac{G}{G_{STC}}\right)$$

Ecuación 2.3 Calculo de Corriente de Cortocircuito para un nuevo valor de Irradiansa

Dónde:

Isc: Corriente de Corto Circuito

G: Radiación Actual (nuevo valor)

GSTC: Valor de radiación en STC (1000W/m²).

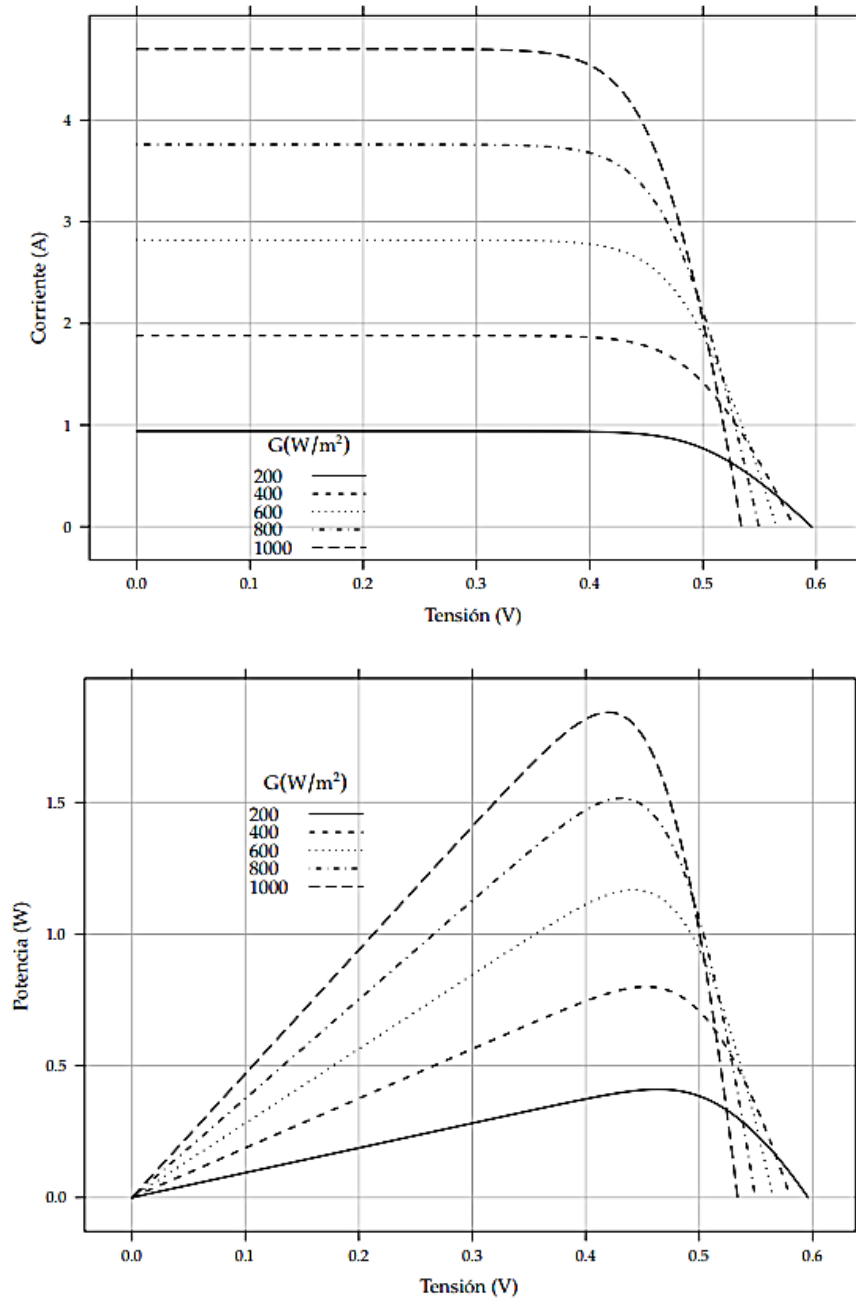


Figura 2.7 Efecto de la irradiancia en la curva característica de una celda solar ($T_a = 20^\circ\text{C}$).

Fuente: (O. Perpiñan Lamiguirov, Energía Solar Fotovoltaco)

2.3.3 EFECTO DE LA TEMPERATURA EN EL RENDIMIENTO DEL PANEL FOTOVOLTAICO

Las celdas fotovoltaicas sufren variaciones bajo cambios de temperatura; estas variaciones de temperatura afectan en la potencia de salida de las celdas. El voltaje depende en gran medida de la temperatura de modo que si ésta aumenta el voltaje disminuye [8].

Los paneles fotovoltaicos tienen estándares de fabricación; de modo que la temperatura normal de la celda (NOCT) debe estar entre los estándares predeterminados. La NOCT es la temperatura que las celdas alcanzan cuando estas operen en circuito abierto a una temperatura ambiente de 20°C en condiciones de irradiación Masa de Aire: AM 1.5, $G=0.8\text{KW}/\text{m}^2$ y una velocidad de viento inferior a 1 m/s [8].

Para las variaciones en la temperatura ambiente y la irradiancia, la temperatura de la celda (en °C) puede estimarse con bastante precisión con la siguiente aproximación lineal [8].

$$T_c = T_a + \left(\frac{NOCT - 20}{0.8} \right) \times G$$

Ecuación 2.4 Cálculo de Temperatura para un nuevo valor de Irradiancia

Dónde:

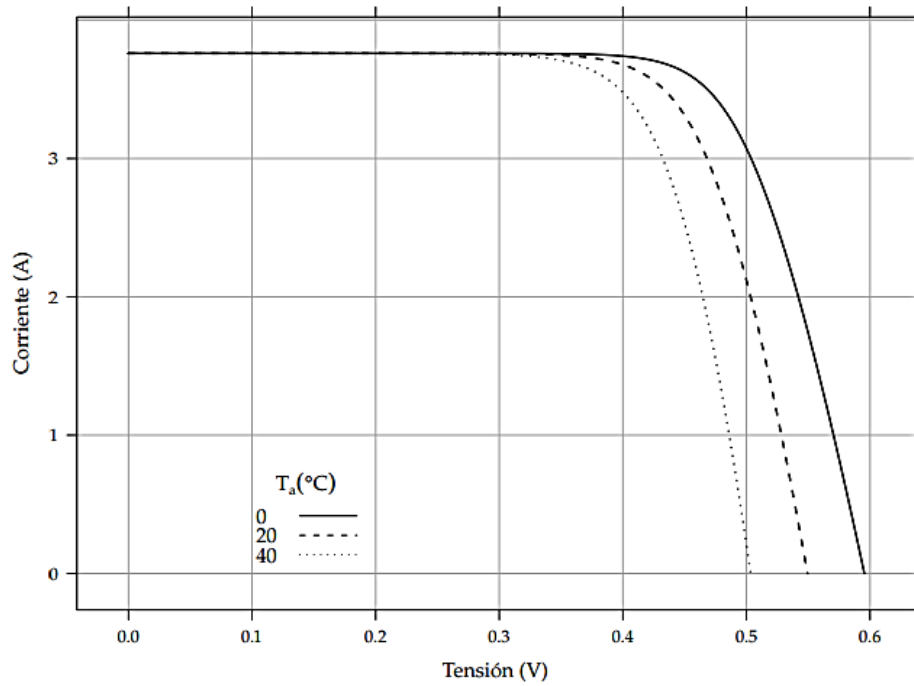
Ta: Temperatura ambiente 20 °C

NOCT: Temperatura de celda fotovoltaica en circuito abierto

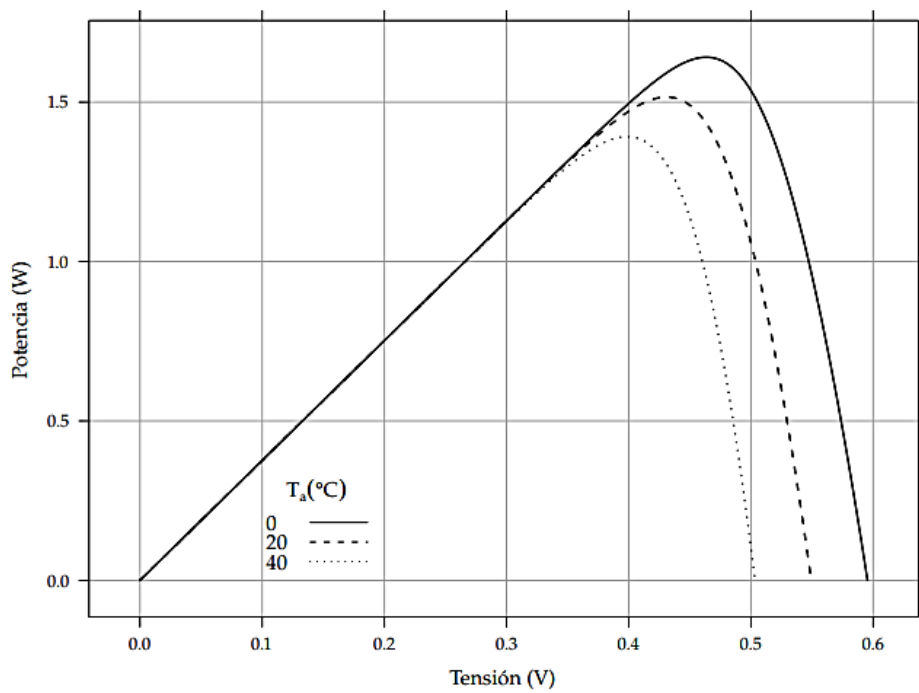
G: Valor de Irradiancia

Los efectos combinados de la irradiancia y la temperatura ambiente en las celdas solares deben ser considerados cuidadosamente. Dado que el voltaje de una celda de silicio en circuito abierto disminuye en 2.3 mV/°C. Por ejemplo, si un panel de 36 celdas tiene una NOCT de 40 °C con $VOC= 19.40\text{ V}$, cuando $G=0.8\text{KW}/\text{m}^2$, la temperatura de la celda aumentará a 55 °C cuando la temperatura ambiente suba 30 °C y G aumente a $1\text{KW}/\text{m}^2$ [8].

El valor de forma y la eficiencia también se ven afectados ya que disminuyen en 0.4 %/°C [8].



(a) Curva I-V.



(b) Curva P-V.

Figura 2.8 Efecto de la temperatura en la curva característica de una celda solar ($G=0.8\text{KW}/\text{m}^2$).

Fuente: (O. Perpiñan Lamiguirov, Energía Solar Fotovoltaico)

2.4 TIPOS DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

Dos son los tipos principales de sistema fotovoltaico, y depende si el sistema está conectado o no a la red pública [10]:

- Sistemas autónomos o aislados.
- Sistemas vinculados a la red.

La Figura 2.9 muestra los principales componentes de cualquier sistema fotovoltaico.



Figura 2.9 Componentes de un Sistema Fotovoltaico.

2.4.1 SISTEMAS FOTOVOLTAICOS AUTÓNOMOS

Estos sistemas son comunes en ubicaciones remotas, lo cuales no tienen conexión a la red pública, los sistemas solares pueden funcionar en cualquier lugar ya que estos son independientes a la red pública proporcionando energía eléctrica a las cargas [10].

A continuación, se enumeran los tipos de sistemas autónomos.

2.4.1.1 Sistema Autónomo DC sin Banco de Baterías

Este es el tipo de sistema más simple, donde la salida DC de un panel fotovoltaico está conectada directamente conectada a una carga DC. La parte crítica del diseño de un sistema acoplado directamente para que funcione bien es la adecuación de la impedancia de la carga eléctrica a la potencia máxima de salida del panel fotovoltaico. Se puede usar para operar la máquina de bombeo donde el agua se bombea en el día al depósito para su uso por la noche [11].

La Figura 2.10 presenta el Sistema Autónomo DC sin Banco Baterías.



Figura 2.10 Sistema de DC sin Banco de Baterías

Las limitaciones que presenta este sistema son:

- Puede ser usado solo durante el día para suministrar energía a la carga.
- No puede ser usado para carga AC.

2.4.1.2 Sistema autónomo AC sin Banco de Baterías

Este sistema incorpora un inversor el cual realiza la función de convertir el voltaje CC que proviene de los paneles a un voltaje AC adecuado para las cargas [11].



Figura 2.11 Sistema de AC sin Banco de Baterías.

La limitación de este sistema es:

- Puede ser usado solo durante el día para suministrar energía a la carga.

2.4.1.3 Sistema Autónomo DC con Banco de Baterías

Este es el Sistema autónomo típico conformado por paneles fotovoltaicos, banco de baterías y un regulador de carga los cuales son los tres componentes principales del sistema fotovoltaico.

El panel fotovoltaico genera corriente continua para cargar el banco de baterías y para la carga, el banco de baterías alimenta la carga cuando los paneles fotovoltaicos salen de operación básicamente son un dispositivo de almacenamiento de energía. El regulador / cargador regula el voltaje de salida de los paneles fotovoltaicos y asegura una carga adecuada de la batería, protegiendo así su vida útil [10].



Figura 2.12 Sistema independiente con salida de DC y batería

2.4.1.4 Sistema autónomo con batería y salida de DC y AC

Este sistema integra los elementos principales de un sistema fotovoltaico como los son paneles fotovoltaicos, banco de baterías, Cargador/Regulador e Inversor, los cuales permiten tener salidas para suministrar energía a cargas DC y AC [11].

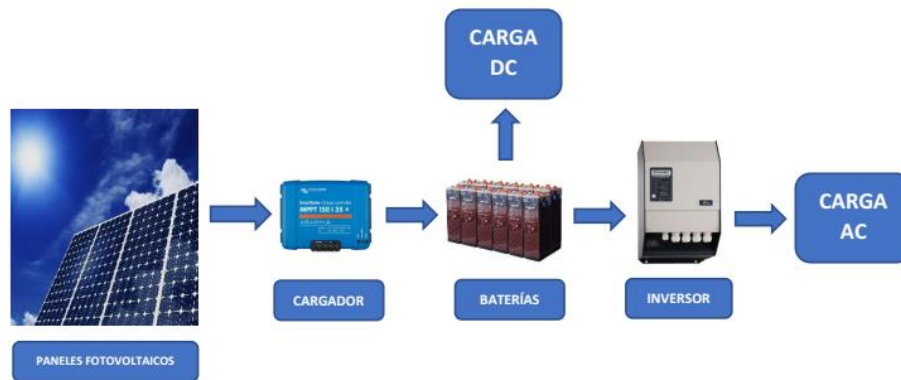


Figura 2.13 Sistema autónomo con batería y salida de DC y AC.

2.4.1.5 Sistema autónomo con batería y sin salida de DC

Dependiendo el tipo de inversor este sistema puede ser monofásico o trifásico el cual sirve para abastecer solo a cargas AC [11].



Figura 2.14 Sistema autónomo con batería y sin salida de DC.

2.4.1.6 Sistema autónomo con generador como respaldo (sistema híbrido)

Este Sistema integra una fuente de energía convencional como lo es un generador a diésel el cual funciona como respaldo, cuando están fuera de servicio los paneles fotovoltaicos y las baterías descargadas [10].

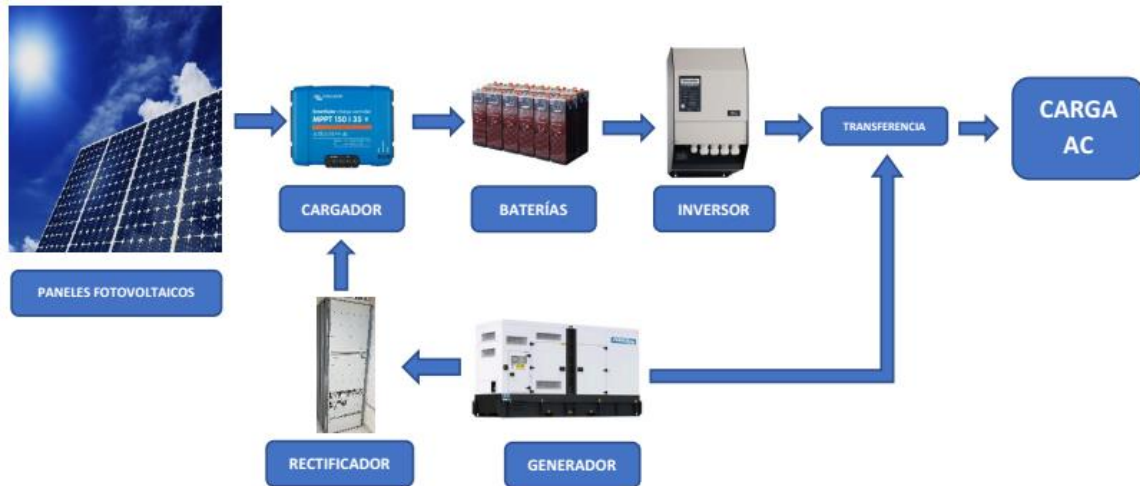


Figura 2.15 Sistema autónomo con generador a diésel como respaldo.

2.4.2 SISTEMAS FOTOVOLTAICOS CONECTADOS A LA RED PÚBLICA

Los sistemas que tienen conexión a la red están diseñados para operar en paralelo e interconectados con la red eléctrica. A continuación, se muestran los diagramas de bloques de los sistemas vinculados a la red.

2.4.2.1 Sistema conectado a la red sin batería

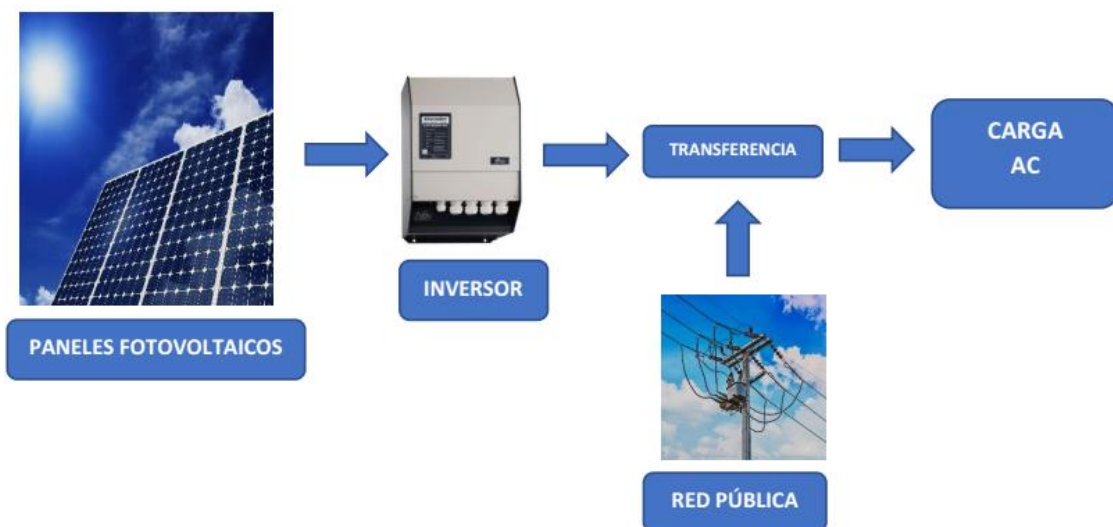


Figura 2.16 Sistema conectado a la red sin batería [10].

2.4.2.2 Sistema conectado a la red con banco de baterías

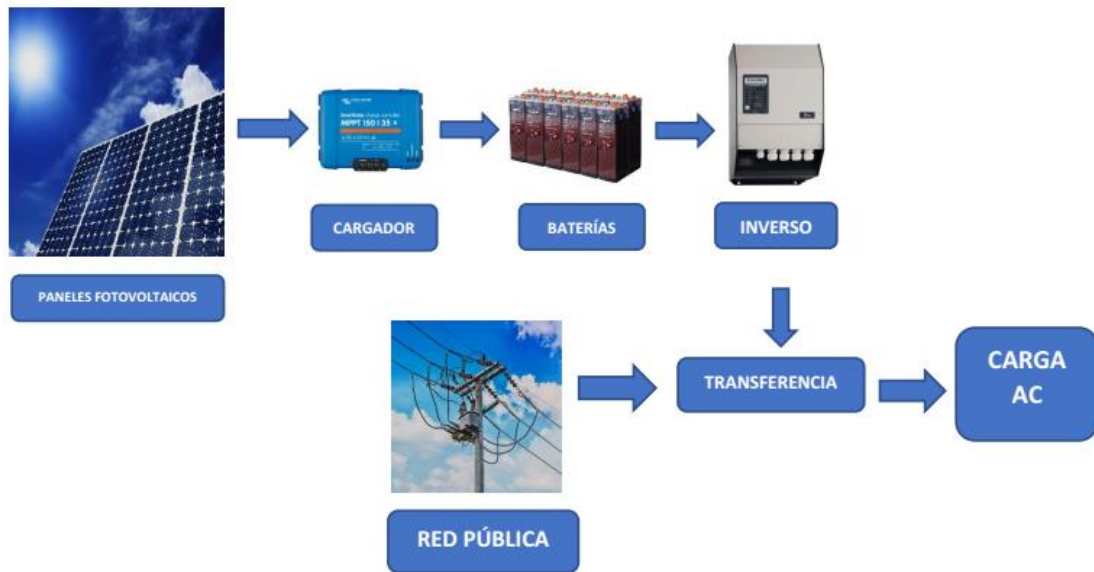


Figura 2.17 Sistema conectado a la red con banco de baterías [10].

2.4.2.3 Sistema conectado a la red con rectificador para carga de banco baterías

Este sistema conectado a la red también se conecta de manera que la red pública también cargue las baterías en el período de baja energía solar. Tiene las mismas características que el sistema independiente con respaldo del generador del motor.

Si hay días nublados largos y corte del servicio público, es probable que haya un apagón.

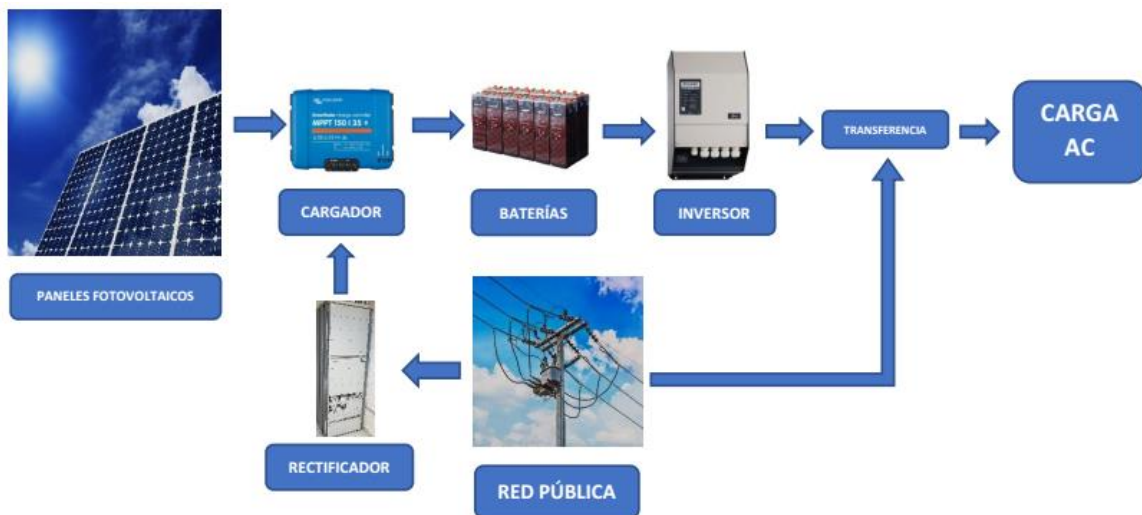


Figura 2.18 Sistema conectado a la red con la utilidad conectada para cargar la batería [10].

2.5 SELECCIÓN DE ELEMENTOS DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO

Los componentes de un sistema fotovoltaico son seleccionados teniendo en cuenta las necesidades individuales, la ubicación del sitio, el clima y las expectativas a cumplir. Los requerimientos funcionales y operativos determinan los elementos por los que estará conformado el sistema, como el inversor DC-CA, el banco de baterías, el regulador de carga, las fuentes de energía auxiliares o cualquier equipo requerido para el correcto funcionamiento del sistema.

Los principales elementos del sistema fotovoltaico son:

- Paneles Fotovoltaicos
- Controlador de Carga
- Batería
- Inversor
- Carga

2.6 MÉTODOS PARA EL DIMENSIONAMIENTO DE SISTEMA FOTOVOLTAICO

Actualmente existen varios métodos para llevar a cabo el dimensionamiento de paneles fotovoltaicos para un sistema de generación fotovoltaico, donde la mayoría son equivalentes, ya que estos se centran en encontrar un balance entre el consumo y la generación de energía, por lo que para los diferentes métodos las soluciones son similares.

Método 1.

Dimensionamiento de Paneles Solares

La selección de la capacidad correcta de los paneles fotovoltaicos depende del siguiente conjunto de cálculos, las siguientes ecuaciones representan el modelo matemático para diseñar cualquier sistema fotovoltaico [9]:

1.- Calcular los Wh por día totales que consume la radio base [Ed].

2.-Calcular los Wh por día que necesita entregar el Sistema de paneles solares

$$E_{PV} = \frac{E_d}{\eta_{inversor} * \eta_{cargador}}$$

Ecuación 2.5 Energía que debe generar el sistema fotovoltaico por día

3.- Calcular la potencia pico total que necesitan entregar el sistema de paneles solares.

$$P_{PP} = \frac{E_{FV} * K}{PSH}$$

Ecuación 2.6 Potencia pico que debe tener el sistema fotovoltaico

4.- Para determinar la dimensión del conjunto de paneles solares, es necesario calcular el número de paneles solares que se usaran en el sistema.

$$N_{o. \text{ de } \text{modulos}} = \frac{P_{PP}}{P_{\text{de un modulo}}}$$

Ecuación 2.7 Número de Paneles Solares

Número de paneles en serie:

$$N_{o. \text{ de } \text{modulos en serie}} = \frac{V_{FV}}{V_{\text{de un modulo}}}$$

Ecuación 2.8 Número de Paneles Solares en serie

Número de strings:

$$N_{o. \text{ de } \text{strings}} = \frac{N_{o. \text{ de } \text{modulose}}}{N_{o. \text{ de } \text{modulos en serie}}}$$

Ecuación 2.9 Número de Strings

Área Total de generador fotovoltaico:

$$A_{FV} = N_{o. \text{ de } \text{modulose}} * A_{\text{de un modulo}}$$

Ecuación 2.10 Área mínima necesaria para paneles solares

Dónde:

E_d : Energía consumida por día.

η_{inversor} : Eficiencia del inversor.

η_{cargador} : Eficiencia del regulador de carga.

K : Factor de Seguridad.

V_{FV} : Voltaje del Generador Fotovoltaico.

A_{FV} : Área del Generador Fotovoltaico.

Dimensionamiento del inversor

Un inversor es un componente básico de cualquier sistema de energía independiente que produce energía CA. Los inversores convierten la alimentación CC del panel fotovoltaico en alimentación de CA para que sea posible utilizar aparatos convencionales. El tamaño del inversor debe ser un 25-30% mayor que el total de carga instalada. En caso de tener un motor o compresor, el tamaño del inversor debe ser como mínimo el triple de la capacidad de esos elementos para que la alta corriente de arranque de estos aparatos sea manejable [9]. Para sistemas conectados a la red pública, la capacidad de entrada del inversor debe ser la misma que la capacidad de la instalación fotovoltaica para permitir un funcionamiento seguro y eficiente [9].

Selección la capacidad correcta del Inversor

Para la selección del inversor, es necesario determinar los siguientes parámetros.

- El voltaje de entrada debe coincidir con el voltaje del banco de baterías.
- Potencia del inversor \geq potencia total requerida.
- La eficiencia no debe ser inferior al 90%.

Tamaño del banco de la batería

El almacenamiento es uno de los factores clave en cualquier diseño, y normalmente su costo es considerablemente alto, por eso es tan importante el ciclo de vida confiable de la batería.

La selección de la capacidad de las baterías en Ah (Amperios hora), que son necesarias para cubrir las demandas de carga para el período deseado de días de autonomía, puede ser calculado de la siguiente manera [9].

$$Ah = \frac{\text{Autonomía} * E_d}{\eta_{inversor} * V_{Baterias} * DOD * \eta_{Baterias}}$$

Ecuación 2.11 Capacidad de banco de baterías en Ah

$$CWh = Ah * V_{Baterias}$$

Ecuación 2.12 Capacidad de banco de baterías en Wh

Dónde:

E_d : Energía consumida por día.

DOD : Factor de Seguridad.

Tamaño del controlador / regulador de carga

Es un convertidor CC / CC, que se utiliza para regular la corriente de salida del generador fotovoltaico que va al inversor, sin embargo, es esencial también para proteger el banco de batería contra descargas profundas y sobrecargas, la entrada / salida del Regulador es dimensionado mediante el rango de salida de los arreglos de paneles fotovoltaicos y al voltaje del sistema [9].

La selección del controlador de carga es necesaria para determinar lo siguiente parámetros:

- $V_{inRegulador}$ debe ser igual al V_{oc} del Generador Fotovoltaico.
- $V_{outRegulador}$ debe ser igual al $V_{nominal}$ del Generador Fotovoltaico.
- $P_{Regulador}$ nominal debe ser igual a $P_{pvgeneradorpeak} = V_{mpp} * I_{mpp}$
- $V_{Regulador}$ out nominal debe ser igual al $V_{Baterias}$ nominal del bloque de baterías.

La eficiencia no debe ser inferior al 92%.

Corriente de Regulador:

$$I = I_{sc\ de\ un\ modulo} * \#modulos\ en\ paralelo * K$$

Ecuación 2.13 Corriente del Regulador

Dónde:

K=1.25 es un factor de seguridad

Método 2.-

Cálculo de la Energía de Consumo del Sistema [13].

- En Corriente directa o continua (DC)
- En Corriente Alterna (AC)

Cálculo del número de amperes – hora total por día de consumo:

$$Carga\ Total\ \frac{Ah}{dia}\ (DC) = Total\ \frac{Ah}{dia}\ (DC) + Total\ \frac{Ah}{dia}\ (AC) * 1,10$$

Ecuación 2.14 Cálculo de consumo diario total

El factor 1,10 es para convertir el consumo de CA a CD al pasar por el inversor o convertidor de corriente continua en alterna, ya que los paneles y las baterías electroquímicas sólo producen este tipo de corriente. Este factor considera una eficiencia de 90 % en la conversión a plena carga del equipo [13].

El total de A-h/día calculado en 3 debe ser multiplicado por un factor de seguridad de sobredimensionado (20%), ya que este tiene en cuenta el envejecimiento de los paneles y baterías, polvo y suciedad sobre el panel y fallo en las conexiones eléctricas del cableado y otros accesorios eléctricos [13].

$$Carga\ Total\ \frac{Ah}{dia}\ (DC)Def = Carga\ Total\ \frac{Ah}{dia}\ (DC) * 1.20$$

Ecuación 2.15 Cálculo de consumo diario total

Cálculo del número total de paneles o paneles en paralelo:

$$N_p = \frac{Carga\ Total\ \frac{Ah}{dia}\ (DC)Def}{I_{max} * PSH}$$

Ecuación 2.16 Número de Paneles

Dónde:

I máx: Corriente máxima dada por el fabricante que entrega el panel.

HSP: número de horas de Sol máximo promedio

Cálculo del número de paneles o paneles en serie:
 No. total de paneles (Ns) = Voltaje nominal en serie (12, 24,V)(NM.) / Voltaje nominal panel solar (6,12,24 V)

El número total de paneles será de:

$$N_{PV} = N_{Paralelo} * N_{serie}$$

Ecuación 2.17 Número total de Paneles

Cálculo de la capacidad banco de baterías en A-H.

$$Ah = \frac{Carga\ Total\ \frac{Ah}{dia}\ (DC)Def * N}{F_{rend} * PDD}$$

Ecuación 2.18 Capacidad de banco de baterías

Dónde:

N: Número de días de autonomía del sistema elegido.

Frend: Factor de rendimiento de las baterías en el ciclo de carga–descarga (90 %).

P.D.D: Profundidad de descarga diaria permitida al banco de baterías electroquímicas. En general, para baterías del tipo estacionaria de plomo ácido con bajo contenido de antimonio (Sb) en la placa positiva se recomienda una profundidad de 70 % (0,7), para placa de Plomo Calcio (Ca) se recomienda una profundidad de descarga diaria de 50 % (0,5). Sí se utiliza una batería de Plomo ácido del tipo de arranque automotriz se recomienda 30 % de profundidad (0,3). Para todas ellas la densidad del electrolito recomendada es de 1,2115 (+/- 15 %) g/ml en función de nuestro clima tropical [13].

Método 3.-

Cálculo de las Cargas AC y DC del Sistema

Este método para calcular el número de paneles fotovoltaicos se basa en calcular la demanda media diaria de energía eléctrica, por lo que hay que conocer que equipos se van a conectar como su consumo. Se deben tener en cuenta tanto los aparatos que funcionan con corriente continua (CC) como los que funcionan con corriente alterna (AC). La fórmula a utilizar para calcular las demandas será la siguiente [14]:

$$\text{Consumo Equipo } N^{\circ}1 * \text{Horas Conectado} + \dots n) = \text{Consumo Total DC}$$

$$\text{Consumo Equipo } N^{\circ}1 * \text{Horas Conectado} + \dots n) * Fc = \text{Consumo Total aC}$$

Es decir, se ponen todos los equipos (1, 2, 3,.....n), se multiplica por las horas que estarán conectados o en operación (cifras medias) y se multiplica por un factor de corrección Fc. Este factor compensa las perdidas en la instalación. Por ejemplo, el inversor se estima que incrementa las pérdidas totales hasta un 40% [14].

$$\text{Electricidad suministrada por un Modulo} = \text{Potencia de Modulo} * \text{HPS}$$

Cálculo de Paneles Fotovoltaicos en Paralelo y Serie

Para calcular la energía diaria que puede suministrar un panel se debe conocer las radiaciones solares y/o las horas solares pico de irradiación de la zona en estudio, así como la inclinación adecuada, para esto se aplica la siguiente fórmula [14]:

$$Np = \frac{\text{Demanda Media Diaria (Wh)}}{\text{Energía diaria suministrada por modulo (Wh)}} , \quad Npv = Nparalelo * Nserie$$

Cálculo de la Capacidad del Banco de Baterías

Para calcular la autonomía del sistema, se estima en función del número de días de respaldo que se desea, con esto se podrá dimensionar todo el sistema de respaldo de manera tal que la carga este energizada en todo momento sin que sufra interrupciones.

A continuación se muestra la formula a emplear para dicho cálculo:

$$B = \frac{D * A}{N * C}$$

B: Numero de baterías conectadas en paralelo.

D: Demanda de Energía diaria (Ah).

A: Autonomía del Sistema (días).

N: Nivel tolerable de descarga (50% - 80%).

C: Capacidad del Banco de Batería.

Método 4.

Software simulación PVSyst

Software computacional para la simulación de sistemas fotovoltaicos desarrollado en 1992, el cual a lo largo de su trayectoria a incorporados muchas herramientas lo cual lo hace un software reconocido internacionalmente. Este implementa paneles para dimensionamiento, pre-dimensionamiento de sistemas fotovoltaicos siendo estos aislado, conectados a la red pública, de bombeo de agua.

Ese únicamente considera modelos de radiación difusa desarrollados por Pérez y el modelo HDKR, el registro meteorológico lo para los dimensionamientos lo toma de otro software llamado Meteornorm 7.1, el cual es muy utilizado en el mundo para consultar los datos de radiación.

La interface gráfica de este software es muy amigable con el usuario siendo fácil escoger los paneles para el dimensionamiento de un sistema deseado, de igual manera este cuenta con librerías de modelos de los diferentes elementos de un sistema fotovoltaicos con una variedad considerable de marcas.

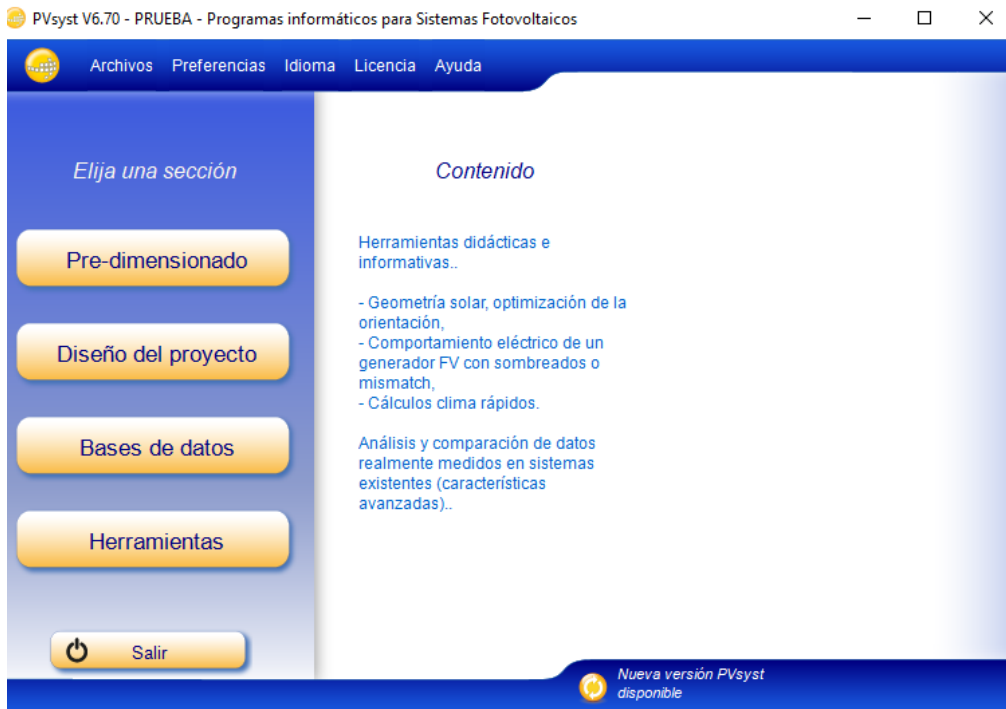


Figura 2.19 Software PVSyst V6.70

Como se observa en la figura se ve que es posible pre dimensionar, lo que significa que el software asiste de cierta manera para dimensionar el sistema que el usuario requiera, de igual manera el diseño donde el usuario puede elegir el modelo de panel fotovoltaico, inversores, cargadores, baterías, así como escoger el tipo de carga para el cual se va a dimensionar el sistema.

La Base de datos del PVSyst es muy manejable, es posible ingresar o extraer datos de equipos, lugares geográficos, condiciones meteorológicas de un sitio específico.

Los resultados entregados por el software corresponden a información técnico de los elementos utilizados para el dimensionamiento del sistema, así como el análisis energético de producción de energía eléctrica, teniendo en cuenta el registro de radiación solar que se tiene para cada sitio.

Es posible también realizar una evaluación económica de acuerdo a los costos ingresados de cada elemento de sistema.

2.7 ENERGÍA SOLAR Y TELECOMUNICACIONES

2.7.1 INTRODUCCIÓN

Los problemas más considerables se derivan del crecimiento de los consumos energéticos y del factor medioambiental debido a las emisiones de gases de efecto invernadero, incentivan al mundo a descubrir nuevas alternativas y nuevas tecnologías para aumentar la producción de energía primaria aptas para satisfacer las todas las necesidades actuales y a futuro que sean necesarias en la demanda energética.

El cambio climático global es producido por las altas emisiones del CO₂ y otros gases de efecto invernadero que se concentran en la atmosfera., por lo que este es considerado una de las más importantes emergencias mundiales la misma que necesita políticas inmediatas las misma que permitan bajar los índices de emisión de gases de efecto invernadero. Las emisiones de CO₂ son en su mayoría producidas por la quema de combustibles fósiles para generar energía. Por lo que es urgente reducir el uso de estos combustibles, para lo cual se debe fomentar la eficiencia energética y el uso de energías renovables a gran escala. De esta manera el uso de energías renovables puede ser aplicada en la rama de telecomunicaciones, que en este siglo a crecido notablemente sus instalaciones, aumentando la cantidad de torres y radio bases alrededor de todo el mundo, por mejorar la cobertura existen estaciones ubicadas en zonas remotas de difícil acceso, pero cada vez el consumo energético va en crecimiento debido a los servicios nuevos y confiables en llamadas, internet y esto aumenta las horas de operación de las BTS (estación base transceptoras) y gestión de tráfico.

La reducción del consumo energético en sistemas de telecomunicaciones es un factor crítico para el desarrollo eficaz de los sistemas de telecomunicaciones ya que por un lado se considera ahorrar recursos económicos para la gestión del sistema móvil de comunicaciones y por otro se plantea tener un desarrollo sostenible que pueda respaldar a la estación de telecomunicaciones en un plan de desarrollo sostenible [6].

Los generadores diésel son usados para alimentar las torres de telecomunicaciones, cuando existe contingentes en la red pública, por lo general los generadores diésel operan con mayor frecuencia en zonas remotas. El uso de esta fuente de energía trae complicaciones como lo es con él la dificultad y el costo del transporte de combustible, costos de mantenimiento y problemas de emisión de CO₂.

Algunas alternativas para lograr un sistema de telecomunicaciones amigable con el medio ambiente se explican en los siguientes puntos:

- Redes de Telecomunicaciones: Se debería pensar en las redes ecológicas, las cuales se dimensionen de forma eficaz y no tengamos pérdida de energía que no es consumida.
- Fabricación: El proceso de estas alternativas ecológicas implica usar la mayoría de componentes amigables al ambiente, equipos de energía eficiente, plantear un plan de reciclaje y eliminación de desechos electrónicos y mecánicos,
- Diseño: Optimización del consumo de energía y emisiones térmicas las cuales minimicen las emisiones de gases todo el tiempo.
- Eliminación de residuos: Esto se podrá realizar con proyectos los cuales incentiven a eliminar equipos o aparatos electrónicos evitando que los materiales tóxicos tengan contacto con el medio ambiente.

2.7.2 ENERGÍA SOLAR EN TELECOMUNICACIONES EN EL MUNDO

Ubicación: Perú

Descripción: El proyecto como objetivo principal tubo de suministrar energía eléctrica a una red de telecomunicaciones en lugares remotos de Perú con energía renovable. El sistema fotovoltaico cuenta con 20 Paneles solares de 170 Wp, 1 Banco de Baterías 48 Vdc, 750 Ah que ayuda en la parte de almacenamiento de la energía [24].



Figura 2.20 Estructura solar en torre de telecomunicaciones selva del Perú

Ubicación: España

Descripción: Vodafone, empresa española como el fin de ser una empresa responsable con el medio ambiente, para ello utiliza soluciones con energías renovables.

VODAFONE para trabajar en zonas remotas instalo sistemas híbridos de energía solar. Eólica y generador a diésel, acumulando la energía producida por los aerogeneradores en bancos de baterías y poder así, disminuir el consumo de diésel.

Para cumplir con el objetivo de disminuir su consumo de diésel, fueron instaladas baterías de plomo-ácido de ciclo profundo tecnología OPzS, el cual generó la de reducción de las horas de funcionamiento de los generadores diésel. Esto ha sido posible gracias a acumular la energía producida por los aerogeneradores y por paneles fotovoltaicos. Solo en caso de no haber producción eólica o fotovoltaica se recurre al consumo de energía producida con diésel [24].



Figura 2.21 Radio bases de Vodafone, España

La solución ofrecida, basado en la acumulación directa a baterías, evita el uso de generadores eléctricos de gasoil, ahorrando un 85% del consumo diésel y consiguiendo un tiempo de recuperación de capital de 5 años, frente a equipos que tienen una durabilidad de unos 25 años.

3. DIMENSIONAMIENTO DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO PARA LA ELECTRIFICACIÓN DE RESPALDO PARA RADIO BASES REMOTAS DE CNT EN ECUADOR

3.1 RADIO BASE CNT EN ECUADOR

La Corporación Nacional de Telecomunicaciones CNT EP es la empresa pública de telecomunicaciones del Ecuador fundada el 30 de octubre de 2008, cuenta con servicios de telefonía fija local, regional e internacional, acceso a internet y de alta velocidad (Dial-UP, DSL, CDMA, Troncalizada, Internet móvil 3g y 4g LTE), televisión satelital y telefonía móvil en el territorio nacional ecuatoriano.



Figura 3.1 Radio Base Yamboya CNT

El estudio está enfocado en el sistema troncalizado de la CNT cabe recalcar que esta red antes era operada por el Departamento de Comunicaciones de la Policía Nacional, esa red brinda telecomunicaciones móviles y fijas permitiendo tener una comunicación integral en departamentos de seguridad ciudadana [17].

Inicialmente, cada institución del estado manejaba y gestionaba su red troncalizada independientemente, las primeras instituciones del Ecuador en implementar su red fueron la Policía Nacional y las Fuerzas Armadas, posteriormente la Comisión de Tránsito del Ecuador; lo que representó para el Estado ecuatoriano una alta inversión para cada red, puesto que para la implementación de cada red se requiere adquirir infraestructura, centros de administración, torres de repetición, canales de transmisión,

personal especializado, equipos terminales, entre otros; estas redes no cubren la cobertura de todo el país por lo que están en constante actualización y repotenciación.

El sistema Troncalizado de la Policía de radiocomunicaciones móviles a nivel nacional está basado en el protocolo SmartZone versión 4.1, cuyo manga de operación está en los 800 MHz, del fabricante Motorola Inc. Este sistema cumple con el estándar APCO 16.

Existen varias Provincias y Cantones que cuentan con sitios de repetición que cubren una extensa área geográfica de nuestro país, sin embargo, existen lugares que no son cubiertos por este sistema, por tanto, se requiere cubrirlos y este estudio puede aportar con este requerimiento al poder proveer de energía a Radio Bases por medio de un Panel Solar.

En lo referente a la red troncalizada de la Policía Nacional, está brindaba una cobertura poblacional del 65% a nivel nacional, a través de 26 sitios de repetición y 229 canales de comunicación.

3.2 ELEMENTOS RADIO BASES

Los sitios de radio de CNT cuentan con algunos componentes que los detallaremos a continuación

- Antena es el dispositivo eléctrico que convierte la energía eléctrica en ondas de radio y viceversa.
- Estación base de radio (RBS) tiene el componente de radio principal en el sitio como se discutió en el último capítulo
- Equipo de transmisión se conecta entre los nodos de red, como entre el BSC y el RBS, y otras RBS o redes externas, como los enlaces de microondas
- Sistema de batería de respaldo representa el sistema de reserva en caso de tener algún problema con el proveedor de energía principal del sitio
- Sistema de alarmas externa que garantiza el control remoto sobre el sitio en caso de que aparecieran alarmas o fallas

3.3 RED NACIONAL TRONCALIZADA NACIONAL DE CNT

La Red Nacional Troncalizada está conformada por redes de comunicación estatales, las mismas que cumplen el estándar digital APCO25, siendo esa una de red de misión crítica, mediante la cual las entidades que forman parte de esta red comparten todos los canales de comunicación disponibles organizada e independientemente, con el objetivo de garantizar la seguridad en el estado ecuatoriano [32].

Su función es garantizar una coordinación interinstitucional optimizada, en lo que respecta a seguridad y atención de emergencias, a través de una única infraestructura de comunicaciones a lo largo del país, siendo esto una disposición del Presidente de la Republica en el 2011 [32].

La red Nacional Troncalizada permite establecer comunicaciones seguras interinstitucionales encargadas de: seguridad, transito, atención de emergencias naturales y antrópicas [32].

Tabla 3.1 Provincias de cobertura de Red Nacional Troncalizada

PICHINCHA	BOLIVAR	PASTAZA	TUNGURAHUA
EL ORO	IMBABURA	MORONA SANTIAGO	CARCHI
MANABI	COTOPAXI	ZAMORA CHINCHIPE	ORELLANA
CHIMBORAZO	ESMERALDAS	SANTO DOMINGO	NAPO
LOJA	GALAPAGOS	CAÑAR	GUAYAS
LOS RIOS	SUCUMBIOS	AZUAY	SANTA ELENA

La red Nacional Troncalizada tiene el 95% de cobertura de zonas pobladas del territorio nacional [32].

Tabla 3.2 Descripción de Red Nacional Troncalizada

DESCRIPCIÓN	RED BASE POLICIA NACIONAL	RED AMPLIADA CNT EP
TECNOLOGÍA	APCO 25	APCO 25
COBETURA	65% POBLACIONAL	95% POBLACIONAL
ESTACIONES	26 REPEIDORES	75 REPEIDORES
CANALES	229 CANALES	702 CANALES
SERVICIOS	VOZ	VOZ, DATOS

3.2.1 INFORMACIÓN GENERAL DE RADIO BASES REMOTAS DE RED TRONCALIZADA NACIONAL DE CNT PARA EL CASO DE ESTUDIO

Se describe cada una de las radio bases visitadas en sitio para poder tener una muestra de la situación actual de los lugares donde se encuentran las antenas con más demanda de diésel y fallas.

3.3.1.1 Radio Base Santa Bárbara

Santa Bárbara, sitio de repetición ubicado en la provincia del Carchi y Sucumbíos, su cobertura cubre gran parte del norte del país y su límite fronterizo con Colombia.



Figura 3.4 Radio Base Troncalizada Santa Bárbara CNT

3.3.1.2 Radio Base: La Belleza

La belleza, sitio de repetición ubicado en la vía Ibarra – San Lorenzo en el oeste de la provincia de Imbabura, cubre zonas del Norte del País como Esmeraldas, Imbabura y Tulcán.



Figura 3.5 Radio Base La Belleza CNT

3.3.1.3 Radio Base: La Viudita

La Viudita, sitio de repetición ubicado en la provincia de Pichincha, en Aloag en el suroeste de Quito, cubre los sectores del sur de Quito, Cutuglahua, Tambillo, Machachi, un tramo de la carretera Quito - Santo Domingo.

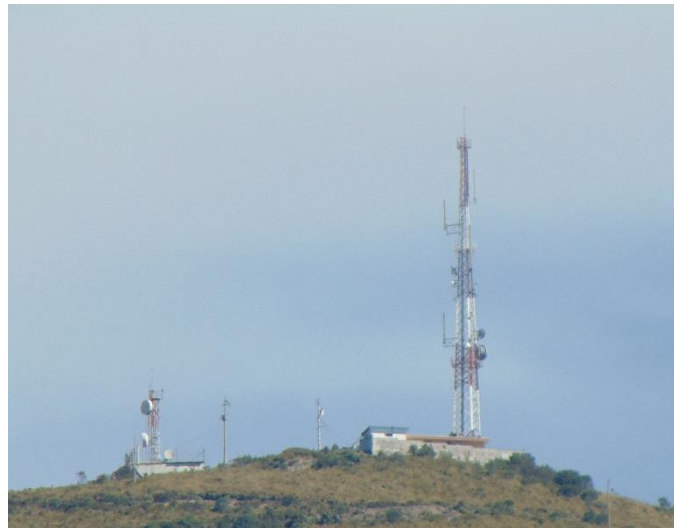


Figura 3.6 Radio Base Troncalizada La Viudita CNT

3.3.1.4 Radio Base: Yamboya

Yamboya, sitio de repetición ubicado en Tandapi en el Oeste suroeste de la Provincia de Pichincha, cubre los sectores de Tandapi, y una extensa área de la Carretera Quito – Santo Domingo.



Figura 3.7 Radio Base Yamboya CNT

3.2.2 EQUIPOS DE LAS RADIO BASES REMOTAS DE LA RED TRONCALIZADAS DE CNT

Los equipos de radio son marca Motorola, cuyos modelos son MCS 2000 y de la línea XTS para portátiles y XTL para móviles.

Entre ellos hay 3 clases de radios con los que la policía cuenta, radios bases, radios móviles y radios portátiles.

Los radios portátiles son equipos de radio comunicación de mano que se utilizan de forma portable, tienen batería recargable para su funcionamiento.

Los radios móviles y las bases son del mismo modelo con la diferencia que los radios que se usan como bases son equipos fijos que necesitan de una fuente de poder para alimentar sus circuitos por lo general estos equipos se instalan en UPC's (Unidad de Policía Comunitaria) o similares con una antena exterior instalada en un mástil, a diferencia de los radios móviles son aquellos que se montan en vehículos y toman su energía de la batería de los autos y la antena se instala en el techo o cofre del vehículo.

Fuente de Energía



Figura 3.8 Red Publica Radio Base Santa Bárbara



Figura 3.9 Generador diésel Radio Base la Belleza



Figura 3.10 Tanque de Reserva de Diesel



Figura 3.11 Tablero de Transferencia 600 A 220v

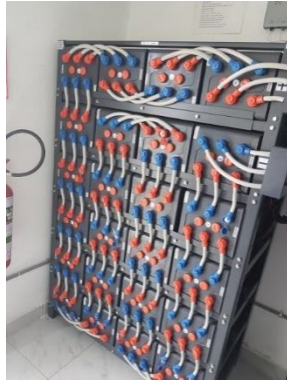


Figura 3.12 Banco de Baterías Narada 1500 AH

Cargas DC



Figura 3.13 Móvil/Base Motorola Astro XTL 1500



Figura 3.14 Rectificador de Energía



Figura 3.15 Sistema Microondas

Elementos Carga AC



Figura 3.16 Sistema de Aire Acondicionado

3.4 CASO DE ESTUDIO: RADIO BASES DE RED NACIONAL TRONCALIZADA DE CNT

3.4.1 SITUACIÓN ACTUAL DE LAS RADIO BASES REMOTAS DE LA RED TRONCALIZADA NACIONAL DE CNT

Las radio bases se encuentran ubicadas en áreas de difícil acceso, en la cima de montañas para las cuales si existe conexión a la red la misma que presenta continuas desconexiones causadas por descargas atmosféricas, o por la vegetación. Los principales problemas para CNT son:

- Los altos costos que representa la compra de diésel.
- La generación de desechos contaminantes por el uso de diésel y su manejo ambiental para deshacerse de estos.
- El grupo electrógeno es un suministro no sostenible, por lo que si tiene una falla queda sin operación.
- El mantenimiento es un punto muy importante ya que cada año es necesario cambiar todos sus filtros, cambiar en aceite entre otros, los cuales representan también un gran costo.
- El transporte de diésel a cada sitio es realmente difícil debido que las carreteras son realmente malas y en ciertos casos el acceso con vehículo a la cima es imposible.

3.4.2 CONSIDERACIONES PARA EL DISEÑO DE SISTEMA FOTOVOLTAICO PARA LA ELECTRIFICACIÓN DE RADIO BASES REMOTAS DE CNT

El diseño del sistema fotovoltaico para todos los sitios se llevará a cabo de manera similar dependiendo del conjunto de ecuaciones antes mencionadas. Los elementos clave que se utilizarán para el diseño son:

Consumo de energía por día E_d (Dada por el consumo de cada radio base)

La tensión nominal para el sistema = 48 VCC

PSH= Dependiendo de cada sitio.

Factor de Seguridad $K=1.15$

Para las radio bases de este estudio, el diseño del sistema fotovoltaico se lo realizara en base al análisis de carga de cada sitio teniendo en cuenta que los cuatro sitios están conectados a la red pública, sin embargo las continuas fallas hacen que su energización

frecuentemente se vea interrumpida, lo cual genera la frecuente operación de sus sistemas electrógenos de respaldo que funcionan a base de diésel, siendo este el principal objeto de este estudio el mismo que analizará la factibilidad de implementar sistemas fotovoltaicos para energizar las radio bases que se encuentran en lugares remotos desplazando así el uso de los grupos electrógenos o bien reduciendo el tiempo de operación lo que conlleva a bajar los costos de mantenimiento y compra de diésel, para lo cual se consideraran los siguientes aspectos.

- Los sitios supuestos a estudio están ubicados en la parte superior de los cerros, por lo que su acceso es difícil, sin embargo, tienen conexión a la red.
- Las radios bases constantemente se están repotenciando, y se tiende a construir nuevos sitios en el futuro.
- Las radio bases tomadas para el estudio pertenecen a la red troncalizada de CNT cuyos equipos operan a 48[V] para lo cual cuentan con un rectificador AC/DC.
- Los sitios actualmente como fuente principal de energía eléctrica tienen la red pública, el primer respaldo de energía son los grupos electrógenos existentes en cada sitio, y como segundo respaldo tiene un banco de baterías.

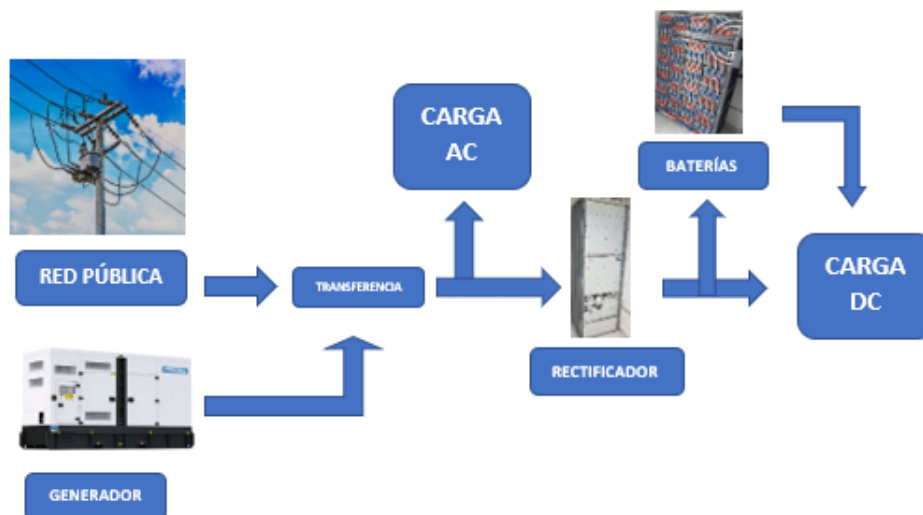


Figura 3.17 Esquema actual de los sitios

El diseño para cada sitio se los hace con las condiciones actuales como son su limitada área y la conexión a la red, ya que es posible considerar el estudio con el diseño de un sistema aislado (sin conexión a la red), debido a que estas radio bases necesariamente se encuentran en sitios remotos y es posible que no exista conexión a suministro de energía pública.

En primera instancia el diseño se lo planteaba para abastecer solo a la radio base (carga DC) con autonomía de un día, sin embargo actualmente cuenta con un banco de baterías que realiza esta función con más de 12 horas de autonomía, por lo que con el objeto principal de ya no necesitar energía generada por el grupo electrógeno o en su defecto bajar su producción al máximo, y teniendo en cuenta la limitada área que se tiene en cada sitio, el diseño será tal que su expansión sea relativamente fácil y se garantice con la operación del sistema fotovoltaico y el banco de baterías actual la operación de la radio base durante un día en el caso más crítico.

Para la correcta operación de los equipos de telecomunicaciones, la ventilación es un factor esencial ya que por su tecnología troncalizada estos dispositivos son robustos y tienden a calentarse con su operación, por lo que se realiza el diseño del sistema fotovoltaico cuyo generación de energía será la que pueda proveer el número de paneles que sea posible instalar en el área actualmente disponible, y garantizar que el sistema tenga una autonomía de 12 horas para alimentar toda la radio base, teniendo en cuenta que la autonomía estará dada por la energía almacenada en un banco de baterías, de tal modo que toda la energía generada por el sistema una vez que las baterías estén completamente cargadas sea aprovechada alimentando a la radio base por medio de un inversor que al mismo tiempo es un gestor de energía, desplazando así tanto a la energía generada por sistema electrógeno y también a una parte de la energía suministrada por la red pública.

A continuación, se presenta los sitios donde se requeriría realizar actualmente el estudio, ya que presentan problemas antes mencionados.

Tabla 3.3 Resumen Datos Generales Radio Bases

PROVINCIA	CARCHI	IMBABURA	PICHINCHA	PICHINCHA
NOMBRE SITIO	Santa Barbara	La Belleza	La Viudita	Yamboya
LATITUD	0 37' 09.5" N	00 45' 35" N	00° 24' 50.5"	00° 25' 09.6" S
LONGITUD	77 31' 04.1" W	78 14' 44" W	78° 36' 26.5"	78° 46' 37.0" W
REQUIERE MEJORAMIENTO	SI	SI	SI	SI
ACCESO	Difícil Acceso	Difícil Acceso	Difícil Acceso	Difícil Acceso
GENERADOR ELÉCTRICO	Si dispone	Si dispone	Si dispone	Si dispone
AREA DISPONIBLE	7x7 + TORRE	2x2 y sobre las cubiertas de las casetas 2x4 y 2x3 + TORRE	TORRE + Loza 1= 70m ² , Loza 2 = 30m ² cubierta de caseta= 12m ²	TORRE + Terreno 3x4, Cubierta caseta 1= 3x3, Cubierta caseta 2= 3x3

3.5 ESTUDIO DE DEMANDA

3.5.1 RADIO BASE SANTA BARBARA

Para el estudio de la demanda se tomaron datos históricos registrados en dispositivos de medición que tienen cada radio base para el caso de la carga continua, dichos datos fueron facilitados por el personal técnico de cada radio base de CNT, así mismo se realizó una visita técnica al sitio donde se verifico los datos, realizando medias de corrientes en el sitio, del mismo modo se observó que todas las radios bases tienen una infraestructura similar entre ellos están las casetas de baterías y rectificador, caseta de generador y tablero de transferencia, caseta de equipos de telecomunicaciones y torre auto-soportada, así mismo es similar su tecnología entre los elementos que resaltan son, Multiplexores, repetidores, convertidores, microondas, módems, switchs descritos anteriormente que básicamente son las que operan constantemente las 24 horas.

A continuación, se presenta los valores de consumo energético de un día para estimar la demanda diaria de energía.

Tabla 3.4 Carga DC demanda diaria Radio Base Santa Bárbara

ENERGIA CORRIENTE CONTINUA							
H	Corriente [A]	Voltaje [V]	POTENCIA [W]	H	Corriente [A]	Voltaje [V]	POTENCIA [W]
1	24	48	1.152	13	26	48	1.248
2	23	48	1.104	14	24	48	1.152
3	22	48	1.056	15	20	48	960
4	20	48	960	16	24	48	1.152
5	19	48	912	17	25	48	1.200
6	20	48	960	18	25	48	1.200
7	20	48	960	19	24	48	1.152
8	20	48	960	20	21	48	1.008
9	20	48	960	21	24	48	1.152
10	23	48	1.104	22	27	48	1.296
11	24	48	1.152	23	25	48	1.200
12	24	48	1.152	24	24	48	1.152

ENERGÍA DIARIA DC	26.30	[Wh/día]
--------------------------	-------	----------

Carga Total DC	1.2	kW
-----------------------	-----	----

Para el estudio de demanda en corriente alterna se hizo el levantamiento de carga en sitio, así también se obtuvo información del personal técnico de CNT, donde las cargas representativas son los aires acondicionados, los cuales operan por intervalos de tiempo.

Tabla 3.5 Demanda total diaria Radio Base Santa Bárbara

DESCRIPCION	Cant.	W c/u	Watts	F.D	h/día	Wh
Iluminación	4	100	400	0,3	3	1.200
Tomacorrientes	2	350	700	0,3	4	2.800
Baliza de señalización para torre	1	100	100	0,5	12	1.200
Aire Acondicionado	2	2.000	4.000	0,6	12	48.000

ENERGÍA DIARIA AC	53.20	[Wh/día]
--------------------------	-------	----------

Carga Total AC	2,8	kW
-----------------------	-----	----

Carga Total Instalada	4	[kW]
ENERGÍA DIARIA TOTAL	79,50	[kWh/día]

3.5.2 RADIO BASE LA BELLEZA

Tabla 3.6 Demanda DC diaria Radio Base La Belleza

ENERGIA CORRIENTE CONTINUA							
H	Corriente [A]	Voltaje [V]	POTENCIA [W]	H	Corriente [A]	Voltaje [V]	POTENCIA [W]
1	21,4	48	1.027,2	13	24,4	48	1.171,2
2	22	48	1.056	14	22	48	1056
3	22,3	48	1.070,4	15	20,6	48	988,8
4	22,1	48	1.060,8	16	21,2	48	1.017,6
5	22	48	1.056	17	23,8	48	1.142,4
6	24,5	48	1.176	18	22,7	48	1.089,6
7	20,7	48	993,6	19	21,7	48	1.041,6
8	20,5	48	984	20	21,4	48	1.027,2
9	20,4	48	979,2	21	22,5	48	1.080
10	20	48	960	22	20,6	48	988,8
11	20,8	48	998,4	23	21,3	48	1.022,4
12	24,1	48	1.156,8	24	20	48	960

ENERGÍA DIARIA DC	25.10	[Wh/día]
--------------------------	-------	----------

Carga Total DC	1.2	kW
-----------------------	-----	----

Tabla 3.7 Demanda AC diaria Radio Base La Belleza

DESCRIPCION	Cant.	W c/u	Watts	F.D	h/día	Wh
Iluminación	4	100	400	0,3	3	1.200
Tomacorrientes	2	350	700	0,3	4	2.800
Baliza de señalización para torre	1	100	100	0,5	12	1.200
Aire Acondicionado	2	2.000	4.000	0,6	12	48.000

ENERGIA DIARIA AC	53.200	[Wh/día]
--------------------------	--------	----------

Carga Total AC	2,8	kW
-----------------------	-----	----

Carga Total Instalada	4	[kW]
ENERGIA DIARIA TOTAL	78,304	[kWh/día]

3.5.3 RADIO BASE LA VIUDITA

Tabla 3.8 Demanda DC diaria Radio Base La Viudita

ENERGIA CORRIENTE CONTINUA							
H	Corriente [A]	Voltaje [V]	POTENCIA [W]	H	Corriente [A]	Voltaje [V]	POTENCIA [W]
1	87	48	4176	1	86	48	4.128
2	85	48	4080	2	85	48	4.080
3	84,5	48	4056	3	83	48	3.984
4	80	48	3840	4	85,5	48	4.104
5	75	48	3600	5	86,5	48	4.152
6	75,4	48	3.619,2	6	90	48	4.320
7	75,6	48	3.628,8	7	92	48	4.416
8	75,8	48	3.638,4	8	89	48	4.272
9	77	48	3.696	9	86,5	48	4.152
10	86	48	4128	10	82	48	3.936
11	86,5	48	4152	11	80	48	3.840
12	87	48	4176	12	75,5	48	3.624

ENERGIA DIARIA DC	95798,4	[Wh/día]
--------------------------	---------	----------

Carga Total DC	4.2	kW
-----------------------	-----	----

Tabla 3.9 Demanda AC diaria Radio Base La Viudita

DESCRIPCION	Cant.	W c/u	Watts	F.D	h/día	Wh
Iluminación	4	100	400	0,3	3	1.200
Tomacorrientes	2	350	700	0,3	4	2.800
Baliza de señalización para torre	1	100	100	0,5	12	1.200
Aire Acondicionado	2	2.000	4.000	0,6	12	48.000

ENERGIA DIARIA AC	53200	[Wh/día]
--------------------------	-------	----------

Carga Total AC	2,8	kW
-----------------------	-----	----

Carga Total Instalada	4.9	[kW]
ENERGÍA DIARIA TOTAL	149,00	[kWh/día]

3.5.4 RADIO BASE YAMBOYA

Tabla 3.10 Demanda DC diaria Radio Base Yamboya

ENERGIA CORRIENTE CONTINUA							
H	Corriente [A]	Voltaje [V]	POTENCIA [W]	H	Corriente [A]	Voltaje [V]	POTENCIA [W]
1	16	48	768	1	17	48	816
2	18	48	864	2	16	48	768
3	15,5	48	744	3	16	48	768
4	14,9	48	715,2	4	16	48	768
5	14,5	48	696	5	17	48	816
6	15,4	48	739,2	6	17	48	816
7	16	48	768	7	16,5	48	792
8	16	48	768	8	15,6	48	748,8
9	17	48	816	9	17	48	816
10	17,5	48	840	10	17,5	48	840
11	18	48	864	11	17,4	48	835,2
12	17,5	48	840	12	16,5	48	792

ENERGÍA DIARIA DC	18998,4	[Wh/día]
--------------------------	---------	----------

Carga Total AC	1	kW
-----------------------	---	----

Tabla 3.11 Demanda AC diaria Radio Base La Viudita

DESCRIPCION	Cant.	W c/u	Watts	F.D	h/día	Wh
Iluminación	4	100	400	0,3	3	1.200
Tomacorrientes	4	350	700	0,3	4	5.600
Baliza de señalización para torre	1	100	100	0,5	12	1.200
Aire Acondicionado	1	2.000	2.000	0,6	12	24.000

ENERGIA DIARIA AC	17.200	[Wh/día]
--------------------------	--------	----------

Carga Total AC	1,8	kW
-----------------------	-----	----

Carga Total Instalada	3	[kW]
ENERGIA TOTAL	38,99	[kWh/día]

En el Anexo I se puede observar el consumo para la radio Base La belleza donde se verifica que los valores promedios tomados del levantamiento hecho en sitio son equivalentes a los medidos por la Empresa Eléctrica del Norte corroborando así la certeza del estudio de demanda para cada radio base.

3.6 DIMENSIONAMIENTO DE LOS SISTEMAS FOTOVOLTAICOS PARA ELECTRIFICACIÓN DE RADIO BASES REMOTAS DE LA RED TRONCALIZADA NACIONAL DE CNT

Existen varios argumentos para el uso de energías renovables, en este caso la utilización de sistemas fotovoltaicos específicamente para la electrificación de radio bases remotas de CNT, a continuación, se plantea los siguientes argumentos.

- El sol como fuente de energía es inagotable, y gratuita.
- A pesar de no ser una tecnología madura está disponible en todo el mundo, y tiene varios años en el mercado lo cual la hace confiable.
- Los costos de mantenimiento del sistema Fotovoltaico son bajos.
- En áreas remotas es posible encontrar área disponible para la instalación de paneles solares.
- La red troncalizada al ser utilizada por entidades gubernamentales dedicadas a la seguridad ciudadana, es vital que siempre esté en operación, lo cual en estas zonas remotas es complejo debido a que una falla en la red eléctrica por lo general no puede ser atendida inmediatamente por el personal de la empresa distribuidora, del mismo modo la energía generada a base de diésel genera altos

costos de operación y mantenimiento por lo complejo que resulta el acceso al sitio, por lo que un sistema sostenible es una solución factible.

Por estos motivos se propone estudiar la viabilidad de implementar sistemas fotovoltaicos en lugar de generadores a diésel, o en su defecto ver la posibilidad de instalar sistemas híbridos donde se garantice la operación permanente de los sitios y sea económicamente factible.

3.6.1 CASO DE ESTUDIO: RADIO BASE SANTA BÁRBARA

A continuación, se presenta el método matemático y criterios tomados para el dimensionamiento del sistema fotovoltaico, así como las consideraciones tomadas para su desarrollo.

Para cada sitio como se observa en el análisis de la demanda se tiene los datos individuales de energía diaria consumida tanto para la carga DC y AC, y el total, lo cual permite tener un mejor criterio sobre la energía suministrada diariamente la cual es el punto esencial para el inicio del dimensionamiento del sistema fotovoltaico, ya que debido al área limitada con la que se cuenta para su instalación tener el criterio para que el dimensionamiento pueda satisfacer las necesidades energéticas de autonomía de un día, sin embargo también de autoconsumo ya que por tener conexión a la red pública el sistema debe funcionar como respaldo en caso de que exista una falla en el suministro eléctrico público, sin embargo lo que requiere también es aprovechar toda la energía solar generada día a día, con esto el objetivo principal es reemplazar el uso actual que tiene el grupo electrógeno así también tener un ahorro económico por desplazar una cierta cantidad de energía de la red pública.

Teniendo en cuenta que no es posible alimentar toda la demanda diaria, para el diseño se toma en cuenta la demanda energética de los equipos DC como la carga crítica a abastecer de energía ya que esta debe funcionar permanentemente, teniendo como criterio el de darle una autonomía de un día.

Es así, que dado que el sistema actual ya cuenta con sistema de baterías las cuales pueden abastecer de energía durante aproximadamente 24 horas a la carga DC, se propone diseñar un sistema que abastezca aproximadamente el 50% de energía diaria, el sistema estará conformado con un banco de baterías el cual garantice una autonomía de 12 Horas para que en caso de ausencia de energía solar y energía pública el sistema funcione íntegramente durante este tiempo, garantizando así el respaldo de energización del sistema en el caso más crítico y aprovechando toda la energía solar que pueda generar el sistema para la radio base.

Los bancos de baterías estarán conectados a la red pública, el primero que actualmente se encuentra instalado y operando, y el segundo que forma parte del sistema fotovoltaico el cual se conecta mediante el inversor cuyas características y ventajas serán descritas posteriormente, esta conexión redundante de los bancos de baterías a la red pública garantizaran que estos siempre estén cargados para abastecer de energía en un caso crítico y del mismo modo así aprovechar toda la energía producida por los paneles fotovoltaicos en el transcurso del tiempo.

La metodología puede ser utilizada también para realizar el dimensionamiento de un sistema aislado o autónomo lo cual significa que no tiene conexión a la red, en el cual se deberá implementar el número de paneles necesarios para abastecer la demanda de energía, aunque en posible utilizar sistemas híbridos con energía eólica para la optimización del área todo dependerá las cualidades ambientales del sitio.

El consumo de energía eléctrica diaria es el dato inicial que hay que considerar para el dimensionamiento del sistema fotovoltaico, para el caso de estudio se tiene el valor total de energía sin embargo se realizó cálculos previos para determinar el número de paneles que se podría implementar en el sitio aprovechando toda el área posible donde el objetivo será cumplir con las horas de respaldo que se tiene teóricamente un grupo electrógeno standby, el cual puede operar durante 12 horas diarias continuas, sin embargo para garantizar el óptimo desempeño del grupo electrógeno esta operación no debe repetirse más de tres veces a la semana, a diferencia del sistema fotovoltaico el cual operara siempre que haya radiación solar así también las baterías energizaran la radio base siempre y cuando no exista energía solar ni energía de la red pública.

Consecuentemente se realizó el diseño para el 50% de la energía consumida diaria para cada radio base.

A continuación, se presentas la metodología teórica para el dimensionamiento del sistema fotovoltaico asociado a la radio base Santa Bárbara.

Energía Consumida Por día

$$Ed = 39.752 \frac{kWh}{dia}$$

Potencia Nominal de Radio Base

$$P_{RadioBase} \approx 4kW$$

3.6.2 DIMENSIONAMIENTO PANELES SOLARES

Datos

$$\eta_{inversor} = 0.9$$

$$\eta_{cargador} = 0,975$$

$$\text{Factor de Seguridad } K = 1,15$$

$$\text{Horas pico de sol } PSH = 4,24h$$

$$\text{Potencia en Modulo } P_{modulo} = 345 \text{ Wp}$$

$$\text{Voltaje del generador PV } V_{pv} = 48 \text{ VDC}$$

$$V_{modulo} = 37.9 \text{ V}$$

$$\text{Area de un modulo} = 1.944 \text{ m}^2$$

3.6.2.1 Dimensionamiento

Para determinar la dimensión del sistema fotovoltaico es necesario en primer lugar calcular la energía diaria que deben entregar los paneles fotovoltaicos mediante la ecuación:

$$E_{PV} = \frac{E_d}{\eta_{inversor} * \eta_{cargador}} = \frac{39.752}{0.9 * 0.975} = 45.792 \left[\frac{kWh}{\text{día}} \right]$$

La potencia pico de Generador fotovoltaico se calcula mediante la ecuación:

$$PSH = 4.24$$

K es el factor de compensación de resistencia y pérdida de temperatura de celdas fotovoltaicas su valor es 1.15.

$$P_{PP} = \frac{E_{pv} * K}{PSH} = \frac{45.792 * 1.15}{4.24} = 11.519[kWp]$$

Para el estudio se seleccionó el panel fotovoltaico de 345 Wp monocristalino Suntech. El panel fotovoltaico Suntech STP345S-24/VFw es un panel monocristalino, está compuesto por 72 celdas conectadas en serie con dimensiones de 1960x992x40 mm = 1.944 m² de área, la potencia es de 345 Wp. Voltaje del panel 37.9 [V], tiene un voltaje en circuito abierto de 46.6 [V] y una corriente de corto circuito de 9.61 [A], la eficiencia del panel es de 17.7%. Las especificaciones técnicas del panel están en Anexo II.



Figura 3.18 Panel Fotovoltaico Suntech 345Wp

La cantidad necesaria de paneles fotovoltaicos se determina mediante la ecuación:

$$N_{o. \text{ de } \textit{modulos}} = \frac{P_P * 1000}{P_{\textit{de un modulo}}} = \frac{11.519 * 1000}{345} = 34 \textit{ m\u00f3dulos} \approx 36 \textit{ m\u00f3dulos}$$

El número de paneles conectados en serie necesarios para obtener un voltaje de 48 V es obtenido mediante:

$$N_{o. \text{ de } \textit{modulos en serie}} = \frac{V_{PV}}{V_{\textit{de un modulo}}} = \frac{48}{37.9} = 1.2664 \approx 2 \textit{ m\u00f3dulos}$$

El número de strings se usa la ecuación.

$$N_{o. \text{ de } \textit{strings}} = \frac{N_{o. \text{ de } \textit{modulose}}}{N_{o. \text{ de } \textit{modulos en serie}}} = \frac{36}{2} = 18 \textit{ strings}$$

Para poder optimizar el espacio se estimará arreglos con 3 strings en cada uno, por ende, serán 6 arreglos de paneles fotovoltaicos.

El área mínima calculada necesaria para la instalación de los arreglos fotovoltaicos se calcula la ecuación:

$$A_{PV} = N_{o. \text{ de modulos}} * A_{de \text{ un modulo}}$$

$$A_{PV} = 36 * 1,944$$

$$A_{PV} = 69.11 \text{ m}^2$$

La Configuración de distribución de Paneles solares se muestra en la Figura 3.20:

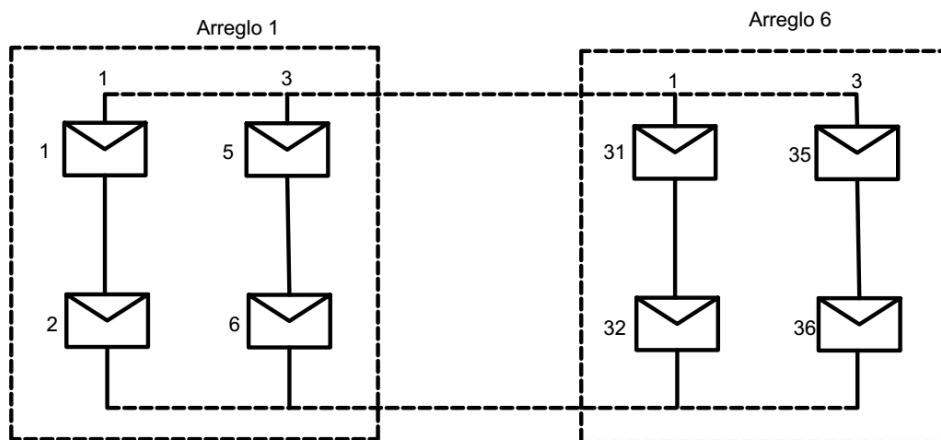


Figura 3.19 Configuración de Generador Fotovoltaico para radio base Santa Bárbara

Para el sistema fotovoltaico.

El máximo voltaje de circuito abierto actual es:

$$V_{OC} = \#Paneles \text{ en Serie} * V_{OC \text{ de Modulo}}$$

$$V_{OC} = 2 * 46.6 = 93.2 \text{ [V]}$$

La máxima corriente de cortocircuito actual es:

$$I_{SC} = \#String \text{ por Arreglo} * \#Arreglos * I_{SC \text{ de Modulo}}$$

$$I_{SC} = 3 * 6 * 9.61 = 172.32 \text{ [A]}$$

De acuerdo con el máximo punto en la curva I-V del panel, dato que consta en el Anexo II, el V_{mp} y I_{mp} del sistema son:

Datos del panel solar:

$$V_{mp}=37.9[V]$$

$$I_{mp} = 9.11[A]$$

Se calcula los valores máximos V_{mp} e I_{mp} para el sistema fotovoltaico.

$$V_{mp} = \#Paneles\ en\ Serie * V_{mpp\ de\ Modulo}$$

$$V_{mp} = 2 * 37.9 = 75.8[V]$$

$$I_{mp} = \#String\ por\ Arreglo * \#Arreglos * I_{SC\ de\ Modulo}$$

$$I_{mp} = 3 * 6 * 9.11 = 163.98 [A]$$

La potencia máxima actual del Generador Fotovoltaico es: $75.8 \times 163.98 = 12.42$ [kWp], por lo tanto, es suficiente para abastecer energía a la torre.

3.6.3 DIMENSIONAMIENTO BATERÍAS

Datos:

$$\eta_{Baterias} = 0.9$$

Autonomía = 1 Días

Profundidad de Descarga [DOD] = 80%

Voltaje de Baterías = 48 [V]

Capacidad en Amperios Hora = 1304 [Ah]

Capacidad de Amperios Hora CAH

Para el estudio se ha seleccionado baterías estacionarias de tipo OPzS plomo-acido. 1304 [Ah], bloques de 2 [V] las cuales tienen una vida útil de más de 10 años, y son de descarga profunda.

La capacidad del bloque de baterías se dimensionará para un periodo de 12 horas de autonomía, la misma que es obtenida mediante la ecuación.

Sin embargo, en la ecuación se utilizará como un día de autonomía, puesto que el sistema está diseñado para la mitad de la demanda por ende se sobre entiende que la autonomía real será también la mitad del tiempo utilizado para los cálculos.



Figura 3.20 Baterías TAB OPzS

$$Ah = \frac{\text{Autonomía} * E_d}{\eta_{\text{inversor}} * V_{\text{Baterías}} * DOD * \eta_{\text{Cargador}}} = \frac{39.752 * 1 * 1000}{0,96 * 48 * 0,8 * 0,9} = 1198.16 [Ah]$$

La capacidad de Baterías en kWh es obtenida mediante la ecuación:

$$CWh = Ah * V_{\text{Baterías}}$$

$$CWh = 1198.16 * 48 = 57.51 [kWh]$$

El Numero de strings se lo calcula mediante

$$N_{o. \text{ de strings}} = \frac{AH}{\text{Capacidad Amperios Hora}} = \frac{1198.16}{1304} = 0.92 \approx 1$$

El número de baterías por strings está dado por:

$$N_{o. \text{ vasos}} = \frac{V_{\text{sistema}}}{2} = \frac{48}{2} = 24$$

El número de baterías necesarias para garantizar los dos días de autonomía es calculado como:

$$N_{o. \text{ celdas}} = N_{\text{vasos}} * N_s = 24 * 1 = 24$$

En La Figura 3.22 se observa el diagrama del bloque de baterías con voltaje 48 V DC/ 1304 Ah (2V/1304Ah las especificaciones pueden verse en el Anexo III).

BANCO DE BATERÍAS

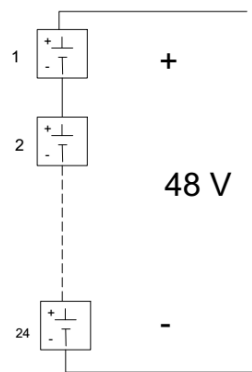


Figura 3.21 Configuración del bloque de baterías de sistema Fotovoltaico de la radio base Santa Bárbara

3.6.4 DIMENSIONAMIENTO CARGADOR

Este elemento en si es un convertidor DC/DC, el cual protege a las baterías de una sobredescarga o una sobrecarga de energía, las entradas y salidas de voltaje dependen de los arreglos de paneles solares y del voltaje de las baterías.

La eficiencia del cargador/regulador no debe ser menor al 92%

Para el dimensionamiento del regulador/cargador se calcula la corriente con la siguiente ecuación.

$$I_{CC} = I_{SC} * \# \text{StringFV} * \text{Factor de Seguridad}$$

Donde el factor de seguridad = 1.25

$$I_{CC} = 9.61 * 3 * 1.25 = 36.03$$

La potencia del Cargador Regulador está dada por:

$$P_{CC} = V_{Sistema} * I_{CC}$$

$$P_{CC} = 48 * 36.03 = 1729.8 [W]$$



Figura 3.22 Controlador de carga BlueSolar MPPT 150/45

El regulador controlador elegido para cada arreglo de paneles fotovoltaicos será "controlador de carga BlueSolar MPPT 150/45". La tensión de salida nominal es de 48 V, la tensión de entrada máxima es de 150 voltios. La tensión de circuito abierto de FV es de 150 V, la potencia máxima de entrada del arreglo solar es de 2000 W y la eficiencia a plena carga es del 97,5%. La hoja de datos se puede encontrar en el Anexo III.

3.6.5 DIMENSIONAMIENTO DEL INVERSOR

La selección del inversor debe ser un 25-30% más grande que la potencia total de la carga. El inversor seleccionado para este sitio que tiene una potencia nominal 4 kW es un inversor "Studer" "XTH 6000-48" con una tensión de entrada nominal de 48 V CC, aparente. Las características técnicas se encuentran en el Anexo IV.

$$P_{NOMINAL\ INVERSOR} \geq P_{RADIO\ BASE}$$

$$P_{NOMINAL\ INVERSOR} = P_{RADIO\ BASE} * 1.25$$

$$P_{NOMINAL\ INVERSOR} = 5KW$$

Potencia de salida Studer XTH 6000-48 es de 5000VA y una eficiencia del 96%.

$$P_{NOMINAL\ INVERSOR} \geq P_{RADIO\ BASE}$$

$$P_{NOMINAL\ INVERSOR} = P_{RADIO\ BASE} * 1.25$$

$$P_{NOMINAL\ INVERSOR} = 5KW$$



Figura 3.23 Inversor Studer XTH

El inversor elegido para todos los sitios es el Studer XTH 6000-48, es de potencia nomina 5kVA a 40 °C , 6kVA durante 30 minutos y brevemente hasta 15kVA, gracias a su capacidad de sobrecarga es posible alimentar equipos con fuertes corrientes de arranque.

La corriente del cargador de baterías es ajustable de 0 a 100Adc. La curva de carga de baterías puede ser configurada para cualquier tipo de batería como son las de plomo con electrolito en gel, OPzS, NiFe, Litio.

El sistema de transferencia funciona mientras una fuente (red pública, grupo electrógeno) se encuentra conectada al inversor Xtender. La computación para la transferencia entre las dos fuentes conectadas al inversor se efectúa sin, así también puede dejar pasar hacia la carga una corriente hasta de 50 Aac sin embargo el paso de la fuente AC al modo inversor dura máximo 15ms lo cual permite realizar una alimentación ininterrumpida.

La función Smart-Boost permite asistir a la fuente Ac con la potencia del inversor, en general este dispositivo en un verdadero gestor de energía ya que es capaz de priorizar la energía generada por el sistema fotovoltaico, al mismo tiempo mantener en un estado integro a las baterías cargadas y libre de sobrecargas o descargas muy profundas, es en sí el que se encarga conjuntamente con los cargadores BlueSolar MPPT 150/45, de aprovechar al máximo la energía solar que puede generar a diario el sistema solar diseñado.

3.6.6 DIMENSIONAMIENTO BREAKER

La selección de un interruptor de circuito adecuado es muy importante en esta etapa, para garantizar la protección de todos los componentes del sistema. La ubicación del interruptor estará en cada arreglo de paneles, por lo que para este sistema FV con seis arreglos, se necesitan seis interruptores automáticos. El interruptor seleccionado es "C60H-DC" C60H - 1 polo - 40 A" fabricado por Schneider Electric con 40A de corriente nominal.

En el Anexo V se encuentran las características técnicas del breaker.

El dimensionamiento para la selección del interruptor es:

$$I_{C.B} = k * I_{\max \text{ arreglo}}$$

$$I_{\max \text{ arreglo}} = \text{la máxima corriente del arreglo FV}$$

$$I_{\max \text{ arreglo}} = \text{No. strings por arreglo} * I_{S.C \text{ panel}}$$

$$I_{C.B} = 1.2 * 3 * 9.61 = 34.596[A]$$



Figura 3.24 Interruptor C60H-DC

3.6.7 DIMENSIONAMIENTO DE CABLE

El cable para la instalación de los sistemas fotovoltaicos es de gran importancia ya que si su dimensionamiento está mal realizado, por ejemplo, si se selecciona un calibre menor al necesario, la vida útil del cable se reducirá ya que la temperatura al operar el sistema fotovoltaico sería más alta que la temperatura para la que está diseñado, de tal modo que el riesgo de incendio es mayor para la instalación. Del mismo modo por las propiedades mismo de los elementos utilizados para la fabricación de la parte conductora de los cables, mientras más alta es la temperatura, la resistencia al flujo de corriente también lo es, lo que provoca que toda la energía que genera el sistema fotovoltaico no sea aprovechada.

Como se ha descrito anteriormente el sistema fotovoltaico generara en corriente continua con un nivel de voltaje de 48V, donde se analizan los siguientes tramos para las conexiones; Caja de conexión de los arreglos fotovoltaicos con el regulador/cargador, el regulador/cargador con las baterías, baterías con el inversor e inversor con la Radio Base. Todos los tramos estarán conformados por dos conductores, positivo y negativo, independientes el uno del otro.

El conductor que se utilizará para las instalaciones será cable TWD-UV el cual es resistente a la luz solar y es diseñado específicamente para estar en la intemperie, y conductor de cobre THW que es termoplástico resistente a la humedad, calor debe estar aislado de la intemperie mediante tubo conduit tipo ligero.

El cálculo de sección del cable se lo realiza mediante la siguiente ecuación:

$$S = 2 \frac{L * I}{k * \Delta V} [mm^2]$$

Ecuación 3.1 Cálculo de sección del cable

Dónde:

L: Longitud del cable.

I: Corriente que atravesara el conductor

K Conductividad del Cobre

ΔV Caída de Voltaje entre los extremos del cable.

El valor de la conductividad, k, se consultó en la norma UNE 2003, "Cobre tipo recocido e industrial, para aplicaciones eléctricas". En este documento se encuentra la conductividad del cobre a 20 grados centígrados el mismo que es 58 m/ Ω mm², y de la misma manera el valor del cociente de temperatura 0300393 Ω -1.

La siguiente ecuación es utilizada para determinar la conductividad del cobre a cualquier temperatura T'.

$$k = \frac{k'}{(1 + 0.00393 * (T' - T))}$$

k': 58 m/ Ω mm²

T= 20 grados centígrados

La temperatura de operación escogida para el cálculo de sección del conductor será 90 grados centígrados.

$$k = \frac{58}{(1+0.00393*(60-20))} = 50 \text{ m}/\Omega\text{mm}^2$$

$$k = \frac{58}{(1+0.00393*(75-20))} = 47.5 \text{ m}/\Omega\text{mm}^2$$

Tabla 3.12 Recomendaciones para caídas de voltaje

TRAMO	VOLTAJE [V]	% ΔV	CAIDA DE VOLTAJE
Arreglo FV-Regulador	75.8*	1.5	1.137
Regulador Baterías	48	0.5	0.24
Baterías- Inversor	48	1	0.48

*Vmp 37.9, y se tiene dos paneles en serie para que el sistema opere a 48V

3.6.7.1 Tramo Arreglos Fotovoltaicos conexión a Caja de Conexiones

El tramo de la interconexión del arreglo de paneles solares se prevé utilizar cable de cobre THHN considera una longitud de 1.5 m

$$S = 2 * \frac{1.5 * 34.396}{47.5 * 0.379} = 5.73[mm^2]$$

Cable seleccionado SECCION 5.26 mm² CALIBRE: 10 AWG THHN

3.6.7.2 Tramo Caja de Conexiones Arreglos Fotovoltaicos – Regulador Cargador

El tramo desde los arreglos hacia los Reguladores está compuesto por cuatro tramos debido a que son 4 reguladores/cargadores, los cuales serán prácticamente los mismos, considerando una longitud de 14m

$$S = 2 * \frac{14 * 34.396}{50 * 1.137} = 16.94[mm^2]$$

Cable seleccionado SECCION 21.15 mm² CALIBRE: 4 AWG THHN

3.6.7.3 Tramo Regulador Cargador – Baterías

El tramo desde los Reguladores hasta las baterías está compuesto por cuatro tramos debido a que son 4 reguladores/cargadores, los cuales serán prácticamente los mismos, considerando una longitud de 3m

$$S = 2 * \frac{3 * 34.396}{47.5 * 0.24} = 18.10[mm^2]$$

Cable seleccionado SECCION 21.15 mm² CALIBRE: 4 AWG TTU

3.6.7.4 Tramo Regulador Cargador – Carga

El tramo desde los Reguladores hasta las baterías está compuesto por cuatro tramos debido a que son 4 reguladores/cargadores, los cuales serán prácticamente los mismos, considerando una longitud de 3m.

$$S = 2 * \frac{10 * 34.396}{47.5 * 0.48} = 18.89[mm^2]$$

Cable seleccionado SECCION 21.15 mm² CALIBRE: 4 AWG TTU.

Tabla 3.13 Resumen de dimensionamiento de cable

TRAMO	Corriente SC	Calibre	Tipo de Cable
Caja De Conexiones Arreglo FV-Regulador	34.396	4 AWG	THHN
Regulador Baterías	34.396	4 AWG	TTU
Regulador- Carga CC	34.396	4 AWG	TTU

3.7 DISEÑO DE SISTEMA FOTOVOLTAICO DE RESPALDO PARA LAS CUATRO RADIOS BASES REMOTAS DE LA RED TRONCALIZADA NACIONAL DE CNT

Para los dimensionamientos de los sistemas fotovoltaicos de todas las radios bases se utilizó el mismo modelo matemático por lo que continuación se presenta un resumen de resultados para los dimensionamientos de las 4 radio bases.

3.7.1 RADIO BASES

La red troncalizada está conformada por radio bases que son similares en tecnología e infraestructura, cabe recalcar que estas también se encuentran en un proceso de repotenciación y/o actualización, por lo que se consideró realizar un diseño modular el cual sea relativamente fácil su ampliación, a continuación, se presenta los elementos establecidos para el sistema fotovoltaico de cada radio base.

Tabla 3.14 Componentes del Sistema Fotovoltaico de la radio Base Santa Bárbara

STA. BARBARA	Modelo	Capacidad	Cantidad
PANEL FV	SUNTECH MONO 345	345 Wp	36
CARGADOR	MPPT 150/45	2,6 KW x Arreglo	6
BREAKER	C60H-DC	40A	6
BATERÍA	TAB: 12 OPzS 1200, 2V	1304 Ah/2V	24
INVERSOR	Studer XTH 6000-48	5000 VA	1

Tabla 3.15 Componentes del Sistema Fotovoltaico de la Radio Base La Belleza

LA BELLEZA	Modelo	Capacidad	Cantidad
PANEL FV	SUNTECH MONO 345	345 Wp	36
CARGADOR	MPPT 150/45	2,6 KW x Arreglo	6
BREAKER	C60H-DC	40A	6
BATERÍA	TAB: 12 OPzS 1200, 2V	1304 Ah/2V	24
INVERSOR	Studer XTH 6000-48	5000 VA	1

Tabla 3.16 Componentes del Sistema Fotovoltaico de la Radio Base La Viudita

LA VIUDITA	Modelo	Capacidad	Cantidad
PANEL FV	SUNTECH MONO 345	345 Wp	60
CARGADOR	MPPT 150/45	2,6 KW x Arreglo	10
BREAKER	C60H-DC	40A	10
BATERÍA	TAB: 12 OPzS 1500, 2V	1669 Ah/2V	24
INVERSOR	Studer XTH 6000-48	5000 VA	2

Tabla 3.17 Componentes del Sistema Fotovoltaico de la Radio Base Yamboya

YAMBOYA	Modelo	Capacidad	Cantidad
PANEL FV	SUNTECH MONO 345	345 Wp	18
CARGADOR	MPPT 150/45	2,6 KW x Arreglo	3
BREAKER	C60H-DC	40A	3
BATERÍA	TAB: 10 PPzS 1000, 2V	868 Ah/2V	24
INVERSOR	Studer XTH 6000-48	5000 VA	1

A continuación, en la Tabla 3.18 se presenta los resultados obtenidos teóricamente para los cuatro sitios.

Tabla 3.18 Dimensionamiento de sistema fotovoltaico para todas las radios bases.

COMPONENTE	SANTA BARBARA	LA BELLEZA	LA VIUDITA	YAMBOYA
SITIO	Troncalizada	Troncalizada	Troncalizada	Troncalizada
RBS	INDOOR	INDOOR	INDOOR	INDOOR
CARGA kW	4	4	7	4
Ed kWh/día	42,86	40,03	79,19	24,87
Epv kWh/día	45,79	42,77	84,64	26,57
Ppvg kWp	12,42	12,42	20,7	6,21
No. Paneles FV	36	36	60	18
No. Paneles FV en serie	2	2	2	2
No. Strings	18	18	30	9
No. Arreglos	6	6	10	3
Ap.v generador m2	69,99	69,99	116,65	34,99
Vov.pvg Voltios	93,2	93,2	93,2	93,2
Isc.pvg Amperios	216,225	345,96	576,6	172,98
CAh 1 días Ah	1198,16	1206,56	2245,47	749,53
Capacidad Wh	62592	62592	80112	41664
No. Strings Baterías	1	1	1	1
No. Baterías en serie	24	24	24	24
No. De Baterías	24	24	24	24
No de Cargadores	6	6	10	3
No Breakers	6	6	10	3

Para todos los casos se analizó, el aprovechamiento máximo del área en sitio, por lo que se hizo de una manera modular diseñando arreglos de 6 paneles, al ser lugares en la cima de la montaña o cerro se tiene la ventaja de que exista la superficie necesaria para la implementación de paneles, sin embargo al ser estos sitios terrenos privados estos, primero tienen que ser autorizados, por lo que para el diseño del sistema se analiza con la restricción de área, la misma que es posible aprovechar actualmente en

cada sitio, por los motivos señalados se plantea para todos los sitios instalar dos arreglos de 6 paneles fotovoltaicos anclados en la torre auto soportada.

Consecuentemente con lo descrito en el punto anterior, el sistema al ser dimensionado para abastecer la mitad de la demanda se garantiza que se tendrá almacenada energía para que la radio base funcione íntegramente durante 12 horas en el caso más crítico de no existir ninguna de las dos fuentes de energía, así también existe un sistema de baterías de respaldo el cual se encuentra actualmente instalado cuya operación se daría en el caso crítico de no existir ninguna de las fuentes de energía antes mencionadas, esta garantiza el funcionamiento de aproximadamente 24 horas, cabe recalcar que esta alimentará solo a la carga DC.

El inversor recomendado, así como la mayoría de inversores actualmente en el mercado tienen la capacidad de gestionar la energía, por lo fácilmente estos puede ser el medio de conexión de distintas fuentes de energía, lo cual es vital en lugares remotos donde no hay acceso para transporte a menos de que este sea aéreo, y por seguridad del sistema sería factible contar con un grupo electrógeno el mismo que operaría esporádicamente generando bajos costos de operación y mantenimiento, puesto que el inversor sería el que gestione el aprovechamiento máximo de las energías renovables, y del mismo modo se encargaría de la correcta operación del grupo electrógeno.

Como se observa en la siguiente tabla la autonomía para todos los sitios en promedio es de 15 horas la misma que junto a la autonomía del banco de baterías actualmente en operación en cada sitio se garantizaría el objetivo de tener una autonomía general de 1 día, es importante que el sistema fotovoltaico dimensionado, y el sistema de respaldo con baterías actualmente usado son sistemas independientes.

Tabla 3.19 Resultado autonomía de Sistemas Fotovoltaicos para cada Sitio

	Potencia FV [KWp]	Área [m2]	kWh/día FV	kWh/día RBS	Δ kWh/día	Horas de autonom.
SANTA BARBARA	12,42	70,00	50,07	79,50	36,64	15,12
LA BELLEZA	12,42	70,00	50,07	78,30	38,27	15,35
LA VIUDITA	22,77	128,33	84,48	149,00	70,23	13,61
YAMBOYA	6,21	35,00	33,33	39,00	14,13	20,51

A continuación, se presenta el diagrama esquemático del sistema de electrificación para las radio bases de la Red Troncalizada Nacional de CNT, donde se puede observar la redundancia que tiene la conexión de las baterías para tener una garantía que estén cargadas frente a un evento crítico.

El modo de operación del cual básicamente se encarga el inversor, el cual gestiona el suministro de energía hacia la radio base, a su vez en conjunto con el cargador-regulador se encargan de mantener a la batería en condiciones óptimas de carga y descarga, y dando prioridad al aprovechamiento de energía solar.

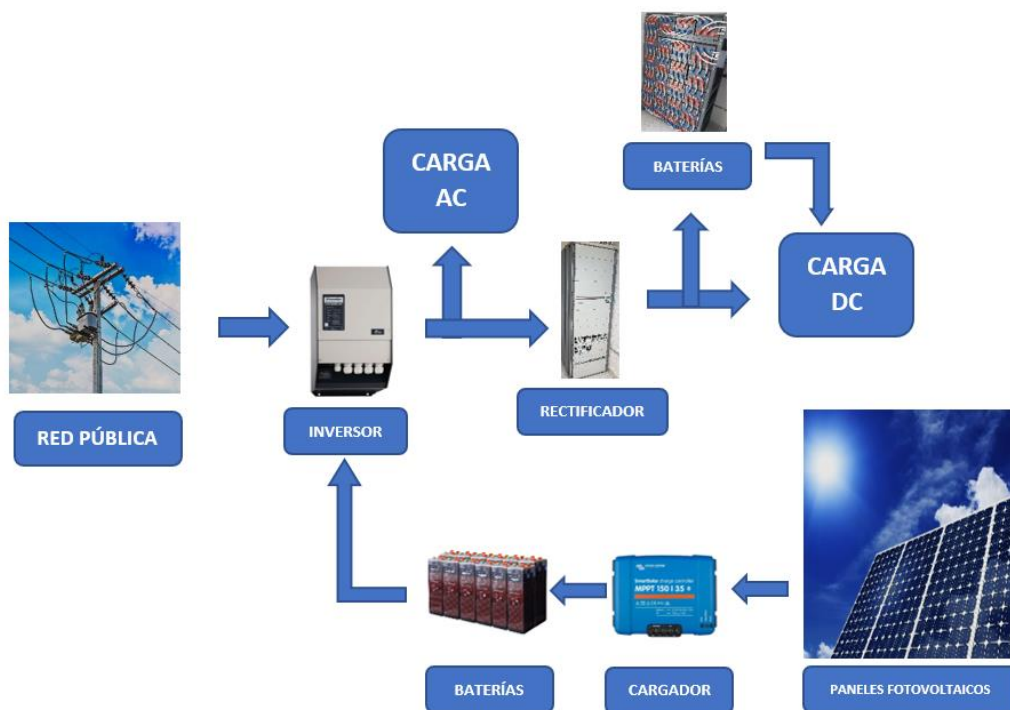


Figura 3.25 Esquema del sistema de energización para las radio bases remotas de la Red Troncalizada Nacional de CNT con Sistema Fotovoltaico.

3.7.2 DIAGRAMA ESQUEMÁTICO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

Diagrama para Radio Base Santa Bárbara

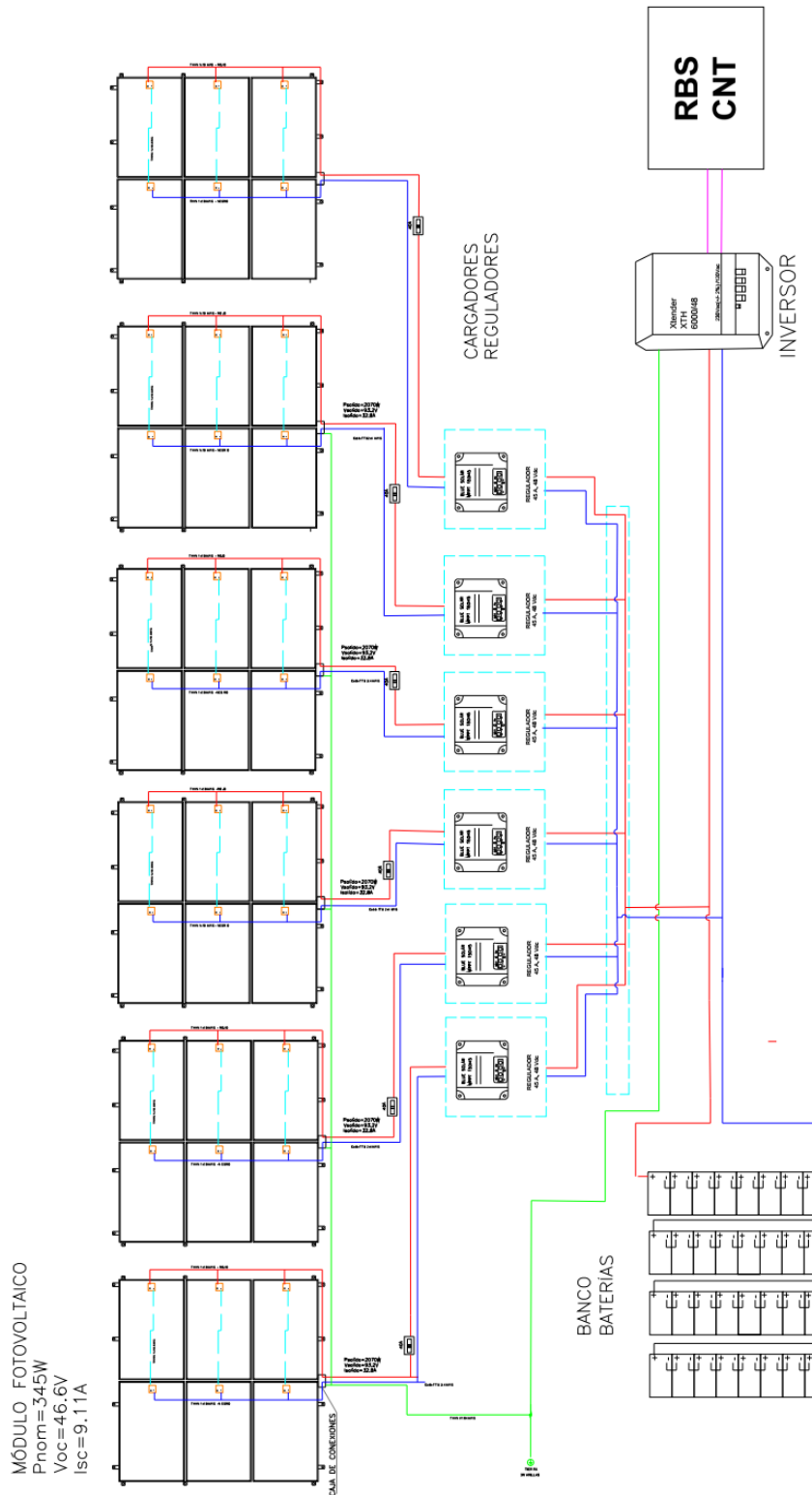


Figura 3.26 Esquema de bloques del Sistema Fotovoltaico Radio Base Santa Bárbara

3.8 INSTALACIÓN ÓPTIMA DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

Los paneles fotovoltaicos para cada sitio se instalarán en dirección hacia el sur de la manera adecuada para cada sitio. Normalmente los sitios de radio están ubicados en el techo de un edificio, casa, o en este caso que lo están en campo verde de telecomunicaciones en la cima de alguna montaña. El efecto de sombreado de los paneles fotovoltaicos tiene un impacto devastador en sus rendimientos ya que cualquier sombra genera que la producción de electricidad en un panel fotovoltaico baje considerablemente.

3.9 RESULTADOS DE SIMULACIONES EN PVSYS Y COMPARACIÓN CON RESULTADOS TEÓRICOS

Tabla 3.20 Resultados energéticos de sistema simulado con PVSyst

	Potencia FV [KWp]	Área [m2]	kWh/año FV
SANTA BÁRBARA	12,42	70,4	17.000
LA BELLEZA	12,42	70,4	17.590
LA VIUDITA	22,77	129	34.460
YAMBOYA	6,21	35,2	9.390

Tabla 3.21 Resultados energéticos metodología teórica

	Potencia FV [KWp]	Área [m2]	kWh/año FV
SANTA BÁRBARA	12,42	70,00	15.644,39
LA BELLEZA	12,42	70,00	14.611,26
LA VIUDITA	22,77	128,33	28.749,006
YAMBOYA	6,21	35,00	9.076,69

En el Anexo VIII se encuentran las simulaciones de sistemas para las radios bases del estudio, el cual se lo realizo con las mismas condiciones del dimensionamiento teórico presentado anteriormente, donde se observa que en lo que respecta a la cantidad de energía producida anualmente por el sistema fotovoltaico son mayores a las calculadas teóricamente, esto es producto de que la radiación considerada por este software es mayor a las de la base de datos de la NASA las cuales fueron tomados para este estudio, es así que se puede observar que los resultados del sistema dimensionamiento teóricamente son equivalentes a los dimensionados por el software.

4. ANÁLISIS ECONÓMICO PARA LA ELECTRIFICACIÓN DE RADIO BASES REMOTAS DE CNT CON SISTEMAS FOTOVOLTAICOS EN LUGAR DE GENERADORES DIÉSEL

4.1 INTRODUCCIÓN

Las empresas de telecomunicaciones tienen un fuerte efecto en los mercados locales e internacionales en todo el mundo, pues los efectos inciden en el estilo de vida y el comportamiento de sus clientes con campañas de marketing bien estudiadas y perfectamente dirigidas.

Adoptar la cultura de la tecnología ecológica de dichas compañías se considera un gran paso para cualquier empresa, promocionarse como un amigo ambientalista y como un modelo a seguir, no solo para las personas comunes sino también para las compañías no es una tarea fácil y requiere de mucho esfuerzo y dedicación para cualquier compañía de telecomunicaciones que ingrese al campo verde.

Este será el desafío para cualquier diseño sugerido. Y para superar este desafío y elegir una alternativa adecuada, el factor clave en esta etapa es el factor económico, sin dejar de considerar otros factores esenciales como el medio ambiente, social, político, ético, de salud, seguridad y sostenibilidad, todos y cada uno de ellos son de gran importancia. En este estudio de viabilidad se tiene como objetivo descubrir de manera precisa y racional las fortalezas y debilidades del proyecto propuesto, las oportunidades y amenazas presentes en el entorno, y los recursos necesarios para llevarlo a cabo y, en última instancia, las perspectivas de éxito.

El modelo económico incluirá los flujos de efectivo anuales, el valor actual de los costos del sistema, los ingresos y los costos anuales. Además, el análisis ha sido diseñado para permitir una comparación económica del uso del sistema fotovoltaico en lugar de generadores diésel.

4.2 ANÁLISIS FINANCIERO PARA LA ELECTRIFICACIÓN DE RADIO BASES REMOTAS RED TRONCALIZADA NACIONAL DE CNT CON SISTEMAS FOTOVOLTAICOS EN LUGAR DE GENERADORES DIÉSEL

En ese apartado se analizará los costos generados por el grupo electrógeno y por el sistema fotovoltaico, para realizar una comparación financiera, y evaluar si es económicamente viable mediante el cálculo de ciertos indicadores, es así que se hará principalmente la comparación entre el costo de mantenimiento y operación de las dos tecnologías para determinar el ahorro generado por utilizar energía renovable, del mismo modo se calcula el costo por kWh de las dos tecnologías para tener una visión más clara de que tecnología es más factible utilizar en el transcurso del tiempo.

4.2.1 ANÁLISIS DE SISTEMA GENERADOR A DIÉSEL

Tabla 4.1 Datos generales de grupos electrógenos

Radio Base	No de Gen. a diésel	Marca de Generador	Capacidad [KVA]	Costo de Generador a diésel
Santa Bárbara	1	POWER LINK	48	20000
La Belleza	1	POWER LINK	33	17500
La Viudita	1	POWER LINK	69	25000
Yamboya	1	BROADCROWN	25	15000

Como se detalló en el capítulo anterior las radio bases tienen conexión a la red pública, sin embargo, por las mismas condiciones del entorno donde estas instalaciones están ubicadas tienen a tener constantes fallas, donde se consideraría la operación del generador a diésel, dicha operación se consideró de 1008 horas anuales, con lo que se calcula el consumo anual de diésel de los grupos electrógenos de cada sitio como se muestra en la tabla.

Tabla 4.2 Consumo de diésel de grupos electrógenos

CONSUMO DE DIESEL DE GENERADORES				
Radio Base	Santa Bárbara	La Belleza	La Viudita	Yamboya
Tecnología	Troncalizada	Troncalizada	Troncalizada	Troncalizada
Operación horas por año	1008	1008	1008	1008
Consumo de diésel diario L/h	6	4,8	11	3
Consumo de diésel anual L	6048	4838,4	11088	3024

Los generadores actualmente instalados en cada sitio son de respaldo, por lo cual se consideró que su dimensionamiento es para operar máximo 3 veces por semana, y durante 12 horas consecutivas.

Del mismo modo para el análisis se consideró el valor del diésel de 3.02 USD/Gal, el cual es el valor del diésel internación, valor tomado de un informe de indicadores macroeconómicos de la Facultad de Ciencias Económicas de la Universidad Católica del Ecuador [Anexo X], tomando en cuenta que el valor comercial del diésel actualmente según los valores de Petroecuador es 2.19 USD/gal y que el valor internacional es según fuentes extranjeras de 3.95 USD/gal.

El valor internacional del diésel representa el valor real que tiene el diesel sin subsidios, del mismo modo se tomará como tarifa de energía eléctrica 0.16 USD/kWh ya que es el valor aproximada del costo de la energía eléctrica pública sin subsidios, el estudio será analizado con esos valores debido a que CNT es una empresa Pública y los resultados se verán reflejados como beneficio para el estado ecuatoriano.

Para el análisis se contemplan el costo del diésel, costos de operación del sistema y costos de mantenimiento, como se detalla a continuación.

Tabla 4.3 Costos Operación y Mantenimiento de Grupos Electrónicos

Costo de operación y mantenimiento de Grupos Electrónicos				
Radio Base	Santa Bárbara	La Belleza	La Viudita	Yamboya
Costo anual de consumo de diésel [USD/Año]	\$4.825,09	\$3.860,07	\$8.846,00	\$2.412,55
Costo anual de mantenimiento preventivo 1 [USD/Año] (1 mant.)	\$2.000,00	\$1.800,00	\$2.250,00	\$1.500,00
Costo anual de mantenimiento preventivo 2 [USD/Año] (2 mant.)	\$1.000,00	\$1.000,00	\$1.000,00	\$1.000,00
Costo mano de obra O/M de generador.	\$818,18	\$818,18	\$818,18	\$818,18
Costo anual de transporte [USD/Año]	\$1.200,00	\$1.000,00	\$1.000,00	\$1.000,00
Total costo anual [USD/Año]	\$9.843,27	\$8.518,46	\$13.914,18	\$6.730,73

4.2.2 ANÁLISIS DE SISTEMA FOTOVOLTAICO

El sistema fotovoltaico está compuesto por diferentes elementos entre los cuales se encuentran detallados a continuación juntamente con sus valores unitarios.

Tabla 4.4 Precios Unitarios Cotizados

Nº	DESCRIPCIÓN	UNIDAD	PRECIO UNITARIO USD
1	Panel 345 Suntech Wp hasta 345 Wp; Vmp≥ 50V, Imp ≥ 6A ,Icc ≥ 6A, Vcircuito abierto ≥ 60V, con caja de conexión ≥IP65	Wp	0,79
2	Estructura de soporte y fijación para 6 paneles de 1,960x0,960m	U	1.800,00
4	Puesta Tierra de Panel y estructura, Regulador, y Base	U	100,00
5	BlueSolar MPPT 150/45	U	800,00
6	TAB: 12 OPzS 1200, 2V	U	687,09
7	Inversor Studer 6000/48V + Control Remoto	U	3.000,00
8	Cables de conexión entre Panel-Regulador--Batería	Arreglo	200,00
9	Soporte y fijación para baterías, regulador	U	40,00
10	Tablero de distribución o caja térmica monofásica de 2 espacios	U	60,00
11	BREAKER C60H-DC 40A	U	200,00

Del dimensionamiento de los sistemas fotovoltaicos se tiene la producción energética de cada uno de estos, del mismo modo se cuenta con el costo de inversión inicial.

El costo de mantenimiento se considera el 2% del costo total del sistema, las baterías tienen una vida útil de 10 años según el fabricante.

Tabla 4.5 Costos de inversión, Operación y Mantenimiento de Sistemas Fotovoltaicos

Radio Base	Santa Bárbara	La Belleza	La Viudita	Yamboya
Tecnología	Troncalizada	Troncalizada	Troncalizada	Troncalizada
Tipo	Indoor	Indoor	Indoor	Indoor
Producción anual de Energía [kWh]	15644,37888	14611,2595	28749,006	9076,69152
Costo total Sistema FV	49.698,97	49.698,97	83.334,76	32.645,03
Costo Operación y Mantenimiento USD/Año (2% del costo total)	\$993,98	\$993,98	\$1.666,70	\$652,90
Cambio de Baterías	16.490,17	16.490,17	23.929,46	12.152,13
Valor de salvamento USD (2-5%) del costo total	1739,46395	1739,46395	2916,7166	1142,57605

4.3 AHORRO ANUAL DE LA SUSTITUCIÓN DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS EN LUGAR DE GRUPOS ELECTRÓGENOS

Una vez que se ha analizado financieramente el sistema fotovoltaico y el sistema de electrificación con grupo electrógeno se observa que la inversión inicial para el sistema fotovoltaico es mucho más costosa, sin embargo, también se observa que en lo que respecta a operación y mantenimiento el grupo electrógeno es más costoso, y es de donde se calcula el ahorro anual en base a la operación y mantenimiento.

Tabla 4.6 Ahorro de Costo de Operación y Mantenimiento.

RADIO BASE	SISTEMA FOTOVOLTAICO	GENERADOR DIESEL	AHORRO
Santa Bárbara	\$993,98	\$9.843,27	\$8.849,29
La Belleza	\$993,98	\$8.518,46	\$7.524,48
La Viudita	\$1.666,70	\$13.914,18	\$12.247,49
Yamboya	\$652,90	\$6.730,73	\$6.077,83

Este ahorro es considerado como un valor fijo y básicamente representa el valor que se dejaría de pagar por el cambio de tecnología. Sin embargo, el sistema solar permanecerá operando los 365 días del año lo cual significa que aparte de reemplazar a la energía y funcionalidad del sistema electrógeno, éste durante el año generará cierta cantidad de energía la cual ya no será suministrada por la red pública, generando así un ahorro.

Este ahorro está dado por la energía que el sistema fotovoltaico genere en 280 días, ya que la energía generada los 85 días restantes representa la energía que reemplaza al generador fotovoltaico.

El costo del kWh de energía eléctrica considerado para los cuatro sitios es 0.16 USD, el costo es el valor medio determinado mediante información de consumo y costo mensual para este sitio, esta información es pública en la página web de la Empresa Eléctrica del Norte, y el suministro fue adquirido en la visita técnica.

Tabla 4.7 Ahorro por minimizar el consumo de energía de la red pública.

Radio Base	USD/kWh RED PÚBLICA	kWh Anual Sistema FV	kWh Anual Grupo Electrónico	Ahorro Anual Energético kWh	Ahorro [USD]
Santa Bárbara	\$0,16	15.601,52	3.339,17	12.262,35	\$1.961,98
La Belleza	\$0,16	14.571,23	3.288,77	11.282,46	\$1.805,19
La Viudita	\$0,16	28.670,24	6.257,93	22.412,31	\$3.585,97
Yamboya	\$0,16	9.051,82	1.637,93	7.413,89	\$1.186,22

4.3.1 DEGRADACIÓN DEL AHORRO ANUAL DEBIDO A LA PÉRDIDA DE DEFICIENCIA DE LOS PANELES

La degradación del ahorro energético depende directamente de la vida útil del panel fotovoltaico, la misma que está considerada 20 años para lo cual se considera la degradación en la eficiencia de los paneles con el 0.5% de degradación por año.

A continuación, se presenta la degradación del ahorro anual en el transcurso de los 20 años de vida útil para cada Radio Base.

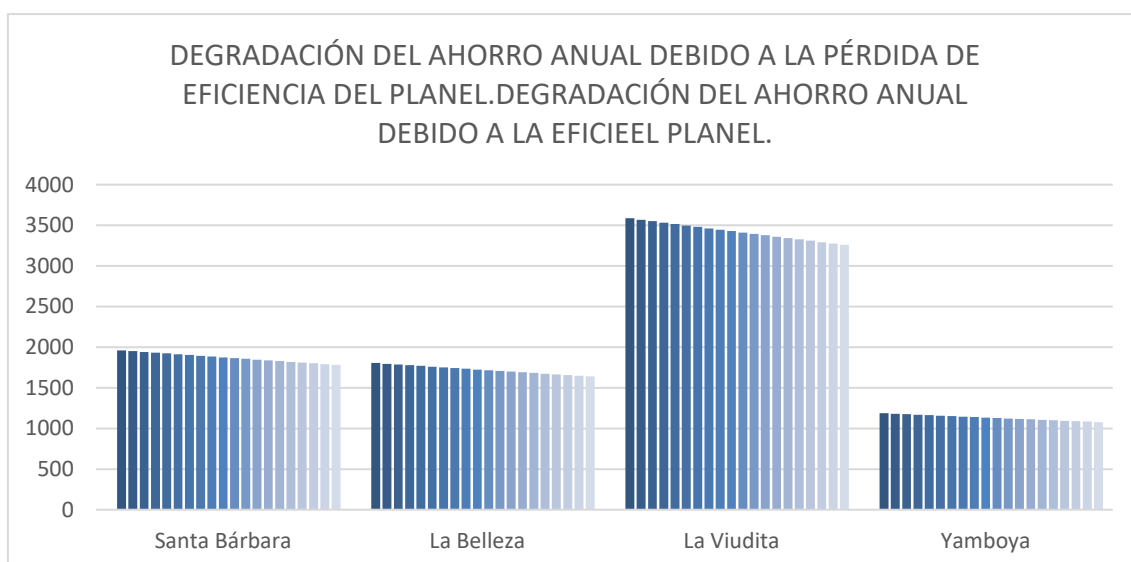


Figura 4.1 Degradación de ahorro anual debido a pérdida de eficiencia de los paneles fotovoltaicos

4.3.2 DIAGRAMA DE FLUJOS DE CAJA PARA LOS SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

El Flujo de Caja es un informe financiero que presenta un detalle de los flujos de ingresos y egresos de dinero que tiene una empresa en un período dado. Algunos ejemplos de ingresos son los ingresos por venta, el cobro de deudas, alquileres, el cobro de préstamos, intereses, etc. Ejemplos de egresos o salidas de dinero, son el pago de facturas, pago de impuestos, pago de sueldos, préstamos, intereses, amortizaciones de deuda, servicios de agua o luz, etc. La diferencia entre los ingresos y los egresos se conoce como saldo o flujo neto, por lo tanto, constituye un importante indicador de la liquidez de la empresa. Si el saldo es positivo significa que los ingresos del período fueron mayores a los egresos (o gastos); si es negativo significa que los egresos fueron mayores a los ingresos.

4.3.3 INDICADORES ECONÓMICOS PARA EL ANÁLISIS FINANCIERO

Para la evaluación financiera se realiza la cuantificación y análisis de dos conceptos económico-financieros que son la Tasa Interna de Retorno (TIR) y el Valor Actual Neto (VAN), al ser CNT una empresa pública los beneficios serán cuantificados netamente para el Estado. El Valor Actual Neto (VAN) es un procedimiento que permite calcular el valor presente de un determinado número de flujos de caja futuros, originados por una inversión.

Mediante el cálculo se establece la viabilidad económica de los proyectos siempre y cuando $VAN > 0$.

Para el cálculo del VAN se emplea la siguiente ecuación.

$$VAN = \sum_{t=1}^n \frac{V_t}{(1+k)^t} - I_0$$

Donde

V_t : Vida útil de proyecto

K, es el tipo de interés o tasa de retorno.

La Tasa Interna de Retorno, TIR, de una inversión es el promedio geométrico de los rendimientos futuros esperados de dicha inversión. La TIR puede usarse como indicador de rentabilidad de un proyecto, a mayor TIR mayor rentabilidad. Esto se utiliza como criterio para decidir sobre la aceptación o rechazo de una inversión.

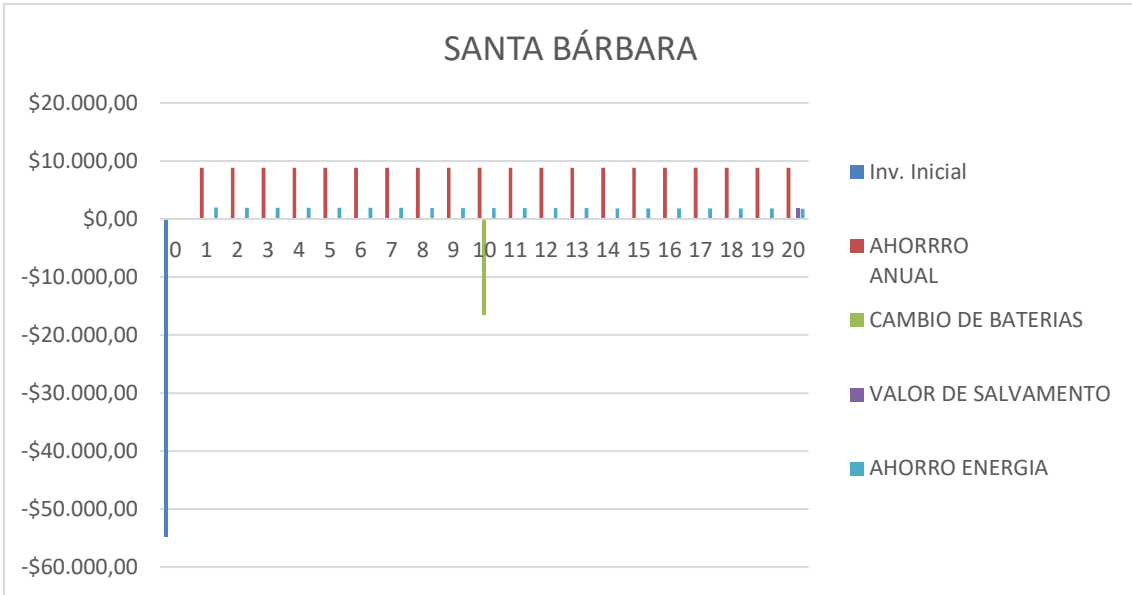


Figura 4.2 Flujo de Caja para Radio Base Santa Bárbara

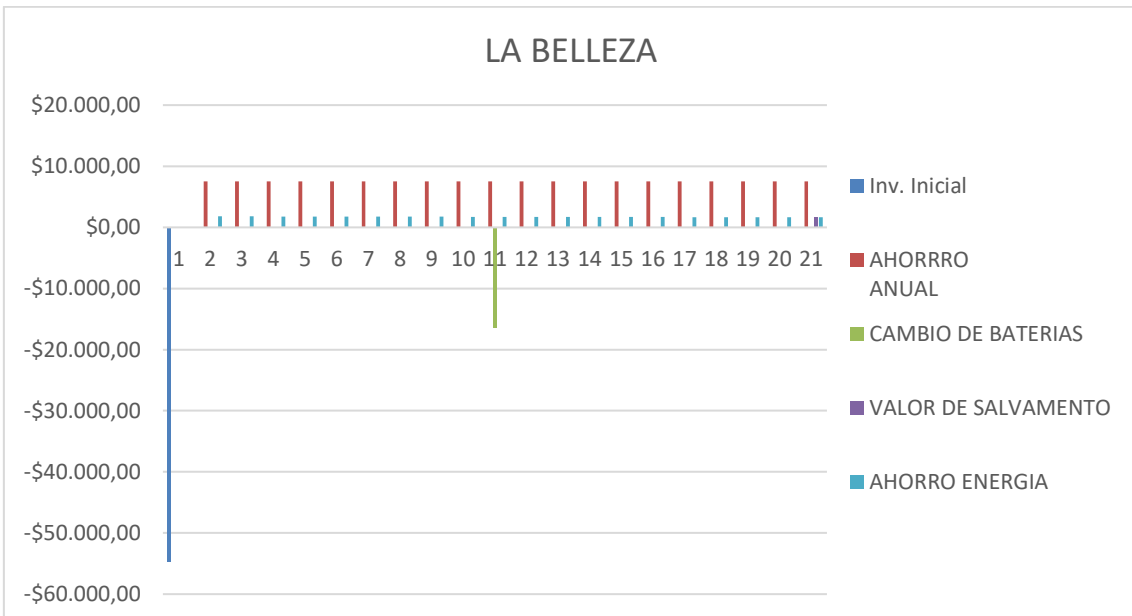


Figura 4.3 Flujo de Caja para Radio Base La Belleza

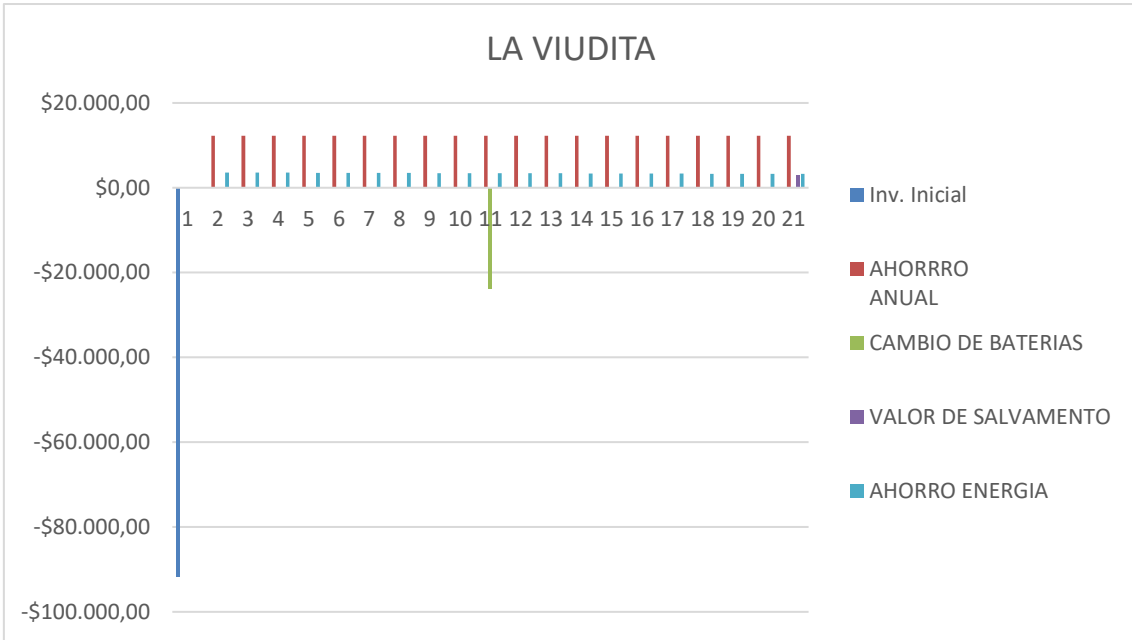


Figura 4.4 Flujo de Caja para Radio Base La Viudita

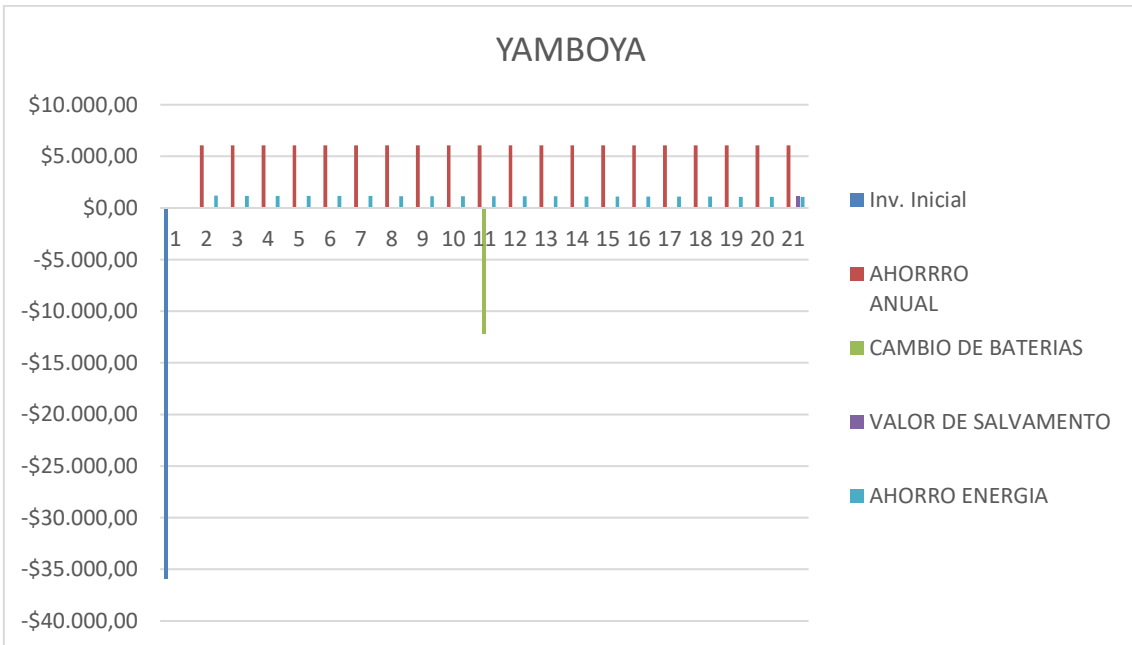


Figura 4.5 Flujo de Caja para Radio Base Yamboya

4.4 RESULTADOS DE ANÁLISIS FINANCIERO

El análisis se lo realizó considerando una tasa de descuento del 10%, dicha tasa de acuerdo con la lectura de varios proyectos es la que generalmente se utiliza para la evaluación de proyectos de esta índole.

Tabla 4.8 Resultados con una tasa de descuento 10%

Radio Base	Santa Bárbara	La Belleza	La Viudita	Yamboya
TIR	18%	15%	15%	18%
VAN	\$30.743,99	\$18.172,76	\$33.369,08	\$21.097,36
B/C	1,50	1,30	1,33	1,52
AÑOS DE RECUP.	7,4	11,2	9,0	7,2

Tabla 4.9 Resultados con una tasa de descuento 7%

Radio Base	Santa Bárbara	La Belleza	La Viudita	Yamboya
TIR	18%	15%	15%	18%
VAN	\$51.191,79	\$35.554,99	\$63.306,79	\$34.715,73
B/C	1,81	1,56	1,61	1,82
RECUP.	6,5	7,8	7,7	6,3

Tabla 4.10 Resultados con una tasa de descuento 14%

Radio Base	Santa Bárbara	La Belleza	La Viudita	Yamboya
TIR	18%	15%	15%	18%
VAN	\$12.259,86	\$2.475,39	\$6.308,89	\$8.792,25
B/C	1,21	1,04	1,06	1,22
RECUP.	11,2	16,9	15,7	10,8

Como se puede apreciar en los resultados la Tasa Interna de Retorno es aceptable , el proyecto fue evaluado con una tasa de descuento del 10% sin embargo, también se presenta valores para tasas de descuento del 7% y 14% que son típicamente utilizadas para la evaluación de sistemas de energías renovables, donde es notable que entre menor sea la tasa de descuento menos es el tiempo de recuperación del capital y mayor es la relación costo beneficio, el detalle de flujos de caja para los cálculos se encuentra en el Anexo XI, se observa también que el tiempo promedio de recuperación de capital es de 10 años lo que generaría ahorros considerables considerando que el estudio puede ser aplicado a todas las radio bases remotas de CNT, se recalca que lo beneficios generados por la implementación de sistemas fotovoltaicos en lugar de grupos electrógenos son para el estado ecuatoriano, teniendo en cuenta que CNT es empresa pública.

A continuación, se presenta resultados para las condiciones comerciales de la energía eléctrica pública y costo del diésel actuales, así mismo se presenta el resultado para el costo medio internacional del diésel y tarifa eléctrica sin subsidio.

Precio comercial actual 2.19USD/gal y tarifa eléctrica 0.0925 USD/kWh, con tasa de descuento de 10%.

Tabla 4.11 Resultados con costos comerciales de diésel y energía eléctrica publica.

Radio Base	Santa Bárbara	La Belleza	La Viudita	Yamboya
TIR	13%	11%	10%	15%
VAN	\$12.879,23	\$2.996,68	\$653,86	\$11.476,63
B/C	1,21	1,05	1,01	1,28
RECUP.	12.3	17,2	19	11.3

El precio promedio mundial del diésel 3.95 USD/gal, como es variante en el tiempo se asume 3.5 USD/gal como precio sin subsidios, y la tarifa eléctrica sin subsidios 0.16 USD/kWh.

Tabla 4.12 Resultados con costo de diésel internacional y energía eléctrica publica sin subsidio.

Radio Base	Santa Bárbara	La Belleza	La Viudita	Yamboya
TIR	20%	16%	18%	20%
VAN	\$37.273,06	\$23.450,42	\$45.339,03	\$24.361,89
B/C	1,61	1,38	1,45	1,60
RECUP.	6,7	8,7	7.8	6,7

Como se observa para el caso de las condiciones comerciales actuales, a pesar que los valores tanto del diésel y de la energía pública son menores a los considerados para el estudio, la energía renovable sigue teniendo rentabilidad aunque obviamente en menor medida, a diferencia que en el caso que se toma un valor promedio mundial del costo del diésel y la tarifa de generación eléctrica pública sin subsidios donde a nivel estatal genera beneficios económicos lo cual hace que el proyecto sea completamente viable.

Finalmente, se presenta el resultado de tener un sistema híbrido Red Pública, Grupo electrógeno y Sistema Fotovoltaico, donde se tienen en cuenta costes reducidos en operación y mantenimiento para el grupo electrógeno y el análisis se realizó con las condiciones económicas iniciales del estudio.

Tabla 4.13 Resultados con sistemas híbridos red pública-sistema fotovoltaico-grupo electrógeno

Radio Base	Santa Bárbara	La Belleza	La Viudita	Yamboya
TIR	16%	13%	15%	17%
VAN	\$21.479,02	\$10.298,48	\$26.766,30	\$16.315,62
B/C	1,06	1,17	1,27	1,32
AÑOS DE RECUP.	\$9,8	\$12,3	\$11,4	\$9,4

En los datos se observa que el sistema híbrido también tiene beneficios económicos, aunque en menor medida, esto se debe a la presencia del grupo electrógeno ya que a pesar de que su operación sea esporádica, este genera costes inevitables de operación y mantenimiento, sin embargo, lo favorable es que su vida útil es más prolongada que en los casos actuales donde son el sistema de respaldo principal.

4.5 COSTO UNITARIO DE LA ENERGÍA PRODUCIDA POR GRUPO ELECTRÓGENO

4.5.1 ANÁLISIS DE COSTO DEL KWH GENERADO POR EL GRUPO ELECTRÓGENO

Para calcular el costo por kWh de energía eléctrica generado por el grupo electrógeno, es necesario conocer los costos de operación, los mismos que se encuentran en la tabla 4.14, del mismo modo, los costos de grupo electrógeno los cuales están detallados en la Tabla 4.14.

Dado que es un generador back-up la energía que generaría anualmente es calculada considerando que su operación anual es de 1728 horas, lo que representa a operar tres veces a la semana durante 12 horas consecutivas.

De este modo se toma el factor de potencia de 0.8 y que trabaje al 70% de su capacidad nominal, recomendación de los fabricantes.

A continuación, se presenta los datos necesarios para el cálculo de costo del kWh generado por cada grupo electrógeno.

Tabla 4.14 Costos de Operación y Mantenimiento del Grupo Electrónico

Costo de operación y mantenimiento de Grupos Electrónicos				
Radio Base	Santa Bárbara	La Belleza	La Viudita	Yamboya
Costo de Generador a diésel [USD]	\$20.000,00	\$17.500,00	\$25.000,00	\$15.000,00
Costo anual de operación y mantenimiento [USD/Año]	\$9.643,27	\$8.678,25	\$13.914,18	\$6.480,73
Energía anual posible a generar [kWh]	46448,64	31933,44	66769,92	24192

Para el caso de Santa Bárbara el costo de operación por kWh es calculado por la siguiente ecuación.

$$\text{Costo kWh O/M} = \frac{\text{Costo de O/M total}}{\text{Energía anual generada}}$$

Ecuación 4.1 Costos [USD/kWh] de Operación y Mantenimiento del Grupo Electrónico

$$\text{Costo kWh } \frac{O}{M} = \frac{\$9.643,27}{46448,64} = 0,21 \frac{\$}{kWh}$$

El costo para los cuatro sitios se presenta en la siguiente tabla.

Tabla 4.15 Costos [USD/kWh] de Operación y Mantenimiento del Grupo Electrónico

Radio Base	Santa Bárbara	La Belleza	La Viudita	Yamboya
USD/kWh	\$0,21	\$0,27	\$0,21	\$0,21

El costo fijo por kWh para la radio base Santa Bárbara es calculado por la siguiente ecuación.

$$\text{Costo Fijo kWh} = \frac{\text{Costo de Grpo Electrogeno} \times DF}{\text{Energía anual generada}}$$

Ecuación 4.2 Costos [USD/kWh] de Inversión del Grupo Electrónico

Donde DF: es el factor de depreciación del grupo electrónico = 0.1

$$\text{Costo Fijo kWh} = \frac{\$20.000,00 \times 0,1}{46448,64} = 0,04 \frac{\$}{kWh}$$

El costo para los cuatro sitios se presenta en la siguiente tabla.

Tabla 4.16 Costos [USD/kWh] de inversión del Grupo Electrónico

Radio Base	Santa Bárbara	La Belleza	La Viudita	Yamboya
USD/kWh	\$0,04	\$0,05	\$0,04	\$0,06

El costo por kWh de energía eléctrica generada por el grupo electrónico para las radio bases de CNT está dado por el costo de operación y mantenimiento por kWh sumado el costo fijo por kWh, el valor del kWh generada por el grupo electrónico se presenta a continuación:

Tabla 4.17 Costos [USD/kWh] de energía generada mediante Grupo Electrónico

Radio Base	Santa Bárbara	La Belleza	La Viudita	Yamboya
USD/kWh	\$0,25	\$0,32	\$0,25	\$0,34

4.6 COSTO UNITARIO PARA LA ENERGÍA PRODUCIDA POR SISTEMA FOTOVOLTAICO

Para calcular el costo unitario de la energía, debemos conocer el costo de la anualidad, que se basa en el costo del ciclo de vida de la producción anual de electricidad.

Para el cálculo del costo unitario [USD/kWh] se utiliza la siguiente ecuación:

$$\text{Costo Unitario de energía} \left[\frac{\text{USD}}{\text{kWh}} \right] = \frac{\text{Costo de Ciclo de Vida (LCC)}}{\text{Consumo anual de energía}}$$

Ecuación 4.3 Costos [USD/kWh] de energía generada por Sistema Fotovoltaico

LCC (Life Cycle Cost) el costo de ciclo de vida es calculado como valor anual mediante la siguiente ecuación:

$$LCC = C_{\text{inversion}} + C_{O\&M} + C_{\text{Cambio de Baterias}} - C_{\text{Valor de salvamento}}$$

Dónde:

C = Costo

$C_{O\&M}$: Costo Anual de Operación y Mantenimiento

Tasa de interés para el análisis se asumirá 10% (valor sugerido en algunos estudios investigados para Ecuador)

Para el cálculo LCC es necesario determinar los valores presentes y futuros en una anualidad con una tasa de descuento asumida, para lo cual se utiliza las siguientes ecuaciones.

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

Ecuación 4.4 Factor Pago Único y Valor Presente

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

Ecuación 4.5 Recuperación de Capital

$$F = A \left[\frac{(1+i)^n - 1}{i} \right]$$

Ecuación 4.6 Factor cantidad compuesta

Dónde:

P: Valor Presente

A: Anualidad

F: Valor Futuro

i: Tasa de Descuento

n: Número de Años de Proyecto

Santa Bárbara

$$LCC = C_{inversion} \left(\frac{A}{P}, 10\%, 20 \right) + C_{O\&M} + C_{cambio\ de\ Baterias} \left(\frac{p}{F}, 10\%, 10 \right) \left(\frac{A}{P}, 10\%, 20 \right) - C_{valor\ de\ salvamento} \left(\frac{A}{F}, 10\%, 20 \right)$$

$$LCC = 49.698,97 * 0,09843 + 1.0251,75 + 15.644,38(0,50835)(0,02439) - 1.739,46(0,02439)$$

$$LCC = 7.548,00$$

$$Costo\ Unitario\ de\ energia \left[\frac{USD}{kWh} \right] = \frac{Costo\ de\ Ciclo\ de\ Vida\ (LCC)}{Consumo\ anual\ de\ enregía}$$

4.6.1 COSTO DE KWH DE ENERGÍA FOTOVOLTAICA

Tabla 4.18 Costo de kWh de energía eléctrica generada mediante el sistema fotovoltaico

Costo unitario de energía producida por Sistema Fotovoltaico				
Radio Base	Santa Bárbara	La Belleza	La Viudita	Yamboya
Costo LCC	\$7.548,00	\$7.548,00	\$12.487,90	\$5.017,74
Costo unitario [USD/kWh]	\$0,15	\$0,15	\$0,15	\$0,15

4.6.2 COMPARACIÓN ENTRE EL COSTO DEL KWH GENERADO POR EL SISTEMA FOTOVOLTAICO Y GRUPO ELECTRÓGENO

Tabla 4.19 Comparación del costo por kWh de energía generada por cada tecnología para cada radio base.

Costo unitario de energía producida por Sistema Fotovoltaico				
Radio Base	Santa Bárbara	La Belleza	La Viudita	Yamboya
Grupo Electrónico [USD/kWh]	\$0,25	\$0,32	\$0,25	\$0,34
Sistema FV [USD/kWh]	\$0,15	\$0,15	\$0,15	\$0,15

Se observa que el costo de producción de un kWh utilizando sistemas fotovoltaicos es menos al costo del kWh producido por el grupo electrógeno, lo cual para casos aislados de la red pública la energía fotovoltaica sería sin duda la mejor alternativa, ya que en ese caso para el análisis se consideraría que el sistema está conformado por dos grupos electrógenos, los cuales funcionarían todos los días generando así un consumo muy considerable de combustible, así como costos altos en operación y mantenimiento, para lo cual una alternativa válida sería un sistema híbrido con un generador donde su utilización sea muy esporádica.

5. IMPACTO AMBIENTAL POR EL USO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS EN LUGAR DE GRUPOS ELECTRÓGENOS EN RADIO BASES REMOTAS DE CNT

5.1 Introducción

Todos los métodos para generar energía eléctrica afectan al medio ambiente directa o indirectamente. Sin embargo, la energía generada a base de combustibles es una de las tecnologías más contaminantes.

Actualmente la contaminación del medio ambiente es un tema muy delicado ya que es un problema mundial que día a día es más alarmante; generando a su vez conflictos sociales, es aquí donde las tecnologías renovables para generar energía eléctrica juegan un papel muy importante como solución para mitigar los problemas energéticos, ambientales y sociales asociados al uso de combustibles fósiles y nucleares. En si los Sistemas Fotovoltaicos para su operación no emplea combustibles a diferencia de los grupos electrógenos, por lo que con el uso de estos sistemas alternativos se reduciría considerablemente las emisiones de CO₂ entre otros gases nocivos para el medio ambiente.

Es así también que se observa como en los últimos años las telecomunicaciones han tenido un gran desarrollo, ya que su expansión está directamente relacionada con el crecimiento de la población, es así que conforme transcurre el tiempo incrementan en número de radio bases con el objeto de tener una amplia cobertura con calidad de servicio en cualquier lugar y a cualquier hora.

5.2 IMPACTO AMBIENTAL DE LOS SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

La tecnología fotovoltaica como fuente de generación de energía eléctrica tiene diferentes ventajas ambientales en comparación con tecnologías convencionales como lo son los grupos electrógenos. Entre las ventajas principales de un sistema fotovoltaico están:

- No generara ruido.
- No necesita combustibles fósiles para su operación.
- No emiten gases tóxicos y nocivos para el medio ambiente.

Sin embargo, hay que tener en cuenta que en la fase de manufactura de los elementos de los sistemas fotovoltaicos si se produce cierta contaminación, así mismo cabe recalcar que al cumplir su vida útil son reciclables.

Los sistemas fotovoltaicos una vez instalados en el lugar no emitirán carbono ya que para generar energía eléctrica necesita la energía solar, siendo esta una fuente inagotable no necesita ser sustituida, a diferencia de los combustibles fósiles que deben ser procesados de la materia prima que es el petróleo que por ende son un recurso no renovable finito.[25]

La principal ventaja de los sistemas fotovoltaicos y en general de las energías renovables es que contrarrestan los efectos devastadores de un inadecuado manejo ambiental de los desechos generados de combustibles, es por eso que las energías renovables no solo contrarrestan los efectos negativos de la contaminación por emisiones de gases de efecto invernadero si no también los efectos secundarios que generan el uso de combustibles. [25]

Un inconveniente medioambiental de la energía solar es las grandes superficies de tierra que ocupa. Sin embargo, es fácil utilizar superficies donde ya existen construcciones, sin embargo, para proyectos a gran escala las áreas destinadas para crear centrales solares son áreas donde existe mayor radiación por lo que son áreas desérticas, donde hay muy poca población al igual que muy poca flora y fauna.

La contaminación del aire

Con respecto a la evaluación del ciclo de vida, el desempeño ambiental del sistema depende en gran medida de la eficiencia energética de la fabricación del sistema y especialmente de la producción de electricidad. "Las emisiones asociadas con el transporte de los paneles son insignificantes en comparación con las asociadas con la fabricación". Las emisiones de transporte seguían siendo solo (0,1-1%) de las emisiones relacionadas con la fabricación. En el caso de los paneles de poli y monocristalinos, las emisiones estimadas son [25]:

- 2.757-3.845 kg CO₂ / kWp
- 5.049- 5.524 kg SO₂ / kWp
- 4.507-5.273 kg NO_x / kWp

Los sistemas fotovoltaicos también ayudan a crear un ambiente de apoyo dentro del cual fomentar otros medios de ahorro de energía por parte de los promotores, propietarios y usuarios del edificio. Los servicios de energía fotovoltaica son particularmente obvios cuando solo se necesitan bajos niveles de potencia, como en las aplicaciones de electrificación remota, y donde los usuarios pueden beneficiarse directamente de la muy alta confiabilidad de tener su propio generador fotovoltaico.

Emisión de dióxido de carbono de generadores diésel.

Con respecto al impacto ambiental, nos enfocaremos en las emisiones de dióxido de carbono resultantes de la generación de electricidad para suministrar la energía para torres de telecomunicaciones.

Un litro de diésel pesa típicamente 0.83kg (el rango de densidad es 820-845kg / m³), aproximadamente el 87% de esto es carbono [25], entonces un litro de diésel contiene $0.83 \times 87\% = 0.722\text{kg}$ de carbono, cada átomo de carbono pesa 12 atómicas unidades.

Cuando se combina con dos átomos de oxígeno en el proceso de combustión, se convierte en CO₂, que pesa 44 unidades atómicas.

Los 0.722 kg de carbono en el combustible original se convierten en $0.722 \times 44/12 = 2.65$ kg de CO₂, por lo que un litro de combustible diésel produce alrededor de 2,65 kg de CO₂.

5.3 EL IMPACTO AMBIENTAL DEL USO DE GRUPOS ELECTROGENOS PARA CADA SITIO DEL ESTUDIO

Por lo tanto, si el litro de diésel produce alrededor de 2,65 kg de CO₂, y la cantidad total de consumo anual de diésel de cada radio base.

Y para calcular la emisión anual de CO₂ de cada sitio utilizamos la siguiente ecuación.

$$\text{Emisión anual de (CO}_2\text{)} = \text{Cantidad anual de diesel} * \text{emisiones de CO}_2 \text{ Kg/L}$$

Los resultados que se muestran en la siguiente tabla:

Los resultados que se muestran en la siguiente tabla:

Tabla 5.1 Emisiones de CO2 de grupos electrógenos en las radio bases de CNT

Radio Base	Santa Bárbara	La Belleza	La Viudita	Yamboya
Emisiones de kg CO2	16.027,20	12.955,32	29.383,20	8.013,60

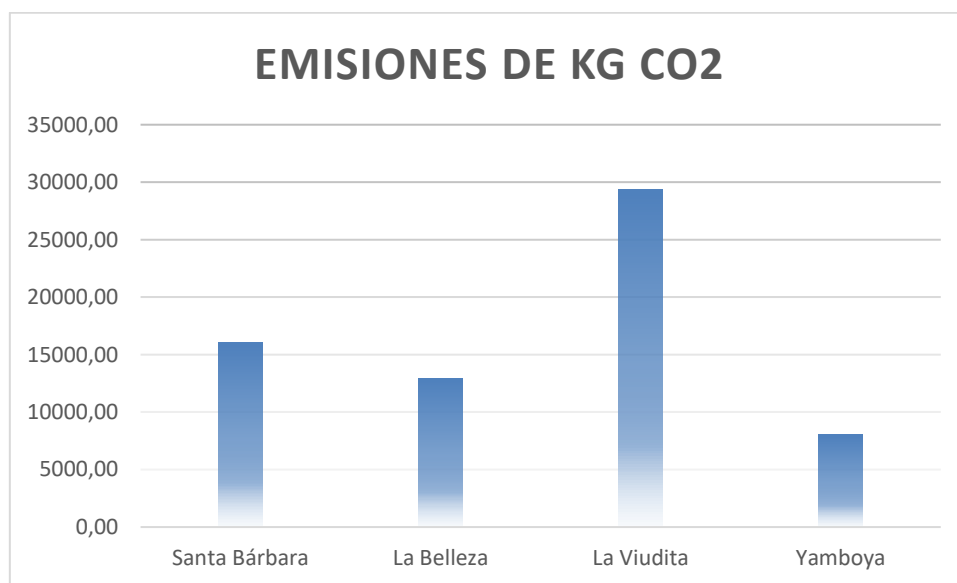


Figura 5.1 Emisiones de CO2 de grupos electrógenos en la radios bases de CNT

6. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Se observa que es posible abastecer de energía eléctrica a las radio bases remotas de CNT por medio de sistemas fotovoltaicos, por lo cual estos sistemas de energía renovable pueden reemplazar a los grupos electrógenos teniendo en cuenta que para el estudio, los cuatro sitios tienen conexión a la red pública por lo que son un respaldo de electrificación, el mismo que al tener un banco de baterías propio de dimensionamiento y un banco de baterías como respaldo actualmente en operación para la carga DC, se garantiza la operación permanente de la radio base.

Los sistemas fotovoltaicos son una solución confiable, económicamente factible y ambientalmente viable, para la electrificación de radio bases remotas de CNT, en comparación de los grupos electrógenos; pues el dimensionamiento está realizado para aprovechar el área posible por lo que se hace modular su operación como respaldo de la energía eléctrica, no obstante, también se evidencia que por el aprovechamiento diario de la energía solar también reemplazará cierta cantidad suministrada por la red pública.

Con el estudio se observa que la factibilidad de la implementación de sistemas fotovoltaicos depende de las condiciones del lugar, parámetros climáticos y necesidades energéticas, sin embargo se puede observar en general que la energía pública es la de menor costo, sin embargo, donde esta no se encuentre aun disponible, dependiendo de la extensión de red, el sistema fotovoltaico puede ser una opción, más aún para lugares remotos, siendo así, se evidencia también que en sitios donde no exista conexión pública y la carga tenga que estar operando permanentemente, en lugar de un sistema convencional de dos generadores es factible utilizar sistemas fotovoltaicos o en su defecto un sistema híbrido pues se reduciría considerablemente los costos por consumo de diésel lo cual generaría bajos costos de transporte a lugares de difícil acceso y mínimos gastos en operación y mantenimiento del grupo electrógeno.

Al tener los resultados para la utilización de sistemas fotovoltaicos o sistemas híbridos se puede decidir la mejor opción donde lo primordial es el tipo de accesibilidad, en el caso de estudio Santa Bárbara, el sitio es inaccesible en vehículo, pues por seguridad del sistema se recomienda el sistema híbrido donde el generador operará solo en casos muy críticos cuando la falla de red pública dure más de 12 horas consecutivas.

Dado al uso de sistemas fotovoltaicos como se observa en el análisis ambiental, se observa también la reducción de emisiones de CO₂ al medio ambiente, pues el uso de

diésel en general es una de las fuentes principales de emisiones, pues un litro de diésel emite aproximadamente 2.65 kg Co₂.

Si bien el dimensionamiento fue realizado para los sitios conectados a la red, la misma metodología puede ser utilizada para el dimensionamiento de sistemas autónomos, de igual manera, al ser los sitios de seguridad ciudadana a nivel de todo el país las utilidades de los sistemas fotovoltaicos le darían seguridad al sistema en casos críticos como desastres naturales, donde generalmente se desconectan las redes eléctricas.

Los sistemas fotovoltaicos dimensionados para cada sitio, al ser de respaldo ya que tienen conexión a la red pública, se recomienda no dimensionarlo con 12 a 24 horas de autonomía a diferencia de los sistemas autónomos ya que la autonomía de dimensionamiento de estos debe ser mínimo 2, para garantizar la operación permanente de las radio bases.

Como se sabe que el personal de CNT regularmente se dirige a estos sitios, es recomendable que se revise y limpie los paneles fotovoltaicos, ya que este mantenimiento no implica mayores dificultades.

Los sistemas de estudio están realizados netamente para autoconsumo, sin embargo, es recomendable también analizar un caso donde con conexión a la red donde sea posible inyectar energía está ayudando así al incremento del factor de penetración de energías renovables en Ecuador.

Ya que la implementación de sistemas fotovoltaicos para zonas remotas es viable, podría realizarse el estudio técnico económico para otros sectores como son el agrícola, edificios estatales o privados, y así mismo ya que se establece la posibilidad de hacer un sistema híbrido, sería interesante analizar sistemas con otra fuente de energía renovable como la eólica.

Los sistemas híbridos, son una solución viable, sin embargo, estos serán completamente recomendables para sitios donde el acceso es completamente difícil como lo es para Santa Bárbara, donde no se tiene acceso vehicular y es más complejo mitigar una falla en la red pública en corto tiempo.

7. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] E. John y S. Silvia, Promoción de Eficiencia Energética y Uso de Energía Solar en Vivienda del Ecuador, 2013.
- [2] C. CONELEC, Atlas Solar del Ecuador con fines de Generación Eléctrica, 2008.
- [3] A. E. C. Ecuatoriana, Estación Climatológica Quito - EXA, 2017.
- [4] W. Xiao, Photovoltaic Power System: Modelling, Design and Control. Hoboken, 2017.
- [5] J. A. L. V. M. G. N. J. Terrados, TECHNICAL HANDBOOK, The installation of on-ground photovoltaic plants over marginal areas, PVs in BLOOM Project-A new challenge for land valorisation within a strategic ecosustainable approach to local development.
- [6] F. Jackson, Planning and installing photovoltaic systems: a guide for installers, architects and engineers, 2008.
- [7] P. L. Oscar, Energía Solar Fotovoltaica, 2013.
- [8] M. Buresch, Photovoltaic energy systems : design and installation, 1983.
- [9] P. D. Villar, Confiabilidad de los Sistemas Fotovoltaicos Autonomos: Aplicación a la electrificación rural, 2003.
- [10] B. R. A. Antonio, Sistemas Fotovoltaicos, Universidad de Zaragoza, 2009.
- [11] I. Chavez, Dimensionado o Diseño de Sistemas Solares Fotovoltaicos.
- [12] A. M. Vicente, Energías Renovables: Fundamentos, Tecnologías y Aplicaciones, 2006.
- [13] T. Díaz y G. Carmona, Instalaciones Solares Fotovoltaicas, 2010.
- [14] M. A. Abella, Sistemas Fotovoltaicos, CIEMAT, 2013.
- [15] E. A. Cabrerizo, Instalaciones Solares Fotovoltaicas, 2002.
- [16] K. A. K. F. B. Y. Yang, Advances in Grid-Connected Photovoltaic Power Conversion Systems, 2018.
- [17] R. García y J. Muñiz, Energía solar fotovoltaica, 2011.
- [18] B. Borowy y Z. Salameh , "Optimum photovoltaic array size for a hybrid wind/PV system", IEEE Transactions on Energy Conversion, 1994.
- [19] S. Han, Photovoltaic System for Standalone/grid-connected Applications, 2010.
- [20] A. MUKERJEE y N. THAKUR, PHOTOVOLTAIC SYSTEMS: ANALYSIS AND DESIGN, 2011.

- [21] R. Asikin, G. Kowalski y ,. R. Faizal, A Study of Solar PV System Simulation Using PVsyst to Minimize Power Outage During Dry Season in Padang, Indonesia, 2015.
- [22] O. Style, Stand-Alone Solar Energy: Planning, sizing and installation of Stand-alone photovoltaic systems, 2013.
- [23] P. E. 2014-2017, Coordinación General de Planificación y Gestión, Servicio Integrado de Seguridad ECU 911, 2014.
- [24] P. Muñoz, V. Rojas y C. Barreto, Incentivo a la Generación Distribuida en el Ecuador, INGENIUS Revista de Ciencia y Tecnología, Universidad Politécnica Salesiana.
- [25] A.Ristinen Y J.Kraushaar, Energy and the Environment, Univ. of Colorado,2nd edition February 2006

8. ANEXOS

ANEXO I. Consumo La Belleza, Planilla digital consumo Emelhorte.

ANEXO II. Datasheet de Panel Fotovoltaico Suntech STP345S-24Vfw.

ANEXO III. Datasheet de Baterías TAB.

ANEXO IV: Datasheet de Controlador de Carga SmartSolar MPPT 150/45.

ANEXO V: Datasheet Breakers C60H-DC Schneider.

ANEXO VI: Datasheet Inversor Studer XTH 6000-48.

ANEXO VII: Planos de las cuatro radio bases.

ANEXO VIII: Simulaciones en PVSyst.

ANEXO IX: Consumo de diésel en litros de Generadores.

ANEXO X: Indicadores Macroeconómicos enero 2018.

ANEXO XI: Detalle de flujos de caja para los cálculos.

ANEXO I

24/1/2018

Consultas de Consumo

(leem)

Buscar...

CONSULTA DE CONSUMOS DE ENERGÍA ELÉCTRICA

INFORMACIÓN ACTUALIZADA

Suministro	369084-9	Nombres	CORPORACION NACIONAL DE TELECOMUNICACIONES CNT EP	Dirección	LA BELLEZA-MIRASECTOR LIMONAL
Medidor	11493	Tarifa	Oficiales Dem.Registrador	Consumo (KWh)	1973
Fecha Lectura	27/12/2017	Fecha Facturación	28/12/2017	Fecha Vencimiento	19/1/2018
Meses Adeudados	0	Saldo Adeudado	0,00	Valor Planilla	0,00
Estado	Pagada				

HISTORIAL DE CONSUMO POR KW.

MESES	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	ENE
CONSUMO ANTERIOR	\$7,76	\$8,10	\$8,88	\$9,80	\$5,43	\$21,77	\$26,07	\$3,87	\$42,77	\$20,17	\$4,37	\$215,54
CONSUMO ACTUAL	\$204,91	\$417,71	\$405,91	\$416,31	\$422,21	\$406,91	\$412,21	\$411,21	\$412,51	\$423,81	\$365,71	

[Nueva Consulta](#)

(c) Dirección de Tecnologías de la Información y Comunicaciones - EMELNORTE S.A. - 2016

CONTÁCTANOS

Juan Manuel Grijalva 654 entre Simón Bolívar y José Joaquín de Olmedo

<https://www.emelnorte.com/eem/index.php/2016-07-05-15-24-49/2016-07-05-15-27-58/consultas-de-consumo>

1/2

ANEXO II

STP345S - 24/Vfw
STP340S - 24/Vfw
STP335S - 24/Vfw



345 Watt MONOCRYSTALLINE SOLAR MODULE



Features



High module conversion efficiency
 17.7%
 Module efficiency up to 17.7% achieved through advanced cell technology and manufacturing capabilities



High PID resistant
 Advanced cell technology and qualified materials lead to high resistance to PID



Positive tolerance
 0/+5W
 Positive tolerance of up to 5W delivers higher output reliability



Suntech current sorting process
 2%
 System output maximized by reducing mismatch losses up to 2% with modules sorted & packaged by amperage

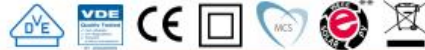


Extended wind and snow load tests
 3800Pa
 5400Pa
 Module certified to withstand extreme wind (3800 Pascal) and snow loads (5400 Pascal) *



Withstanding harsh environment
 Harsh environment
 Reliable quality leads to a better sustainability even in harsh environment like desert, farm and coastline

Certifications and standards:
 IEC 61215, IEC 61730, conformity to CE



Trust Suntech to Deliver Reliable Performance Over Time

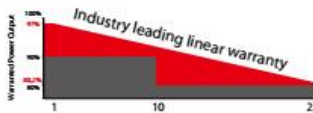
- World-class manufacturer of crystalline silicon photovoltaic modules
- Unrivaled manufacturing capacity and world-class technology
- Rigorous quality control meeting the highest international standards: ISO 9001: 2008, ISO 14001: 2004 and ISO17025: 2005
- Regular independently checked production process from international accredited institute/company
- Tested for harsh environments (salt mist, ammonia corrosion and sand blowing testing: IEC 61701, IEC 62716, DIN EN 60068-2-68)***
- Long-term reliability tests
- 2 x 100% EL inspection ensuring defect-free



Special 5 busbar design

The unique cell design leads reduction in electrodes resistance, shading area and raise in conversion efficiency. Residual stress distribution can be more even, reducing the micro-cracks risks.

Industry-leading Warranty based on nominal power



- 97% in the first year, thereafter, for years two (2) through twenty-five (25), 0.7% maximum decrease from MODULE's nominal power output per year, ending with the 80.2% in the 25th year after the defined WARRANTY STARTING DATE.****
- 12-year product warranty
- 25-year linear performance warranty

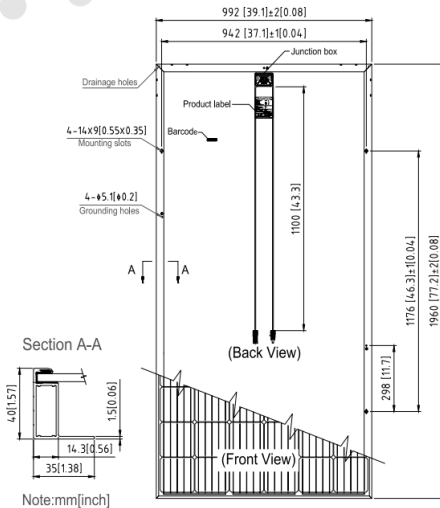
IP68

IP68 Rated Junction Box

The Suntech IP68 rated junction box ensures an outstanding waterproof level, supports installations in all orientations and reduces stress on the cables. High reliable performance, low resistance connectors ensure maximum output for the highest energy production.

* Please refer to Suntech Standard Module Installation Manual for details. **WEEE only for EU market.
 *** Please refer to Suntech Product Near-coast Installation Manual for details. **** Please refer to Suntech Product Warranty for details.

STP345S - 24/Vfw
STP340S - 24/Vfw
STP335S - 24/Vfw



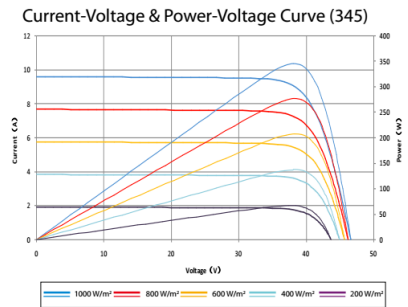
Electrical Characteristics

STC	STP345S-24/Vfw	STP340S-24/Vfw	STP335S-24/Vfw
Maximum Power at STC (Pmax)	345W	340W	335W
Optimum Operating Voltage (Vmp)	37.9V	37.7V	37.5V
Optimum Operating Current (Imp)	9.11A	9.02A	8.94A
Open Circuit Voltage (Voc)	46.6V	46.4V	46.2V
Short Circuit Current (Isc)	9.61A	9.56A	9.42A
Module Efficiency	17.7%	17.5%	17.2%
Operating Module Temperature	-40 °C to +85 °C		
Maximum System Voltage	1000 V DC (IEC)		
Maximum Series Fuse Rating	20 A		
Power Tolerance	0/+5 W		

STC: Irradiance 1000 W/m², module temperature 25 °C, AM=1.5;
 Best in Class AAA solar simulator (IEC 60904-9) used, power measurement uncertainty is within +/- 3%

NOCT	STP345S-24/Vfw	STP340S-24/Vfw	STP335S-24/Vfw
Maximum Power at NOCT (Pmax)	254.5W	250.6W	244W
Optimum Operating Voltage (Vmp)	34.9 V	34.7 V	33.8V
Optimum Operating Current (Imp)	7.28 A	7.23 A	7.22A
Open Circuit Voltage (Voc)	42.9 V	42.7 V	42.1V
Short Circuit Current (Isc)	7.78 A	7.74 A	7.63A

NOCT: Irradiance 800 W/m², ambient temperature 20 °C, AM=1.5, wind speed 1 m/s;
 Best in Class AAA solar simulator (IEC 60904-9) used, power measurement uncertainty is within +/- 3%



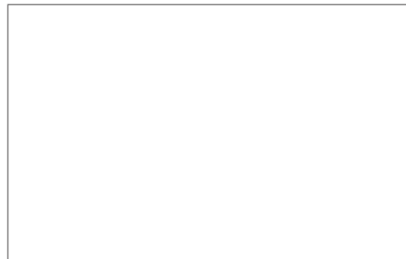
Temperature Characteristics

Nominal Operating Cell Temperature (NOCT)	45±2°C
Temperature Coefficient of Pmax	-0.41 %/°C
Temperature Coefficient of Voc	-0.34 %/°C
Temperature Coefficient of Isc	0.060 %/°C

Mechanical Characteristics

Solar Cell	Monocrystalline silicon 6 inches
No. of Cells	72 (6 × 12)
Dimensions	1960 × 992 × 40mm (77.2 × 39.1 × 1.6inches)
Weight	25.9 kgs (57.1 lbs.)
Front Glass	4.0 mm (0.16 inches) tempered glass
Frame	Anodized aluminium alloy
Junction Box	IP68 rated (3 bypass diodes)
Output Cables	TUV (2Pfg1169:2007) 4.0 mm ² (0.006 inches ²), symmetrical lengths (-) 1100mm (43.3inches) and (+) 1100 mm (43.3 inches)
Connectors	MC4 compatible

Dealer information



Packing Configuration

Container	20' GP	40' GP	40' HC
Pieces per pallet	25	25	25
Pallets per container	5	12	24
Pieces per container	125	300	600

Information on how to install and operate this product is available in the installation instruction. All values indicated in this data sheet are subject to change without prior announcement. The specifications may vary slightly. All specifications are in accordance with standard EN 50380. Color differences of/in the modules which do not impair their proper functioning are possible and do not constitute a deviation from the specification.

E-mail: sales@suntech-power.com

www.suntech-power.com

IEC-STP-Vfw-NO2.02-Rev 2017

ANEXO III

TAB OPzS

LAS BATERÍAS TAB OPzS SE FABRICAN CON LA TECNOLOGÍA CONVENCIONAL DE PLOMO-ÁCIDO.

Las baterías estacionarias del tipo OPzS están destinadas al suministro de instalaciones de Energía Solar Fotovoltaica, Telecomunicaciones, Ordenadores, Iluminación de emergencia, Sistemas de alarmas, Sistemas de control y vigilancia en plantas de energía y estaciones eléctricas estaciones de tren, aeropuertos, etc...



Las baterías estacionarias del tipo OPzS se fabrican según norma DIN 40736, EN 60896, EN 61427 y IEC 896-1 y sus reglamentos.

OPzS elemento Monoblock

CARACTERÍSTICAS DE DESCARGA

TEMPERATURA DE REFERENCIA
 » 20°C en el C10 (1,80 V / celda) y 25°C en C100 (1,85 V / celda)
CAPACIDAD INICIAL
 » 100 %
INTENSIDAD DE DESCARGA
 » Normalmente hasta el 80%
 » Más del 80% POD o descargas más allá de las tensiones de descarga final (independientes de la corriente de descarga) tienen que ser evitadas

DATOS OPERATIVOS

VIDA ÚTIL
 » Hasta 20 años (18 años) * a 20°C
INTERVALO ENTRE RELLENO DE AGUA
 » Más de 2 años a 20°C
CICLOS IEC 896-1
 » 1500 (1200)*
AUTODESCARGA
 » Aprox. 2% meses a 20°C
TEMPERATURA OPERATIVA
 » -20°C a 55°C, 10°C a 30°C
REQUISITOS DE VENTILACIÓN
 » F1 = 0,5 (aleación de bajo antimonio) según **NORMATIVA EN 50272-2**
MEDIDAS DE CONFORMIDAD CON
 » DIN 40 737 parte 1
PRUEBAS DE CONFORMIDAD
 » IEC 896-1
NORMAS DE SEGURIDAD
 » VDE 0510 parte 2 y EN 50272-2
TRANSPORTE
 » Estas mercancías NO SE CONSIDERAN MERCANCÍAS PELIGROSAS durante el transporte por carretera

DISEÑO

ELECTRODO POSITIVO
 » Placa Tubular con baja aleación de antimonio (<2%)
ELECTRODO NEGATIVO
 » Placa plana con expansor de larga duración
SEPARACIÓN
 » Separador microporoso
ELECTROLITO
 » Ácido sulfúrico peso específico de 1,24 g/cm³
RECIPIENTE
 » Alta resistencia a impactos, material transparente SAN
TAPA
 » ABS (SAN) * en color gris dependiendo del modelo
ELEMENTOS CON CELDAS CIEGAS
 » 4V, 6V, 8V, 10V
TAPONES
 » Tapones cerámicos según norma DIN 40740
POLOS SELLADOS
 » 100% hermético. Evita fugas de gas y electrolito
CONECTOR
 » Cable de cobre aislado flexible con sección transversal de 35, 50, 70, 95 o 120 mm² (35, 50 o 70 mm²) *
TIPO DE PROTECCIÓN
 » IP 25 respecto a la norma DIN 40050, contacto protegido según VBG4

CARGA

IU - CARACTERÍSTICAS
 » I_{max} sin límite
CARGA DE FLOTACIÓN
 » U = 2,23 V / celda ± 1%, entre 10°C y 30°C
 ΔU/ΔT = -0,004 V/K por debajo de 10°C de promedio mensual
CARGA INICIAL
 » U = 2,35 a 2,40 V / celda, tiempo limitado

Número de ciclos: 1.500 (IEC 896-1)

TIPO DE CELDA	VOLTAGE (V)	LxWxH (mm)	PESO (kg)	C10 (Ah) Uf=1,80V at 20 °C	C100 (Ah) Uf=1,85V at 25 °C
BLOQUES					
12V 1 OPzS 50	12	272x205x392	26/39	51	73
12V 2 OPzS 100	12	272x205x392	38/50	103	146
12V 3 OPzS 150	12	380x205x392	53/69	154	218
6V 4 OPzS 200	6	272x205x392	36/47	204	291
6V 5 OPzS 250	6	380x205x392	44/61	255	364
6V 6 OPzS 300	6	380x205x392	52/68	307	437
CELDAS					
2 OPzS 100	2	103x206x420	8,7/13,7	109	151
3 OPzS 150	2	103x206x420	11/16	158	226
4 OPzS 200	2	103x206x420	13/18	212	301
5 OPzS 250	2	124x206x420	16/22	264	376
6 OPzS 300	2	145x206x420	18/26	317	452
5 OPzS 350	2	124x206x536	20/29	385	527
6 OPzS 420	2	145x206x536	24/34	465	632
7 OPzS 490	2	166x206x536	28/39	540	737
6 OPzS 600	2	145x206x711	35/50	654	903
8 OPzS 800	2	210x191x711	46/65	868	1204
10 OPzS 1000	2	210x233x711	57/80	1090	1510
12 OPzS 1200	2	210x275x711	66/93	1304	1810
12 OPzS 1500	2	210x275x861	88/119	1659	2260
16 OPzS 2000	2	212x397x837	115/160	2200	3010
20 OPzS 2500	2	212x487x837	145/200	2751	3760
24 OPzS 3000	2	212x576x837	170/240	3298	4520

La densidad del ácido en una celda con carga eléctrica es 1,24 ± 0,1 kg / l a 293 ° K (20°C +). Los ciclos no deben superar el 80% de la capacidad nominal. Una descarga profunda puede reducir el tiempo de vida de la batería.

MANTENIMIENTO

CADA 6 MESES
 » Revise el voltaje y la densidad de la batería así como su temperatura en cada elemento (vaso)
CADA 12 MESES
 » Descargar completamente la batería y revise la densidad así como su temperatura en cada elemento (vaso)

ANEXO IV



Controladores de carga SmartSolar con conexión de rosca o FV MC4



Controlador de carga SmartSolar
MPPT 150/100-Tr
Con pantalla conectable



Controlador de carga SmartSolar
MPPT 150/100-MC4
Sin pantalla

Seguimiento ultrarrápido del Punto de Máxima Potencia (MPPT)

Especialmente con cielos nubosos, cuando la intensidad de la luz cambia continuamente, un controlador MPPT ultrarrápido mejorará la recogida de energía hasta en un 30%, en comparación con los controladores de carga PWM, y hasta en un 10% en comparación con controladores MPPT más lentos.

Detección avanzada del Punto de Máxima Potencia en caso de nubosidad parcial

En caso de nubosidad parcial, pueden darse dos o más puntos de máxima potencia (MPP) en la curva de tensión de carga. Los MPPT convencionales suelen seleccionar un MPP local, que no necesariamente es el MPP óptimo. El innovador algoritmo de SmartSolar maximizará siempre la recogida de energía seleccionando el MPP óptimo.

Excepcional eficiencia de conversión

Sin ventilador. La eficiencia máxima excede el 98%.

Algoritmo de carga flexible

Un algoritmo de carga totalmente programable (consulte la página de *software* de nuestra página web) y ocho algoritmos de carga preprogramados, que se pueden elegir con un selector giratorio (consulte más información en el manual).

Amplia protección electrónica

Protección de sobretemperatura y reducción de potencia en caso de alta temperatura. Protección de cortocircuito y polaridad inversa en los paneles FV. Protección de corriente inversa FV.

Sensor de temperatura interna

Compensa la tensión de carga de absorción y flotación, en función de la temperatura.

Bluetooth Smart integrado: no necesita mochila

La solución inalámbrica para configurar, supervisar y actualizar el controlador con un teléfono inteligente, una tableta u otro dispositivo Apple o Android.

VE.Direct

Para una conexión de datos con cable a un panel Color Control, Venus GX, PC u otros dispositivos.

On/Off remoto

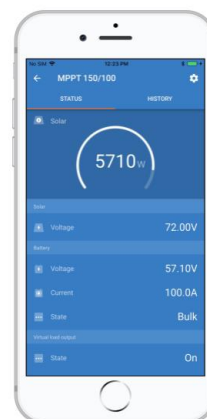
Para conectarse a un VE.BUS BMS, por ejemplo.

Relé programable

Se puede programar (entre otros, con un teléfono inteligente) para activar una alarma u otros eventos.

Opcional: pantalla LCD conectable

Simply retire el protector de goma del enchufe de la parte frontal del controlador y conecte la pantalla.



Controlador de carga SmartSolar	150/45	150/60	150/70	150/85	150/100
Tensión de la batería	Ajuste automático a 12, 24 ó 48 V (Se precisa una herramienta de <i>software</i> para ajustar el sistema en 36 V)				
Corriente de carga nominal	45A	60A	70A	85A	100A
Potencia FV nominal, 12V 1a,b)	650W	860W	1000W	1200W	1450W
Potencia FV nominal, 24V 1a,b)	1300W	1720W	2000W	2400W	2900W
Potencia FV nominal, 36V 1a,b)	1950W	2580W	3000W	3600W	4350W
Potencia FV nominal, 48V 1a,b)	2600W	3440W	4000W	4900W	5800W
Máxima corriente de corto circuito FV 2)	50A (máx. 30A por conector MC4)			70A (máx. 30A por conector MC4)	
Tensión máxima del circuito abierto FV	150 V máximo absoluto en las condiciones más frías 145 V en arranque y funcionando al máximo				
Eficacia máxima	98%				
Autoconsumo	Menos de 35 mA a 12 V / 20 mA a 48 V				
Tensión de carga de "absorción"	Valores predeterminados: 14,4 / 28,8 / 43,2 / 57,6V (Regulable con: selector giratorio, pantalla, VE.Direct o Bluetooth)				
Tensión de carga de "flotación"	Valores predeterminados: 13,8 / 27,6 / 41,4 / 55,2V (Regulable con: selector giratorio, pantalla, VE.Direct o Bluetooth)				
Tensión de carga de "ecualización"	Valores predeterminados: 16,2V / 32,4V / 48,6V / 64,8V (regulable)				
Algoritmo de carga	variable multietapas (ocho algoritmos preprogramados) o algoritmo definido por el usuario				
Compensación de temperatura	-16 mV / -32 mV / -64 mV / °C				
Protección	Polaridad inversa de la batería (fusible, no accesible por el usuario) Polaridad inversa/Cortocircuito de salida/Sobretensión				
Temperatura de trabajo	De -30 a +60 °C (potencia nominal completa hasta los 40 °C)				
Humedad	95%, sin condensación				
Altura máxima de trabajo	5.000 m (fpotencia nominal completa hasta los 2.000 m)				
Condiciones ambientales	Para interiores, no acondicionados				
Grado de contaminación	PD3				
Puerto de comunicación de datos	VE.Direct o Bluetooth				
Interruptor on/off remoto	Sí (conector bifásico)				
Relé programable	DPST Capacidad nominal CA 240 V AC / 4 A		Capacidad nominal CC 4A hasta 35VCC, 1A hasta 60VCC		
Funcionamiento en paralelo	Sí (no sincronizado)				
CARCASA					
Color	Azul (RAL 5012)				
Terminales FV 3)	35 mm ² / AWG2 (modelos Tr) Dos pares de conectores MC4 (modelos MC4)			35 mm ² / AWG2 (modelos Tr) Tres pares de conectores MC4 (modelos MC4)	
Bornes de la batería	35mm ² / AWG2				
Grado de protección	IP43 (componentes electrónicos), IP22 (área de conexión)				
Peso	3 kg			4,5kg	
Dimensiones (al x an x p) en mm	Modelos Tr: 185 x 250 x 95 mm Modelos MC4: 215 x 250 x 95 mm			Modelos Tr: 216 x 295 x 103 Modelos MC4: 246 x 295 x 103	
NORMAS					
Seguridad	EN/IEC 62109-1				
1a) Si se conecta más potencia FV, el controlador limitará la entrada de potencia.					
1b) La tensión FV debe exceder Vbat + 5V para que arranque el controlador. Una vez arrancado, la tensión FV mínima será de Vbat + 1V.					
2) Una corriente de cortocircuito más alta podría dañar el controlador en caso de polaridad inversa de los paneles FV.					
3) Modelos MC4: se podrían necesitar varios pares de separadores para conectar en paralelo las cadenas de paneles solares					

ANEXO V

DC circuit supplementary protectors for feeders / distribution systems

C60H-DC C curve

PR000034



PR000034



The C60H-DC supplementary protectors are used in direct current circuits (Industrial control and automations, transport, renewable energy...). They combine the following functions of circuit protection against short-circuit and overload currents, control and isolation.

IEC / EN 60947-2

UL1077

GB 14048.2

(Supplementary Protector TC 3)



CE

Catalogue numbers

Operating voltage (Ue)	12...250 V DC	12...500 V DC		
Rated voltage (Un)	250 V DC	500 V DC		
Number of poles	1P	2P		
Curve	C	C		
Number of modules of 9 mm	2	4		
Diagrams	<p>Supply from above or below, observing the polarity</p>	<p>Supply from above Supply from below</p>		
Standards	UL1077	IEC 60947-2 EN 60947-2 GB 14048.2	UL1077	IEC 60947-2 EN 60947-2 GB 14048.2
Breaking capacity	5 kA / 250 V DC	20 kA / 110 V DC 10 kA / 220 V DC 6 kA / 250 V DC	5 kA / 500 V DC	20 kA / 220 V DC 10 kA / 440 V DC 6 kA / 500 V DC

Rating (A)* UL 1077, IEC 60947-2, EN 60947-2, GB 14048.2

0.5	MGN61500	MGN61520
1	MGN61501	MGN61521
2	MGN61502	MGN61522
3	MGN61503	MGN61523
4	MGN61504	MGN61524
5	MGN61505	MGN61525
6	MGN61506	MGN61526
10	MGN61508	MGN61528
13	MGN61509	MGN61529
15	MGN61510	MGN61530
16	MGN61511	MGN61531
20	MGN61512	MGN61532
25	MGN61513	MGN61533
30	MGN61514	MGN61534
32	MGN61515	MGN61535
40	MGN61517	MGN61537

Rating (A)* IEC 60947-2, EN 60947-2, GB 14048.2

50	MGN61518	MGN61538
63	MGN61519	MGN61539

* At 25°C / 77°F see temperature derating module 92515.

ANEXO VI

Xtender
XTH



Modelo	XTH 3000-12	XTH 5000-24	XTH 6000-48	XTH 8000-48
Inversor				
Tensión nominal de batería	12 Vdc	24 Vdc	48 Vdc	
Rango de tensión de entrada	9.5 - 17 Vdc	19 - 34 Vdc	38 - 68 Vdc	
Potencia continua @ 25°C	2500 VA	4500 VA	5000 VA	7000 VA
Potencia 30 min. @ 25°C	3000 VA	5000 VA	6000 VA	8000 VA
Potencia 5 sec. @ 25°C	7.5 kVA	12 kVA	15 kVA	21 kVA
Carga máxima	Hasta corto circuito			
Carga asimétrica	Hasta Ppoint			
* Detección de carga (stand-by)	2 a 25 W			
Cos φ	0.1-1			
Rendimiento máximo	93 %	94 %	96 %	
Consumo OFF/Stand-by/ION	1.2 W / 1.4 W / 14 W	1.4 W / 1.8 W / 18 W	1.8 W / 2.2 W / 22 W	1.8 W / 2.4 W / 30 W
* Tensión de salida	Sinusoidal pura 230 Vac (+/- 2 %) / 120 Vac ⁽¹⁾			
* Frecuencia de salida	Ajustable 45 - 65 Hz ⁽¹⁾ ± 0.05 % (controlado por cuarzo)			
Distorsión armónica	< 2 %			
Protección de sobrecarga y corto circuito	Desconexión automática con 3 intentos de reinicio			
Protección de sobre temperatura	Alarma antes de corte y reinicio automático			
Cargador de batería				
* Características de carga	6 etapas: Bulk-Absorción-Flotación-Ecuilización-Flotación reducida-Absorción periódica Número de etapas, umbrales, corriente de fin de etapa y tiempos completamente ajustables con el RCC-02/03			
* Corriente de carga máxima	160 A	140 A	100 A	120 A
* Compensación por temperatura	Con BTS-01 o BSP 500/1200			
Corrección del factor de potencia (PFC)	EN 61000-3-2			
Datos generales				
* Rango de tensión de entrada	150 a 265 Vac / 50 a 140 Vac ⁽¹⁾			
Frecuencia de entrada	45 - 65 Hz			
Corriente máx. de entrada (relé de transferencia) / corriente máx. de salida	50 Aac / 56 Aac			50 Aac / 80 Aac
Tiempo de transferencia (UPS)	< 15 ms			
Contactos multifuncionales	2 contactos independientes (libres de potencial con 3 puntos, 16 Aac / 5 Adc)			
Peso	34 kg	40 kg	42 kg	46 kg
Dimensiones A/a/l [mm]	230 / 300 / 500	230 / 300 / 500	230 / 300 / 500	
Índice de protección	IP20			
Declaración UE de conformidad	Directiva de Baja Tensión 2014/35/UE: - EN 50178:1997 Directiva de Compatibilidad Electromagnética (CEM) 2014/30/UE: - EN 62040-2:2006, EN 61000-3-2:2014 EN 61000-3-12:2011			
Rango de temperatura de trabajo	-20 a 55°C			
Humedad relativa de funcionamiento	95% sin condensación			
Ventilación	Forzada a partir de 55°C			
Nivel acústico	< 40 dB / < 45 dB (sin/con ventilación)			
Garantía	5 años			
Certificado ISO	9001:2008 / 14001:2004			
Accesorios				
Control remoto RCC-02 o RCC-03	•	•	•	•
Módulo Xcom-232i	•	•	•	•
Sets de comunicación Xcom-LAN / Xcom-GSM / Xcom-SMS	•	•	•	•
Controlador del estado de carga de batería BSP	•	•	•	•
Módulo de entrada remota RCM-10 (3 m de cable)				
Módulo con 2 contactos auxiliares ARM-02				
Módulo de ventilación ECF-01				
Sensor de temperatura de batería BTS-01 (3 m)	•	•	•	•
Cable de comunicación para 3ph y // CAB-RJ45-8-2	•	•	•	•
Marco de montaje X-Connect	•	•	•	•

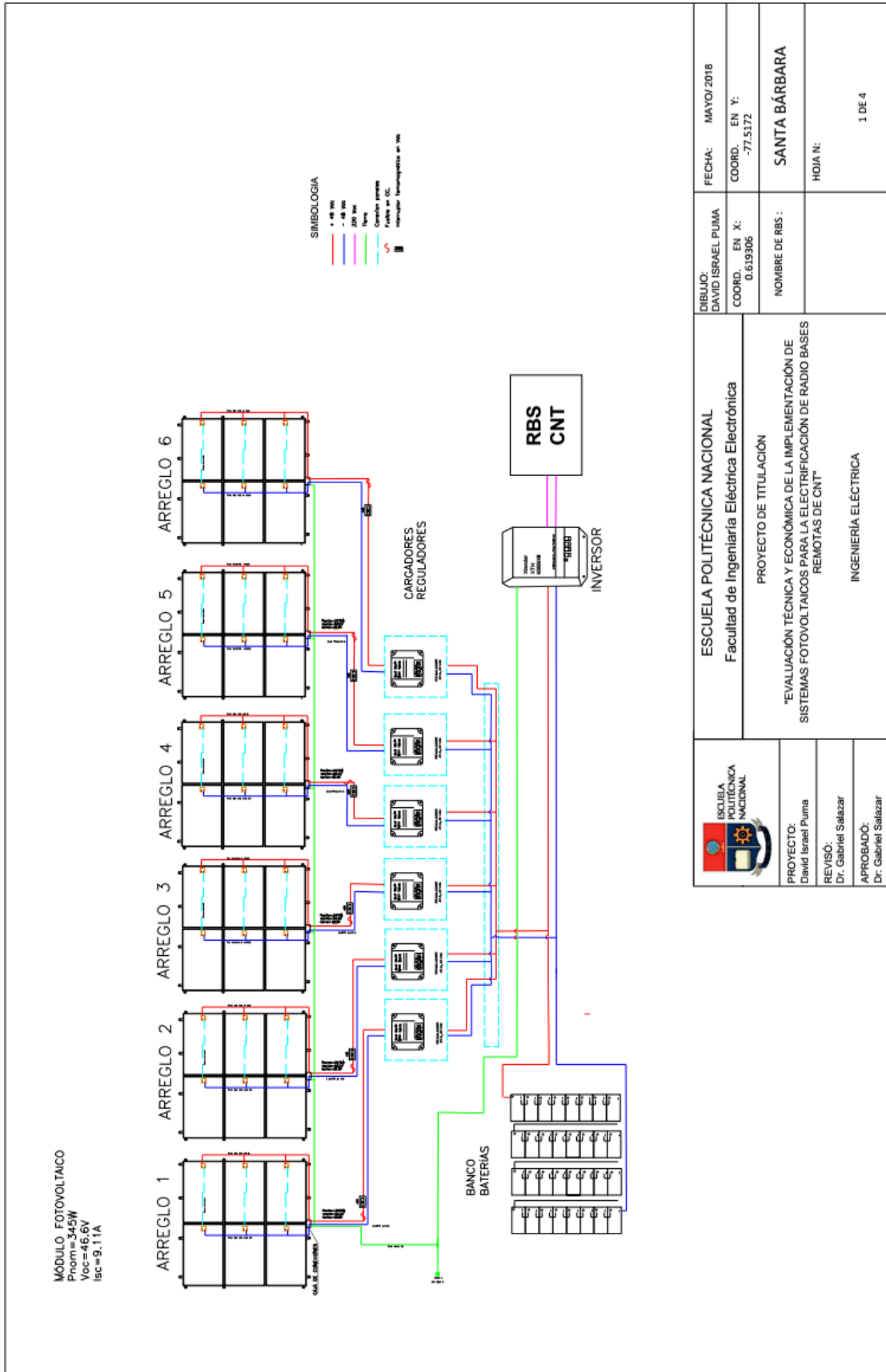
* Ajustable con el RCC-02/03


** Valores mencionados únicamente válidos con el módulo de ventilación ECF-01

(1) Con -01 al final de la referencia, significa 120V/60Hz. Disponible para todos los Xtender excepto el XTH 8000-48

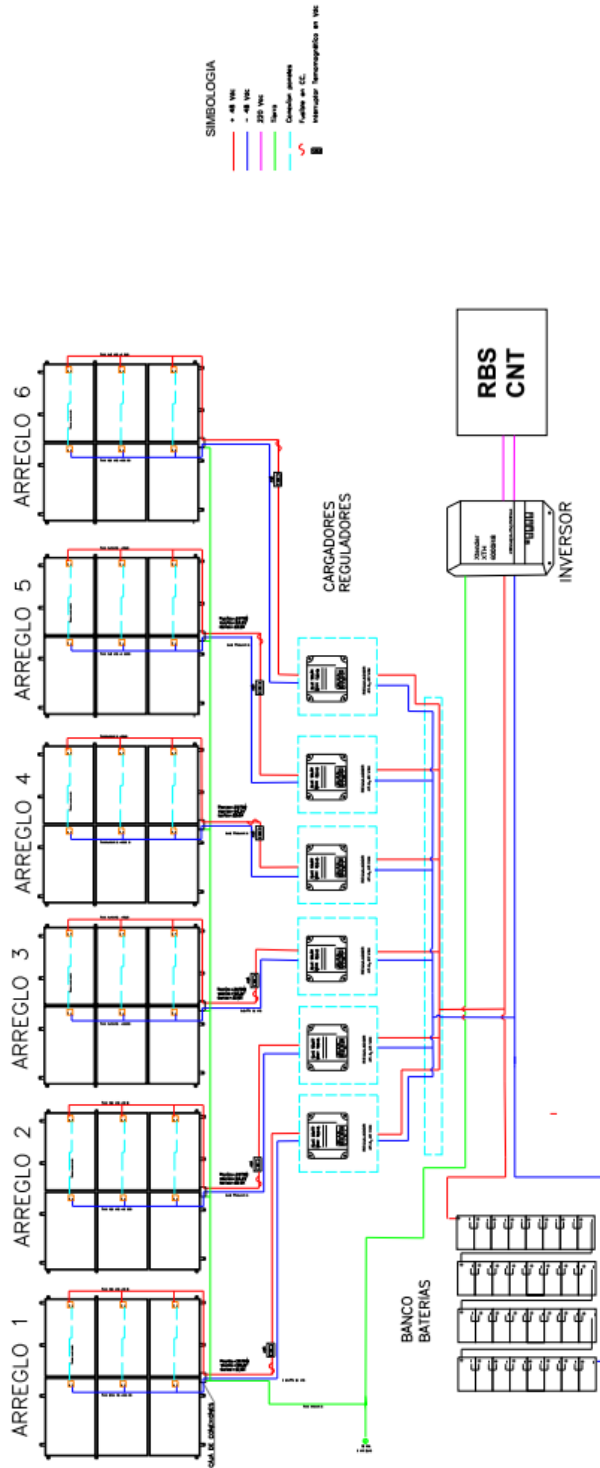
Estos datos pueden cambiar sin preaviso


ANEXO VII

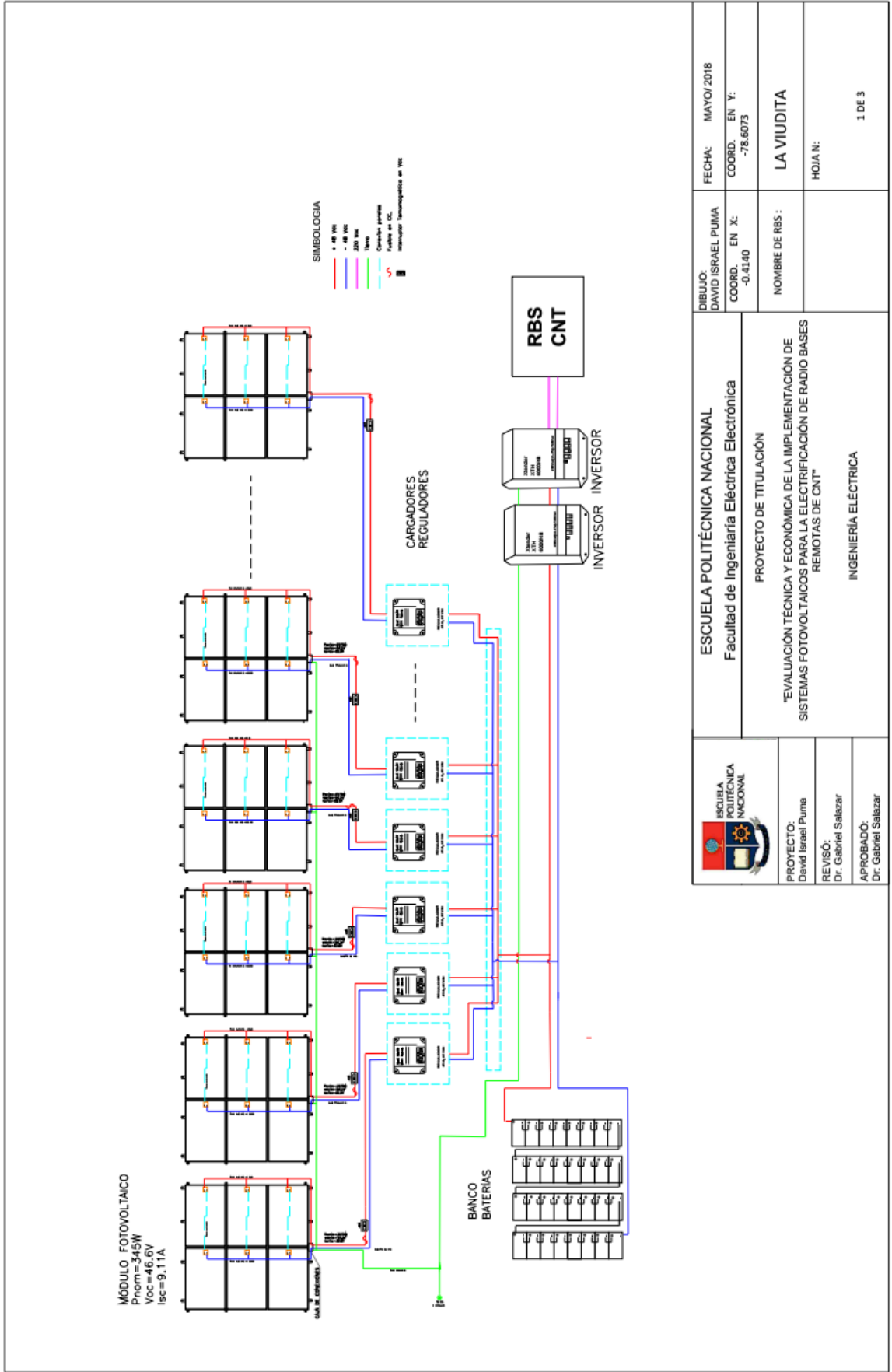



	ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL Facultad de Ingeniería Eléctrica Electrónica		DIBUJO: DAVID ISRAEL PUMA	FECHA: MAYO/ 2018
	PROYECTO DE TITULACIÓN "EVALUACIÓN TÉCNICA Y ECONÓMICA DE LA IMPLEMENTACIÓN DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS PARA LA ELECTRIFICACIÓN DE RADIO BASES REMOTAS DE CNT"		COORD. EN X: 0.619306	COORD. EN Y: -77.5172
PROYECTO: David Israel Puma		NOMBRE DE RBS : SANTA BÁRBARA		
REVISÓ: Dr. Gabriel Salazar		HOJA N: 1 DE 4		
APROBADO: Dr. Gabriel Salazar		INGENIERIA ELECTRICA		

MÓDULO FOTOVOLTAICO
 $P_{nom} = 345W$
 $V_{oc} = 46.6V$
 $I_{sc} = 9.11A$

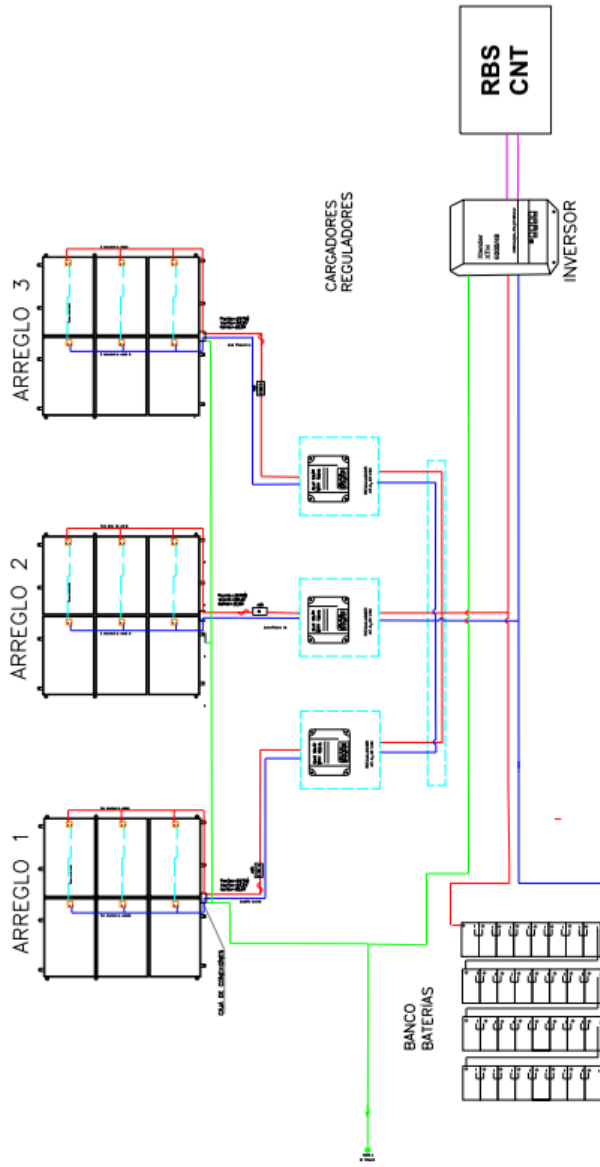


	ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL Facultad de Ingeniería Eléctrica Electrónica		DIBUJO: DAVID ISRAEL PUMA COORD. EN X: 0.7598	FECHA: MAYO/2018 COORD. EN Y: -78.2457
	PROYECTO DE TITULACIÓN "EVALUACIÓN TÉCNICA Y ECONÓMICA DE LA IMPLEMENTACIÓN DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS PARA LA ELECTRIFICACIÓN DE RADIO BASES REMOTAS DE CNT"		NOMBRE DE RBS: LA BELLEZA HOJA N: 1 DE 2	
PROYECTO: David Israel Puma REVISÓ: Dr. Gabriel Salazar APROBADO: Dr. Gabriel Salazar		INGENIERÍA ELÉCTRICA		




	ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL Facultad de Ingeniería Eléctrica Electrónica		DIBUJO: DAVID ISRAEL PUMA COORD. EN X: -0.4140	FECHA: MAYO/2018 COORD. EN Y: -78.6073
	PROYECTO DE TITULACIÓN "EVALUACIÓN TÉCNICA Y ECONÓMICA DE LA IMPLEMENTACIÓN DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS PARA LA ELECTRIFICACIÓN DE RADIO BASES REMOTAS DE CNT"		NOMBRE DE RBS: LA VIUDITA HOJA N: 1 DE 3	
PROYECTO: David Israel Puma REVISÓ: Dr. Gabriel Salazar APROBADO: Dr. Gabriel Salazar		INGENIERÍA ELÉCTRICA		

MÓDULO FOTOVOLTAICO
 $P_{nom} = 345W$
 $V_{oc} = 46.6V$
 $I_{sc} = 9.11A$



SIMBOLOGIA
 + 48 V
 - 48 V
 250 V
 Tierra
 Cableado positivo
 Cableado negativo
 Interruptor electromagnético de 50A

	ESCUOLA POLITÉCNICA NACIONAL Facultad de Ingeniería Eléctrica Electrónica		DIBUJO: DAVID ISRAEL PUMA	FECHA: MAYO/2018
	PROYECTO DE TITULACIÓN "EVALUACIÓN TÉCNICA Y ECONÓMICA DE LA IMPLEMENTACIÓN DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS PARA LA ELECTRIFICACIÓN DE RADIO BASES REMÓTAS DE CNT"		COORD. EN X: -0.4193	COORD. EN Y: -78.776
REVISÓ: Dr. Gabriel Salazar		NOMBRE DE RBS: YAMBOYA		
APROBÓ: Dr. Gabriel Salazar		HOJA N.º: 1 DE 4		

ANEXO VIII

PVSYST V6.70		14/05/18	Página 1/4
Sistema Aislado: Parámetros de la simulación			
Proyecto : Nuevo Proyecto			
Lugar geográfico	Santa Bárbara	Pais	Ecuador
Ubicación	Latitud	0.61° N	Longitud -77.49° W
Hora definido como	Hora Legal	Huso hor. UT-5	Altitud 2246 m
	Albedo	0.20	
Datos climatológicos:	Santa Bárbara	Meteonorm 7.1 (1988-1997), Sat=100% - Sintesis	
Variante de simulación : Santa Barbara			
	Fecha de simulación	14/05/18 03h26	
Parámetros de la simulación	Tipo de sistema	Stand-alone system	
Orientación Plano Receptor	Inclinación	10°	Acimut 0°
Modelos empleados	Transposición	Perez	Difuso Perez, Meteonorm
Características generador FV			
Módulo FV	Si-mono	Modelo	XM72/156-345I+
Original Pvsyst database		Fabricante	Sunerg Solar
Número de módulos FV		En serie	2 módulos
N° total de módulos FV	N° módulos	36	En paralelo 18 cadenas
Potencia global generador	Nominal (STC)	12.42 kWp	Pnom unitaria 345 Wp
Caract. funcionamiento del generador (50°C)	V mpp	70 V	En cond. funcionaria. 11.23 kWp (50°C)
Superficie total	Superficie módulos	70.4 m²	I mpp 160 A
			Superf. célula 61.5 m²
Factores de pérdida Generador FV			
Factor de pérdidas térmicas	Uc (const)	20.0 W/m²K	Uv (viento) 0.0 W/m²K / m/s
Pérdida Óhmica en el Cableado	Res. global generador	7.3 mOhm	Fracción de Pérdidas 1.5 % en STC
Pérdida Diodos en Serie	Caída de Tensión	0.7 V	Fracción de Pérdidas 0.9 % en STC
Pérdida Calidad Módulo			Fracción de Pérdidas -0.5 %
Pérdidas Mismatch Módulos			Fracción de Pérdidas 1.0 % en MPP
Strings Mismatch loss			Fracción de Pérdidas 0.10 %
Efecto de incidencia, parametrización ASHRAE	IAM =	1 - bo (1/cos i - 1)	Parám. bo 0.05
Parámetro del Sistema			
	Tipo de sistema	Sistema Aislado	
Batería	Modelo	S2-1180 AGM	
	Fabricante	Rolls	
Características del banco de baterías	Tensión	48 V	Capacidad Nominal 1000 Ah
	N° de unidades	24 en serie	
	Temperatura	Fijo (20°C)	
Regulador	Modelo	VarioTrack VT80 - 48V	
	Fabricante	Studer	N° unidades 2
	Tecnología	MPPT converter	Coef. temp. -3.0 mV/°C/elem.
Convertidor	Eficiencias Máx. y EURO	99.0 / 97.5 %	
Umbral de Regulación Baterías Threshold commands as			
	Carga	SOC = 0.90 / 0.75	i.e. approx. 54.7 / 50.1 V
	Descarga	SOC = 0.20 / 0.45	i.e. approx. 47.0 / 48.9 V
Necesidades de los usuarios : Cons. domésticos diarios			
	media	Constante durante el año	
		39.9 kWh/Dia	

Sistema Aislado: Necesidades detalladas del usuario

Proyecto : Nuevo Proyecto
Variante de simulación : Santa Barbara

Parámetros principales del sistema	Tipo de sistema	Aislado		
Orientación Campos FV	inclinación	10°	acimut	0°
Módulos FV	Modelo	XM72/156-345I+	Pnom	345 Wp
Generador FV	N° de módulos	36	Pnom total	12.42 kWp
Batería	Modelo	S2-1180 AGM	Tecnología	Pb-ácido, cerrada, AGM
Banco de baterías	N° de unidades	24	Tensión/Capacidad	48 V / 1000 Ah
Necesidades de los usuarios	Cons. domésticos diarios	Constante durante el año	Global	14.56 MWh/año

Cons. domésticos diarios, Constante durante el año, media = 39.9 kWh/día

Valores anuales

	Número	Potencia	Utilización	Energía
Ventilation	1	1656 W total	24 h/día	39744 Wh/día
Stand-by consumers			24 h/día	144 Wh/día
Energía total diaria				39888 Wh/día



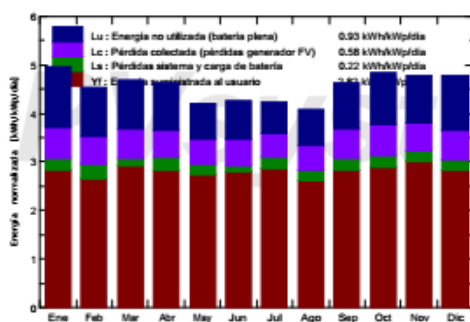
Sistema Aislado: Resultados principales

Proyecto : Nuevo Proyecto
Variante de simulación : Santa Barbara

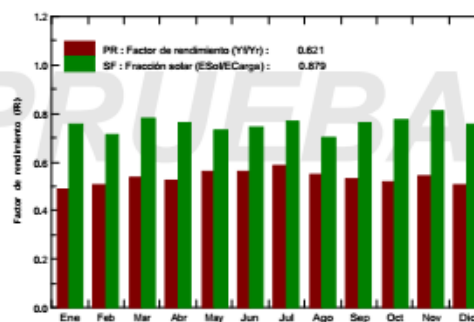
Parámetros principales del sistema		Tipo de sistema	Aislado	
Orientación Campos FV	inclinación	10°	acimut	0°
Módulos FV	Modelo	XM72/156-345I+	Pnom	345 Wp
Generador FV	N° de módulos	36	Pnom total	12.42 kWp
Batería	Modelo	S2-1180 AGM	Tecnología	Pb-ácido, cerrada, AGM
Banco de baterías	N° de unidades	24	Tensión/Capacidad	48 V / 1000 Ah
Necesidades de los usuarios	Cons. domésticos diarios	Constante durante el año	Global	14.56 MWh/año

Resultados principales de la simulación			
Producción del Sistema	Energía disponible	17.59 MWh/año	Produc. específico 1416 kWh/kWp/año
	Energía utilizada	12.80 MWh/año	Exced. (inutilizado) 4.20 MWh/año
	Factor de rendimiento (PR)	62.15 %	Fracción solar SF 87.93 %
Pérdida de carga	Fracción de tiempo	11.5 %	Energía faltante 1.76 MWh/año

Producciones normalizadas (por kWp instalado): Potencia nominal 12.42 kWp



Factor de rendimiento (PR) y Fracción solar SF



Santa Barbara Balances y resultados principales

	GlobHor kWh/m²	GlobEff kWh/m²	E Avail MWh	E Unused MWh	E Miss MWh	E User MWh	E Load MWh	SolFrac
Enero	145.9	148.9	1.612	0.479	0.145	1.091	1.237	0.883
Febrero	123.2	122.7	1.331	0.344	0.192	0.925	1.117	0.828
Marzo	145.0	139.6	1.539	0.385	0.115	1.122	1.237	0.907
Abril	144.4	133.9	1.488	0.362	0.138	1.058	1.197	0.884
Mayo	138.6	124.6	1.380	0.275	0.181	1.056	1.237	0.854
Junio	137.7	122.1	1.359	0.292	0.157	1.040	1.197	0.869
Julio	140.3	125.5	1.407	0.240	0.132	1.104	1.237	0.893
Agosto	133.0	121.7	1.347	0.279	0.229	1.007	1.237	0.815
Septiembre	140.3	133.6	1.459	0.351	0.136	1.061	1.197	0.886
Octubre	147.2	144.4	1.577	0.406	0.119	1.118	1.237	0.904
Noviembre	137.4	137.8	1.532	0.354	0.068	1.128	1.197	0.943
Diciembre	140.2	143.6	1.559	0.433	0.145	1.091	1.237	0.883
Año	1673.3	1598.5	17.591	4.201	1.757	12.802	14.559	0.879

Leyendas:	GlobHor: Irradiación global horizontal	E Miss: Energía faltante
	GlobEff: Global efectivo, corr. para IAM y sombreados	E User: Energía suministrada al usuario
	E Avail: Energía Solar Disponible	E Load: Necesidad de energía del usuario (Carga)
	E Unused: Pérdida de energía no utilizada (batería plena)	SolFrac: Fracción solar (E Utilizada/ECarga)

PVSYST V6.70		14/05/18	Página 1/4
Sistema Aislado: Parámetros de la simulación			
Proyecto :	Nuevo Proyecto		
Lugar geográfico	La Belleza	Pais	Ecuador
Ubicación	Latitud 0.76° N	Longitud	-78.24° W
Hora definido como	Hora Legal Huso hor. UT-5	Altitud	1235 m
Albedo	0.20		
Datos climatológicos:	La Belleza	Meteonorm 7.1, Sat=100% - Sintesis	
Variante de simulación : La Belleza			
	Fecha de simulación	14/05/18 03h12	
Parámetros de la simulación	Tipo de sistema	Stand-alone with back-up Genset	
Orientación Plano Receptor	Inclinación	10°	Acimut 0°
Modelos empleados	Transposición	Perez	Difuso Perez, Meteonorm
Características generador FV			
Módulo FV	Si-mono	Modelo	XM72/156-345I+
Original PVSyst database		Fabricante	Sunerg Solar
Número de módulos FV		En serie	2 módulos
N° total de módulos FV		En paralelo	18 cadenas
Potencia global generador	Nominal (STC)	Pnom unitaria	345 Wp
Caract. funcionamiento del generador (50°C)	V mpp	En cond. funciona.	11.23 kWp (50°C)
Superficie total	Superficie módulos	I mpp	160 A
		Superf. célula	61.5 m²
Factores de pérdida Generador FV			
Factor de pérdidas térmicas	Uc (const)	20.0 W/m²K	Uv (viento) 0.0 W/m²K / m/s
Pérdida Óhmica en el Cableado	Res. global generador	7.3 mOhm	Fracción de Pérdidas 1.5 % en STC
Pérdida Diodos en Serie	Caída de Tensión	0.7 V	Fracción de Pérdidas 0.9 % en STC
Pérdida Calidad Módulo			Fracción de Pérdidas -0.5 %
Pérdidas Mismatch Módulos			Fracción de Pérdidas 1.0 % en MPP
Strings Mismatch loss			Fracción de Pérdidas 0.10 %
Efecto de incidencia, parametrización ASHRAE	IAM =	1 - bo (1/cos i - 1)	Parám. bo 0.05
Parámetro del Sistema			
	Tipo de sistema	Sistema Aislado con generador auxiliar	
Batería	Modelo	2-KS-33PS	
	Fabricante	Rolls	
Características del banco de baterías	Tensión	48 V	Capacidad Nominal 1560 Ah
	N° de unidades	24 en serie	
	Temperatura	Fijo (20°C)	
Regulador	Modelo	Universal controller with MPPT converter	
	Tecnología	MPPT converter	Coef. temp. -5.0 mV/°C/elem.
Convertidor	Eficiencias Máx. y EURO	97.0 / 95.0 %	
Umbral de Regulación Baterías Threshold commands as	SOC calculation		
Carga	SOC = 0.92 / 0.75	i.e. approx.	57.0 / 50.1 V
Descarga	SOC = 0.20 / 0.45	i.e. approx.	46.9 / 48.9 V
Comando de Generador Auxiliar	SOC = 0.25/0.45	i.e. approx.	47.5 / 49.8 V
Generador auxiliar	Modelo	3 kW	
	Fabricante	Back-up generator	
	Potencia nominal	3.0 kW	
Necesidades de los usuarios : Cons. domésticos diarios			
	media	Modulación estacional 17.7 kWh/Día	

Sistema Aislado: Necesidades detalladas del usuario

Proyecto : Nuevo Proyecto

Variante de simulación : La Belleza

Parámetros principales del sistema		Tipo de sistema	Aislado con generador auxiliar	
Orientación Campos FV	inclinación	10°	acimut	0°
Módulos FV	Modelo	XM72/156-345I+	Pnom	345 Wp
Generador FV	N° de módulos	36	Pnom total	12.42 kWp
Batería	Modelo	2-KS-33PS	Tecnología	Pb-ácido, abierta, placas
Banco de baterías	N° de unidades	24	Tensión/Capacidad	48 V / 1560 Ah
Necesidades de los usuarios	Cons. domésticos diarios	Modulación estacional	Global	6455 kWh/año

Cons. domésticos diarios, Modulación estacional, media = 17.7 kWh/día

Verano (Jun-Ago)

	Número	Potencia	Utilización	Energía
Ventilation	1	1631 W total	24 h/día	39144 Wh/día
Stand-by consumers			24 h/día	144 Wh/día
Energía total diaria				39288 Wh/día

Otoño (Sep-Nov)

	Número	Potencia	Utilización	Energía
Lamps (LED or fluo)	10	10 W/lámpara	5 h/día	500 Wh/día
TV / PC / Mobile	2	100 W/art.	5 h/día	1000 Wh/día
Domestic appliances	1	500 W/art.	5 h/día	2500 Wh/día
Fridge / Deep-freeze	2		24 h/día	1598 Wh/día
Dish- & Cloth-washers	1		2 h/día	2000 Wh/día
Ventilation	1	100 W total	24 h/día	2400 Wh/día
Stand-by consumers			24 h/día	144 Wh/día
Energía total diaria				10142 Wh/día

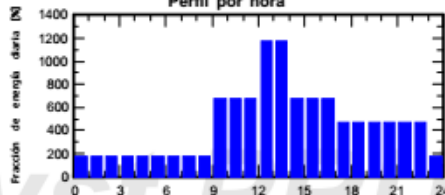
Invierno (Dic-Feb)

	Número	Potencia	Utilización	Energía
Lamps (LED or fluo)	10	10 W/lámpara	6 h/día	600 Wh/día
TV / PC / Mobile	2	100 W/art.	6 h/día	1200 Wh/día
Domestic appliances	1	500 W/art.	6 h/día	3000 Wh/día
Fridge / Deep-freeze	2		24 h/día	1598 Wh/día
Dish- & Cloth-washers	1		2 h/día	2000 Wh/día
Ventilation	1	100 W total	24 h/día	2400 Wh/día
Stand-by consumers			24 h/día	144 Wh/día
Energía total diaria				10942 Wh/día

Primavera (Mar-May)

	Número	Potencia	Utilización	Energía
Lamps (LED or fluo)	10	10 W/lámpara	5 h/día	500 Wh/día
TV / PC / Mobile	2	100 W/art.	5 h/día	1000 Wh/día
Domestic appliances	1	500 W/art.	5 h/día	2500 Wh/día
Fridge / Deep-freeze	2		24 h/día	1598 Wh/día
Dish- & Cloth-washers	1		2 h/día	2000 Wh/día
Ventilation	1	100 W total	24 h/día	2400 Wh/día
Stand-by consumers			24 h/día	144 Wh/día
Energía total diaria				10142 Wh/día

Perfil por hora



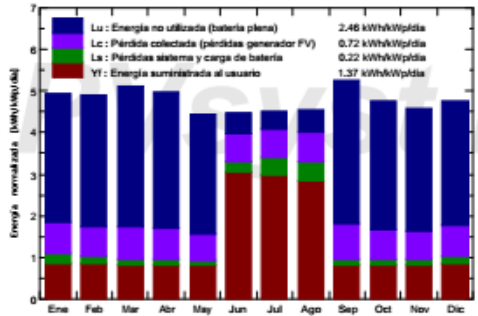
Sistema Aislado: Resultados principales

Proyecto : Nuevo Proyecto
Variante de simulación : La Belleza

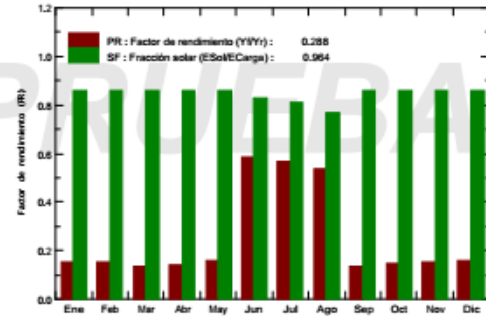
Parámetros principales del sistema		Tipo de sistema	Aislado con generador auxiliar	
Orientación Campos FV	inclinación	10°	acimut	0°
Módulos FV	Modelo	XM72/156-345I+	Pnom	345 Wp
Generador FV	N° de módulos	36	Pnom total	12.42 kWp
Batería	Modelo	2-KS-33PS	Tecnología	Pb-ácido, abierta, placas
Banco de baterías	N° de unidades	24	Tensión/Capacidad	48 V / 1560 Ah
Necesidades de los usuarios	Cons. domésticos diarios	Modulación estacional	Global	6455 kWh/año

Resultados principales de la simulación			
Producción del Sistema	Energía disponible	17.85 MWh/año	Produc. específico 1437 kWh/kWp/año
	Energía utilizada	6.45 MWh/año	Exced. (inutilizado) 11.14 MWh/año
	Factor de rendimiento (PR)	28.81 %	Fracción solar SF 96.39 %
Energía de reserva del generador	Energía de reserva	0.23 MWh/año	Consumo combustible 138/año

Producciones normalizadas (por kWp instalado): Potencia nominal 12.42 kWp



Factor de rendimiento (PR) y Fracción solar SF



La Belleza Balances y resultados principales

	GlobHor kWh/m²	GlobEff kWh/m²	E Avail MWh	EUnused MWh	E User MWh	E Load MWh	SolFrac
Enero	145.0	147.4	1.574	1.178	0.339	0.339	0.999
Febrero	134.1	132.5	1.432	1.094	0.306	0.306	0.999
Marzo	159.2	153.1	1.644	1.300	0.314	0.314	0.999
Abril	153.7	143.2	1.543	1.207	0.304	0.304	0.999
Mayo	146.4	131.9	1.434	1.093	0.314	0.314	0.999
Junio	145.7	129.0	1.340	0.189	1.178	1.179	0.969
Julio	150.4	134.4	1.392	0.166	1.217	1.218	0.943
Agosto	147.7	135.7	1.390	0.210	1.218	1.218	0.898
Septiembre	159.4	152.3	1.624	1.285	0.304	0.304	0.999
Octubre	145.1	142.7	1.525	1.180	0.314	0.314	0.999
Noviembre	132.3	133.3	1.431	1.099	0.304	0.304	0.999
Diciembre	138.7	142.5	1.515	1.145	0.339	0.339	0.999
Año	1757.7	1678.2	17.846	11.145	6.452	6.455	0.964

Leyendas: GlobHor Irradiación global horizontal E User Energía suministrada al usuario
 GlobEff Global efectivo, corr. para IAM y sombreados E Load Necesidad de energía del usuario (Carga)
 E Avail Energía Solar Disponible SolFrac Fracción solar (EUTILIZADA/ECARGA)
 EUnused Pérdida de energía no utilizada (batería plena)

PVSyst V6.70		14/05/18	Página 1/4
Sistema Aislado: Parámetros de la simulación			
Proyecto : Nuevo Proyecto			
Lugar geográfico	La Viudita	Pais	Ecuador
Ubicación	Latitud -0.45° S	Longitud	-78.65° W
Hora definido como	Hora Legal Huso hor. UT-5	Altitud	2934 m
Albedo	0.20		
Datos climatológicos:	La Viudita	Meteonorm 7.1, Sat=100% - Sintesis	
Variante de simulación : La Viudita			
	Fecha de simulación	14/05/18 03h23	
Parámetros de la simulación	Tipo de sistema	Stand-alone system	
Orientación Plano Receptor	Inclinación	10°	Acimut 0°
Modelos empleados	Transposición	Perez	Difuso Perez, Meteonorm
Características generador FV			
Módulo FV	Si-mono	Modelo	XM72/156-345I+
Original PVSyst database		Fabricante	Sunerg Solar
Número de módulos FV		En serie	2 módulos
N° total de módulos FV		N° módulos	66
Potencia global generador		Nominal (STC)	22.77 kWp
Caract. funcionamiento del generador (50°C)		V mpp	70 V
Superficie total		Superficie módulos	129 m²
		En paralelo	33 cadenas
		Pnom unitaria	345 Wp
		En cond. funciona.	20.59 kWp (50°C)
		I mpp	293 A
		Superf. célula	113 m²
Factores de pérdida Generador FV			
Factor de pérdidas térmicas	Uc (const)	20.0 W/m²K	Uv (viento) 0.0 W/m²K / m/s
Pérdida Óhmica en el Cableado	Res. global generador	4.0 mOhm	Fracción de Pérdidas 1.5 % en STC
Pérdida Diodos en Serie	Caída de Tensión	0.7 V	Fracción de Pérdidas 0.9 % en STC
Pérdida Calidad Módulo			Fracción de Pérdidas -0.5 %
Pérdidas Mismatch Módulos			Fracción de Pérdidas 1.0 % en MPP
Strings Mismatch loss			Fracción de Pérdidas 0.10 %
Efecto de incidencia, parametrización ASHRAE	IAM =	1 - bo (1/cos i - 1)	Parám. bo 0.05
Parámetro del Sistema			
	Tipo de sistema	Sistema Aislado	
Batería	Modelo	S2-2375 AGM	
	Fabricante	Rolls	
Características del banco de baterías	Tensión	48 V	Capacidad Nominal 2000 Ah
	N° de unidades	24 en serie	
	Temperatura	Fijo (20°C)	
Regulador	Modelo	VarioTrack VT80 - 48V	
	Fabricante	Studer	N° unidades 4
	Tecnología	MPPT converter	Coef. temp. -3.0 mV/°C/elem.
Convertidor	Eficiencias Máx. y EURO	99.0 / 97.5 %	
Umbral de Regulación Baterías Threshold commands as			
	Carga	SOC = 0.90 / 0.75	i.e. approx. 54.6 / 50.1 V
	Descarga	SOC = 0.20 / 0.45	i.e. approx. 47.0 / 48.9 V
Necesidades de los usuarios : Cons. domésticos diarios			
	media	Constante durante el año 75 kWh/Día	

Sistema Aislado: Necesidades detalladas del usuario

Proyecto : Nuevo Proyecto

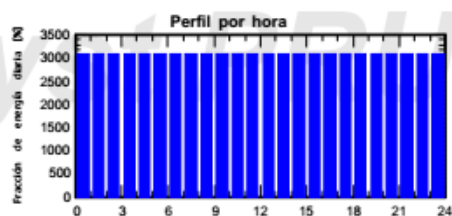
Variante de simulación : La Viudita

Parámetros principales del sistema	Tipo de sistema	Aislado	acimut	0°
Orientación Campos FV	inclinación	10°	Pnom	345 Wp
Módulos FV	Modelo	XM72/156-345I+	Pnom total	22.77 kWp
Generador FV	N° de módulos	66	Tecnología	Pb-ácido, cerrada, AGM
Batería	Modelo	S2-2375 AGM	Tensión/Capacidad	48 V / 2000 Ah
Banco de baterías	N° de unidades	24	Global	27.24 MWh/año
Necesidades de los usuarios	Cons. domésticos diarios	Constante durante el año		

Cons. domésticos diarios, Constante durante el año, media = 75 kWh/día

Valores anuales

	Número	Potencia	Utilización	Energía
Ventilation	1	3104 W total	24 h/día	74496 Wh/día
Stand-by consumers			24 h/día	144 Wh/día
Energía total diaria				74640 Wh/día



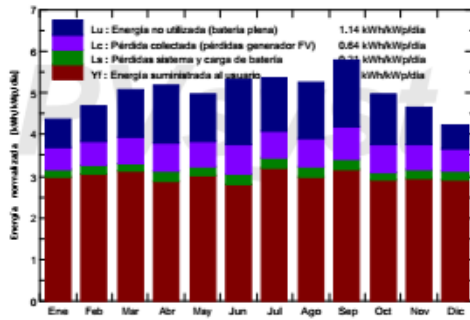
Sistema Aislado: Resultados principales

Proyecto : Nuevo Proyecto
Variante de simulación : La Viudita

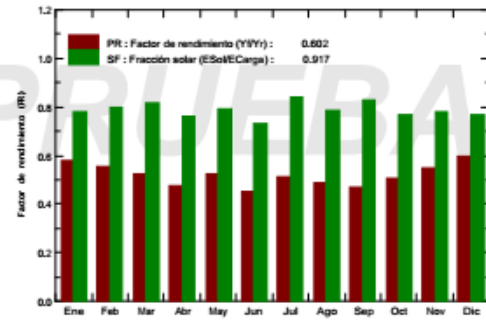
Parámetros principales del sistema		Tipo de sistema	Aislado	
Orientación	Campos FV	inclinación	10°	acimut 0°
Módulos FV		Modelo	XM72/156-345I+	Pnom 345 Wp
Generador FV		N° de módulos	66	Pnom total 22.77 kWp
Batería		Modelo	S2-2375 AGM	Tecnología Pb-ácido, cerrada, AGM
Banco de baterías		N° de unidades	24	Tensión/Capacidad 48 V / 2000 Ah
Necesidades de los usuarios	Cons. domésticos diarios	Constante durante el año	Global	27.24 MWh/año

Resultados principales de la simulación			
Producción del Sistema	Energía disponible	35.59 MWh/año	Produc. específico 1563 kWh/kWp/año
	Energía utilizada	24.98 MWh/año	Exced. (inutilizado) 9.48 MWh/año
	Factor de rendimiento (PR)	60.21 %	Fracción solar SF 91.70 %
Pérdida de carga	Fracción de tiempo	7.9 %	Energía faltante 2.26 MWh/año

Producciones normalizadas (por kWp instalado): Potencia nominal 22.77 kWp



Factor de rendimiento (PR) y Fracción solar SF



La Viudita Balances y resultados principales

	GlobHor kWh/m²	GlobEff kWh/m²	E Avail MWh	EUnused MWh	E Miss MWh	E User MWh	E Load MWh	SolFrac
Enero	144.5	130.1	2.669	0.481	0.217	2.097	2.314	0.906
Febrero	137.1	126.6	2.580	0.540	0.142	1.948	2.090	0.932
Marzo	159.7	152.0	3.102	0.818	0.111	2.203	2.314	0.952
Abril	152.4	150.9	3.034	0.960	0.259	1.980	2.239	0.884
Mayo	146.6	149.0	3.012	0.798	0.171	2.143	2.314	0.926
Junio	149.6	155.4	3.112	1.084	0.328	1.911	2.239	0.854
Julio	157.2	160.8	3.274	0.899	0.043	2.271	2.314	0.981
Agosto	158.0	157.7	3.170	0.940	0.196	2.117	2.314	0.915
Septiembre	172.9	168.0	3.367	1.095	0.085	2.154	2.239	0.962
Octubre	159.3	148.9	2.996	0.862	0.251	2.063	2.314	0.892
Noviembre	149.5	134.3	2.722	0.609	0.212	2.027	2.239	0.905
Diciembre	140.9	125.2	2.550	0.394	0.245	2.069	2.314	0.894
Año	1827.8	1758.9	35.588	9.480	2.260	24.964	27.244	0.917

Leyendas: GlobHor Irradiación global horizontal E Miss Energía faltante
 GlobEff Global efectivo, corr. para IAM y sombreados E User Energía suministrada al usuario
 E Avail Energía Solar Disponible E Load Necesidad de energía del usuario (Carga)
 EUnused Pérdida de energía no utilizada (batería plena) SolFrac Fracción solar (EUtilizada/ECarga)

PVSYST V6.70		14/05/18	Página 1/4
Sistema Aislado: Parámetros de la simulación			
Proyecto : Nuevo Proyecto			
Lugar geográfico	Yamboya	Pais	Ecuador
Ubicación	Latitud -0.45° S	Longitud	-78.65° W
Hora definido como	Hora Legal Huso hor. UT-5	Altitud	2934 m
	Albedo 0.20		
Datos climatológicos:	Yamboya	Meteonorm 7.1, Sat=100% - Sintesis	
Variante de simulación : Yamboya			
	Fecha de simulación	14/05/18 03h06	
Parámetros de la simulación	Tipo de sistema	Stand-alone system	
Orientación Plano Receptor	Inclinación	10°	Acimut 0°
Modelos empleados	Transposición	Perez	Difuso Perez, Meteonorm
Características generador FV			
Módulo FV	Si-mono	Modelo	XM72/156-345I+
Original PVsyst database		Fabricante	Sunerg Solar
Número de módulos FV		En serie	2 módulos
N° total de módulos FV	N° módulos	18	En paralelo 9 cadenas
Potencia global generador	Nominal (STC)	6.21 kWp	Pnom unitaria 345 Wp
Caract. funcionamiento del generador (50°C)	V mpp	70 V	En cond. funciona. 5.61 kWp (50°C)
Superficie total	Superficie módulos	35.2 m²	I mpp 80 A
			Superf. célula 30.8 m²
Factores de pérdida Generador FV			
Factor de pérdidas térmicas	Uc (const)	20.0 W/m²K	Uv (viento) 0.0 W/m²K / m/s
Pérdida Óhmica en el Cableado	Res. global generador	15 mOhm	Fracción de Pérdidas 1.5 % en STC
Pérdida Diodos en Serie	Caída de Tensión	0.7 V	Fracción de Pérdidas 0.9 % en STC
Pérdida Calidad Módulo			Fracción de Pérdidas -0.5 %
Pérdidas Mismatch Módulos			Fracción de Pérdidas 1.0 % en MPP
Strings Mismatch loss			Fracción de Pérdidas 0.10 %
Efecto de incidencia, parametrización ASHRAE	IAM =	1 - bo (1/cos i - 1)	Parám. bo 0.05
Parámetro del Sistema			
	Tipo de sistema	Sistema Aislado	
Batería	Modelo	S2-1180 AGM	
	Fabricante	Rolls	
Características del banco de baterías	Tensión	48 V	Capacidad Nominal 1000 Ah
	N° de unidades	24 en serie	
	Temperatura	Fijo (20°C)	
Regulador	Modelo	VarioTrack VT80 - 48V	
	Fabricante	Studer	
	Tecnología	MPPT converter	Coef. temp. -3.0 mV/°C/elem.
Convertidor	Eficiencias Máx. y EURO	99.0 / 97.5 %	
Umbral de Regulación Baterías	Threshold commands as	SOC calculation	
	Carga	SOC = 0.90 / 0.75	i.e. approx. 53.7 / 50.1 V
	Descarga	SOC = 0.20 / 0.45	i.e. approx. 47.1 / 48.9 V
Necesidades de los usuarios : Cons. domésticos diarios			
	media	Constante durante el año	
		19.8 kWh/Dia	

Sistema Aislado: Necesidades detalladas del usuario

Proyecto : Nuevo Proyecto

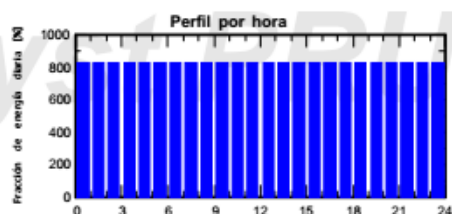
Variante de simulación : Yamboya

Parámetros principales del sistema	Tipo de sistema	Aislado	acimut	0°
Orientación Campos FV	inclinación	10°	Pnom	345 Wp
Módulos FV	Modelo	XM72/156-345I+	Pnom total	6.21 kWp
Generador FV	N° de módulos	18	Tecnología	Pb-ácido, cerrada, AGM
Batería	Modelo	S2-1180 AGM	Tensión/Capacidad	48 V / 1000 Ah
Banco de baterías	N° de unidades	24	Global	7245 kWh/año
Necesidades de los usuarios	Cons. domésticos diarios	Constante durante el año		

Cons. domésticos diarios, Constante durante el año, media = 19.8 kWh/día

Valores anuales

	Número	Potencia	Utilización	Energía
Ventilation	1	815 W total	24 h/día	19560 Wh/día
Stand-by consumers			24 h/día, 7días/7	288 Wh/día
Energía total diaria				19848 Wh/día



Sistema Aislado: Resultados principales

Proyecto : Nuevo Proyecto

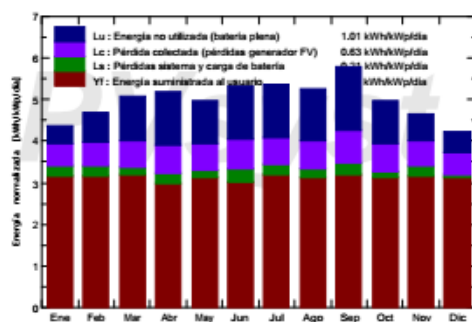
Variante de simulación : Yamboya

Parámetros principales del sistema	Tipo de sistema	Aislado		
Orientación Campos FV	inclinación	10°	acimut	0°
Módulos FV	Modelo	XM72/156-345I+	Pnom	345 Wp
Generador FV	N° de módulos	18	Pnom total	6.21 kWp
Batería	Modelo	S2-1180 AGM	Tecnología	Pb-ácido, cerrada, AGM
Banco de baterías	N° de unidades	24	Tensión/Capacidad	48 V / 1000 Ah
Necesidades de los usuarios	Cons. domésticos diarios	Constante durante el año	Global	7245 kWh/año

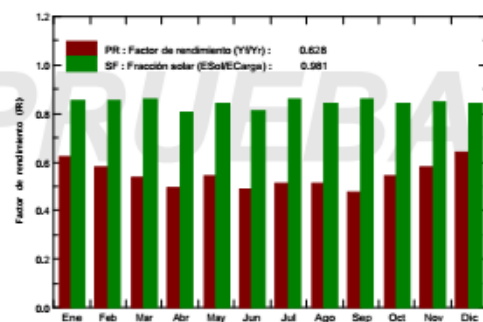
Resultados principales de la simulación

Producción del Sistema	Energía disponible	9.64 MWh/año	Produc. específico	1553 kWh/kWp/año
	Energía utilizada	7.11 MWh/año	Exced. (inutilizado)	2.28 MWh/año
	Factor de rendimiento (PR)	62.83 %	Fracción solar SF	98.15 %
Pérdida de carga	Fracción de tiempo	1.8 %	Energía faltante	0.13 MWh/año

Producciones normalizadas (por kWp instalado): Potencia nominal 6.21 kWp



Factor de rendimiento (PR) y Fracción solar SF



Yamboya Balances y resultados principales

	GlobHor kWh/m²	GlobEff kWh/m²	E Avail MWh	EUnused MWh	E Miss MWh	E User MWh	E Load MWh	SolFrac
Enero	144.5	130.1	0.725	0.085	0.004	0.611	0.615	0.994
Febrero	137.1	126.6	0.700	0.126	0.005	0.550	0.556	0.991
Marzo	159.7	152.0	0.841	0.207	0.000	0.615	0.615	1.000
Abril	152.4	150.9	0.821	0.239	0.036	0.559	0.595	0.939
Mayo	146.6	149.0	0.815	0.201	0.012	0.603	0.615	0.981
Junio	149.6	155.4	0.837	0.238	0.032	0.564	0.595	0.947
Julio	157.2	160.8	0.888	0.245	0.000	0.615	0.615	1.000
Agosto	158.0	157.7	0.859	0.238	0.014	0.601	0.615	0.977
Septiembre	172.9	168.0	0.910	0.287	0.000	0.595	0.595	1.000
Octubre	159.3	148.9	0.812	0.200	0.011	0.604	0.615	0.982
Noviembre	149.5	134.3	0.740	0.122	0.007	0.588	0.595	0.988
Diciembre	140.9	125.2	0.694	0.091	0.013	0.603	0.615	0.979
Año	1827.8	1758.9	9.643	2.281	0.134	7.110	7.245	0.981

Leyendas:	GlobHor	Irradiación global horizontal	E Miss	Energía faltante
	GlobEff	Global efectivo, corr. para IAM y sombreados	E User	Energía suministrada al usuario
	E Avail	Energía Solar Disponible	E Load	Necesidad de energía del usuario (Carga)
	EUnused	Pérdida de energía no utilizada (batería plena)	SolFrac	Fracción solar (EUtilizada/ECarga)

ANEXO IX



LOCAL CALL **1300 793 001**

Diesel Generator Fuel Consumption Chart in Litres

The table below outlines an approximation of the diesel generator fuel consumption per hour in litres. We've shown the usage at various load levels across a range of generators from 10kVA to 500kVA. Please note this table should only be used as an approximate to give you an indication of fuel usage at various load levels. Actual usage may vary slightly due to various factors.

Generator Size	Approximate Diesel Fuel Consumption			
	¼ Load (litres/hr)	½ Load (litres/hr)	¾ Load (litres/hr)	Full Load (litres/hr)
8kW / 10kVA	0.9	1.2	1.7	2.1
10kW / 12kVA	1.0	1.4	2.1	2.6
12kW / 15kVA	1.3	1.8	2.6	3.2
16kW / 20kVA	1.7	2.4	3.5	4.3
20kW / 25kVA	2.1	3.0	4.3	5.4
24kW / 30kVA	2.6	3.6	5.2	6.4
32kW / 40kVA	3.4	4.8	7.0	8.6
40kW / 50kVA	4.3	6.0	8.6	10.7
60kW / 75kVA	6.4	9.0	12.7	16.1
80kW / 100kVA	8.3	11.9	16.1	21.4
120kW / 150kVA	10.9	17.3	24.1	32.1
160kW / 200kVA	14.1	22.9	32.7	42.8
200kW / 250kVA	17.4	28.6	40.8	53.5
280kW / 350kVA	23.7	39.3	56.0	74.9
400kW / 500kVA	33.3	55.6	79.6	107.0

If you're in the market for a new diesel generator, feel free to speak to our friendly team on 1300 793 001 today.

www.ablesales.com.au

ANEXO X

INDICADORES MACROECONÓMICOS ENERO 2018

	Variables Macroeconómicas	Periodo -2017	Valor	Unidad
SECTOR REAL	PIB nominal (trimestral)	3er trimestre	25.833,59	USD millones
	PIB real (variación trimestral anual)	3er trimestre	3,82	%
	Consumo de los hogares real (variación trimestral anual)	3er trimestre	5,28	%
	Consumo del sector público real (variación trimestral anual)	3er trimestre	4,79	%
	FBKF real (variación trimestral anual)	3er trimestre	-2,28	%
	VAB Construcción real (variación trimestral anual)	3er trimestre	-8,52	%
	VAB Manufactura real (variación trimestral anual)	3er trimestre	2,99	%
	VAB Intermediación financiera real (variación trimestral anual)	3er trimestre	13,77	%
	VAB Comercio real (variación trimestral anual)	3er trimestre	5,4	%
	VAB Agricultura, caza y pesca real (variación trimestral anual)	3er trimestre	2,26	%
	Tasa de Desempleo	4to trimestre	4,62	%
	Tasa de Subempleo	4to trimestre	19,82	%
	Tasa de Empleo Adecuado	4to trimestre	42,26	%
	Inflación mensual	Diciembre	0,179	%
	Inflación anual	Diciembre	-0,2	%
	Pobreza nacional	Diciembre	21,5	%

	Variables Macroeconómicas	Periodo - 2017/2018	Valor	Unidad
SECTOR PETROLERO	Precio del petróleo ecuatoriano	noviembre	54,72	USD/Galón
	Producción Nacional de Petróleo	noviembre	15.631	Miles de Barriles
	Exportaciones de petróleo (% PIB)	noviembre	0,58	%
	Subsidio anualizado a los combustibles importados	noviembre	1.098.215	USD (miles)
	Precio de la gasolina internacional	ene-18	2,57	USD/Galón
	Precio del diesel a nivel internacional	ene-18	3,02	USD/Galón
	Precio gas natural a nivel internacional	ene-18	2,07	USD
	Oferta mundial de petróleo (variación anual)	ene-18	2,30	%
	Demanda mundial de petróleo (variación anual)	ene-18	2,00	%

<https://www.puce.edu.ec/economia/rcm/documentos/indicadores/2018-01-Indicadores-Macroeconomicos.pdf>

ANEXO XI

FLUJO SANTA BÁRBARA										
			tasa de descuento		10%					
			Inv. Inicial		\$49.698,97					
AÑO	AHORRO ANUAL	MANO DE OBRA	CAMBIO DE BATERIAS	VALOR DE SALVAMENTO	AHORRO ENERGIA	INGRESOS	EGRESOS	FLUJO TOTAL	VALOR PRESENTE	SALDO
0		-\$4.969,90						-\$54.668,87	-\$54.668,87	-\$54.668,87
1	\$8.849,29				\$1.961,98	\$10.811,27	\$0,00	\$10.811,27	\$9.828,43	-\$44.840,44
2	\$8.849,29				\$1.952,17	\$10.801,46	\$0,00	\$10.801,46	\$8.926,83	-\$35.913,61
3	\$8.849,29				\$1.942,41	\$10.791,70	\$0,00	\$10.791,70	\$8.107,96	-\$27.805,65
4	\$8.849,29				\$1.932,69	\$10.781,99	\$0,00	\$10.781,99	\$7.364,24	-\$20.441,41
5	\$8.849,29				\$1.923,03	\$10.772,32	\$0,00	\$10.772,32	\$6.688,77	-\$13.752,64
6	\$8.849,29				\$1.913,41	\$10.762,71	\$0,00	\$10.762,71	\$6.075,27	-\$7.677,38
7	\$8.849,29				\$1.903,85	\$10.753,14	\$0,00	\$10.753,14	\$5.518,06	-\$2.159,31
8	\$8.849,29				\$1.894,33	\$10.743,62	\$0,00	\$10.743,62	\$5.011,98	\$2.852,66
9	\$8.849,29				\$1.884,86	\$10.734,15	\$0,00	\$10.734,15	\$4.552,33	\$7.404,99
10	\$8.849,29		-\$16.490,17		\$1.875,43	\$10.724,73	\$16.490,17	-\$5.765,44	-\$2.222,83	\$5.182,16
11	\$8.849,29				\$1.866,06	\$10.715,35	\$0,00	\$10.715,35	\$3.755,66	\$8.937,83
12	\$8.849,29				\$1.856,72	\$10.706,02	\$0,00	\$10.706,02	\$3.411,27	\$12.349,10
13	\$8.849,29				\$1.847,44	\$10.696,73	\$0,00	\$10.696,73	\$3.098,46	\$15.447,56
14	\$8.849,29				\$1.838,20	\$10.687,50	\$0,00	\$10.687,50	\$2.814,35	\$18.261,91
15	\$8.849,29				\$1.829,01	\$10.678,31	\$0,00	\$10.678,31	\$2.556,30	\$20.818,21
16	\$8.849,29				\$1.819,87	\$10.669,16	\$0,00	\$10.669,16	\$2.321,92	\$23.140,13
17	\$8.849,29				\$1.810,77	\$10.660,06	\$0,00	\$10.660,06	\$2.109,04	\$25.249,17
18	\$8.849,29				\$1.801,71	\$10.651,01	\$0,00	\$10.651,01	\$1.915,68	\$27.164,85
19	\$8.849,29				\$1.792,71	\$10.642,00	\$0,00	\$10.642,00	\$1.740,05	\$28.904,90
20	\$8.849,29			\$1.739,46	\$1.783,74	\$12.372,50	\$0,00	\$12.372,50	\$1.839,09	\$30.743,99
						\$91.770,53	\$61.026,54			

FLUJO LA BELLEZA										
			Tasa de Interés		10%					
			Inv. Inicial		\$49.698,97					
AÑO	AHORRO ANUAL	MANO DE OBRA	CAMBIO DE BATERIAS	VALOR DE SALVAMENTO	AHORRO ENERGIA	INGRESOS	EGRESOS	FLUJO TOTAL	VALOR PRESENTE	SALDO
0		-\$4.969,90						-\$54.668,87	-\$54.668,87	-\$54.668,87
1	\$7.524,48				\$1.805,19	\$9.329,68	\$0,00	\$9.329,68	\$8.481,53	-\$46.187,34
2	\$7.524,48				\$1.796,17	\$9.320,65	\$0,00	\$9.320,65	\$7.703,02	-\$38.484,32
3	\$7.524,48				\$1.787,19	\$9.311,67	\$0,00	\$9.311,67	\$6.996,00	-\$31.488,33
4	\$7.524,48				\$1.778,25	\$9.302,74	\$0,00	\$9.302,74	\$6.353,89	-\$25.134,43
5	\$7.524,48				\$1.769,36	\$9.293,84	\$0,00	\$9.293,84	\$5.770,75	-\$19.363,69
6	\$7.524,48				\$1.760,51	\$9.285,00	\$0,00	\$9.285,00	\$5.241,14	-\$14.122,55
7	\$7.524,48				\$1.751,71	\$9.276,19	\$0,00	\$9.276,19	\$4.760,15	-\$9.362,39
8	\$7.524,48				\$1.742,95	\$9.267,44	\$0,00	\$9.267,44	\$4.323,33	-\$5.039,07
9	\$7.524,48				\$1.734,24	\$9.258,72	\$0,00	\$9.258,72	\$3.926,60	-\$1.112,47
10	\$7.524,48		-\$16.490,17		\$1.725,57	\$9.250,05	\$16.490,17	-\$7.240,12	-\$2.791,38	-\$3.903,84
11	\$7.524,48				\$1.716,94	\$9.241,42	\$0,00	\$9.241,42	\$3.239,06	-\$664,78
12	\$7.524,48				\$1.708,35	\$9.232,84	\$0,00	\$9.232,84	\$2.941,87	\$2.277,08
13	\$7.524,48				\$1.699,81	\$9.224,30	\$0,00	\$9.224,30	\$2.671,95	\$4.949,03
14	\$7.524,48				\$1.691,31	\$9.215,80	\$0,00	\$9.215,80	\$2.426,81	\$7.375,84
15	\$7.524,48				\$1.682,86	\$9.207,34	\$0,00	\$9.207,34	\$2.204,16	\$9.580,01
16	\$7.524,48				\$1.674,44	\$9.198,93	\$0,00	\$9.198,93	\$2.001,95	\$11.581,96
17	\$7.524,48				\$1.666,07	\$9.190,55	\$0,00	\$9.190,55	\$1.818,30	\$13.400,26
18	\$7.524,48				\$1.657,74	\$9.182,22	\$0,00	\$9.182,22	\$1.651,50	\$15.051,77
19	\$7.524,48				\$1.649,45	\$9.173,93	\$0,00	\$9.173,93	\$1.500,01	\$16.551,78
20	\$7.524,48			\$1.739,46	\$1.641,20	\$10.905,15	\$0,00	\$10.905,15	\$1.620,98	\$18.172,76
						\$79.199,30	\$61.026,54			

FLUJO LA VIUDITA										
			Tasa de Interés		10%					
			Inv. Inicial		\$83.334,76					
AÑO	AHORRO ANUAL	MANO DE OBRA	CAMBIO DE BATERIAS	VALOR DE SALVAMENTO	AHORRO ENERGIA	INGRESOS	EGRESOS	FLUJO TOTAL	VALOR PRESENTE	SALDO
0		-\$8.333,48						-\$91.668,24	-\$91.668,24	-\$91.668,24
1	\$12.247,49				\$3.585,97	\$15.833,46	\$0,00	\$15.833,46	\$14.394,05	-\$77.274,18
2	\$12.247,49				\$3.568,04	\$15.815,53	\$0,00	\$15.815,53	\$13.070,68	-\$64.203,50
3	\$12.247,49				\$3.550,20	\$15.797,69	\$0,00	\$15.797,69	\$11.869,04	-\$52.334,47
4	\$12.247,49				\$3.532,45	\$15.779,94	\$0,00	\$15.779,94	\$10.777,91	-\$41.556,56
5	\$12.247,49				\$3.514,79	\$15.762,27	\$0,00	\$15.762,27	\$9.787,13	-\$31.769,43
6	\$12.247,49				\$3.497,21	\$15.744,70	\$0,00	\$15.744,70	\$8.887,47	-\$22.881,95
7	\$12.247,49				\$3.479,73	\$15.727,21	\$0,00	\$15.727,21	\$8.070,55	-\$14.811,41
8	\$12.247,49				\$3.462,33	\$15.709,81	\$0,00	\$15.709,81	\$7.328,74	-\$7.482,66
9	\$12.247,49				\$3.445,02	\$15.692,50	\$0,00	\$15.692,50	\$6.655,15	-\$827,51
10	\$12.247,49		-\$23.929,46		\$3.427,79	\$15.675,28	\$23.929,46	-\$8.254,18	-\$3.182,34	-\$4.009,86
11	\$12.247,49				\$3.410,65	\$15.658,14	\$0,00	\$15.658,14	\$5.488,08	\$1.478,23
12	\$12.247,49				\$3.393,60	\$15.641,09	\$0,00	\$15.641,09	\$4.983,73	\$6.461,96
13	\$12.247,49				\$3.376,63	\$15.624,12	\$0,00	\$15.624,12	\$4.525,75	\$10.987,71
14	\$12.247,49				\$3.359,75	\$15.607,23	\$0,00	\$15.607,23	\$4.109,87	\$15.097,58
15	\$12.247,49				\$3.342,95	\$15.590,44	\$0,00	\$15.590,44	\$3.732,23	\$18.829,81
16	\$12.247,49				\$3.326,23	\$15.573,72	\$0,00	\$15.573,72	\$3.389,30	\$22.219,10
17	\$12.247,49				\$3.309,60	\$15.557,09	\$0,00	\$15.557,09	\$3.077,89	\$25.296,99
18	\$12.247,49				\$3.293,05	\$15.540,54	\$0,00	\$15.540,54	\$2.795,10	\$28.092,09
19	\$12.247,49				\$3.276,59	\$15.524,08	\$0,00	\$15.524,08	\$2.538,31	\$30.630,40
20	\$12.247,49			\$2.916,72	\$3.260,21	\$18.424,41	\$0,00	\$18.424,41	\$2.738,67	\$33.369,08
						\$134.263,15	\$100.894,08			

FLUJO YAMBOYA										
			Tasa de Interés		10%					
			Inv. Inicial		\$32.645,03					
AÑO	AHORRRO ANUAL	MANO DE OBRA	CAMBIO DE BATERIAS	VALOR DE SALVAMENTO	AHORRO ENERGIA	INGRESOS	EGRESOS	FLUJO TOTAL	VALOR PRESENTE	SALDO
0		-\$3.264,50						-\$35.909,53	-\$35.909,53	-\$35.909,53
1	\$6.077,83				\$1.186,22	\$7.264,05	\$0,00	\$7.264,05	\$6.603,68	-\$29.305,85
2	\$6.077,83				\$1.180,29	\$7.258,12	\$0,00	\$7.258,12	\$5.998,44	-\$23.307,41
3	\$6.077,83				\$1.174,39	\$7.252,22	\$0,00	\$7.252,22	\$5.448,70	-\$17.858,71
4	\$6.077,83				\$1.168,52	\$7.246,34	\$0,00	\$7.246,34	\$4.949,35	-\$12.909,36
5	\$6.077,83				\$1.162,68	\$7.240,50	\$0,00	\$7.240,50	\$4.495,78	-\$8.413,58
6	\$6.077,83				\$1.156,86	\$7.234,69	\$0,00	\$7.234,69	\$4.083,79	-\$4.329,78
7	\$6.077,83				\$1.151,08	\$7.228,90	\$0,00	\$7.228,90	\$3.709,57	-\$620,21
8	\$6.077,83				\$1.145,32	\$7.223,15	\$0,00	\$7.223,15	\$3.369,65	\$2.749,44
9	\$6.077,83				\$1.139,60	\$7.217,42	\$0,00	\$7.217,42	\$3.060,89	\$5.810,33
10	\$6.077,83		-\$12.152,13		\$1.133,90	\$7.211,72	\$12.152,13	-\$4.940,41	-\$1.904,74	\$3.905,59
11	\$6.077,83				\$1.128,23	\$7.206,06	\$0,00	\$7.206,06	\$2.525,68	\$6.431,27
12	\$6.077,83				\$1.122,59	\$7.200,41	\$0,00	\$7.200,41	\$2.294,27	\$8.725,54
13	\$6.077,83				\$1.116,97	\$7.194,80	\$0,00	\$7.194,80	\$2.084,08	\$10.809,62
14	\$6.077,83				\$1.111,39	\$7.189,22	\$0,00	\$7.189,22	\$1.893,15	\$12.702,77
15	\$6.077,83				\$1.105,83	\$7.183,66	\$0,00	\$7.183,66	\$1.719,71	\$14.422,48
16	\$6.077,83				\$1.100,30	\$7.178,13	\$0,00	\$7.178,13	\$1.562,17	\$15.984,65
17	\$6.077,83				\$1.094,80	\$7.172,63	\$0,00	\$7.172,63	\$1.419,07	\$17.403,71
18	\$6.077,83				\$1.089,33	\$7.167,15	\$0,00	\$7.167,15	\$1.289,08	\$18.692,79
19	\$6.077,83				\$1.083,88	\$7.161,71	\$0,00	\$7.161,71	\$1.171,00	\$19.863,79
20	\$6.077,83			\$1.142,58	\$1.078,46	\$8.298,86	\$0,00	\$8.298,86	\$1.233,57	\$21.097,36
						\$61.692,07	\$40.594,71			

ORDEN DE EMPASTADO