



GENERACION FOTOVOLTAICA A GRAN ESCALA PARA MORONA SANTIAGO.

RESUMEN:

La estabilidad y el crecimiento de largo plazo de una economía requieren de un suministro adecuado de energía, y en particular de energía eléctrica.

Uno de los indicadores con los que se puede medir el desarrollo de un país es el que tiene que ver con el crecimiento del consumo energético. La demanda de electricidad en los países en vías de desarrollo crece considerablemente y para poder suplir esta demanda es necesario contar con su par, la oferta de generación.

La premisa principal de este trabajo es la consideración de la impostergable necesidad de que el país cuente con una política energética, ambiciosa pero real, en torno al tema de energías renovables no convencionales. La política debería desembocar en una matriz energética nacional donde las energías renovables cuenten con parámetros similares a los utilizados por países que ya disponen de aportes decisivos de tales recursos energéticos.

Con las consideraciones expuestas y sumando a esto que Ecuador es un país con características topográficas muy variadas, de gran diversidad climática y condiciones únicas que le confieren un elevado potencial de energías renovables y limpias, se ha puesto en marcha este trabajo de investigación, que no es más que la búsqueda de la inserción de fuentes energéticas limpias y renovables: la solar-fotovoltaica.



PALABRAS CLAVES:

Energía Solar – fotovoltaica, eficiencia energética, regulación, energía renovable no convencional, matriz energética, mapas de insolación, paneles fotovoltaicos, , diversidad climática.



ÍNDICE

GENERACION FOTOVOLTAICA A GRAN ESCALA PARA MORONA SANTIAGO.	- 1 -
CAPITULO I ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA	- 15 -
1.1.- Antecedentes	- 15 -
1.2.- Energía Solar Fotovoltaica.	- 18 -
1.3.- Descripción del sistema de producción de energía fotovoltaica.	- 22 -
1.4.-Producción de energía fotovoltaica a pequeña y mediana escala	- 26 -
1.4.1.- Tipos de Instalaciones fotovoltaicas	- 26 -
CAPITULO II DETERMINACIÓN DEL RECURSO SOLAR Y UBICACIÓN DE LA CENTRAL FOTOVOLTAICA.....	- 30 -
2.1. - Introducción	- 30 -
2.2.- Metodología para determinación del recurso solar	- 30 -
2.2.1.- Metodología de trabajo	- 30 -
2.3.- Determinación del recurso solar en Morona Santiago.....	- 35 -
2.4.- Criterios para la ubicación óptima de la Central Fotovoltaica.	- 36 -
2.4.1.- Criterio considerando la capacidad e infraestructura de los alimentadores para la interconexión con el SNI (Sistema Nacional Interconectado).	- 37 -
2.4.2.- Criterio de ubicación considerando mayor presencia de recurso solar.-	40 -
2.4.3.- Criterio de ubicación considerando optimización de pérdidas técnicas y mejores perfiles de tensión en el sistema.....	- 42 -
2.5.- Ubicación óptima de la Central Fotovoltaica.....	- 45 -
CAPÍTULO III DIMENSIONAMIENTO DE LA CENTRAL FOTOVOLTAICA	- 46 -
3.1.- Introducción	- 46 -
3.2.- Potencia de la Instalación.....	- 47 -
3.3.- Selección de Inversores	- 49 -



3.3.1.- Análisis de la configuración de la instalación.....	- 52 -
3.3.2.- Solución Adoptada	- 53 -
3.4.- Selección de Paneles Fotovoltaicos	- 53 -
3.4.1.-Células mono cristalinas de silicio.	- 54 -
3.4.1.1.- Rendimiento	- 54 -
3.4.1.2.- Forma y Medidas	- 55 -
3.4.2.- Células poli cristalinas de silicio.	- 56 -
3.4.2.1. Rendimiento.....	- 56 -
3.4.2.2.- Forma y Medidas:.....	- 57 -
3.4.3.- Células de silicio Amorfo	- 57 -
3.4.4.- Solución adoptada.....	- 58 -
3.5 Arreglo y cantidad necesaria de equipos de la Central Fotovoltaica.	- 59 -
3.6 Interconexión de la Central Fotovoltaica con el S.N.I.	- 61 -
CAPITULO IV ANALISIS ECONÓMICO	- 65 -
Análisis de Sensibilidad	- 69 -
CONCLUSIONES	- 74 -
RECOMENDACIONES.....	- 78 -
Anexo 1.....	- 80 -
“Mapas de radiación solar de la provincia de Morona Santiago” Fuente: Consejo Nacional de Electricidad (CONELEC).....	- 80 -
Anexo 2.....	- 87 -
“Radiación solar en la provincia de Morona Santiago” Fuente: Atmospheric Science Data Center de la Administración Nacional de Aeronáutica y del Espacio (NASA).	- 87 -
Anexo 3.....	- 91 -
“Radiación Solar en los cantones de la provincia de Morona Santiago” Fuente: ISOCAD – Radiación.	- 91 -
Anexo 4.....	- 131 -



“Ubicación Óptima de la Central Fotovoltaica, considerando optimización de pérdidas técnicas y mejores perfiles de tensión en el sistema.”	- 131 -
Parte a. Alternativas de ubicación de la Central Fotovoltaica, que fueron consideradas, tomando como referencia el Sistema de Información Geográfica (GIS) de la provincia de Morona Santiago.	- 131 -
Parte b. Alternativas de ubicación de la Central Fotovoltaica, que fueron consideradas, tomando como referencia el Sistema Eléctrico de Potencia (SEP) de la provincia de Morona Santiago.	- 132 -
Parte c. Distribución de los KVAs., y Km. en el Diagrama Unifilar del Sistema Eléctrico de Potencia (SEP) de la provincia de Morona Santiago.	- 133 -
Parte d. Cálculo de DV (%), Potencia inyectada al sistema, Pérdidas de Potencia.....	- 134 -
.....	- 134 -
Anexo 5.....	- 135 -
“Emplazamiento de la Central Fotovoltaica.”	- 135 -
Anexo 6.....	- 140 -
“Magnitud de las Variables Eléctricas de los Alimentadores de M.T de la provincia de Morona Santiago”.....	- 140 -
Anexo 7	- 147 -
“Magnitud de la Demanda por Alimentador de M.T en la provincia de Morona Santiago”	- 147 -
Anexo 8.....	- 148 -
“Especificaciones Técnicas de los Inversores”	- 148 -
Anexo 9.....	- 150 -
“Especificaciones Técnicas de los Paneles Solares”	- 150 -
Anexo 10.....	- 162 -
“Dimensiones de los Sub-Generadores Fotovoltaicos”	- 162 -
Anexo 11.....	- 164 -
“Diagrama Unifilar de la Central Fotovoltaica”	- 164 -



Anexo 12.....	- 165 -
“Interconexión de la Central Fotovoltaica con el Sistema Eléctrico de Potencia de la provincia de Morona Santiago”	- 165 -
Anexo 13.....	- 166 -
“Análisis Financiero”	- 166 -
Anexo 13.1.....	- 167 -
“Análisis Financiero Caso Base”	- 167 -
Anexo 13.2.....	- 168 -
“Análisis Financiero Caso Incremento del Costo de la Energía a partir del año 15”	- 168 -
Anexo 13.3.....	- 169 -
“Análisis Financiero Caso Reducción de la Tasa de Interés del préstamo al valor de 5.5 %”	- 169 -
Anexo 13.4.....	- 170 -
“Análisis Financiero Caso Financiamiento como Entidad Pública”	- 170 -
Anexo 13.5.....	- 171 -
“Análisis Financiero Caso Escenarios Más favorables y Menos Favorables”	- 171 -
-	
Anexo 14.....	- 172 -
“Ingreso por concepto de Bonos Verdes”	- 172 -
Bibliografía.....	- 173 -



Yo, Jaime Patricio Neira Campo verde, reconozco y acepto el derecho de la Universidad de Cuenca, en base al Art. 5 literal c) de su Reglamento de Propiedad Intelectual, de publicar este trabajo por cualquier medio conocido o por conocer, al ser este requisito para la obtención de mi título de Master en Sistemas Eléctricos de Potencia. El uso que la Universidad de Cuenca hiciere de este trabajo, no implicará afección alguna de mis derechos morales o patrimoniales como autor.

Jaime Patricio Neira Campo verde
110317392-6



Yo, Jaime Patricio Neira Campoverde, certifico que todas las ideas, opiniones y contenidos expuestos en la presente investigación son de exclusiva responsabilidad de su autor/a.

A handwritten signature in blue ink, consisting of a large, stylized 'J' and 'N' that form a circular shape, with the name 'Neira' written in the center.

Jaime Patricio Neira Campoverde
1103173926



UNIVERSIDAD DE CUENCA



UNIVERSIDAD DE CUENCA

FACULTAD DE INGENIERIA

Generación Fotovoltaica a Gran Escala para Morona Santiago.

Tesis de Maestría

Sistemas Eléctricos de Potencia

Autor: Ing. Jaime Patricio Neira Campoverde

Director: Ing. Juan Leonardo Espinoza Abad, PhD.

Cuenca, Septiembre 2012



AGRADECIMIENTO:

Este agradecimiento no es otra cosa que un reconocimiento del suscrito a las personas que desinteresadamente contribuyeron a la finalización de este trabajo, iniciaré por el señor Director del mismo, el Dr. Juan Leonardo Espinoza Abad, quien en todo momento se mostró predispuesto para guiarme en el desarrollo de esta investigación, con la amabilidad y sencillez de siempre que le hacen aparte de un buen profesional una gran persona.

A mi equipo de trabajo, La Zona B de la CENTROSUR, constituido por las agencias Méndez y Limón y por las oficinas San Juan Bosco y Tiwintza, quienes en mi ausencia por la colegiatura de la maestría supieron darme todo el apoyo para que las cosas fluyan con la celeridad de siempre.

A la Administración de la CENTROSUR, por confiar en su personal y brindar la posibilidad de seguir adquiriendo nuevos conocimientos.



DEDICATORIA:

Toda la dedicación, esfuerzo y sacrificio que conllevó este trabajo se lo dedico, al Todopoderoso fuente de toda inspiración, a mi esposa Liz, a mis hijos Jaime David, María Belén y María Alejandra, que con su infinita comprensión me permitieron cambiar muchos momentos de familia por los de esta maestría.



INTRODUCCIÓN

Uno de los indicadores con los que se puede medir el desarrollo de un país es el que tiene que ver con el crecimiento del consumo energético. La demanda de electricidad en el Ecuador crece alrededor de un 6,43 % anual, que equivale aproximadamente a 727 GWh por año. Para poder suplir esta demanda es necesario contar con su par, la oferta, oferta de generación que en el país está suplida mayoritariamente por energía hidráulica 47,29 %, térmica 34,54 %, 5,75% de interconexión con países vecinos (principalmente Colombia) y el 12,41 % de sistemas no incorporados.¹

La conclusión de las cifras es que la oferta de generación eléctrica en Ecuador está respaldada por sistemas que utilizan combustibles fósiles (petróleo, gas natural) para su funcionamiento y por sistemas hidrográficos que por el momento resultan eficientes en generación hidráulica. No obstante, es fácil generar escenarios que muestren que la actual matriz energética ecuatoriana es demasiado vulnerable a situaciones tales como disminución en la oferta de los combustibles fósiles o cambios drásticos en los ciclos hidrológicos del agua, sin dejar pasar por alto que la generación térmica es nociva para el medio ambiente por la excesiva contaminación que se genera con su utilización. Así mismo, conforme se podrá advertir en el desarrollo de este trabajo de investigación, la provincia de Morona Santiago, tiene un sistema BulkPower (Generación – Transmisión) bastante vulnerable, que hace que los indicadores de confiabilidad de los sistemas de distribución permanentemente incumplan la regulación emitida en torno al tema (Regulación CONELEC 004-01 / Calidad de Servicio de Distribución), y por ende con la calidad de servicio a los consumidores de esta provincia.

¹ Consejo Nacional de Electricidad (CONELEC), Boletín Estadístico del Sector Eléctrico Ecuatoriano, 2010.



Con las consideraciones expuestas y sumando a esto que Ecuador es un país con características topográficas muy variadas, de gran diversidad climática y condiciones únicas que le confieren un elevado potencial de energías renovables y limpias, se ha puesto en marcha este trabajo de investigación, que no es más que la búsqueda de la inserción de fuentes renovables de energía, concretamente la fotovoltaica, dentro de la matriz energética del país.

Si bien la actual política del gobierno ecuatoriano, a través del Ministerio de Electricidad y Energía Renovable (MEER), apunta a ampliar y a fortalecer la generación hidroeléctrica, principalmente con proyectos de gran escala, es imprescindible -desde la óptica del desarrollo energético- ampliar el portafolio de alternativas de producción de energía. La compatibilidad que ellas poseen con el ambiente es un factor desequilibrante. El presente proyecto se enmarca dentro de esta necesidad, buscando soluciones con el fin de generar energía usando esas potencialidades.

Ecuador en general y Morona Santiago en particular, cuentan con un recurso renovable constante e inagotable: la radiación solar. Con esta premisa, el presente trabajo investigativo consiste en la elaboración de un estudio que permita obtener lineamientos para implementar un proyecto de Generación de energía fotovoltaica a gran escala para Morona Santiago. Básicamente el estudio contempla el dimensionamiento de una Central de Generación Fotovoltaica cuya potencia de diseño se estima en aproximadamente 3 MW. Con estos niveles de potencia, la central supliría una parte importante de la demanda energética de la provincia para los siguientes 10 o 15 años, factor que determinará la confiabilidad del sistema eléctrico de potencia de la provincia y que coadyuvará al fortalecimiento de la diversificación de la matriz energética del país.

Para desarrollar el tema, el presente trabajo se fundamenta en cuatro secciones claramente definidas. En la primera de ellas se hace énfasis en la problemática de la dependencia de los combustibles fósiles, enfocando el panorama energético



futuro de nuestro país, luego de ello iniciamos el análisis de la energía fotovoltaica, su sistema de producción y clasificación en base a su potencia; para, finalmente, tratar la producción fotovoltaica aislada y conectada a la red. En el capítulo II se hace conocer la metodología empleada por el CONELEC para la determinación de la radiación solar en todos los puntos de la geografía nacional plasmado en el documento denominado Atlas solar del Ecuador con fines de generación eléctrica. Aquí, es conveniente hacer referencia a otros sistemas informáticos disponibles con el propósito de obtener información en torno a la radiación solar presente en cualquier lugar del mundo. La segunda parte de este capítulo toma como antecedente lo mencionado en líneas anteriores y expone los criterios que fueron utilizados para determinar la ubicación óptima de la central fotovoltaica, y termina con la selección del sector y posible emplazamiento que tendría esta Central. En el tercer capítulo se analizan los componentes fundamentales de una Central Fotovoltaica para, basándose en sus características, efectuar una selección de ellos. En el cuarto y último capítulo se plantean diversas variables financieras con el propósito de determinar la conveniencia o no de implementar el proyecto, desde el punto de vista financiero. También, en este apartado, se hace un análisis de sensibilidad económica con el objetivo de definir cuáles serían las principales variables que podrían afectar el comportamiento de los indicadores financieros del proyecto.

La temática está propuesta, este trabajo aspira ser un sólido punto de partida para impulsar, desde algún lugar del Ecuador, este tipo de proyectos, aportando al desarrollo sustentable del país y, paralelamente, mejorar las estadísticas del Consejo Nacional de Electricidad (CONELEC) que, con corte a diciembre de 2010, establecen que en Ecuador no existe Energía Renovable No Convencional, concretamente la Solar – Fotovoltaica, instaladas a la red.



CAPITULO I ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA

1.1.- Antecedentes

Según la ONU desde el tercer trimestre del año 2011 la población humana cuenta con más de 7.000 millones de personas y todas necesitan energía para sus actividades, no obstante 1.300 millones de estas aún no tiene acceso a la electricidad. Por este motivo, es necesario disponer de la energía necesaria para cubrir estas expectativas en todo momento y tener una previsión a mediano y largo plazo para futuras demandas. Revisemos los datos. La demanda global de energía primaria ha crecido de manera continuada durante los últimos años y se espera que siga creciendo a un ritmo importante hasta el 2050, cuando alcanzará los 22.100 millones de toneladas equivalentes de petróleo (TEP). El consumo mundial de energía en 2007 se distribuyó entre los sectores de transporte (42%), Industria (38%) y residencial/comercial y otros (20%). WETO 2030² proyecta que esas cifras se incrementarán en el año 2030 a 43%, 30% y 26%, respectivamente.

Salvo un cambio radical en la política energética, en las próximas décadas los combustibles fósiles (petróleo, gas y carbón) continuarán cubriendo la mayor parte de la demanda de energía -un 80% aproximadamente -. Dentro de estos combustibles, se estima que el requerimiento de carbón sobre el total de la energía primaria aumente de un 24% en 2005 hasta un 34 % en 2050, cifra que implica el desplazamiento del petróleo como la principal fuente de energía primaria.

²WETO 2030: World Energy Technology and Climate Policy Outlook.



Reservas confirmadas, producción, consumo y relación reservas/producción (años) de los combustibles fósiles			
	Petróleo	Gas Natural	Carbón
Reservas confirmadas (Mtep)	165,000	163,000	463,000
Producción (Mtep/a)	3914	2586	3080
Reservas / producción (a)	42	63	150
Consumo (Mtep/a)	3890	2575	3090

Tabla 1³

La tabla 1 muestra las reservas mundiales confirmadas de petróleo, gas natural y carbón, junto con producciones y consumos del año 2006, así como la relación reservas/producción, en años.

Como puede advertirse, las reservas energéticas de carbón casi triplican a las de petróleo y gas natural. Se estima que, a nivel mundial, el petróleo durará alrededor de 40 años, el gas 60 y el carbón más de 150.

Ahora bien, las reservas de petróleo y gas natural en el mundo se ubican en zonas geográficas consideradas “inestables” por razones políticas lo que genera tensión e incertidumbre sobre la seguridad de suministro. No ocurre lo mismo con el carbón, cuyas reservas, superiores a las del petróleo y gas, están distribuidas en zonas de menor conflictividad sociopolítica; se concluye, casi siempre sin más análisis, que su suministro estará garantizado en los próximos 200 años a precios asequibles.

Países con reservas importantes de carbón en 2006			
	Reservas (Mt)	(%) s/total	Reservas /producción (a)
Estados Unidos	246,643	27.1	234
Rusia	157,010	17.3	---
Sudáfrica	48,750	5.4	190
Australia	78,500	8.6	210
China	114,500	12.6	48
India	92,445	10.2	207
Subtotal	737,848	81.2	---
UE	36,994	4.0	---

Tabla 2⁴

³ (DOPAZO GARCÍA y FUEYO DIAZ)



La tabla 2 contiene a los países con reservas más abundantes de carbón en millones de toneladas y en participación porcentual, junto con los años estimados de su duración. Estados Unidos, China e India poseen alrededor del 50% de las reservas mundiales; si se añaden Rusia, Sudáfrica y Australia, los seis países atesorarán más del 80% de esta energía. Dado el fuerte desarrollo económico de China e India, es altamente probable que ambos deban importar carbón en el futuro. Estados Unidos consume en la actualidad casi todo el carbón que produce y, previsiblemente, esta tendencia no parece que pueda cambiar significativamente. Australia y Sudáfrica exportan, en la actualidad, una parte de su producción. No resulta inverosímil que, en un horizonte de escasez de recursos de energía primaria y de altos costos de la materia, estos seis países consuman internamente casi todas sus producciones. La evolución previsible del precio del carbón sería, pues, alcista y tanto más cuanto que la situación de escasez mencionada fuese más acuciante en el futuro. Por lo tanto, ni el suministro del carbón a los países sin reservas estaría garantizado, ni, muy probablemente, su precio vaya a experimentar tan solo aumentos moderados.

¿Cómo se presenta el panorama energético futuro en nuestro país?

Las reservas probadas de petróleo a nivel mundial sitúan al Ecuador en el vigésimo quinto puesto con 4.517.000.000 MBL (Millones de Barriles), que representa únicamente un 0,33% del total mundial. En lo referente al gas natural, posee 8.919.000.000 de metros cúbicos, dato que nos coloca en el octogésimo puesto⁵ en el contexto mundial de países con reservas. Las cifras, por tanto, no resultan alentadoras si consideramos que nuestras reservas comprobadas tanto de petróleo como de gas natural oscilan entre 50 y 70 años. Adicionemos que también existe una tendencia decreciente del margen de reserva térmico y una tendencia creciente de la producción térmica basada en combustibles fósiles

⁴ (DOPAZO GARCÍA y FUEYO DIAZ)

⁵ (WIKIPEDIA)



importados, hecho que incrementa los costos de generación de electricidad. Por ello, se torna primordial re direccionar las alternativas de producción de energía para poder sobrellevar la demanda que se avecina.

Además, hay que tomar en cuenta la situación del sector eléctrico y las energías renovables. La situación energética parece complicarse por más razones, como bien lo sustenta el CONELEC⁶: la tendencia decreciente, en cantidad y en cantidad de la producción de los combustibles fósiles (los datos indican que el 47,29% de la energía que consumimos proviene del sector hidroeléctrico, el 34,54% de la energía térmica, el 5,75% de la interconexión con países vecinos y el 12,41% de sistemas no incorporados⁷), vulnerabilidad en el Sistema Nacional Interconectado por efecto de la alta dependencia de la hidroelectricidad del régimen pluvial amazónico, la falta de capacidad en la expansión de la producción, y con ello, las restricciones en la oferta de producción energética. Adicionalmente, hay que sumar la tendencia creciente del consumo interno de combustibles fósiles, particularmente en el sector del transporte.

En consecuencia, si las reservas de petróleo, gas y carbón disminuyen cada vez más y si nuestro país sigue las tendencias anotadas, urge consolidar otras alternativas de generación basadas en energías renovables. En este sentido, una de las alternativas que más se ajusta a nuestras condiciones geográficas y a nuestros requerimientos energéticos es la energía solar fotovoltaica.

1.2.- Energía Solar Fotovoltaica.

La radiación solar es la energía electromagnética que mana en los procesos de fusión del hidrógeno (en átomos de helio) contenidos en el sol.

⁶ (CALAHORRANO CAMINO)

⁷ (CONELEC)



La energía solar que en un año llega a la Tierra a través de la atmósfera es aproximadamente $1/3$ de la energía total interceptada por la Tierra fuera de la atmósfera y, de ella, el 70% cae en los mares. Sin embargo, la energía que queda, $1,5 \times 10^{17}$ KWh., que en un año cae sobre tierra firme, es igual a varios miles de veces el consumo total energético mundial actual (referencia).

La energía solar presenta algunas ventajas. En primer lugar, se liga con la tendencia creciente de la conciencia mundial sobre la necesidad de impulsar el uso racional de energía y las energías renovables en un desarrollo sustentable. ¿Por qué? Ya que a largo plazo, es la mejor respuesta al efecto invernadero, una de las mayores amenazas a las que se enfrenta hoy la Humanidad. El calentamiento climático se ve reforzado por el dióxido de carbono (CO_2) que se emite durante la combustión de carbón, gas y petróleo. Las consecuencias son condiciones meteorológicas extremas, como lluvias torrenciales, olas de calor, períodos de sequía o tempestades. Estas catástrofes naturales parecen haber aumentado considerablemente en los últimos años. La energía solar, por el contrario, no genera CO_2 .

En segundo lugar, se trata de una fuente prácticamente inagotable. El sol diariamente emite a la superficie de nuestro planeta aproximadamente $5,4 \cdot 10^{24}$ J/año, cuatro mil quinientas (4500) veces la energía que se consume en la actualidad. Usar esa energía aportada por el sol para transformarla en energía eléctrica o utilizarla directamente en otras labores sería lo óptimo. Es, por tanto, una fuente capaz de renovarse ilimitadamente. Un dato adicional: la radiación tiende a incrementarse en la zona equinoccial y en las zonas altas, ambas particularidades las presenta nuestro país.

Un tercer factor que muestra sus ventajas radica en la factibilidad operativa del sistema. Los paneles solares que se usan para generación eléctrica gozan de larga duración (más de 30 años), son silenciosos y se caracterizan por su simplicidad. Las instalaciones son resistentes a condiciones meteorológicas.



Como sistema universal, puede instalarse una planta de energía fotovoltaica en cualquier parte del planeta, su generación va a depender más que todo de factores ambientales. Un domicilio, comunidad o fábrica puede tener su propia planta de generación de energía fotovoltaica y distribuirla internamente o sumarla a la red eléctrica.

Por todas las razones anotadas, este tipo de fuente energética está pasando de ser un campo apenas explotado a ser una opción utilizada en todo el mundo para generar energía de forma convencional y asumir un porcentaje cada día más alto del suministro eléctrico. Países desarrollados como Alemania, Japón y Estados Unidos tiene perfecta conciencia de ese poder tanto que, en 2010, el volumen de potencia acumulada a nivel mundial fue de 40.000 MW frente a los 1.500 MW con los que se contaba en el año 2000. En las figuras 1 – 2 y 3⁸ se advierte la evolución anual que ha tenido el mercado mundial en torno a la instalación de MW fotovoltaicos, la distribución de este crecimiento entre sus principales aportantes y las expectativas de evolución de la Unión Europea en el tema hasta el año 2020, respectivamente.

⁸ (ASOCIACIÓN DE LA INDUSTRIA FOTOVOLTAICA (ASIF);)

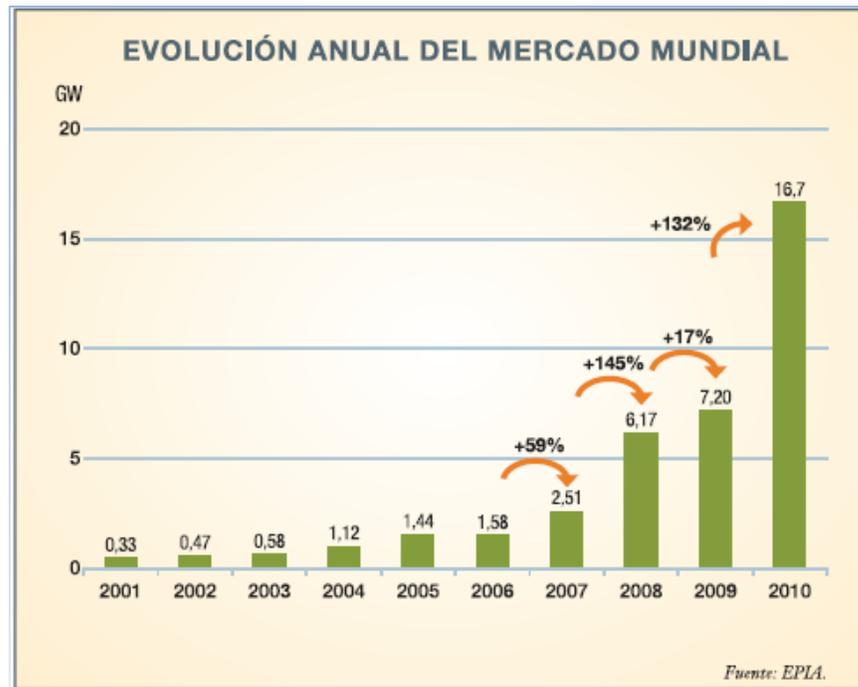


Figura 1

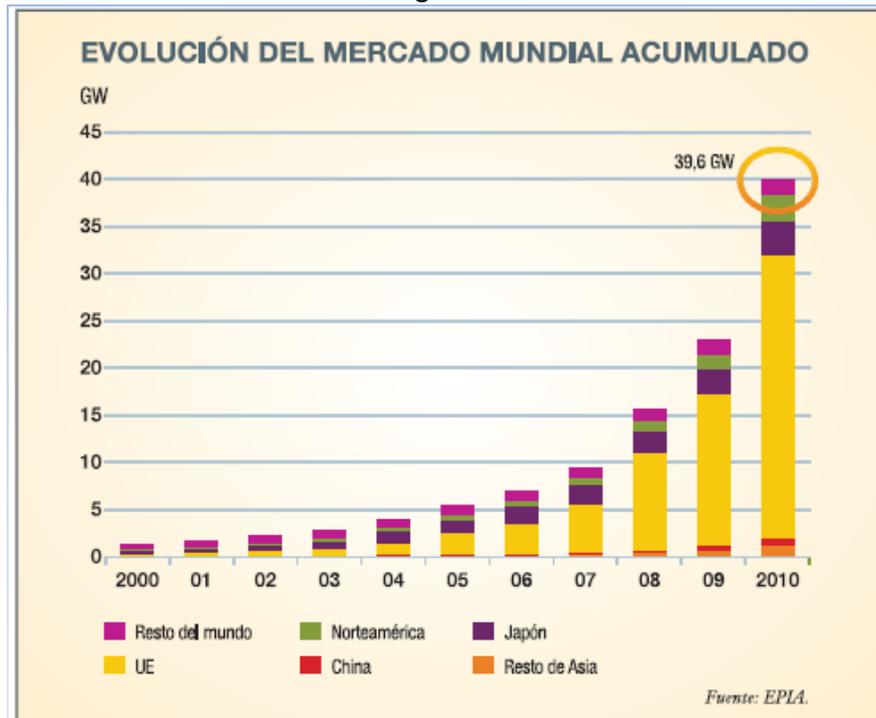


Figura 2

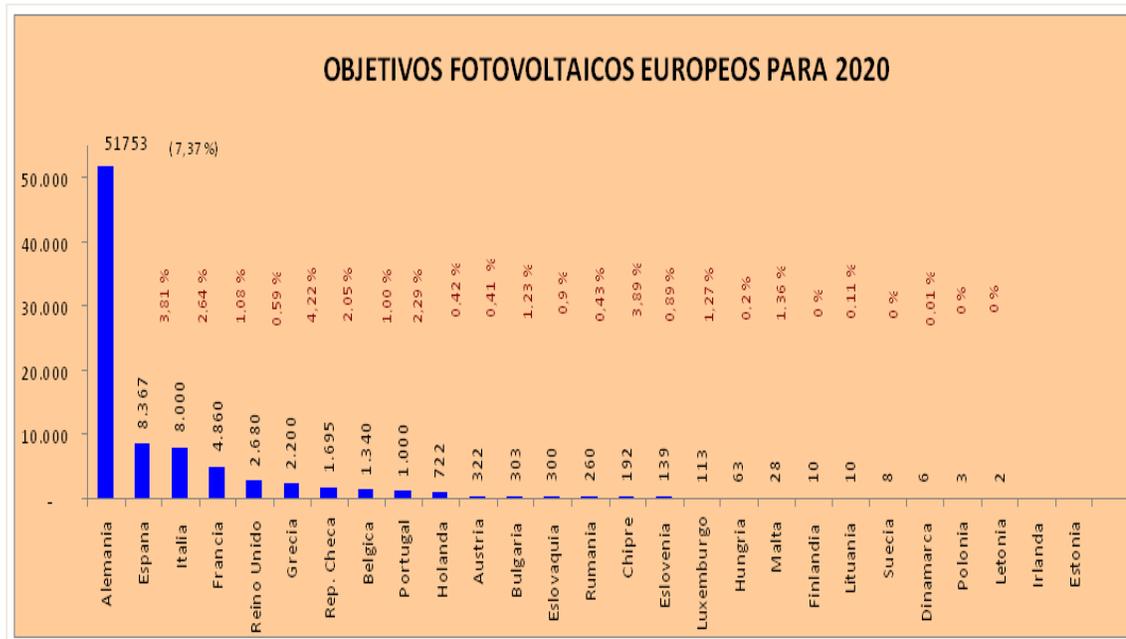


Figura 3

1.3.- Descripción del sistema de producción de energía fotovoltaica.⁹

La energía solar fotovoltaica genera electricidad basándose en la incidencia de la luz sobre materiales semiconductores. Cuando estos materiales son expuestos a la luz solar, los electrones de la capa de valencia se excitan de manera que provocan un flujo que puede ser aprovechado.

El elemento básico de una central fotovoltaica son las células fotovoltaicas, las cuales captan la energía solar transformándola en corriente continua a través del efecto fotovoltaico. La célula fotovoltaica es un elemento semiconductor en el que, de forma artificial, se crea un campo eléctrico permanente de manera que cuando se expone a la luz solar se produce un flujo de electrones que provoca la aparición de dicha corriente.

⁹ (SANCHEZ PIN)



Actualmente, en nueve de cada diez plantas fotovoltaicas, el principio aplicado es la tecnología del silicio. Este material se obtiene de arena de sílice tras pasar por varias fases de fundición y limpieza. El silicio líquido se vierte en bloques (lingotes) y éstos se cortan en capas finas llamadas obleas o “wafers”. En la actualidad, en el mercado fotovoltaico predomina la tecnología de las células de silicio monocristalino y policristalino. En 2005, su participación ascendía a más del 90 % del total. Junto a este método ya establecido están desarrollándose nuevas tecnologías que requieren mucho menos o nada de silicio. No obstante, su grado de efectividad aún es relativamente bajo.

El silicio actúa gracias a que una capa con exceso de carga negativa (n) si está dopado por fósforo o una capa con exceso de carga positiva (p) si está dopado por otro tipo de elemento como podría ser boro. La unión de estas dos capas se conoce como “unión p-n” y gracias a esta unión se produce un campo eléctrico que hace que los electrones de la capa n fluyan a la capa p, y los huecos de la capa p fluyan a la capa n. Los electrones se liberan tan cerca de la “unión p-n” como sea posible de manera que el campo eléctrico los envía a través de la capa n al circuito eléctrico. Ver efecto figura 4.

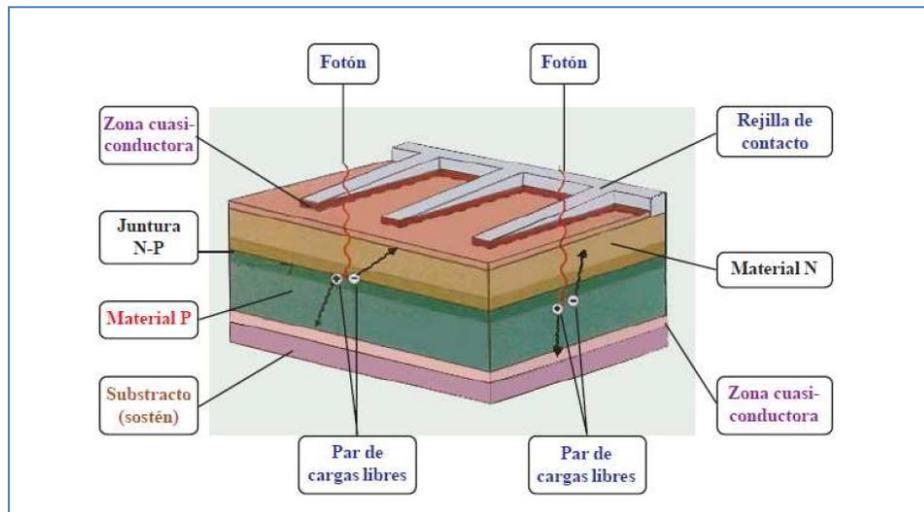


Figura 4



En la figura 5 pueden advertirse los principales tipos de células fotovoltaicas que existen actualmente en el mercado. Estas se clasifican en función de los materiales usados en su fabricación.

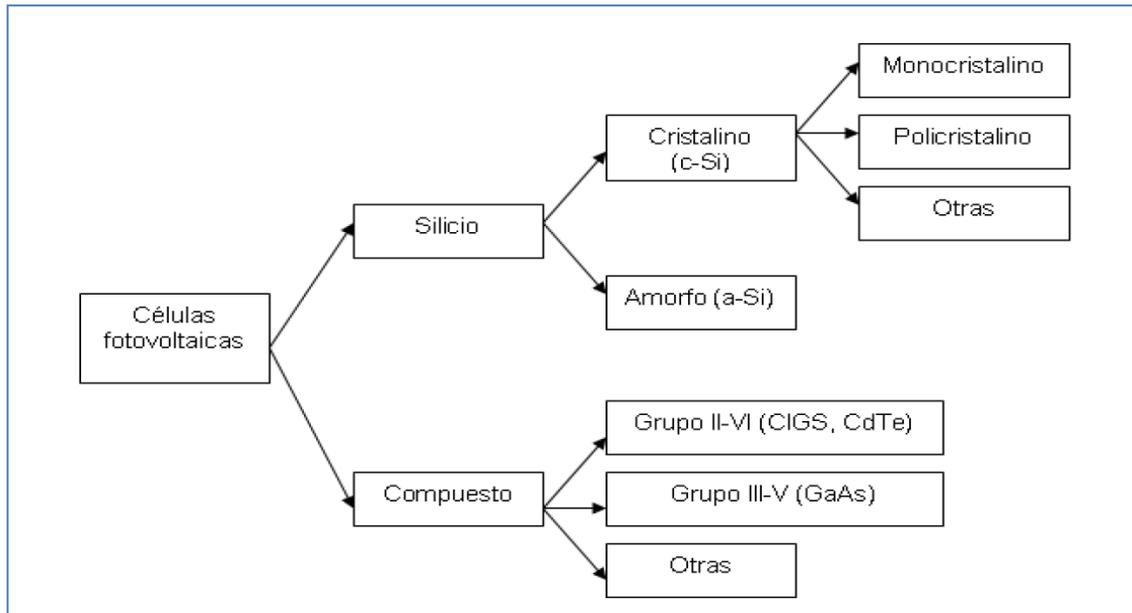


Figura 5

En la gráfica 6 se muestra la producción mundial de cada una de las diferentes células fotovoltaicas indicadas en la gráfica precedente.

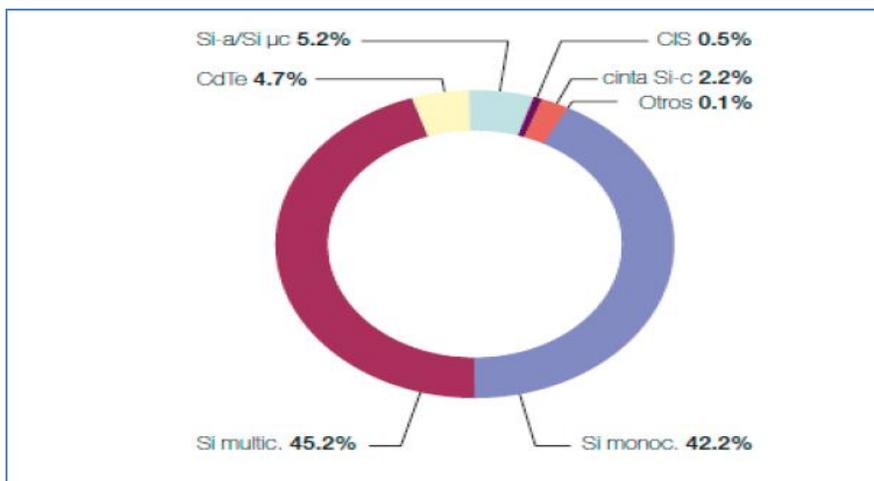


Figura 6



Como se puede observar en la figura 6, actualmente más del 87% de la producción de células fotovoltaicas se basa en la utilización de silicio, sistema convencional, como principal tecnología. Hay que tener presente la importancia de las células fotovoltaicas compuestas, que permiten la realización de sistemas fotovoltaicos de concentración. Estas han ganado auge en estos años a causa de las últimas innovaciones tecnológicas procedentes de los más avanzados campos de investigación y al hecho de que proporcionan un bajo costo por vatio en los sistemas solares, doblando la eficiencia de las células del sistema convencional con hasta 400 veces menor cantidad de silicio.

En la figura 7¹⁰ se presenta una visión general de la producción geográfica de células fotovoltaicas y los principales productores a nivel mundial.

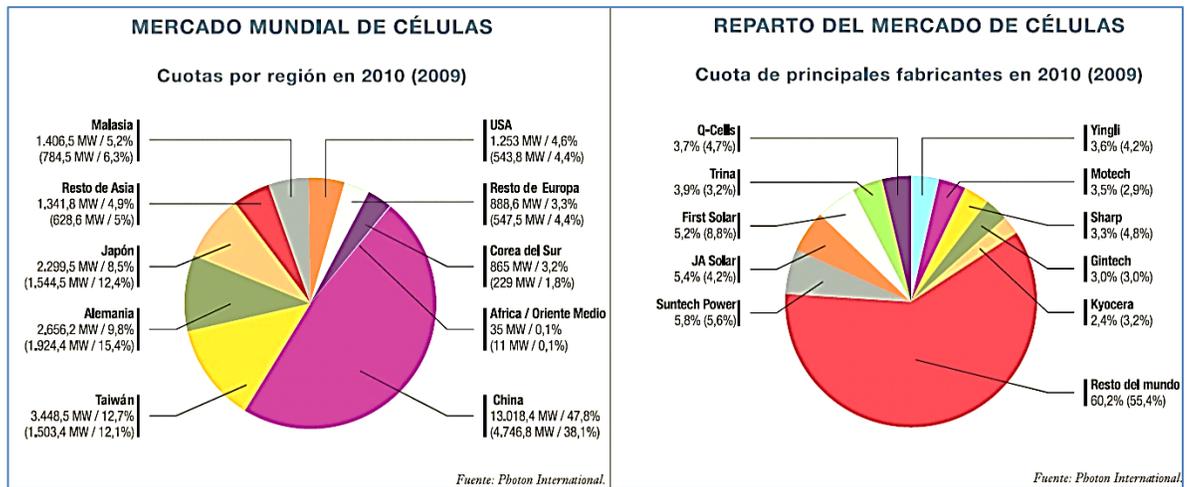


Figura 7

¹⁰ (ASOCIACIÓN DE LA INDUSTRIA FOTOVOLTAICA (ASIF);)



1.4.-Producción de energía fotovoltaica a pequeña y mediana escala¹¹

1.4.1.- Tipos de Instalaciones fotovoltaicas

Se define el sistema fotovoltaico como un conjunto de componentes mecánicos, eléctricos y electrónicos que concurren para captar y transformar la energía solar disponible, transformándola en utilizable como energía eléctrica.

Estos sistemas, independientemente de su utilización y del tamaño de potencia, se pueden dividir en dos categorías principalmente:

- A.) Sistemas conectados a la red (*grid connected*).
- B.) Sistemas aislados (*stand alone*).

En la actualidad la utilización a nivel mundial de los sistemas fotovoltaicos se divide conforme se muestran en la figura 8.

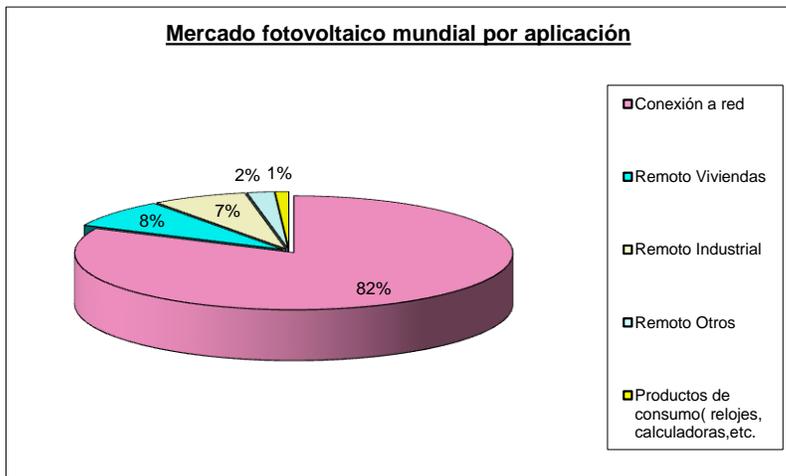


Figura 8

¹¹ (SANCHEZ PIN)



A.) Sistemas conectados a la red (grid connected).

Este tipo de sistemas se caracteriza porque está permanentemente conectado a la red eléctrica. En las horas de irradiación solar escasa o nula, cuando el generador fotovoltaico no produce energía suficiente para cubrir la demanda de electricidad, la red eléctrica proporciona la energía necesaria. Viceversa, si durante las horas de irradiación solar el sistema fotovoltaico produce más energía eléctrica de la que se consume, el exceso se transfiere a la red. La figura 9 muestra este tipo de sistemas.

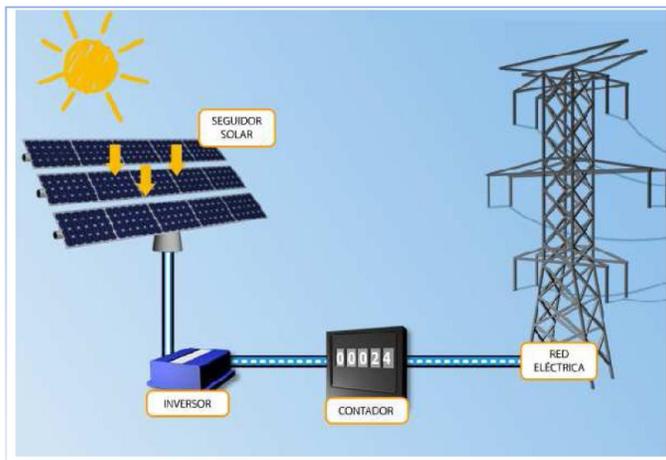


Figura 9

B.) Sistemas aislados (stand alone).

Los sistemas aislados se utilizan normalmente para proporcionar electricidad a los usuarios con consumos de energía muy bajos para los cuales no compensa pagar el costo de la conexión a la red, y para quienes sería muy difícil conectarse debido a su ubicación poco accesible. A partir de los 3 kilómetros de la red eléctrica, podría resultar conveniente instalar un sistema fotovoltaico para alimentar una vivienda. No obstante, las políticas de las empresas concesionarias de



distribución, en estos temas, presentan posiciones variadas pues el criterio de distancia no suele ser el único factor que se considera en el momento de tomar una decisión en torno a este tema.

En los sistemas fotovoltaicos aislados es necesario almacenar la energía eléctrica para garantizar la continuidad del servicio incluso en los momentos en los que no es producida por el generador fotovoltaico.

La energía se almacena en una serie de acumuladores recargables (baterías), dimensionados de manera que garanticen una suficiente autonomía para los periodos en los que el sistema fotovoltaico no produce electricidad.

También es necesaria la instalación de un regulador de carga, que fundamentalmente sirve para preservar las baterías de un exceso de carga del generador fotovoltaico y de un exceso de descarga debido a su utilización. Ambas condiciones son nocivas para la correcta funcionalidad del sistema y la duración de los acumuladores.

Estos sistemas han de estar dimensionados de la manera que permitan, durante las horas de irradiación solar, tanto la alimentación de la cantidad de energía necesaria, como la recarga de las baterías de acumulación. La figura 10 muestra este tipo de sistemas.

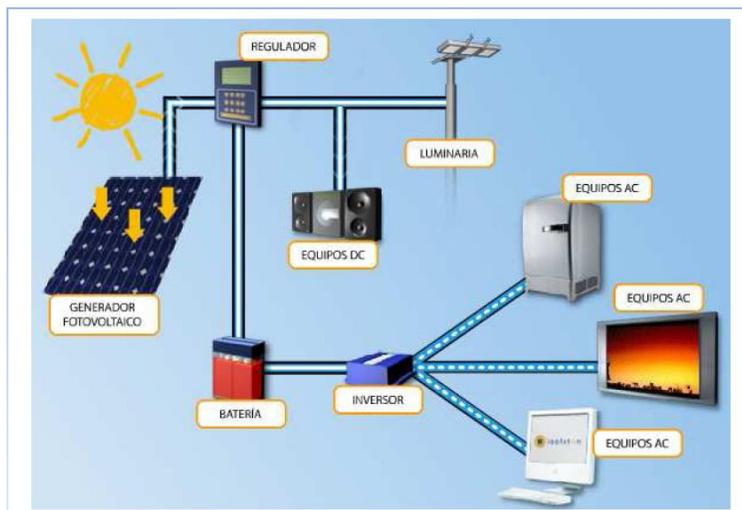


Figura 10



Otra forma posible de agrupar las instalaciones fotovoltaicas es en función de su potencia de instalación.

La potencia de las instalaciones fotovoltaicas es expresada en Wp (vatios pico), que corresponde a la potencia que se obtiene de los módulos a 25 °C de temperatura bajo condiciones de insolación de 1000 W/m², que es la máxima que se puede generar.

Existen tres rangos de potencia representativos de los distintos tipos de instalaciones de generación fotovoltaica (FV), además de una cuarta tipología, correspondiente a las centrales.

Instalaciones pequeñas de 3KWp como planta tipo (con rango hasta 5 KWp). Son aplicaciones rurales aisladas por ser una solución limpia y muchas veces económica, o aplicaciones conectadas a red sobre tejados, azoteas de casa, hechas por particulares en zonas de su propiedad o influencia. Suelen ser creadas por motivos medioambientales.

Instalaciones medianas de 30 KWp como planta tipo (con rango entre 5 y 100 KWp). Son generadores en electrificaciones rurales centralizadas, o conectadas a red en edificios, normalmente integrados en su arquitectura por parte de empresas constructoras o corporaciones públicas y privadas que deseen incorporar energía fotovoltaica en sus edificios o construcciones emblemáticas como valor añadido.

Instalaciones grandes de 300 KWp como planta tipo (con rango entre 100 KWp y 1 MWp), son generalmente instalaciones conectadas a red, de superficies extensas, promovidas generalmente por empresas que contribuyen a una generación limpia.

Centrales fotovoltaicas de 3 MWp como planta tipo (con rango entre 1 y 50 MWp). Son centrales de generación.



CAPITULO II DETERMINACIÓN DEL RECURSO SOLAR Y UBICACIÓN DE LA CENTRAL FOTOVOLTAICA

2.1. - Introducción

Para determinar la factibilidad de implementar una Central Fotovoltaica es necesario tomar en cuenta variables técnicas, económicas, legales, financieras, etc. Determinarlas en forma adecuada permitirá contar con información suficiente para establecer la procedencia o no del proyecto. Este capítulo busca abordar esas variables, específicamente las técnicas, con énfasis en dos ámbitos prioritarios: la determinación del recurso solar y la ubicación de la Central Fotovoltaica.

2.2.- Metodología para determinación del recurso solar¹²

Para la determinación del recurso solar, el presente trabajo de investigación toma como base la información presentada por el Consejo Nacional de Electricidad (CONELEC) en el documento denominado “Atlas solar del Ecuador con fines de generación eléctrica”, elaborado en el año 2008. A continuación, se detalla la metodología observada en dicho estudio a fin de comprender los procesos empleados para la cuantificación del potencial solar disponible.

2.2.1.- Metodología de trabajo

La información base que se utilizó para el desarrollo del Atlas Solar del Ecuador con fines de Generación Eléctrica fue generada por el National Renewable Energy Laboratory – NREL de los Estados Unidos. Las acciones de este organismo están

¹² (CONSEJO NACIONAL DE ELECTRICIDAD (CONELEC))



orientadas a la investigación, al desarrollo de energías renovables y a la eficiencia en el uso del material energético. Dentro de este marco, el NREL desarrolló el modelo CRS (Climatological Solar Radiation Model) que permite conocer la insolación diaria total sobre una superficie horizontal en celdas de aproximadamente 40 Km X 40 Km alrededor del mundo sobre la base de la traza de gases, vapor de agua atmosférico, nubosidad, cantidad de aerosoles, etc. Los resultados han sido validados a través de la medición de datos efectuados por estaciones, donde se llegó a establecer que el error de la información es del 10 %. En la figura 11¹³ se muestra la distribución del promedio anual de la irradiación solar global diaria sobre un plano horizontal en Sudamérica expresada en MJ/m²/día¹⁴, donde se puede observar que Ecuador, se sitúa dentro del promedio en este contexto es decir con valores que oscilan entre [3,47 – 4,17] KWh/m²/día.

El NREL publica en forma periódica los valores de insolación promedio para una

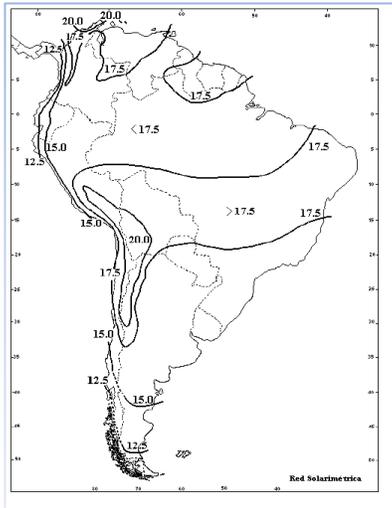


Figura 11

¹³ (GROSSI GALLEGOS)

¹⁴ 1 KWh equivale a 3.6MJ



localización dada usando colectores fijos con cinco ángulos de inclinación: Horizontal (0°), latitud del lugar menos 15° , Latitud, Latitud más 15° y vertical (90°). Estos datos son complementados con mediciones tomadas que usan superficies colectoras móviles las que son montadas en aparatos que, automáticamente, siguen la trayectoria del sol.

La información disponible, publicada en julio del 2006, corresponde al periodo entre el 1 de Enero de 1985 y el 31 de diciembre de 1991. Los datos representan la energía solar promedio mensual y anual de los valores diarios de la insolación (directa y difusa) e insolación global sobre una superficie horizontal y contiene promedios mensuales (dentro del periodo mencionado) de cada una de ellas, expresados en $Wh/m^2/día$.

La Corporación para la Investigación Energética, CIE¹⁵, utiliza la información generada por los modelos CRS. En primera instancia filtra el amplio volumen de información proveniente de este modelo, hasta seleccionar aquellos que corresponden únicamente al territorio continental ecuatoriano. Luego, mediante códigos, exporta la información a una base de datos para que sean compatibles con la plataforma de trabajo que se escogió, en este caso, un Sistema de Información Geográfica (SIG). A través del SIG se convirtieron las referencias geográficas al Sistema de proyección y coordenadas escogidas para el país, la Universal Transverse de Mercator, WGS84¹⁶, Zona 17 Sur.

La filtración de celdas dio una cobertura de 472 puntos sobre el territorio continental ecuatoriano en celdas de 40 Km. X 40 Km, que provienen de los datos originales. En la figura 12 se puede advertir lo indicado.

¹⁵ La Corporación para la Investigación Energética, CIE, es la entidad que elaboró el documento "Atlas solar del Ecuador con fines de generación eléctrica".

¹⁶ El WGS84 es un sistema de coordenadas cartográficas mundial que permite localizar cualquier punto de la Tierra (sin necesitar otro de referencia) por medio de tres unidades dadas. WGS84 son las siglas en inglés de World Geodetic System 84 (que significa Sistema Geodésico Mundial 1984). Se trata de un estándar en geodesia, cartografía, y navegación, que data de 1984. Tuvo varias revisiones (la última en 2004), y se consideró válido hasta la reunión de 2010, se estima un error de cálculo menor a 2 cm. porque se basa el Sistema de Posicionamiento Global (GPS).

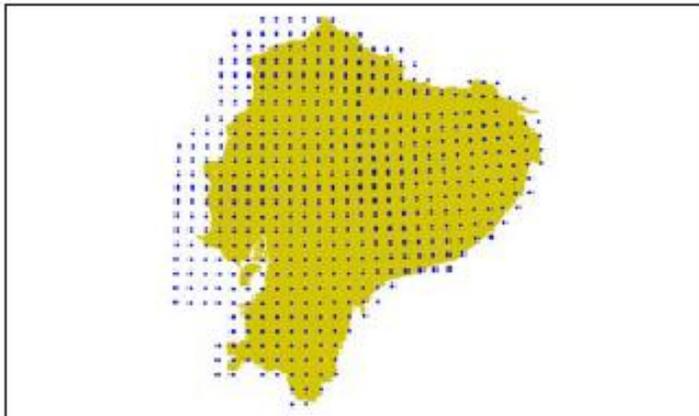


Figura 12

Los resultados obtenidos fueron analizados estadísticamente para conocer su comportamiento y de esta manera escoger el interpolador que se asemeje de mejor manera al fenómeno analizado. Una vez escogido el interpolador, se obtuvieron celdas de información con una resolución de 1 Km². Ver figura 13.

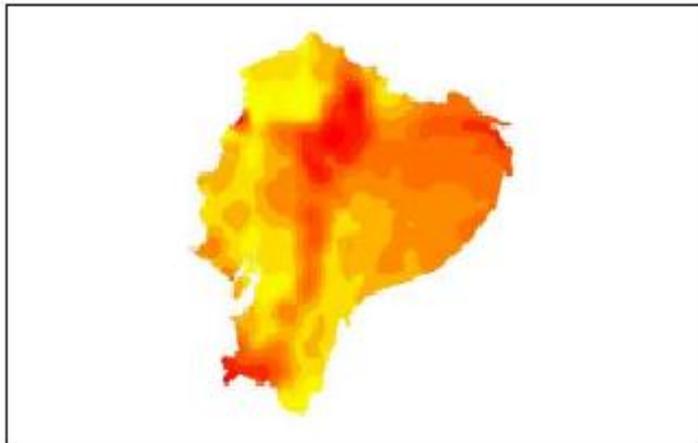


Figura 13

Este proceso se repitió para cada mes dentro de las insolaciones directa, difusa y global, obteniéndose un total de 36 mapas mensuales, más 3 que corresponden a los promedios anuales, dando un juego de 39 mapas.



Cada grilla obtenida a través de este proceso generó una base de datos de aproximadamente 248000 puntos para cada cobertura en celdas de 1 Km² para dar un total de 9'600.000 registros con información de los tres tipos de insolaciones. Ver figura 14.

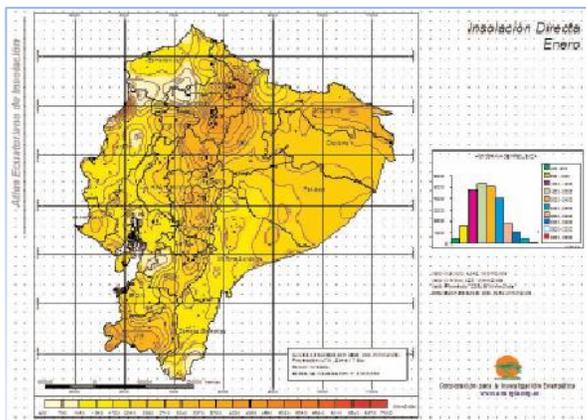


Figura 14

Así mismo, para cada uno de los mapas se incorporaron isohelias a distintos intervalos para advierte en la figura 15.

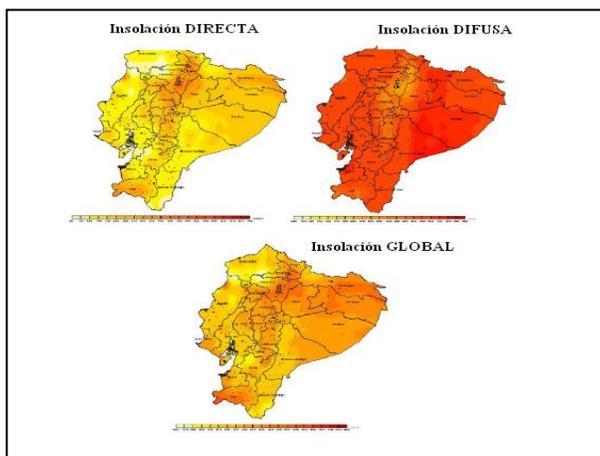


Figura 15



2.3.- Determinación del recurso solar en Morona Santiago.

Para determinar el recurso solar en la provincia de Morona Santiago partimos de la metodología descrita en el punto anterior más la ayuda de los mapas de Insolación Directa, Insolación Difusa e Insolación Global de todos los meses del año. Con esto hemos generado una tabla del comportamiento de la Insolación en la provincia de Morona Santiago durante un año. (Ver tabla 3), Así mismo en el Anexo 1 Denominado “Mapas de radiación solar de la provincia de Morona Santiago” se puede observar el comportamiento que tiene dicha variable a lo largo del año.

Mes	Fuente CONELEC			Fuente NASA
	Insolación Difusa (KWh/ m2/ día)	Insolación Directa (KWh/ m2/ día)	Insolación Global (KWh/ m2/ día)	Insolación Global (KWh/ m2/ día)
Enero	3,20	1,80	4,65	3,68
Febrero	3,40	1,50	4,35	3,48
Marzo	3,20	1,80	4,50	3,44
Abril	3,00	2,10	4,50	3,63
Mayo	2,70	2,40	4,35	3,62
Junio	2,60	2,10	3,90	3,48
Julio	2,60	2,40	4,00	3,53
Agosto	2,70	2,70	4,80	3,81
Septiembre	2,80	3,00	5,10	4,07
Octubre	2,80	2,40	5,10	4,22
Noviembre	2,90	3,00	5,10	4,16
Diciembre	2,90	2,40	4,65	3,86
Promedios	2,90	2,30	4,58	3,75

Tabla 3 Comportamiento de la insolación en la provincia de Morona Santiago.

Adicionalmente a la información presentada por el CONELEC, se tiene disponible otras bases de datos de alta confiabilidad, una de ellas es la que proviene de la NASA a través del Atmospheric Science Data Center. En ella se puede obtener datos como la humedad relativa de cualquier zona, presión atmosférica, velocidad del viento, radiación solar diaria, etc. Únicamente colocando la ubicación del punto que deseamos saber, descrito por latitud y longitud, podemos saber todas



esas variables. En la última columna de la tabla 3 se puede apreciar la información recopilada desde esta fuente para la provincia de Morona Santiago.

Existen también en el mercado software disponibles, realizados por investigadores del tema. Estas herramientas permiten complementar la información presentada por las dos fuentes anteriores. En el Anexo 2 se presenta la referida información.

Tomando como referencia la figura 16, se puede concluir que la provincia de Morona Santiago en el contexto nacional se sitúa en un nivel promedio en lo referente a la radiación solar.

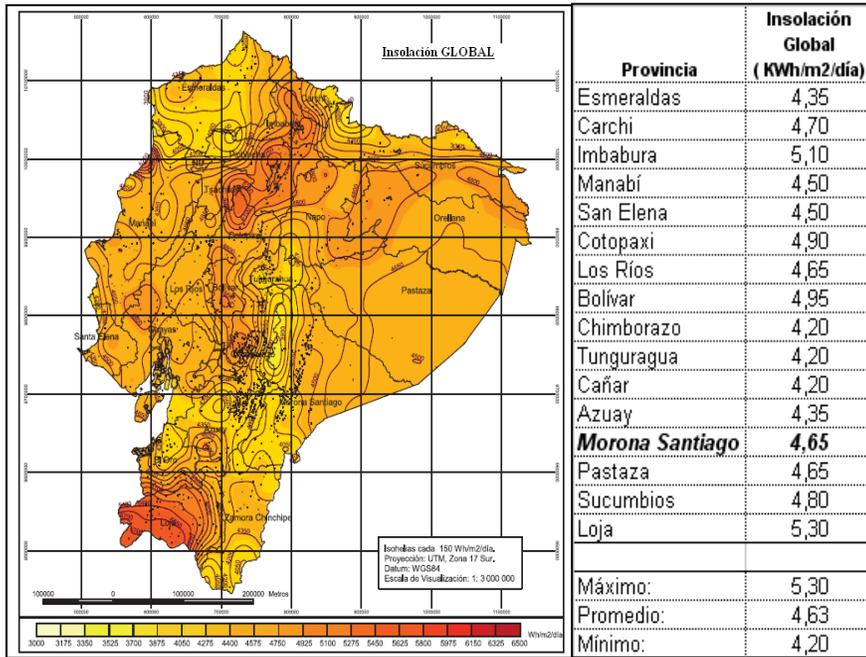


Figura 16

2.4.- Criterios para la ubicación óptima de la Central Fotovoltaica.

La elección de criterios para la ubicación óptima de una Central Fotovoltaica, es un tema por sí muy amplio pues existen tantos criterios como investigadores del



tema, sin embargo, en el presente trabajo, se han considerado tres criterios trascendentales.

2.4.1.- Criterio considerando la capacidad e infraestructura de los alimentadores para la interconexión con el SNI (Sistema Nacional Interconectado).

En la figura 17¹⁷ se exhibe el área de concesión que tiene cada una de las empresas eléctricas de distribución en el contexto nacional.



Figura17 Áreas de concesión de las Empresas Eléctricas de Distribución del Ecuador

Morona Santiago, centro de este estudio, es una provincia ubicada al sur-oriente de Ecuador. Eléctricamente se encuentra abastecida por tres empresas concesionarias de distribución: La Empresa Eléctrica Regional Centro Sur C.A,

¹⁷CONELEC. “Áreas de concesión de la Empresa Distribuidoras”.



(CENTROSUR) que suministra energía a los cantones Morona, Sucúa, Logroño, Taisha, Santiago, Tiwintza, Limón Indanza, San Juan Bosco, y en forma parcial a Gualaquiza y Huamboya; la Empresa Eléctrica Regional del Sur S.A, que sirve mayoritariamente al cantón Gualaquiza, y la Empresa Eléctrica Ambato, que atiende a los cantones Palora, Pablo VI y mayoritariamente a Huamboya. Es manifiesto que la CENTROSUR sirve mayoritariamente a la provincia de Morona Santiago, por tanto, nuestro enfoque usará como puntos de referencia a las variables eléctricas de esta Empresa. En la figura 18 se muestra los cantones de Morona Santiago que son servidos por las mencionadas distribuidoras.

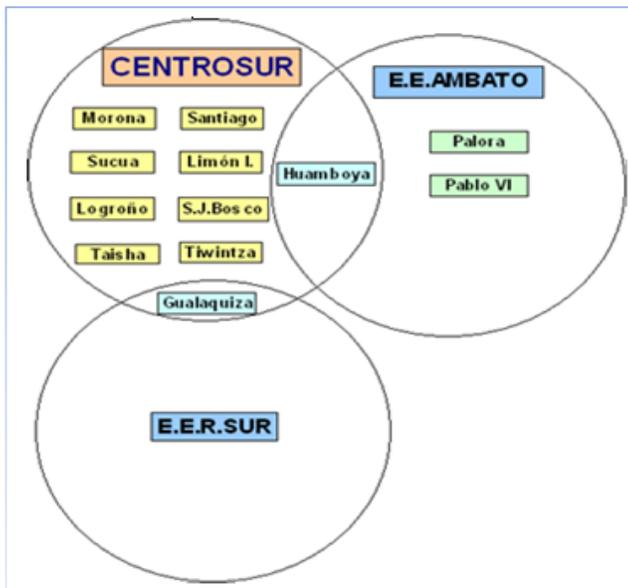


Figura 18

Desde el punto de vista del abastecimiento eléctrico, Morona Santiago dispone de dos fuentes de energía, la primera el Sistema Nacional Interconectado (S.N.I), a través de una línea de Subtransmisión (LST) de 69000 voltios, (desde el 20 de junio de 2012 se migró a LT de 138 KV), de longitud 158 Km (distancia LST entre



S/E 15 de Gualaceo hasta S/E 21 de Macas), y la segunda, de la Empresa Hidroabánico S.A cuya potencia de generación es de 37,5 MW. Lamentablemente esta última alternativa, para que inyecte potencia al S.N.I, debe mantener una referencia de tensión lo que da lugar a que su funcionamiento sea dependiente del S.N.I.

La CENTROSUR cubre Morona Santiago dentro de su área de concesión con 07 alimentadores primarios de 13800 voltios de voltaje nominal codificados conforme se muestra en la tabla 4¹⁸.

Código Alim.	S/E fuente	Ubicación de la S/E (Cantón / Provincia)	Tensión Nominal S/E (KV)	Potencia Instalada de la S/E (MW)	Configuración mayoritaria del alimentador	Cantones a los que atiende eléctricamente el alimentador	Alimentador con el que tiene posibilidades de interconectarse para reconfigurar el sistema
2311	23	Limón Indanza / Morona Santiago	69 / 13,8	2,5	3X3,0 (1,0)	Limón Indanza	2212 - 2312
2312	23	Limón Indanza / Morona Santiago	69 / 13,8	2,5	3X3,0 (1,0)	Limón Indanza - San Juan Bosco - Gualaquiza	2311
2211	22	Santiago / Morona Santiago	69 / 13,8	2,5	3X3,0 (1,0)	Santiago - Tiwintza - Logroño - Sucua	2212 - 2112
2212	22	Santiago / Morona Santiago	69 / 13,8	2,5	3X3,0 (1,0)	Santiago	2311 - 2211
2111	21	Morona / Morona Santiago	69 / 13,8	5	3X3,0 (1,0)	Morona	2112 - 2113
2112	21	Morona / Morona Santiago	69 / 13,8	5	3X3,0 (1,0)	Sucua	2111 - 2113 - 2211
2113	21	Morona / Morona Santiago	69 / 13,8	5	3X3,0 (1,0)	Morona - Huamboya - Taisha	2111 - 2112

Tabla 4 Capacidad e infraestructura de los alimentadores para la interconexión con el SNI.

(*) La tensión nominal de la S/Es 21-22-23 desde el 20 de junio de 2012 es de 138/13.8 KV y pertenecen a CELEC - EP

Únicamente el cantón Tiwintza es abastecido a través de un alimentador de 22000 voltios cuyo origen es una subestación elevadora de 13800 a 22000 voltios.

El esquema del Sistema Eléctrico de Potencia (SEP) de la CENTROSUR en Morona Santiago, en su área de concesión, se muestra a continuación en la figura 19¹⁹.

¹⁸ (CENTROSUR)



Por tanto y como se puede apreciar, cada uno de los cantones de la provincia cuenta con la infraestructura eléctrica necesaria que se requeriría para la instalación de una Central Fotovoltaica pues asegura la viabilidad de conexión con el Sistema Nacional Interconectado.

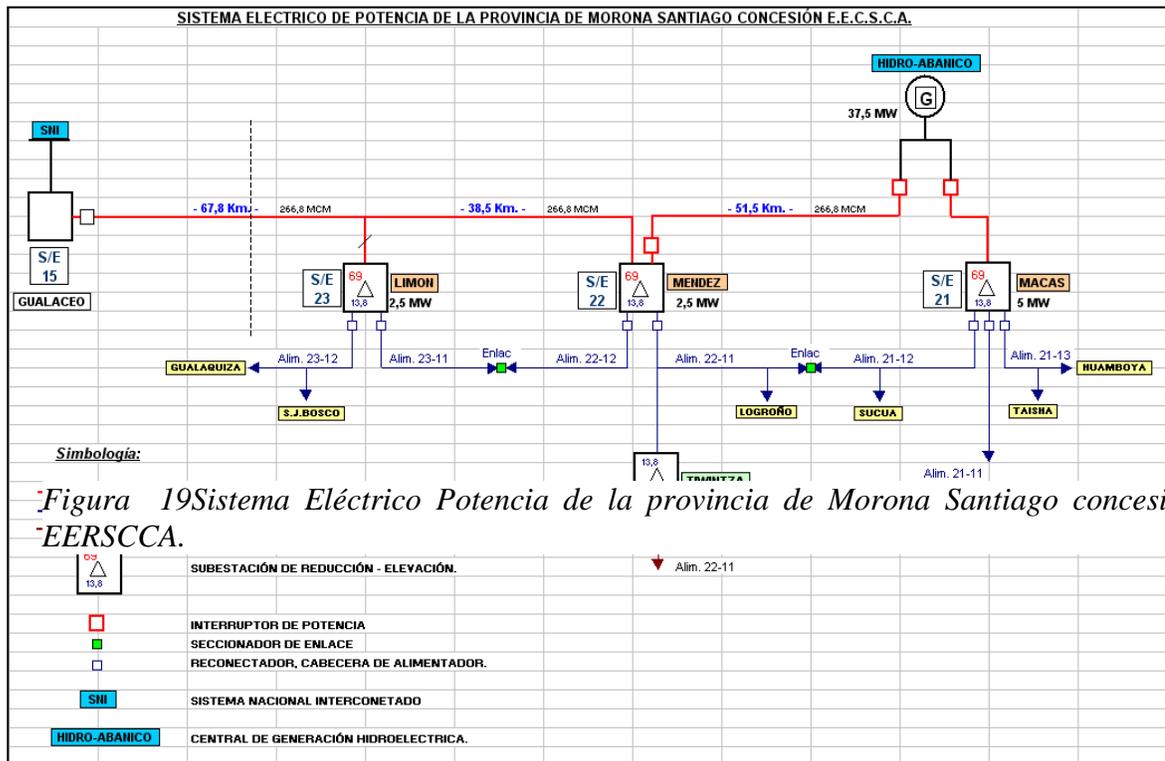


Figura 19 Sistema Eléctrico Potencia de la provincia de Morona Santiago concesión E.E.C.S.C.A.

Figura 20 Sistema Eléctrico Potencia de la provincia de Morona Santiago concesión E.E.C.S.C.A.

2.4.2.- Criterio de ubicación considerando mayor presencia de recurso solar.

Para analizar este criterio hemos utilizado el software denominado “ISOCAD – Radiación”. Este software es un paquete informático desarrollado por el Doctor Isidoro Lillo Bravo de la Universidad de Sevilla – España, el cual nos permite

¹⁹ (CENTROSUR)



determinar los niveles de insolación, horas de utilización del recurso, etc. de cualquier lugar del mundo. Mediante este Software se han realizado simulaciones del comportamiento que tendría el implementar el proyecto en todos y cada uno de los 10 cantones de la provincia de Morona Santiago que forman parte del área de concesión de CENTROSUR.

Para obtener los resultados mencionados, fue necesario a priori contar con información de niveles de radiación de cada uno de los cantones de Morona Santiago, para ello se utilizaron las coordenadas geográficas de los mismos y las bases de datos de la Atmospheric Science Data Center de la Administración Nacional de Aeronáutica y del Espacio (NASA).

Los resultados obtenidos se muestran en el Anexo 3 y se resumen en la tabla 5 denominada “Resultados de simulaciones del recurso primario”.

Cantón	Provincia	Insolación Global Promedio (KWh/ m2/ día)
Morona	Morona Santiago	3,72
Sucua	Morona Santiago	3,72
Logroño	Morona Santiago	3,72
Taisha	Morona Santiago	No Disponible
Santiago	Morona Santiago	3,72
Limón Indanza	Morona Santiago	3,72
San Juan Bosco	Morona Santiago	3,74
Tiwintza	Morona Santiago	3,74
Gualaquiza	Morona Santiago	3,74
Huamboya	Morona Santiago	3,72

Tabla 5 Resultados del criterio de ubicación considerando mayor presencia de recurso solar.

Como se puede apreciar, cada uno de los cantones de la provincia de Morona Santiago cuenta con valores de Insolación muy parecidos, por lo tanto, cualquiera



de ellos presenta las condiciones para la implantación de la Central Fotovoltaica considerando la mayor presencia de recurso primario.

2.4.3.- Criterio de ubicación considerando optimización de pérdidas técnicas y mejores perfiles de tensión en el sistema.

Para analizar este criterio nos hemos apoyado en el software denominado "CYMDIST". Este software es un paquete informático desarrollado por la Empresa CYME INTERNACIONAL. Entre otras utilidades nos permite determinar flujos de carga, flujos óptimos de potencia, análisis de redes, reconfiguraciones de sistemas, coordinación de protecciones, etc. Así mismo, se ha utilizado para el análisis de caídas de voltaje los factores de caída de voltaje FDV, KVA instalados, Km de longitud etc., del sistema de distribución en análisis.

Las simulaciones del comportamiento que experimentaría el SEP de Morona Santiago en torno a pérdidas y caída de voltaje si se incluyera el proyecto (Generador Fotovoltaico) en cualquiera de los cantones que forman parte del área de concesión de CENTROSUR en esta provincia, se muestran a continuación, teniendo presente que, se han considerado dos escenarios, el primero, el Generador Fotovoltaico inyectando potencia al Sistema Nacional Interconectado en condiciones de funcionamiento normal de las fuentes de alimentación de energía, esto es, S.N.I e Hidroabánico funcionando sin falla, aquí no se ha evaluado este comportamiento, pues, la incidencia de la potencia inyectada por la Central Fotovoltaica (3 MW) en cualquier nodo (cantón) puede considerarse ínfima frente a la potencia inyectada por las fuentes S.NI e Hidroabánico al sistema de distribución, y el segundo, el (Generador Fotovoltaico) inyectando potencia al Sistema Eléctrico de Morona Santiago en condiciones de falla de las fuentes de alimentación de energía es decir S.N.I e Hidroabánico sin funcionamiento. Los escenarios indicados se muestran en la figura 20.

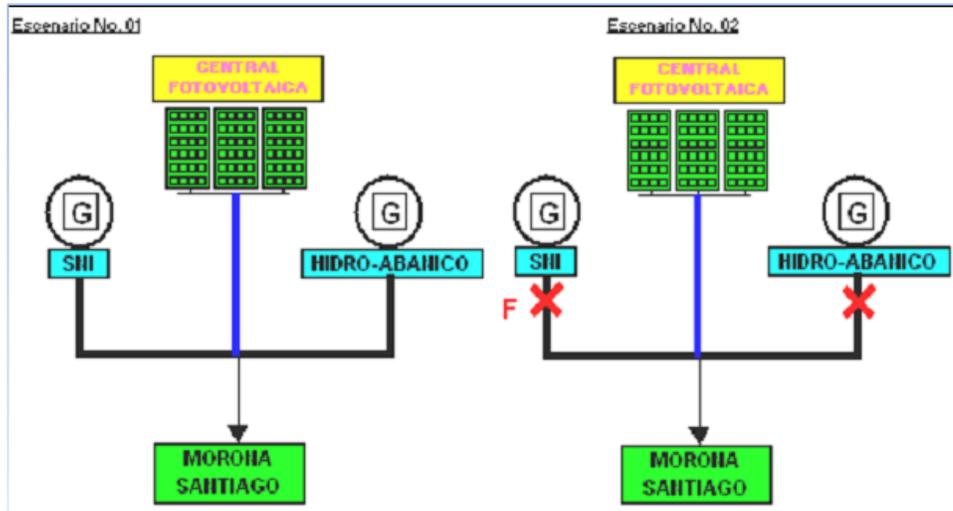


Figura21 Escenarios de funcionamiento de la Central Fotovoltaica.

Los resultados de las simulaciones se pueden observar en el Anexo 4 y se resumen en la tabla 6 denominada “Resultados simulaciones pérdidas y caída de tensión.”.

		Análisis como sistema Aislado	
Cantón	Provincia	Pérdidas (KW)	DV(%) nodos más lejanos.
Morona	Morona Santiago	446,39	24,60
Sucua	Morona Santiago	237,39	12,96
Logroño	Morona Santiago	77,57	9,03
Taisha	Morona Santiago	No disponible	No disponible
Santiago	Morona Santiago	180,03	14,38
Limón Indanza	Morona Santiago	74,75	11,53
San Juan Bosco	Morona Santiago	80,51	12,94
Tiwintza	Morona Santiago	347,54	19,04
Gualaquiza	Morona Santiago	47,02	9,37
Huamboya	Morona Santiago	88,52	8,50

Tabla 6 Resultados del criterio de ubicación considerando optimización de pérdidas técnicas y mejores perfiles de tensión en el sistema.

Como alcance a lo indicado en la Tabla 6, se debe tener presente que los valores mostrados allí reflejan las pérdidas y los niveles de caída de tensión de los puntos hasta donde se podría servir con la ubicación de la Central Fotovoltaica en esos



cantones. En contra parte en el Anexo 4, se muestra un análisis integral del comportamiento del sistema esto es : Potencia Inyectada al sistema, Caídas de Voltaje en todos los nodos bajo análisis, Pérdidas de Potencia, Carga Servida (enfocada por cantones y por KVAs), y luego de este análisis, se concluye que el cantón **Santiago** presenta las condiciones más satisfactorias para la implantación de la Central Fotovoltaica considerando el criterio optimización de pérdidas técnicas y mejores perfiles de tensión en el sistema.

Por lo tanto de los tres criterios seleccionados para determinar la ubicación de la Central Fotovoltaica en la provincia de Morona Santiago (Criterio 1.- Capacidad e Infraestructura para la interconexión con el SIN, Criterio 2.- Presencia del recurso Solar, Criterio 3.- Optimización de Pérdidas Técnicas y perfiles de voltaje) el criterio tres (3) sería el único, que permiten diferenciar a los cantones respecto a su posibilidad de contar con una central FV, en las mejores condiciones.

Dentro de la diversidad de criterios para determinar la ubicación óptima de una Central Fotovoltaica, adicionalmente, se podrían considerar las características climáticas de los sectores postulantes a la implementación de la Central Fotovoltaica las cuales, evalúan las variables como temperatura media, temperatura promedio mínima, temperatura promedio máxima, horas de luz diarias, etc. Este es un factor interesante de análisis no obstante, para efectos de este trabajo y por las similares condiciones climáticas dentro de la provincia, se reitera la importancia de los primeros tres criterios.

Así mismo, existen otros criterios que no consideran necesariamente criterios técnicos, sino otros aspectos que siendo importantes en este trabajo no serán abordados. Cuestiones relacionadas al ordenamiento territorial de cada cantón o situaciones de índole económico, es decir que cierta entidad pública o privada quiera ubicar la central en tal o cual Cantón y a cambio financie el proyecto; o de índole político, que inobservado criterios técnicos se intente cambiar su ubicación por otros intereses.



2.5.- Ubicación óptima de la Central Fotovoltaica.

Una vez que se analizaron los criterios de:

- a) Capacidad e infraestructura de los alimentadores para la conexión con el S.N.I.
- b) Ubicación considerando mayor presencia de Recurso Solar.
- c) Optimización de pérdidas técnicas y mejores perfiles de tensión en el sistema.

Se puede concluir que tomando en consideración los criterios expuestos, el cantón Santiago es la mejor alternativa para el emplazamiento de la mencionada Central Fotovoltaica. Así mismo, esta elección se ve reforzada en el hecho que el cantón Santiago se encuentra geográficamente ubicado en el centro de la provincia, lo que resulta ventajoso para poder atender en iguales condiciones al resto de cantones.

De idéntica manera, un conocimiento de las características físicas y logísticas del terreno del cantón Santiago nos permite sugerir a la parroquia Chupianza para el emplazamiento de la Central Fotovoltaica.

En el Anexo 5 se presenta el emplazamiento que tendría la Central Fotovoltaica tomando como referencia lo indicado en el párrafo anterior.



CAPÍTULO III DIMENSIONAMIENTO DE LA CENTRAL FOTOVOLTAICA

3.1.- Introducción

El dimensionamiento de una Central Fotovoltaica debe dejar claramente establecidos los rasgos que ésta debe poseer para su óptimo funcionamiento. Así mismo, se debe tener presente que el dimensionamiento debe conjugar aspectos como: Recurso – Tecnología – Demanda, esto es Radiación Solar – Sistema Fotovoltaico - Carga.

En primera instancia, partimos de precisar los aspectos fundamentales a considerar para el emplazamiento de una Central Fotovoltaica, estos son:

- Potencia de la Instalación.
- Selección de Inversores.
- Selección de paneles fotovoltaicos
- Arreglo y cantidad necesaria de equipos de la Central.
- Interconexión de la Central Fotovoltaica.
- Arreglo de la Central en el espacio físico.
- Posible emplazamiento de la Central.

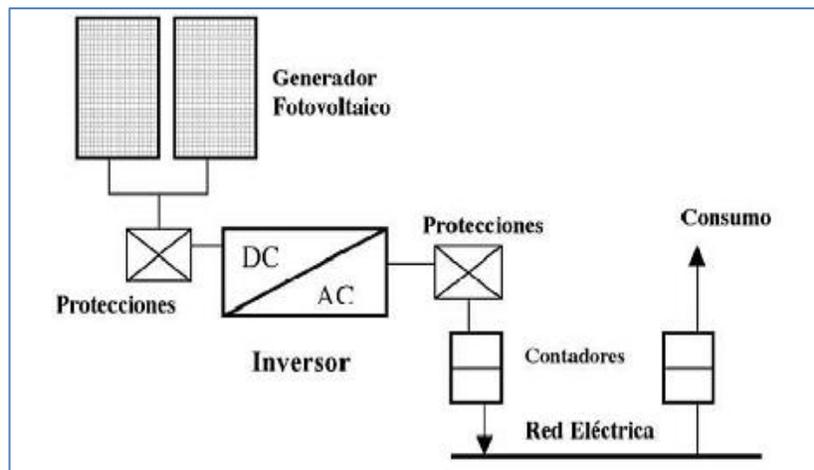




Figura 22

En la Figura 21 se muestra esquemáticamente una Central Fotovoltaica con sus principales componentes.

3.2.- Potencia de la Instalación

Conforme se evidenció en el Capítulo I de este trabajo, además de las instalaciones individuales de tipo residencial, existen tres rangos de potencia representativos de los distintos tipos de instalaciones de generación fotovoltaica, además de una cuarta, correspondiente a las centrales.

- a) Instalaciones pequeñas de 3KWp como planta tipo con rango hasta 5 KWp.
- b) Instalaciones medianas de 30 KWp como planta tipo con rango entre 5 y 100 KWp.
- c) Instalaciones grandes de 300 KWp como planta tipo, con rango entre 100 KWp y 1 MWp.
- d) Centrales fotovoltaicas de 3 MWp como planta tipo con rango entre 1 y 50 MWp.

Primeramente para el dimensionamiento de la central, en nuestro caso, revisamos el comportamiento de las variables eléctricas: potencia activa (P), potencia reactiva (Q), corrientes (I_a , I_b , I_c), voltajes (V_{ab} , V_{bc} , V_{ca}) de cada uno de los siete alimentadores que conforman el sistema eléctrico de potencia de la provincia de Morona Santiago. Esta información la mostramos con detalle en el Anexo 6

Seguidamente, se analiza el comportamiento de la demanda energética de la provincia de Morona Santiago. En el Anexo 7 se puede advertir esta información.



Ahora, como puede advertirse en el Anexo 7, la demanda de la provincia de Morona Santiago oscila entre 4,3 MW en demanda mínima y 8,4 MW en demanda máxima, no obstante, la idea de este trabajo de investigación no es proponer una alternativa con energía renovable capaz de suplir el 100% de la demanda energética de esta provincia, sino, una vez que hemos determinado en el capítulo II que el recurso solar presente en esta provincia es óptimo para emprender una Central Fotovoltaica, nos queda dimensionar una central cuya potencia sea capaz de suplir un porcentaje importante de la demanda de esta provincia, y en lo posible alinearse a las tendencias del contexto mundial donde las expectativas que se tienen frente a las energías renovables son ambiciosas en el sentido de que sean estas quienes suplan mayoritariamente su demanda energética. Por lo tanto, hemos convenido que la Central Fotovoltaica dimensionada sea capaz de suplir hasta un 20 % aproximadamente de la demanda real de Morona Santiago en el periodo de 07:00 a 17:00.

Es decir la Central Fotovoltaica en condiciones normales de operación inyectará potencia al Sistema Nacional Interconectado todos los días de 07:00 a 17:00; cuando por alguna razón se restrinja el aporte de energía del S.N.I al SEP de Morona Santiago, esta Central Fotovoltaica será capaz de suplir hasta un 20% del total de la carga de Morona Santiago en el periodo antes indicado. Obviamente la concesionaria de Distribución (Empresa Eléctrica Regional Centro Sur C.A) deberá diseñar los sistemas de alivio de carga con el propósito de que el sistema opere con el porcentaje de carga indicada. Por lo tanto, con los criterios y consideraciones expuestas se determinó que la potencia óptima, desde el punto de vista técnico, debe ser de 3MWp. En el Anexo 7, se muestra detalladamente la potencia que suministraría La Central Fotovoltaica al SEP de Morona Santiago en el periodo de 07:00 a 17:00, así como el porcentaje que representa de la demanda total.



3.3.- Selección de Inversores

Uno de los aspectos más importantes a tener en cuenta en el diseño de una instalación fotovoltaica es realizar una configuración adecuada para optimizar rendimiento y eficiencia.

El inversor es un componente clave en la generación fotovoltaica. De hecho, su potencia es la que marca la potencia de la instalación completa. Su misión es transformar la corriente continua generada en el campo fotovoltaico en corriente alterna lista para ser consumida. En la actualidad, existe una amplia variedad de inversores por lo que podemos encontrar desde pequeñas potencias de 2,5 KW hasta los 500 KW en un único inversor.

Las tecnologías actuales han permitido incorporar en los inversores una serie de protecciones, tanto para la instalación solar como para la red eléctrica, que son obligatorias en esta clase de sistemas. Así mismo, como toda la energía pasa por el inversor, es habitual que incorporen también tarjetas o elementos de comunicación que informan acerca del estado de la instalación, de la energía generada e inyectada a la red o que generen alarmas en caso de averías o mal funcionamiento. Estas comunicaciones pueden ser locales en forma de display o con conexión directa a ordenadores o estaciones remotas utilizando GPRS, SMS o Internet.

La variedad de inversores disponibles en el mercado hace que la elección de este equipo sea llevadera y que únicamente sean las necesidades del diseño implementado las que nos orienten al escogimiento de uno de ellos. El tipo de configuración de la instalación y su interconexión determina el número, rango de tensiones y potencia del inversor/es. Es importante destacar algunas características que deberían presentar:



Calculo de la potencia²⁰.

Para iniciar el dimensionamiento hay que fijar la potencia nominal del inversor $P_{n,inv}$ o la potencia pico del generador FV. Para conseguir la máxima eficiencia del conjunto generador fotovoltaico - inversor, la relación entre la potencia nominal del inversor, $P_{n,inv}$ y la potencia pico del generador fotovoltaico que se conecta al inversor, P_{PMP} , debe ser del orden de entre 0,7 u 0,8. En general, la potencia del inversor no debe ser superior a la potencia pico del generador fotovoltaico ya que el inversor no funcionará a su potencia nominal. Esto debido a que, en condiciones climáticas reales, un generador fotovoltaico nunca produce la potencia pico ya que la temperatura normal de funcionamiento es mayor de 25 °C cuando la irradiancia es de 1000 w/m², y los niveles medios que se alcanzan en Morona Santiago varían entre 350 y 600 w/m².

Existen otras razones por las cuales la potencia nominal del inversor no debe superar a la potencia pico del generador fotovoltaico. Una de ellas es que la instalación, normalmente, no tiene la orientación ni la inclinación óptima o está parcialmente cubierta por sombras. También existen pérdidas dentro del generador fotovoltaico debido a la dispersión de los parámetros eléctricos de cada uno de los módulos, así como al cableado y a las conexiones entre ellos.

Únicamente cuando los inversores deben soportar muy altas temperaturas debido a que se instalan en exteriores, se analiza la posibilidad, con los datos suministrados por el fabricante del inversor, de seleccionar un inversor de mayor potencia nominal que la potencia pico del generador fotovoltaico.

Teniendo en cuenta estas consideraciones, el rango de potencias nominales del inversor, para nuestro caso, puede oscilar entre 0,7 y 1,2 veces la potencia pico del generador fotovoltaico. Si se utilizan módulos amorfos, se debe tener en cuenta la degradación del módulo a la hora de dimensionar la potencia de los

²⁰ (MORATO MORENO)



inversores. En la figura 22 se muestra el comportamiento del rendimiento de los inversores.

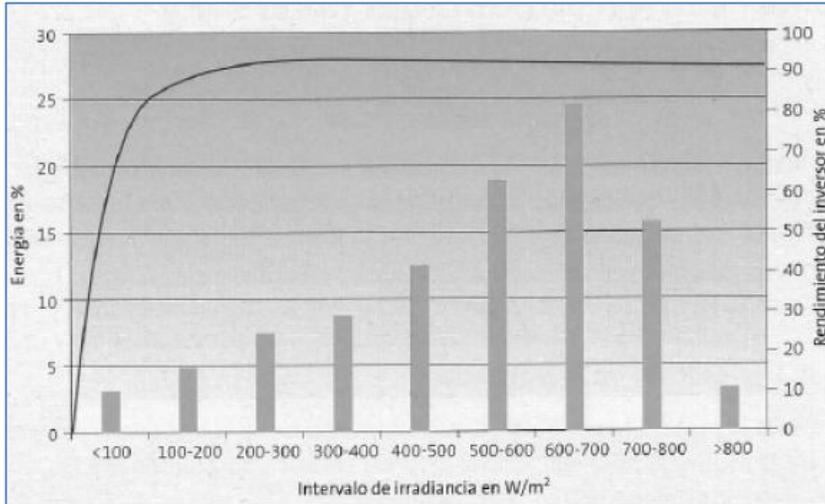


Figura 23 Rendimiento del Inversor.

Cuando se seleccione el inversor hay que asegurarse de que para cualquier condición climática de irradiancia y temperatura funcione correctamente y que la eficiencia máxima del inversor se corresponda con el rango de irradiancia más frecuente del lugar. Por ejemplo, en la figura 22, sería entre 600 -700 w/m^2 .

Así mismo, hay que asegurarse de que para cualquier condición climática, el rango de tensiones a la salida del generador fotovoltaico debe estar dentro del rango de tensiones admisibles a la entrada del inversor. En este sentido hay que tener en cuenta que la tensión -y en menor medida la corriente- a la salida del generador fotovoltaico varía con la temperatura, conforme se muestra en la figura 23.

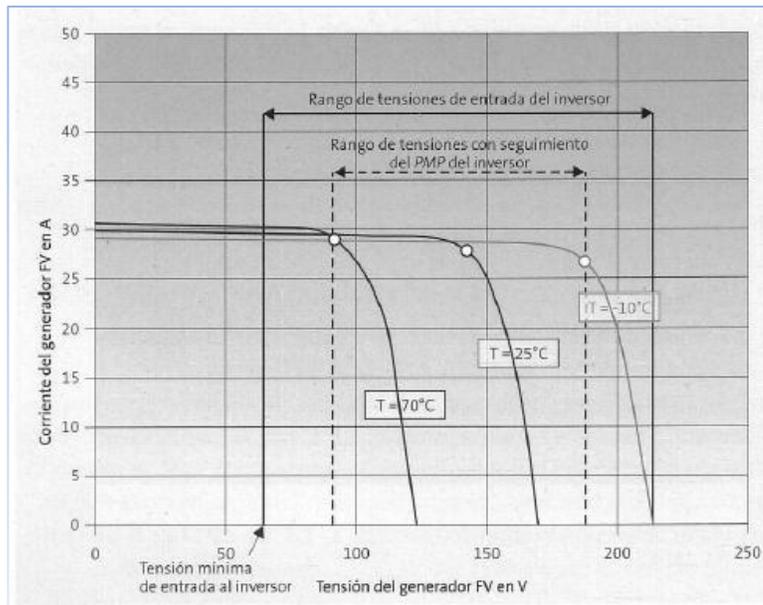


Figura 24 Variación de I , V del generador con la temperatura

3.3.1.- Análisis de la configuración de la instalación.

En los párrafos precedentes se concluyó que la potencia de la Central Fotovoltaica será de 3000 KWp. Tomando en consideración lo recomendado y con conocimiento de las condiciones presentes en la provincia de Morona Santiago, se ha convenido la utilización de 06 inversores trifásicos de 500 KWp cada uno, dando un total de 3000 KWp de potencia de inversión.

Es importante tener presente que no es aconsejable utilizar arreglos (bancos) de inversores monofásicos y conectarlos en la línea trifásica, porque si alguno de ellos experimentara alguna falla de operación, produciría un desequilibrio de la red ocasionando problemas en su operatividad.



3.3.2.- Solución Adoptada

Como ya se enunció anteriormente, la variedad de inversores disponibles en el mercado hace que la elección de este equipo sea relativamente sencilla y que únicamente sean las necesidades del diseño implementado las que nos orienten en el escogimiento de uno de ellos. En tal virtud, las características que necesitamos son:

(6) Inversores trifásicos de potencia: 500 KWp c/u.

Como referencia para este trabajo de investigación se ha escogido el equipo GT-500E XANTREX, cuyas especificaciones constan en el Anexo 8.

3.4.- Selección de Paneles Fotovoltaicos

Para seleccionar el tipo de módulo fotovoltaico, previamente revisaremos algunas características de las células que lo forman con el propósito de determinar cuál de ellas resultan más competitivas desde el enfoque técnico –económico.

Las células cristalinas están formadas fundamentalmente por silicio, uno de los materiales más abundantes en el planeta²¹. No se encuentra en estado puro sino unido químicamente al oxígeno en forma de dióxido de silicio. Para obtener silicio puro se debe separar primero el oxígeno no deseado del dióxido y para ello se introduce arena de cuarzo junto con polvo de carbono en un crisol donde se funden. De esta manera se obtiene el denominado silicio metalúrgico con una pureza del 98%. Este silicio no es de la suficiente pureza como para que pueda ser utilizado con fines electrónicos, ya que para estas aplicaciones se exige un grado de impurezas admisible de una mil- millonésima parte. Por este motivo el silicio metalúrgico se purifica mediante procesos químicos.

²¹ El Oxígeno es el elemento más abundante en el planeta, seguido del silicio (Si).



El silicio se muele y se mete junto con gas de hidruro de cloro (Clorhídrico) en un horno. El producto químico de dicha reacción es hidrógeno y CL_3Si , un líquido que hierve a $31\text{ }^\circ\text{C}$. Mediante destilaciones sucesivas se alcanza el grado de pureza deseada ya que en cada destilación éste va aumentando. Posteriormente se coloca el CL_3Si , con hidrógeno a $1000\text{ }^\circ\text{C}$ obteniéndose así el silicio. El metal puede ser manipulado posteriormente de muchas formas diferentes. En función del procedimiento se obtienen células monocristalinas o policristalinas. Los fabricantes de células solares se proveen, hasta ahora, principalmente del material procedente de los residuos de semiconductores en la industria electrónica.

3.4.1.-Células mono cristalinas de silicio.

3.4.1.1.- Rendimiento

Para la obtención de silicio monocristalino de aplicación terrestre se establece un proceso denominado Czochralski (proceso en crisol). Este procedimiento se toma una semilla de silicio monocristalino con una determinada orientación cristalina y se introduce en el crisol hasta que toca la superficie de la masa fundida de silicio que se encuentra en el crisol (punto de fusión $1420\text{ }^\circ\text{C}$) y se extrae hacia arriba girando muy lentamente sobre el eje de la varilla.

De esta manera se elaboran monocristales cilíndricos de un diámetro de unos 30 cm. y una longitud de varios metros. Estos cilindros se cortan después en finas láminas de unos 0,3 mm de espesor denominadas obleas. En el biselado y corte de las obleas de los monocristales se desperdicia gran parte del metal. A partir de las obleas dopadas tipo p , se produce una fina capa dopada tipo n mediante difusión de fósforo (a una temperatura de 800 a $1200\text{ }^\circ\text{C}$). Tras la colocación en la capa posterior del contacto (electrodo posterior) se colocan las líneas por donde circula la corriente en la cara anterior de la oblea y se le dota de una capa antiferrante (Anti – Reflejo - AR), pues en todo dispositivo fotovoltaico es necesaria



la implementación de un recubrimiento superficial anti reflectante. Su necesidad se deriva del elevado índice de refracción de la mayor parte de los semiconductores utilizados en su fabricación, cuanto mayor es la diferencia entre este índice de refracción y el del medio incidente, mayores son las pérdidas por reflexión en la superficie del dispositivo.

Existen otros procedimientos de fabricación de silicio monocristalino como el de fases líquidas que permiten obtener células solares con mayor pureza y con un rendimiento entre un 1 y 2 % mayor. El material de partida utilizado en este caso es una varilla de silicio de gran pureza pero muy caro. Esta es introducido en una bobina y con ayuda de un campo de alta frecuencia se funde desde abajo hacia arriba. A partir de una semilla de silicio monocristalino en la punta de la varilla se convierte en silicio monocristalino enfriado.

En laboratorios se han alcanzado rendimientos²² máximos del 24% para este tipo de paneles, aunque normalmente se obtienen rendimientos entre el 15 al 20%. Comercialmente alcanzan porcentajes de venta de entre el 15 y el 20%. Luego, son los más eficientes y efectivos no obstante los más caros.

3.4.1.2.- Forma y Medidas

Según la cantidad de materia que se bisele se tienen células cuadradas, semiconductoras o redondas. Las células redondas son más baratas que las semi cuadradas o que las cuadradas, ya que en su elaboración se desperdicia menos cantidad de material. Sin embargo, no son las más empleadas en los módulos estándar debido al inadecuado aprovechamiento de la superficie.

²²La eficiencia de una célula solar (η , "eta"), es el porcentaje de potencia convertida en energía eléctrica de la luz solar total absorbida por un panel, cuando una célula solar está conectada a un circuito eléctrico.



Medidas: La mayoría de células son de 10X10 cm o 12,5 X12 cm, diámetro de 10, 12,5 o 15 cm.

Espesor: 0,3 mm

Estructura: homogénea

Color: Azul oscuro a negro (con AR), gris (sin AR).

3.4.2.- Células poli cristalinas de silicio.

3.4.2.1. Rendimiento

El proceso de elaboración más usado para la obtención de silicio poli cristalino es el procedimiento de fusión en bloques. Se toma sílice al vacío y se calienta a 1500 °C, que debido a la menor temperatura del fondo de crisol en frío, a 800 °C se enfría de nuevo. Se forman bloques de silicio de 40X40 cm y 30 cm de altura. Los bloques se cortan con una sierra en lingotes primero y posteriormente en obleas de 0,3 mm de espesor.

Mediante el proceso de dopaje con fósforo también se ponen los contactos eléctricos por la cara posterior. Por último, se dota a la oblea con la red para direccionar la corriente en la cara anterior así como un tratamiento superficial antirreflectante (AR).

En laboratorios se han alcanzado rendimientos máximos del 20% para este tipo de paneles, no obstante normalmente se obtienen rendimientos entre el 13 al 16%. Comercialmente alcanzan porcentajes de venta de alrededor del 50%. Su conversión de luz solar a electricidad es poco menor a las de silicio monocristalino, pero su menor coste de fabricación ha dado lugar a que se haya impuesto hoy en día.



3.4.2.2.- Forma y Medidas:

Medidas: 10X10 cm, 12,5X12,5 cm, 15X15cm

Espesor: 0,3 mm

Estructura: Por el procedimiento de fusión en bloques se forman cristales con diferentes orientaciones. Debido a la diferente reflexión de la radiación se reconocen fácilmente los cristales en la superficie.

Color: Azul (con AR), gris plata (sin AR)

3.4.3.- Células de silicio Amorfo

Su eficiencia en conversión de luz solar en electricidad varía entre un 6 y un 8%. Por consiguiente, son sensiblemente más económicas que los de silicio cristalino. Estas celdas se obtienen mediante la posición de capas muy delgadas de silicio sobre superficies de vidrio o metal. Las células amorfas son utilizadas cuando se busca una alternativa más económica o cuando se requiere poca electricidad.

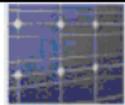
CÉLULAS	RENDIMIENTO LABORATORIO	RENDIMIENTO DIRECTO	CARACTERÍSTICAS
 MONOCRISTALINO	24%	15-20%	Es típico los azules homogéneos y la conexión de las células entre si.
 POLICRISTALINO	19-20%	13-16%	La superficie está estructurada en cristales y contiene distintos tonos azules
 AMORFO	16%	6-8%	Tiene un color homogéneo (marrón) y no existe conexión visible entre células.

Tabla 7 Células con tecnología basada en silicio.

En la tabla 7 se sintetizan las principales tecnologías basadas en el silicio que se han especificado. Se puede hacer una síntesis de lo indicado diciendo que a nivel



comercial, los módulos que más se utilizan son los de silicio monocristalino y policristalino. De los dos, el monocristalino es más eficiente entre un 5 y 10 % tomando como base la misma superficie de captación. En cambio, el policristalino suele ser más económico para la misma potencia entre un 5-10 %.

Si se utilizan sistemas de seguimiento de la posición del sol, o sistemas de baja concentración de la radiación, se recomienda módulos monocristalinos frente a los policristalinos ya que la mayor eficiencia de los módulos monocristalinos por unidad de superficie aumenta la captación de energía para un sistema de seguimiento.

3.4.4.- Solución adoptada

En base a lo enunciado en los párrafos anteriores y en virtud que la ubicación de la Central Fotovoltaica será Morona Santiago - Ecuador cuya Latitud es de -2° la instalación que se propone es fija, por ello se recomienda el uso de paneles de silicio policristalinos teniendo en consideración que su disponibilidad en el mercado nos permite optar por esta alternativa. Obviamente, el criterio económico debe prevalecer en caso de comparar dos alternativas similares.

A continuación se muestran la tabla 8 que contiene parámetros técnicos de paneles de silicio policristalino, de mayor tamaño, disponibles en el mercado. Las especificaciones técnicas con mayor detalle de los paneles indicados se muestran en el Anexo 9.



Item	Fabricante	Modelo	Potencia Máxima (Wp)	Corriente Nominal (A)	Tensión Nominal (V)	Eficiencia del Módulo (%)	Corriente de Corto - Circuito Isc (A)	Tensión en Vacío Voc (V)	Peso (Kg)
1	Kyocera	KC200GHT-2	200	7,61	26,30	16,00	8,21	32,90	18,50
2	Sanyo	HIP-225-HDE1	225	6,64	33,90	16,20	7,14	41,80	16,50
3	Alfasolar	180PQ6L 215 w	215	8,32	25,86	14,70	8,95	33,54	19,50
4	Sharp	NU-U230F3	230	7,67	30,00	14,10	8,40	37,00	20,00
5	Suntech	STP210-18 / Ud	210	7,95	26,40	N-D	8,33	33,60	16,80
6	Yingli Solar	YL 215 P-29b	215	7,41	29,00	13,20	8,10	36,00	19,80
7	Trina Solar	TSM225PC05	225	7,66	29,40	13,70	8,20	36,90	19,50
8	Hyundai	HIS-M200SF	200	7,50	26,70	13,80	8,20	33,90	17,00

Tabla 8

Como referencia para este trabajo de investigación se ha escogido el equipo KYOCERA KC200GHT-2, cuyas especificaciones técnicas como indicamos están en el Anexo 9.

3.5 Arreglo y cantidad necesaria de equipos de la Central Fotovoltaica.

En este espacio tomarán singular importancia los paneles solares, los inversores y el equipamiento relacionado con la interconexión con el Sistema Nacional Interconectado (S.N.I); por representar la parte medular de la instalación general de la Central.

Una vez que se ha seleccionado en los puntos 3.3 y 3.4 los inversores y paneles fotovoltaicos respectivamente para la Central, en el Anexo10 se presenta el dimensionamiento de los subgeneradores, que básicamente se describe así:

La Central dispondrá de 06 subgeneradores, cada subgenerador generará aproximadamente 501,40 KW, así mismo cada subgenerador estará asociado a un inversor trifásico de 500 KW. Cada subgenerador está compuesto de 2507 paneles solares de 200 Wp c/u.

En la figura 24 y en el Anexo 11 se muestra un diagrama unifilar de la Central Fotovoltaica. El funcionamiento simplificado de esta instalación se puede resumir



señalando que: Se precisarán seis (06) Subgeneradores cada uno de ellos de 500 KW; Cada subgenerador estará asociado a un inversor trifásico (DC-AC) de 500 KW., las salidas de los inversores convergerán a una barra de tensión (AC de 600 V) y luego a un transformador trifásico elevador de 600 V – 13800 V de 3 MVA de potencia, a partir de aquí se puede inyectar a la red de Media Tensión de la Distribuidora (E.E.R. CENTROSUR C.A) la potencia y energía de la Central Fotovoltaica. La determinación de la configuración adoptada se sustenta en un aumento sustancial de confiabilidad para el sistema de producción de energía de la Central Fotovoltaica.

En lo referente a los componentes necesarios para la interconexión con el Sistema Nacional Interconectado, en el punto 3.6 se presenta el análisis detalladamente.

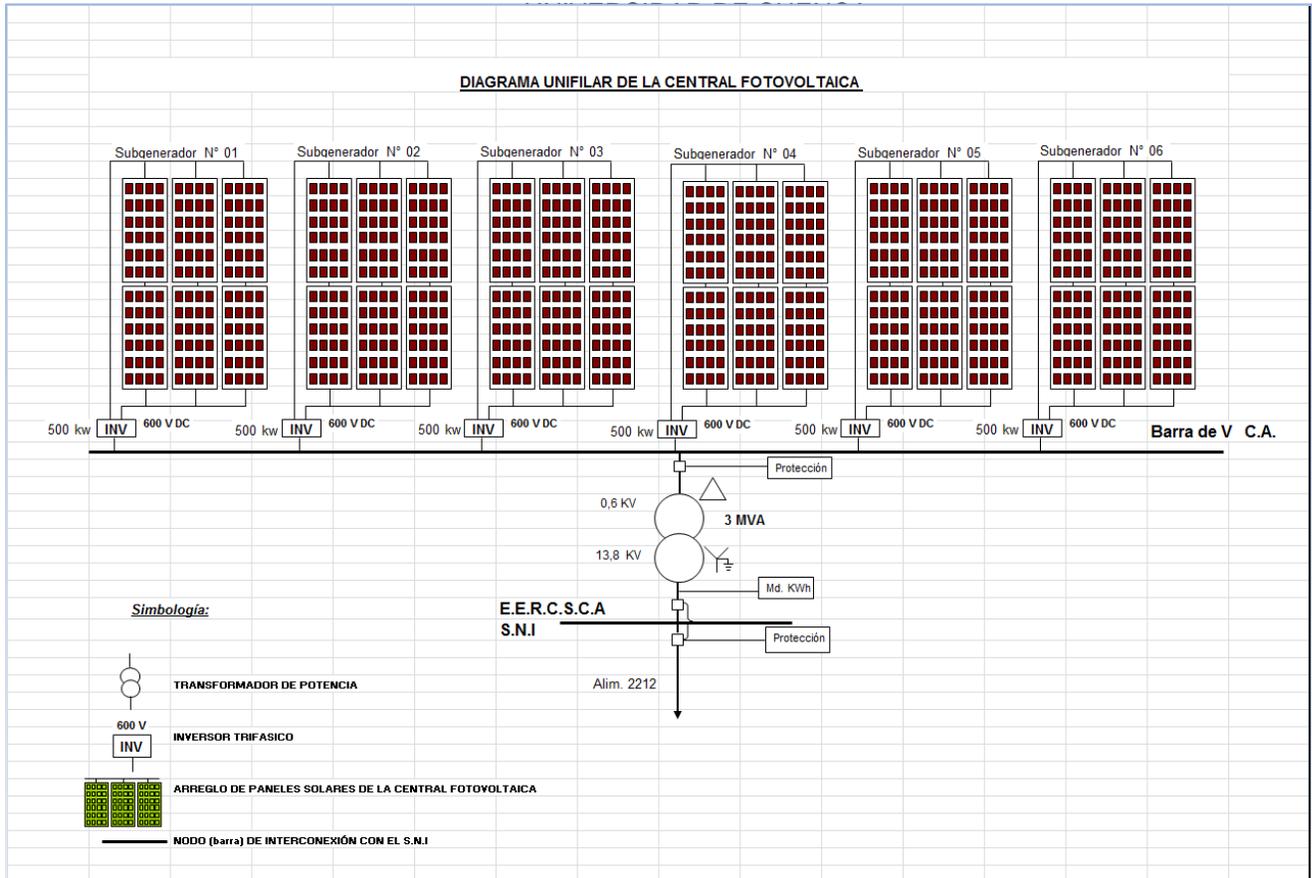


Figura 25 Diagrama Unifilar de la Central Fotovoltaica

3.6 Interconexión de la Central Fotovoltaica con el S.N.I.

Una vez que se tiene establecido los lineamientos del diseño de la Central Fotovoltaica, es necesario llegar al “punto de frontera”, que no es otra cosa que la Interconexión de la Central Fotovoltaica con el Sistema Nacional Interconectado. En nuestro caso esta conexión será realizada en la sección No. 321166 del alimentador 22-12 de la Empresa Eléctrica Regional Centro Sur C.A, conforme se muestra en la figura 25 y Anexo 12.

Para garantizar una interconexión adecuada básicamente se deben tener presentes tres preceptos: 1). Protección 2). Medición 3). Calidad de Servicio (producto). Lamentablemente en nuestro país se ha desarrollado muy poca



legislación *propia* para las energías renovables, sin embargo existen regulaciones emitidas por el ente de Regulación y Control del sector eléctrico Ecuatoriano CONELEC en torno a:

Calidad del Servicio Eléctrico de Distribución (Regulación No. CONELEC – 004 / 01).

Sistema de Medición Comercial del Mercado Eléctrico Mayorista (Regulación No. CONELEC – 005 / 06).

Calidad del Transporte de Electricidad y del Servicio de Transmisión y Conexión en el Sistema Nacional Interconectado (Regulación No. CONELEC – 003 / 08).

Tratamiento para la energía producida con Recursos Energéticos Renovables No Convencionales (Regulación No. CONELEC – 004 / 11).

Regulaciones que permiten establecer las condiciones necesarias y suficientes para realizar la Interconexión con estos sistemas. No obstante, para cubrir todos aquellos aspectos no recogidos con suficiente detalle en las Regulaciones indicadas, siempre se puede contar como guía estándares internacionales como el estándar norteamericano IEEE 929 – 2000 que recoge pautas recomendadas para la interconexión de sistemas fotovoltaicos. Así mismo, es importante tener en cuenta otros estándares, incluyendo el UL 1741 que trata de ensayos en inversores conectados a la red, y el IEEE 519 –1992 sobre distorsión armónica. En la Figura 26 se presenta un esquema unifilar de una Instalación Fotovoltaica conectada a la red.

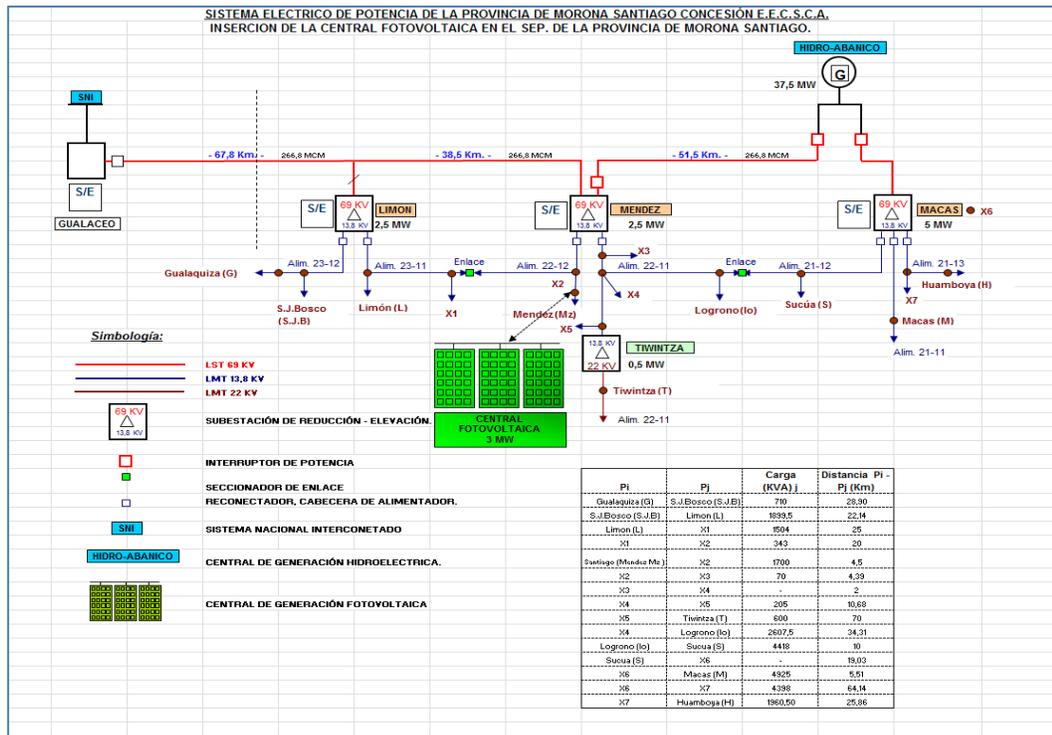


Figura 26 Ubicación del punto de interconexión entre la Central Fotovoltaica y el sistema de Distribución de la EERCSCA.



CAPITULO IV ANALISIS ECONÓMICO

Una vez que se ha determinado técnicamente la factibilidad de instalar una Central Fotovoltaica en la provincia de Morona Santiago, es necesario determinar si económicamente será rentablemente su implementación. Entonces, el primer paso es establecer algunas variables necesarias para este análisis. En la tabla 9 se muestra las citadas variables.

En lo que tiene que ver a los precios de energía utilizados para ejecutar los análisis se han tomado los indicados por el Consejo Nacional de Electricidad (CONELEC) en la Regulación No. CONELEC-004/11, aprobada el 14 de abril de 2011, denominada “Tratamiento para la energía producida con Recursos Energéticos Renovables No Convencionales” los mismos se muestran en la tabla 10. Denominada Precios Preferentes Energía Renovables en centavos de dólar por kilovatio-hora (cUSD\$/Kwh).

La Vigencia de los precios establecidos en esta Regulación se garantizará por un período de 15 años a partir de la fecha de suscripción del título habilitante, para todas las empresas que hubieren suscrito dicho contrato hasta el 31 de diciembre de 2012.

Cumplido el periodo de vigencia indicado en el párrafo anterior, y hasta que se termine su plazo determinado en el título habilitante de las centrales renovables no convencionales operarán en el sector eléctrico ecuatoriano, con un tratamiento similar a cualquier central de tipo convencional, de acuerdo a las normas vigentes a esa fecha, con las siguientes particularidades:

Para los generadores de la tabla 10, el precio de venta de la energía de estas centrales después de concluido el periodo de precios preferente, se negociará con la normativa vigente a esa época. Así mismo, se anota en la regulación que no se



reconocerá pago por disponibilidad a la producción de las centrales no convencionales.

Variables	Unidades	Valor
Capacidad de la Central Fotovoltaica	MW	3
Vida útil del proyecto	Años	20
Costo directo de la obra:	USD	18,000,000.00
Tiempo de construcción:	Años	2
Precio de la energía	Ver tabla 10	Ver tabla 10
Costos (O y M) anuales :	%	4,5
Tasa de descuento	%	10
Tasa de inflación	%	4
Duración del préstamo	Años	12
Interes nominal anual	%	8.5
Financiamiento del proyecto con recursos propios	%	20
Financiamiento del proyecto con préstamos.	%	80
Desembolso del préstamo en el año 1	%	7,200,000.00
Desembolso del préstamo en el año 2	%	7,200,000.00
Tipo de depreciación	----	Lineal
Impuesto a la renta	%	25
Utilidades para los trabajadores	%	15

Tabla 9

En lo referente a los costos de Operación y Mantenimiento de la Central Fotovoltaica (Tipo panel convencional sobre estructuras fijas) se han estimado en un 4,5 % sobre los ingresos por producción de energía²³.

Para determinar el costo que tendría la implementación de la Central Fotovoltaica de 3 MW se ha tomado como referencia los datos proporcionados por la Empresa Española “Irradia Energía”²⁴, que manifiestan que valor referencial está entre 4 – 6 \$/W, es decir 6’000.000 USD \$/MW (tomando el máximo valor referencial), así mismo, citando la misma fuente se a hecho hincapié de tomar un promedio de 1600 horas efectivas de sol anuales para los análisis respectivos. No obstante,

²³ MORATÓ MORENO, Sergio. Diseño de una central Fotovoltaica de 100 KW: 2006, pág. 8-14.ETIE. Universitat i Virgili. Departament d’ Enginyeria Electrónica Eléctrica i Automática.

²⁴“Irradia Energía “- Empresa de consultoría, ingeniería, instalación y promoción de proyectos de energías renovables. Ing. Pablo Alonso – Director General de Irradia - Energía / www.irradiaenergia.com / palonso@irradiaenergia.com.



para nuestro proyecto hemos tomado como valor referencial el de 1400, que asociada a la potencia de diseño (3 MW) resulta en una energía de 4200 MWh/año. Es decir un factor de planta de la Central Fotovoltaica del 16% (valores tipo a nivel mundial para estos proyectos).

Centrales	Territorio Continental	Territorio Insular de Galápagos
EÓLICAS	9.13	10.04
FOTOVOLTAICAS	40.03	44.03
BIOMASA Y BIOGÁS < 5 MW	11.05	12.16
BIOMASA y BIOGÁS > 5 MW	9.60	10.56
GEOTÉRMICAS	13.21	14.53

Tabla 10 Precios preferentes para energía renovable (cUSD\$)

En lo que tiene que ver con el financiamiento propuesto, se ha considerado la opción de realizarse el 20% con fondos propios y el 80% restante con capital ajeno aportado mediante un crédito bancario y calculando su amortización mediante el sistema francés²⁵, el cual nos indicará los intereses y el capital que se pagará con una cuota fija semestral al final del periodo con las condiciones que a continuación se especifican.

El tiempo de devolución del préstamo se estima en 12 años (habitual en entidades financieras para este tipo de instalaciones), con una periodicidad de pago semestral. Los cálculos de la inversión se encuentran desglosados en el Anexo 13 denominado Análisis Financiero.

²⁵El sistema francés también suele llamarse sistema de amortización progresivo, debido a que la amortización del préstamo crece en progresión geométrica. Como los intereses se calculan sobre el saldo, y este decrece a medida que se va devolviendo el capital, la amortización necesariamente debe crecer, con el objeto de mantener la cuota constante. Entonces vemos que las cuotas de este sistema están compuestas por amortización e interés.



Un tema que ha tomado singular importancia en el contexto de la generación con recursos energéticos renovables no convencionales, es el mercado de bonos de carbono. El término se refiere a una iniciativa internacional para reducir las emisiones contaminantes en el ambiente; es uno de los tres mecanismos propuestos en el Protocolo de Kyoto para la reducción de emisiones causantes del calentamiento global y efecto invernadero, es decir los gases de efecto invernadero.

El sistema ofrece incentivos económicos a las empresas que contribuyan a la mejora de la calidad ambiental y consigan regular las emisiones generadas por sus procesos productivos, considerando el derecho de emitir CO₂ (dióxido de carbono) como un bien canjeable y con un precio establecido en el mercado. En la transacción de los bonos de carbono, un bono de carbono representa el derecho a emitir 1 tonelada de dióxido de carbono, permite mitigar la generación de gases invernadero y a la vez beneficiar a las empresas que disminuyen o tienen emisiones nulas de contaminantes, así como cobrar a las que emiten más de lo permitido.

Mientras algunos llaman a los bonos de carbono, mecanismos de descontaminación, este concepto es erróneo dado que han sido ideados para reducir los elevados niveles de dióxido de carbono en la atmósfera, puesto que este gas en cantidades óptimas no es un contaminante sino la base fundamental de la vida vegetal. Sin CO₂ no existiría la vida en la tierra, ya que el calor que llega del sol se iría de la misma forma en agentes que lo detuvieran. El problema reside en que el exceso de bióxido de carbono retiene más calor del que necesitamos.



El costo de un derecho de emisión de una tonelada de dióxido de carbono, a febrero de 2011, está aproximadamente a 14 euros²⁶ / Tn. -CO₂. (18,53 USD /Tn - CO₂) según el Ministerio de Medio Ambiente y Medio Rural y Marino, Secretaría General Técnica del Gobierno Español.

Por lo tanto, este es un valor que se debe considerar en el momento de determinar los ingresos que produciría la Central Fotovoltaica. En el Anexo 14 denominado Ingreso por bonos verdes se muestra la cantidad de dióxido de carbono que se evitaría enviar a la Atmósfera con la implementación de este proyecto.

Finalmente, la red necesaria para poder evacuar la energía producida por la Central Fotovoltaica hasta la interconexión con el Sistema Nacional Interconectado (Sistema de Distribución) debe estar contemplada en los planes de expansión de las Empresa Concesionarias de Distribución. Por lo tanto, no existe el reconocimiento del pago por transporte que la Regulación No. CONELEC –009 /06 (Regulación que precedió a la actual) contemplaba. En nuestro caso para evacuar la energía de la Central Fotovoltaica, es necesario construir una Línea de Media Tensión (LMT) de 13.800 voltios de longitud 5 Km, valorada en aproximadamente 125.000.00 USD, con precios referenciales de la Empresa Eléctrica Regional Centro Sur C.A (DIMS).

Análisis de Sensibilidad

Al hacer cualquier análisis económico proyectado al futuro, siempre hay un elemento de incertidumbre asociado a las alternativas que se estudian y es

²⁶Boletín Mensual de Estadística febrero de 2011. Gobierno Español, Ministerio de Medio Ambiente y Medio Rural y Marino, Secretaría General Técnica, Sub dirección General de Estadística, N.I.P.O: 770-11-023-1 Pág. 45, 8.2 Precio de la Tonelada de CO₂. www.marm.es



precisamente esa falta de certeza lo que hace que la toma de decisiones sea a menudo una tarea difícil.

Con el objeto de facilitar la toma de decisiones, puede efectuarse un análisis de sensibilidad, el cual indicará las variables que más afectan el resultado económico de un proyecto y cuáles son las variables que tienen poca incidencia en el resultado final.

El análisis de sensibilidad que proponemos es para determinar que tan *sensible* es la Tasa Interna de Retorno (TIR) o el Valor Presente Neto (VPN) con respecto al:

Precio de Venta de la Energía.

Tipo de Interés del préstamo.

Dueño de la Instalación: Empresa Pública o Empresa Privada.

Finalmente, se hará el ejercicio de colocar conjuntamente los escenarios “más favorables” y “más desfavorables” desde nuestra óptica, de tal manera que se pueda observar el comportamiento que tendría la TIR y el VPN bajo estas consideraciones.

Iniciaremos con nuestro caso Base, es decir con los parámetros que mostramos en la tabla 9. El resultado de esta simulación se indica en el Anexo 13.1 denominado “Análisis Financiero Caso Base.”

En el Anexo 13.2 denominado “Análisis Financiero Caso Incremento del costo de energía fotovoltaica en un 5%, a partir del año.”

En el Anexo 13.3 denominado “Análisis Financiero Caso reducción de la tasa de interés del préstamo al valor de 5,5 % “, es decir, considerando que podemos



conseguir un préstamo a una tasa “blanda” de 5,5 % en el mismo tiempo de análisis, es decir 12 años.

En el Anexo 13.4 se muestra el “Análisis Financiero, caso financiamiento del proyecto es una Entidad Pública”, es decir, considerando que estas entidades son exentas del pago de impuestos (Impuesto a la Renta y Utilidades para los trabajadores).

En el Anexo 13.5 se muestra el Análisis Financiero, tomando en consideración conjuntamente los escenarios “más favorables” y “más desfavorables”, enfocados como sigue.

Escenarios “Más Favorables”.- Financista del proyecto Entidad Pública, Interés del préstamo de 5,5%.

Escenarios “Más Desfavorables”.- Precio de la energía constante durante la vida del proyecto, No Ingresos por concepto de venta de Bonos Verdes.

Finalmente en la tabla 11 se muestra el resultado del análisis de sensibilidad considerando las premisas indicadas.



Anexo	Análisis de Sensibilidad	Interes del prestamo	Considera el ingreso por bonos verdes	Financiamiento Empresa Publica	Tasa Interna de Retorno [TIR]	Valor Presente Neto [VPN]
Anexo 13.1	"ANALISIS FINANCIERO CASO BASE "	8.50%	SI	NO	5.80%	-4,847,642.68
Anexo 13.2	"ANALISIS FINANCIERO CASO INCREMENTO DEL COSTO DE LA ENERGÍA FOTOVOLTAICA EN UN 5% APARTIR DEL AÑO 15 "	8.50%	SI	NO	5.86%	-4,799,010.46
Anexo 13.3	" ANALISIS FINANCIERO CASO REDUCCIÓN DE LA TASA DE INTERES DEL PRESTAMO AL VALOR DEL 5,5 % "	5.50%	SI	NO	6.57%	-3,696,478.51
Anexo 13.4	" ANALISIS FINANCIERO CASO FINANCIAMIENTO COMO ENTIDAD PUBLICA "	8.50%	SI	SI	8.17%	-1,725,792.70
Anexo 13.5	"ANALISIS FINANCIERO CASO ESCENARIOS MAS FAVORABLES Y MENOS FAVORABLES "	5.50%	SI	SI	9.33%	79,955.01

Tabla 11 Resultados del análisis de sensibilidad.

Como puede advertirse el análisis de sensibilidad nos muestra que el proyecto, puede llegar a ser rentable económicamente si consideramos lo expuesto en el presente análisis, es decir, que el proyecto sea ejecutado por una entidad pública (Gobiernos Provinciales, Municipales, Parroquiales, etc.), que los recursos económicos necesarios para ejecutar el mismo sean conseguidos a una tasa de interés preferente es decir 5,50 % - anual - o menos, cuestión que no es nada difícil si consideramos el propósito que se persigue y quien lo solicita (entidad pública, respaldo Estatal) . En lo relacionado con el ingreso por concepto de bonos verdes, como se puede observar no es una variable decisiva sin consideramos su peso dentro del contexto y más bien su presencia obedece hacer notar que la inserción de este tipo de generación contribuye a la reducción de emisión de CO2 principal gas de efecto invernadero.

Finalmente es procedente hacer hincapié en que este trabajo de investigación ha permitido establecer que es posible implementar en Ecuador y concretamente en la provincia de Morona Santiago alternativas energéticas con fuentes de energía renovable no convencionales concretamente la solar fotovoltaica, el análisis de



parámetros técnicos y económicos a sí lo han corroborado. Así mismo, se ha demostrado que la implementación de este tipo de proyectos de 3 MW de costo referencial de USD \$ 18'000.000,00 es una alternativa adecuada para contribuir al fortalecimiento de la confiabilidad del SEP de esta provincia, pues como se hizo notar en los análisis desarrollados actualmente en bastante vulnerable.

Así mismo, la alternativa planteada refuerza el concepto de generación distribuida que es la tendencia para sistemas eléctricos como el de la provincia de Morona Santiago.



CONCLUSIONES

La premisa principal de la que parte este trabajo es la consideración de la impostergable necesidad de que el país cuente con una política energética, ambiciosa pero real, en torno al tema de energías renovables no convencionales. La política debería desembocar en una matriz energética nacional donde las energías renovables cuenten con parámetros similares a los utilizados por países que ya disponen de aportes decisivos de tales recursos energéticos. A fin de sumar elementos para construir este proyecto energético, se propone la implantación de una central que use una de estas fuentes energéticas limpias y renovables: la solar-fotovoltaica. A continuación algunas ideas concluyentes sobre la propuesta:

Dentro del país por situaciones geográficas y demográficas, la provincia de Morona Santiago se presenta como una potencial candidata para implementar proyectos de generación fotovoltaica en pequeña y gran escala, incluso para albergar centrales fotovoltaicas con una potencia instalada entre 1MWp y 50MWp. En cualquier caso, estos sistemas de generación bien podrían funcionar como sistemas aislados o estar conectados a la red de distribución eléctrica local. En el primer caso, podría servirse de esta energía en proyectos pequeños a las comunidades rurales –abundantes por esta zona- que por su ubicación geográfica no pueden técnica ni económicamente conectarse a la red, tal es el caso que la Empresa Eléctrica Regional Centro Sur C.A, en esta provincia mediante el programa del FERUM (Fondo de Electrificación Rural Urbano Marginal) de los años 2008 y 2010 tiene la misión de la instalación de aproximadamente 2500 sistemas fotovoltaicos para el beneficio de 99 comunidades mayoritariamente de las etnias shuar y achuar que albergan a 2449 familias distribuidas en los cantones Morona, Taisha y Logroño, con una inversión aproximada de USD \$ 7'000.000,00.



Para determinar la ubicación óptima de la Central Fotovoltaica en la provincia de Morona Santiago, se ha escogido el lugar que cumpla tres condiciones básicas; en primer lugar que minimice el impacto de variables técnicas como pérdidas de energía, caídas de tensión, etc., en segundo lugar, un sitio que posea la mayor presencia de recurso solar, y, finalmente que exista en su territorio el espacio físico necesario para implementar el proyecto teniendo presente que aproximadamente se necesitan 2 hectáreas de terreno por cada MW instalado, es decir se debe contar con 6 hectáreas de terreno disponible. Luego del análisis se determinó que el cantón Santiago de la provincia de Morona Santiago satisface los requerimientos planteados.

En base al potencial solar presente en el cantón Santiago se determinó que la capacidad de la Central Fotovoltaica no está limitada por este recurso primario, ni por el lugar de emplazamiento -pues existen lugares con extensiones propicias para su implementación- sino por otros factores como, por ejemplo, la disponibilidad de recursos económicos y la cercanía a la red eléctrica.

El tamaño óptimo de la Central Fotovoltaica que podría instalarse en Morona Santiago sería de aproximadamente 3MWp, un valor que está en estrecha relación con la Capacidad Eléctrica Instalada en la provincia de Morona Santiago (10 MW). Esto significa que, de implementarse esta Central, podría contribuir a fomentar un cambio en la matriz energética de la provincia y el país. Al mismo tiempo, aumentaría la confiabilidad del sistema eléctrico de potencia de esta provincia que, como advertimos en el desarrollo de esta investigación, es altamente vulnerable por las condiciones particulares de sus fuentes de alimentación y por factores de índole climático y de entorno natural.

Los parámetros más importantes que se deben considerar para el desarrollo del diseño de la Central Fotovoltaica son: a) Configuración y Layout de la Central b) Tipo de seguimiento de sol, c) Tipo de paneles fotovoltaicos. El escogimiento de estos parámetros dependerá, en última instancia y en gran medida de la



disponibilidad de recursos económicos. Sin embargo, para esta investigación se determinó que, en lo referente a la configuración y Layout de la Central, se precisarán seis (06) Subgeneradores cada uno de ellos de 500 KW; Cada subgenerador estará asociado a un inversor trifásico (DC-AC) de 500 KW. Las salidas de los inversores convergerán a una barra de tensión (AC de 600 V) y luego a un transformador trifásico elevador de 600 V – 13800 V de 3 MVA de potencia. La determinación de la configuración adoptada se sustenta en un aumento sustancial de confiabilidad para el sistema de producción de energía de la Central Fotovoltaica.

En lo referente al tipo de seguimiento del sol para este diseño se han optado por estructuras fijas, aunque con los sistemas con seguimiento del sol (de un eje o dos ejes) se estima un aumento de entre 10 – 30% de captación de la radiación solar. Hay que tomar en cuenta que en Ecuador, y concretamente en Morona Santiago, al estar en Latitud -2° prácticamente el aumento de captación de radiación solar no es significativa si se conjugan variables costo, facilidad de operación, mantenimiento, etc.

En lo referente al tipo de paneles solares, lo ideal sería tener paneles de tipo monocristalino por su rendimiento, no obstante se optó por los paneles policristalino, principalmente porque sus precios de mercado son más competitivos.

El análisis económico para el establecimiento del proyecto y el análisis de sensibilidad nos lleva a concluir que quienes pueden invertir en un proyecto de tal magnitud serían empresas estatales pues estas están exentas de pago de utilidades a sus trabajadores así como del pago de impuesto a la renta, rubros que por el monto son altamente representativos y pueden determinar la viabilidad o no del proyecto. No es el caso de Empresas de constitución mixta donde sobre la parte de inversión Estatal se conserva lo mencionado anteriormente (pago de utilidades e impuestos) no así sobre la parte privada donde necesariamente se



debe atender los compromisos laborales así como el pago de impuestos, por lo tanto en este caso se deberá analizar los porcentajes óptimos de participación Estatal – Privado con el propósito de obtener los mejores réditos para las partes. Sea cual fuere el tipo de inversión escogida, siempre debe estar presente que el escogimiento óptimo de parámetros tales como interés de préstamo, plazo de endeudamiento, etc. contribuirán a visualizar de una mejor manera el análisis financiero del proyecto.

Finalmente es procedente hacer hincapié en que este trabajo de investigación ha permitido establecer que es posible implementar en Ecuador y concretamente en la provincia de Morona Santiago alternativas energéticas con fuentes de energía renovable no convencionales concretamente la solar fotovoltaica, el análisis de parámetros técnicos y económicos a sí lo han corroborado. Así mismo, se ha demostrado que la implementación de este tipo de proyectos de 3 MW de costo referencial de USD \$ 18'000.000,00 es una alternativa adecuada para contribuir al fortalecimiento de la confiabilidad del SEP de esta provincia, pues como se hizo notar en los análisis desarrollados actualmente en bastante vulnerable.

Así mismo, la alternativa planteada refuerza el concepto de generación distribuida que es la tendencia para sistemas eléctricos como el de la provincia de Morona Santiago.



RECOMENDACIONES

Es necesario implementar incentivos tales como exoneración temporal de impuestos a este tipo de inversiones, revisar los precios referenciales para este tipo de energías con el propósito de volverlos atractivos para la inversión pública, privada y/o mixta. Su urgencia queda demostrada por la situación energética tanto a nivel mundial como dentro del Ecuador, y porque muchos de estos proyectos demuestran rentabilidad económica.

Dado que la diversidad geográfica de los recursos en Ecuador es también significativa, algunas provincias y regiones disponen de recursos sensiblemente mejores que otros, en particular en el sector de la energía renovable. Por lo tanto, las Instituciones Gubernamentales -encargadas del tema de energía renovable- con la celeridad del caso deben identificar nuevos proyectos en el contexto nacional con el propósito de iniciar estudios para luego de los análisis respectivos recomendar su implementación.

En virtud que este trabajo de investigación es desarrollado en el cantón Santiago de la provincia de Morona Santiago, se debe generar un espacio de diálogo con los representantes de los gobiernos seccionales del cantón Santiago y de la provincia de Morona Santiago con el propósito de hacerles conocer el proyecto y comentarles de las ventajas que tendría para el contexto cantonal y provincial el contar con una central de esta naturaleza.

Como se ha concluido, los proyectos de generación con fuentes renovables no convencionales como la fotovoltaica, la solar-térmica, la eólica, etc. son altamente significativos *per se* ya que contribuyen a la no dependencia de las fuentes de generación con combustibles fósiles (muchas veces importados), sin embargo su costo de implementación es resistido, lamentablemente, por las grandes cantidades de recursos económicos que se deben invertir. Entonces, si bien se ha

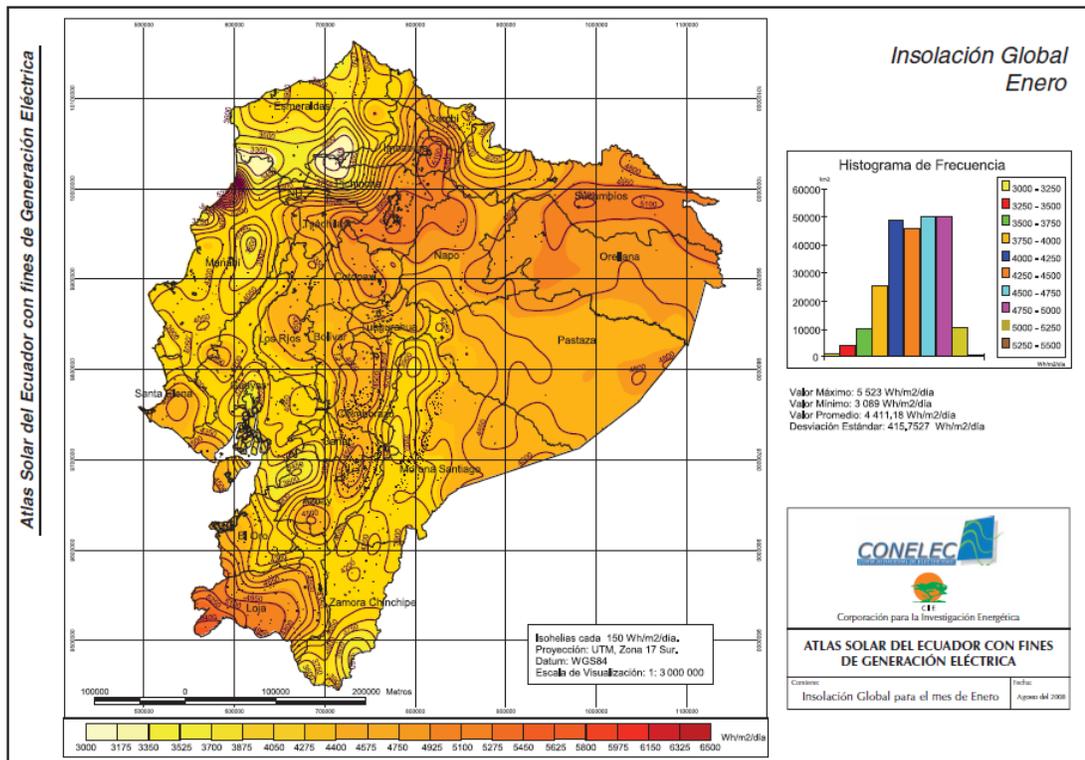


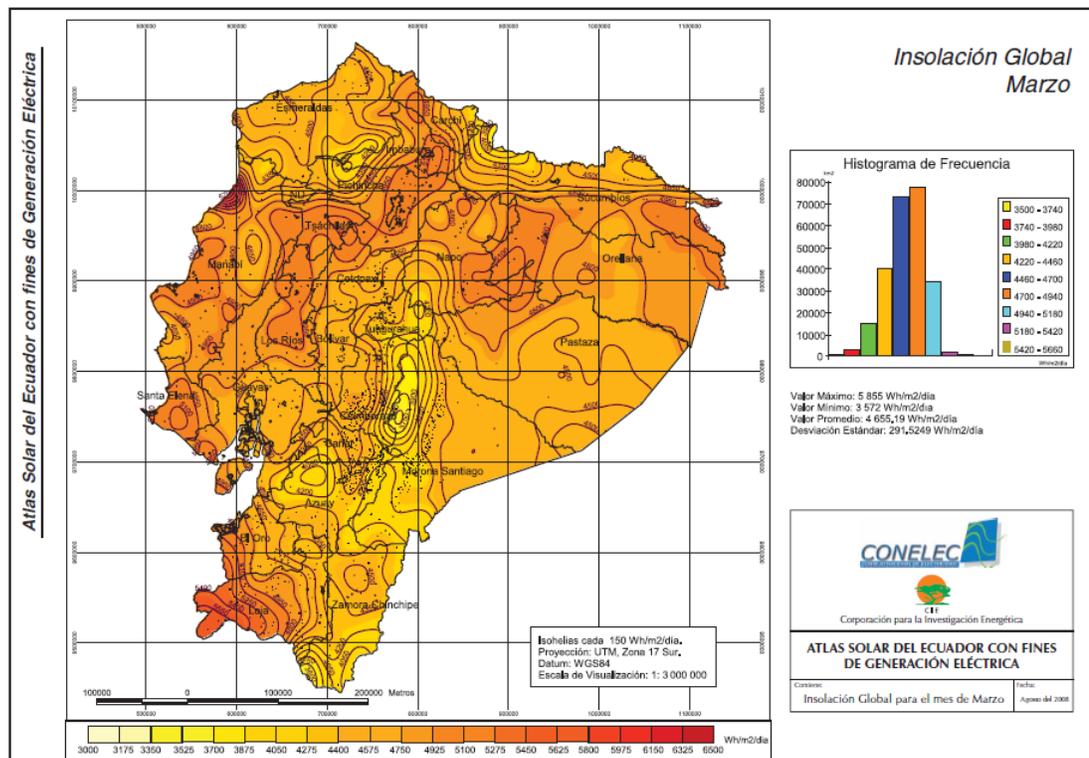
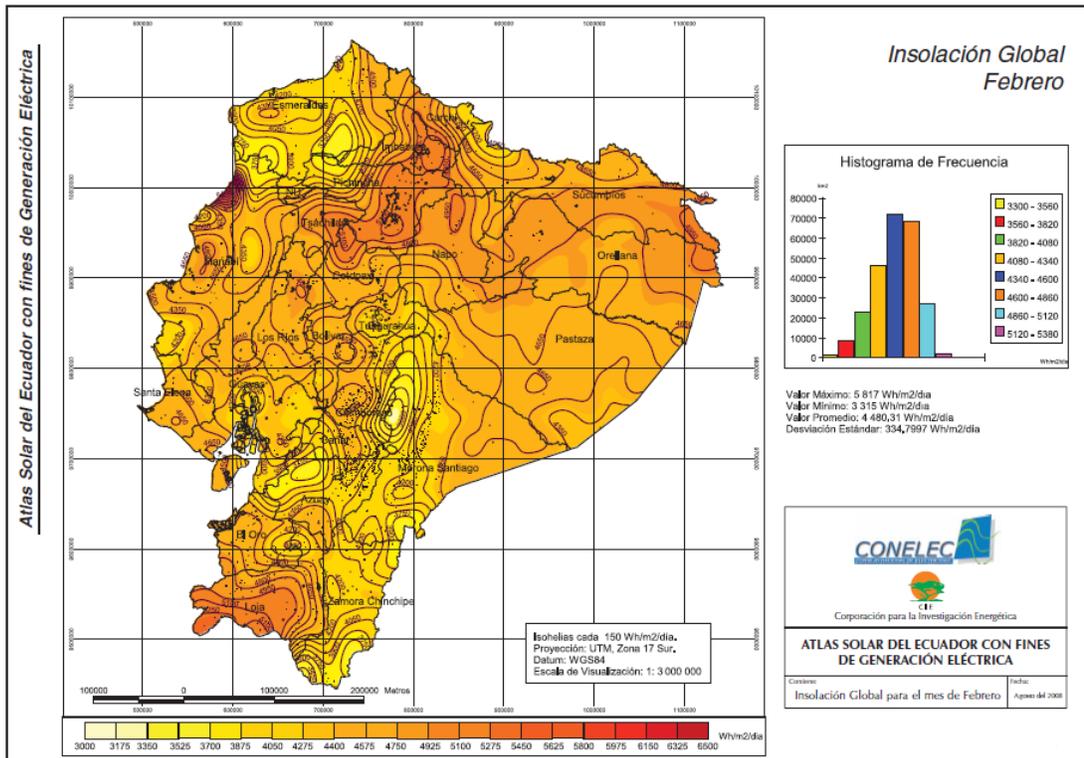
recomendado en este trabajo que se deben implementar incentivos para esta industria, también es posible recomendar que en el país se estudie la factibilidad de acceder al mercado de carbono, de tal manera que la venta de *bonos verdes* contribuya a generar ingresos adicionales a estas empresas y con ello contribuir a la rentabilidad de estos proyectos, así pues, el Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL), permite la comercialización de Reducción de Emisiones (RE) resultantes de la implementación de proyectos MDL en países en vías de desarrollo que ratificaron el Protocolo de Kyoto (PK). Las unidades de venta se denominan: Reducciones Certificadas de Emisiones (RCEs). El Mercado de Carbono se desarrolla en una serie de nichos establecidos mediante regímenes especiales que posibilitan dinámicas de transacción particulares.

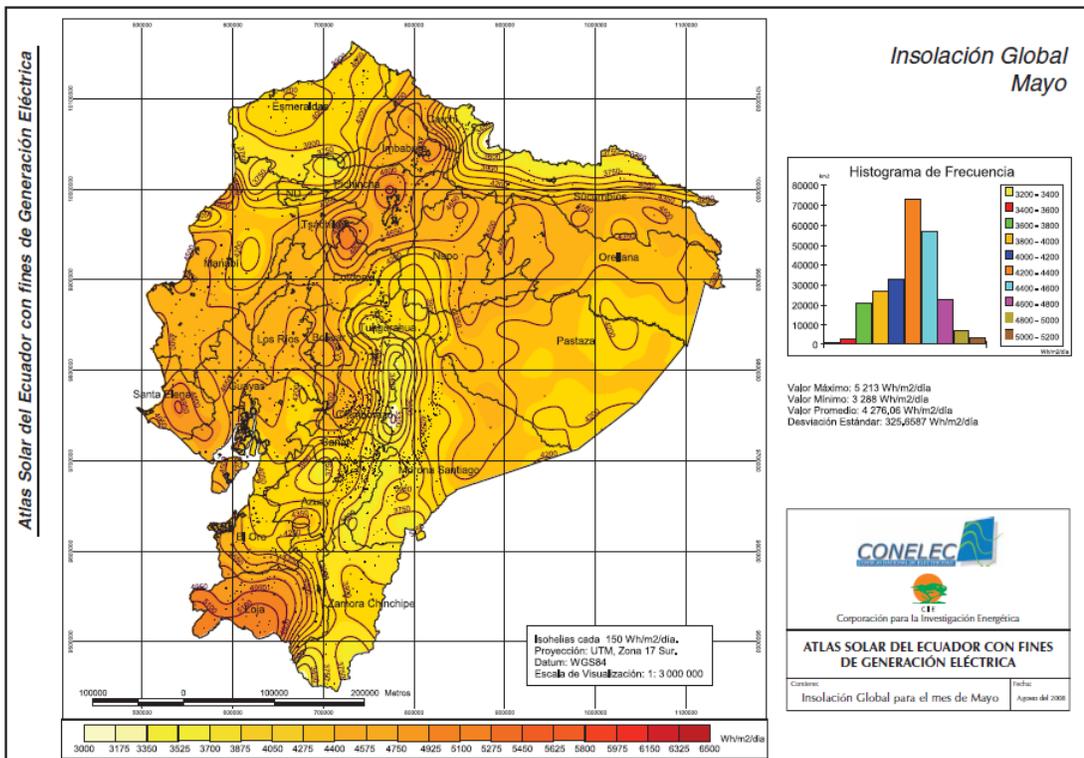
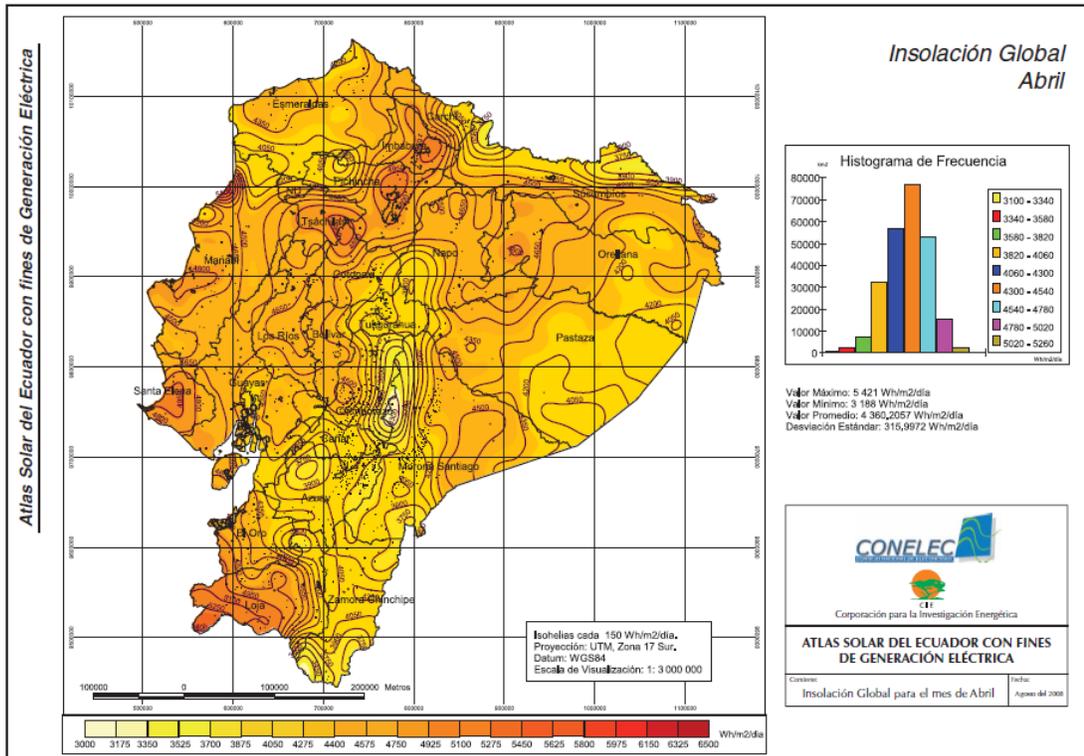


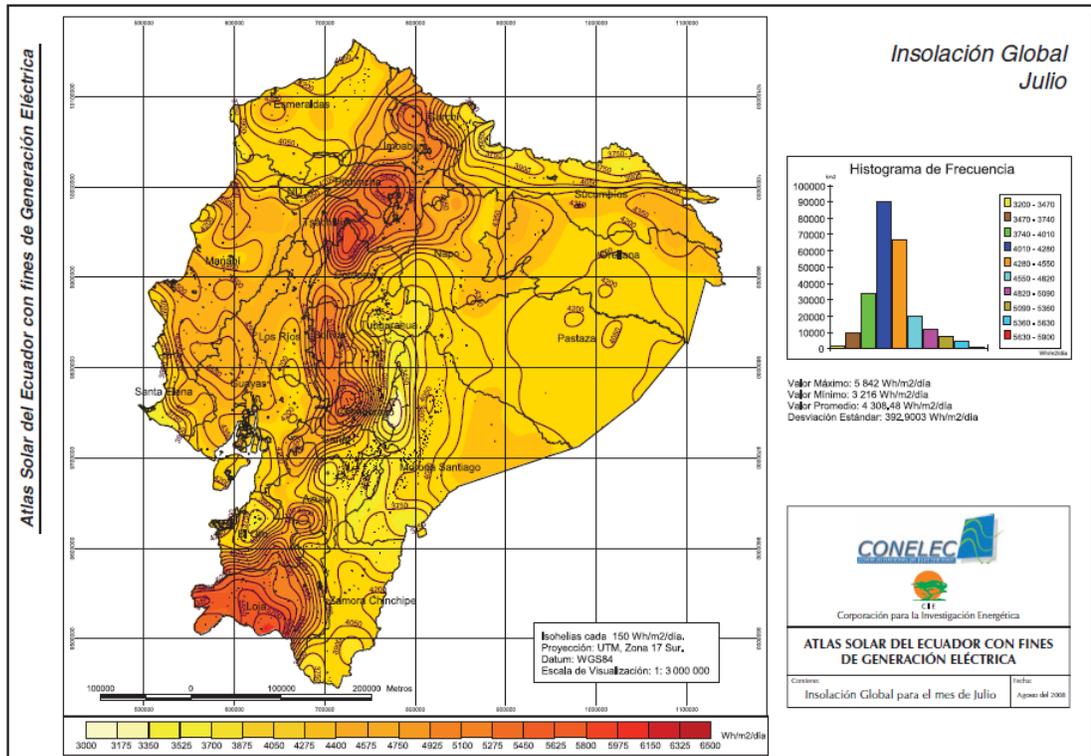
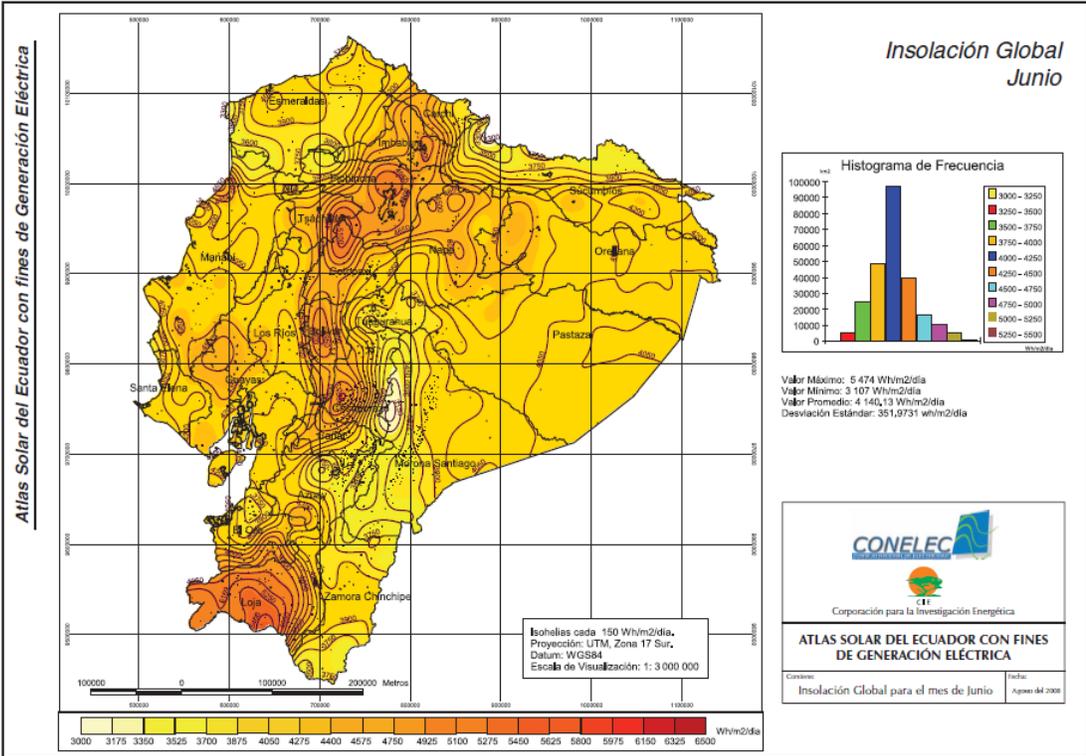
Anexo 1

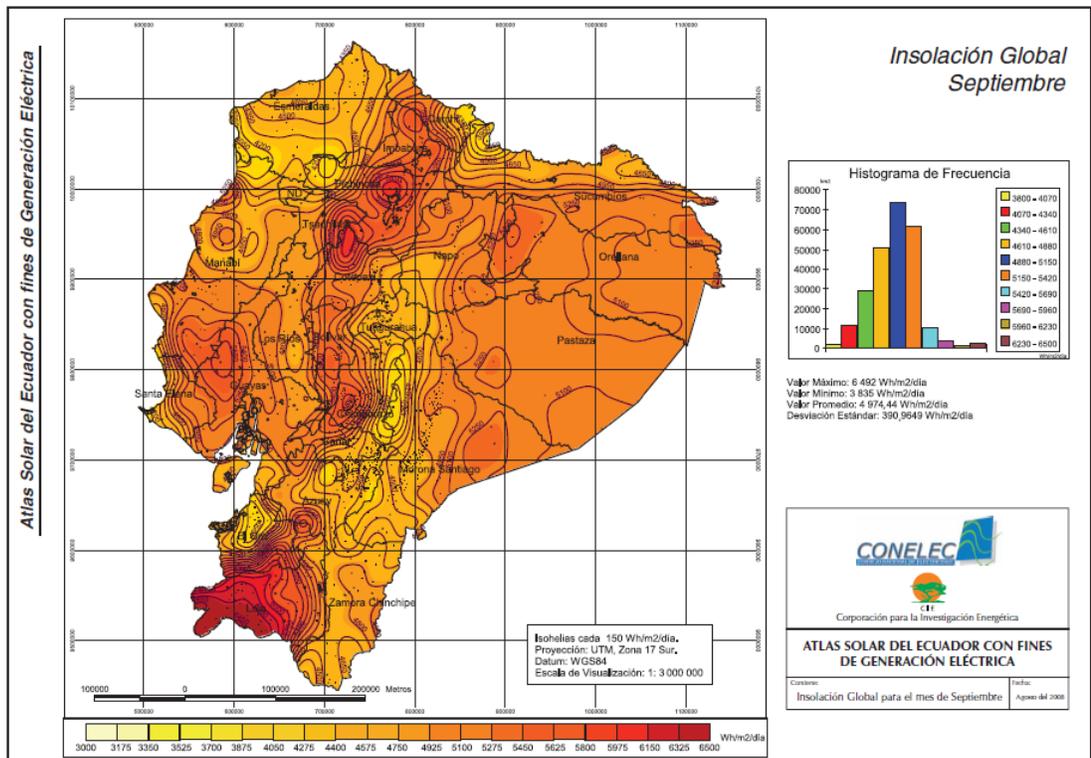
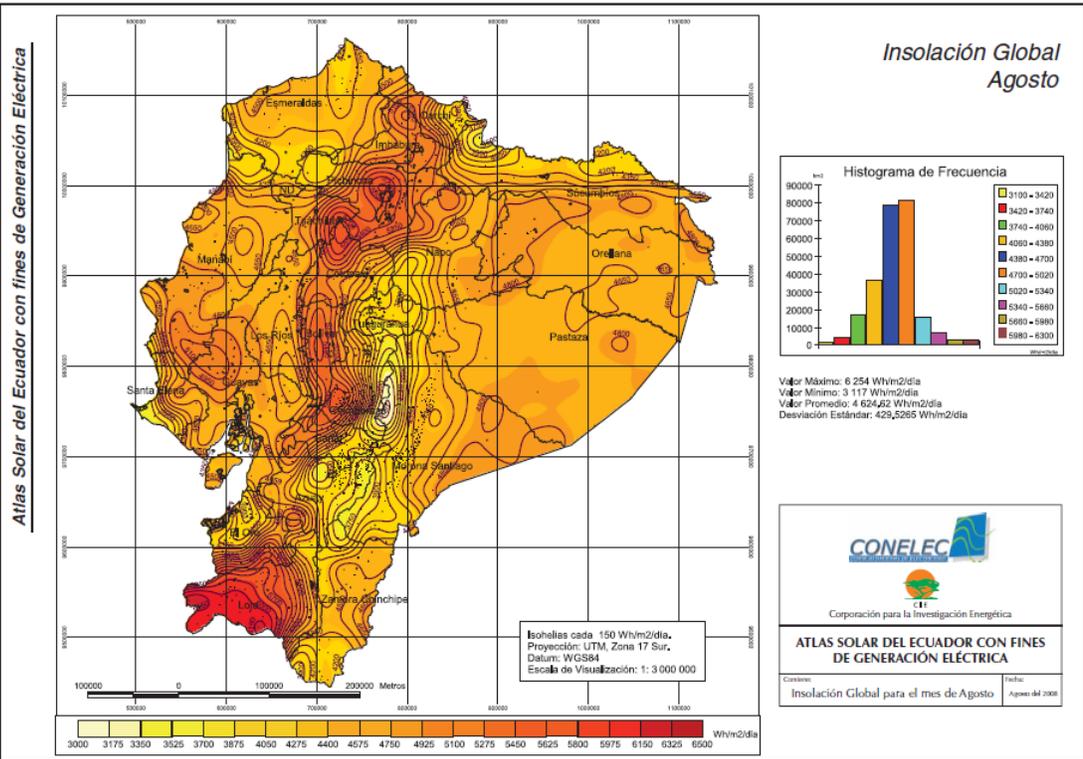
“Mapas de radiación solar de la provincia de Morona Santiago” Fuente:
Consejo Nacional de Electricidad (CONELEC).

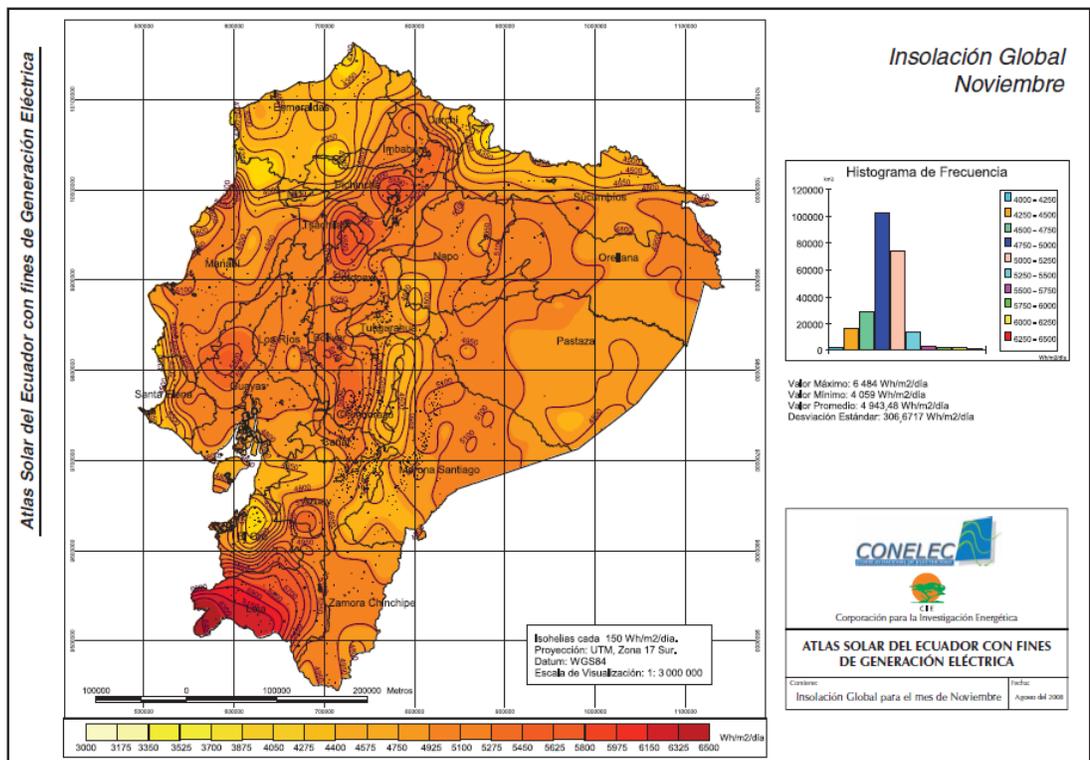
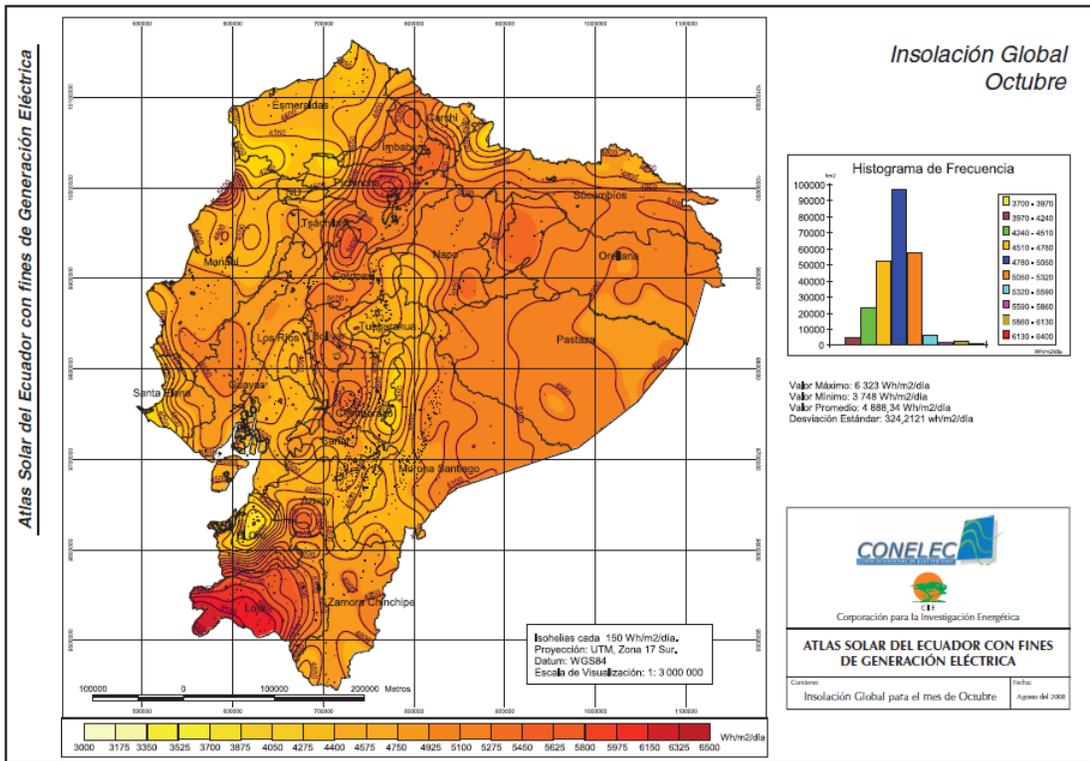


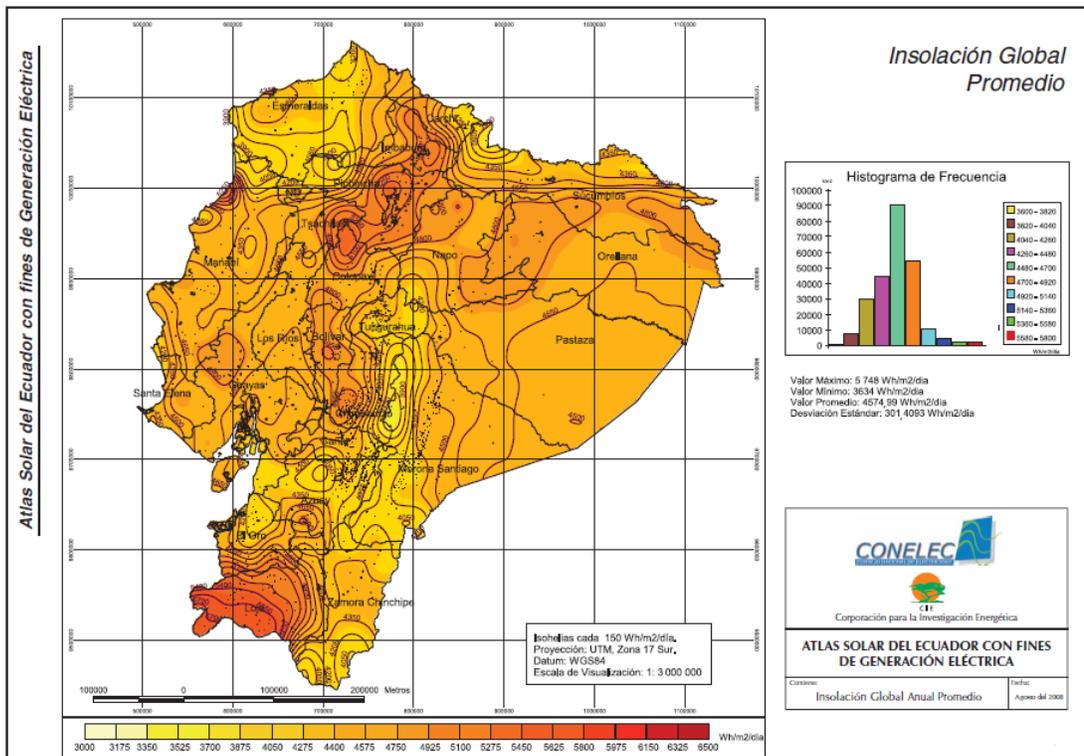
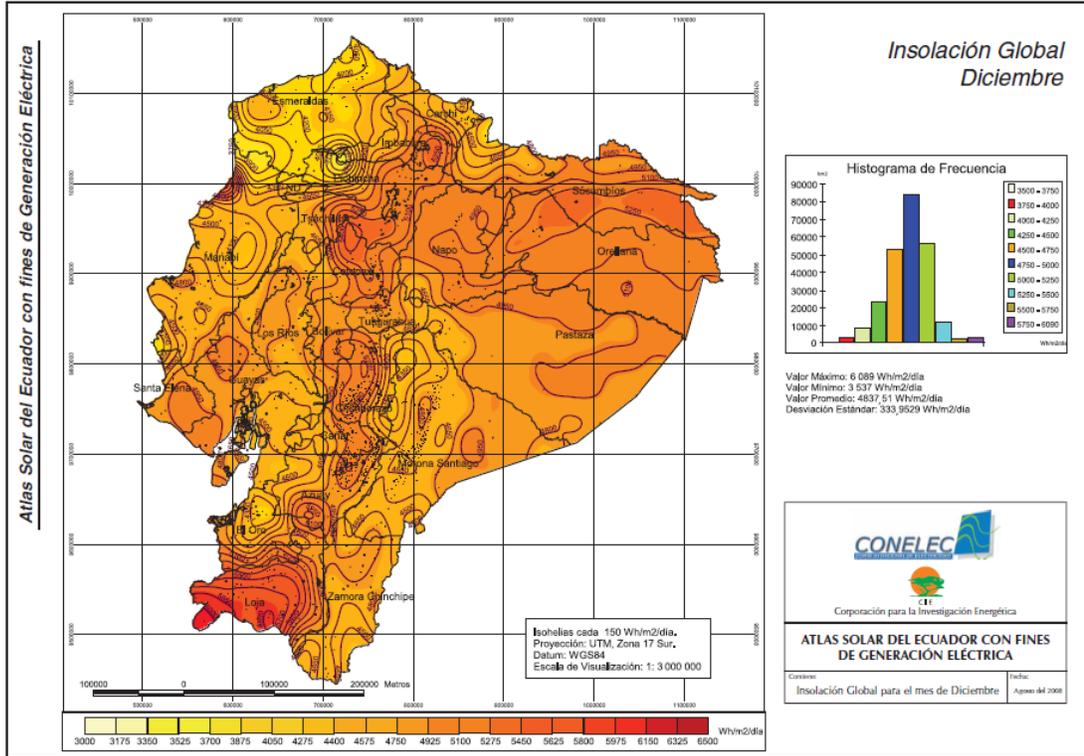














Anexo 2

“Radiación solar en la provincia de Morona Santiago” Fuente: Atmospheric Science Data Center de la Administración Nacional de Aeronáutica y del Espacio (NASA).

NASA Surface meteorology and Solar Energy: HOMER Data Página 1 de 2



Your complimentary use period has ended. Thank you for using PDF Complete.

[Click Here to upgrade to Unlimited Pages and Expanded Features](#)

[on Accuracy Methodology](#) [Parameters \(Units & Definition\)](#)


NASA Surface meteorology and Solar Energy: HOMER Data


Latitude **-3** / Longitude **-78** was chosen.

Geometry Information Elevation: 477 meters averaged from the USGS GTOPO30 digital elevation model

	Northern boundary -2	
Western boundary -78	Center Latitude -2.5 Longitude -77.5	Eastern boundary -77
	Southern boundary -3	

[Show A Location Map](#)

Monthly Averaged Insolation Incident On A Horizontal Surface
(kWh/m²/day)
Lat -3 / Lon -78

3.66
3.44
3.47
3.66
3.64
3.45
3.53
3.88
4.04
4.24
4.25
3.85

Daily Averaged Insolation Incident On A Horizontal Surface
Dates: 1/1/1983 through 12/31/2005
Location: Latitude -3 Longitude -78 There are 6 leap year day(s).

The plain text list contains 8036 values.

http://eosweb.larc.nasa.gov/cgi-bin/sse/homer.cgi?email=pneira@centrosur.com.ec&s... 31/03/2011

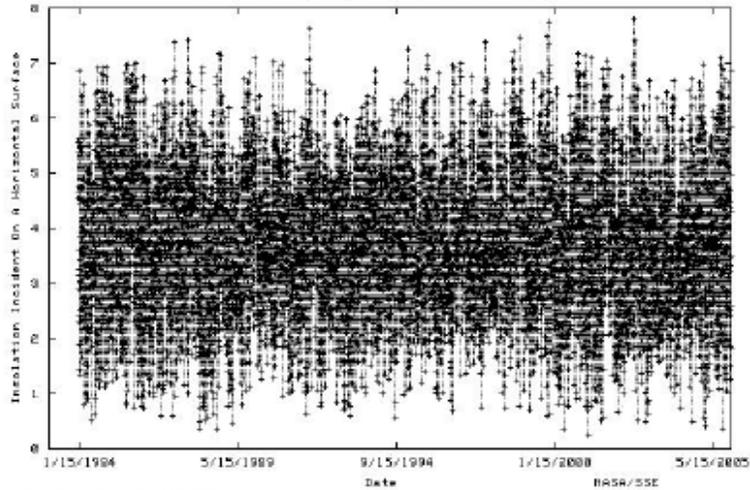


 Your complimentary use period has ended. Thank you for using PDF Complete.

[Click Here to upgrade to Unlimited Pages and Expanded Features](#)

Insolation Incident On A Horizontal Surface

Last -8 Low -78 Range: 1/1/1983 End: 12/31/2005



Thu Mar 31 21:01:05 2011



[Back to SSE Data](#)
[Set Home Page](#)

Responsible NASA Official: John M. Kusterer
 Site Administration/Help: NASA Langley ASDC User Services (larc@eos.nasa.gov)
[\[Privacy Policy and Important Notices\]](#)
 Document generated on Thu Mar 31 21:01:11 EDT 2011



NASA Surface meteorology and Solar Energy: RETScreen Data Página 1 de 2



Your complimentary use period has ended. Thank you for using PDF Complete.

[Click Here to upgrade to Unlimited Pages and Expanded Features](#)

[Introduction](#) [Accuracy](#) [Methodology](#) [Parameters \(Units & Definition\)](#)



NASA Surface meteorology and Solar Energy: RETScreen Data



Latitude **-3** / Longitude **-78** was chosen.

	Unit	Climate data location
Latitude	°N	-3
Longitude	°E	-78
Elevation	m	477
Heating design temperature	°C	18.00
Cooling design temperature	°C	31.04
Earth temperature amplitude	°C	11.07
Frost days at site	day	0

Month	Air temperature	Relative humidity	Daily solar radiation horizontal	Atmospheric pressure	Wind speed	Earth temperature	Heating degree days
	°C	%	kWh/m ² /d	kPa	m/s	°C	°C
January	24.6	62.0%	3.66	93.5	1.8	25.6	0
February	24.2	66.4%	3.44	93.5	1.8	25.1	0
March	24.7	63.0%	3.47	93.5	1.8	25.7	0
April	24.3	62.5%	3.66	93.5	1.9	25.3	0
May	24.1	56.2%	3.64	93.7	2.1	25.0	0
June	23.9	50.0%	3.45	93.8	2.5	24.5	0
July	23.7	43.3%	3.53	93.8	2.6	24.2	0
August	24.6	38.9%	3.88	93.8	2.5	25.3	0
September	25.8	38.6%	4.04	93.6	2.3	26.8	0
October	26.4	41.8%	4.24	93.5	1.9	27.6	0
November	25.7	51.2%	4.25	93.4	1.9	27.1	0
December	24.9	59.8%	3.85	93.5	1.8	26.1	0

<http://eosweb.larc.nasa.gov/cgi-bin/sse/retscreen.cgi?email=rets@urcan.gc.ca&step=1&la...> 01/04/2011



 **PDF Complete**
 Your complimentary use period has ended. Thank you for using PDF Complete.
[Click Here to upgrade to Unlimited Pages and Expanded Features](#)

3.76	93.6	2.1	25.7	0
		10.0	0.0	

at (m)



[Back to SSE Data Set Home Page](#)

*Responsible NASA Official: John M. Kusterer
 Site Administration/Help: NASA Langley ASDC User Services (larc@eos.nasa.gov)
[\[Privacy Policy and Important Notices\]](#)
 Document generated on Fri Apr 1 13:02:59 EDT 2011*



Anexo 3

“Radiación Solar en los cantones de la provincia de Morona Santiago”
Fuente: ISOCAD – Radiación.



INFORME DE RADIACIÓN

isotón

PAIS: ECUADOR	Orientación: 180° (0° Orientación Sur / 180° Norte)
CIUDAD: CANTON MORONA	Coef. albedo: 0.2
LATITUD: -2.325704	Modelo de radiación: Hay
	Modelo de Kt: Page

IRRADIACION DIARIA MEDIA MENSUAL

Inclin.	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	Media anual
0°	3.68	3.48	3.44	3.63	3.62	3.48	3.53	3.81	4.07	4.22	4.16	3.83	3.76
5°	3.58	3.41	3.41	3.64	3.67	3.54	3.59	3.84	4.05	4.15	4.04	3.71	3.72
10°	3.48	3.36	3.38	3.65	3.72	3.61	3.65	3.87	4.04	4.08	3.93	3.6	3.7
15°	3.37	3.28	3.34	3.64	3.75	3.66	3.69	3.89	4.01	3.99	3.81	3.47	3.68
20°	3.25	3.19	3.28	3.62	3.76	3.69	3.71	3.88	3.95	3.89	3.66	3.33	3.6
25°	3.11	3.09	3.21	3.57	3.76	3.7	3.72	3.86	3.88	3.76	3.5	3.17	3.63
30°	2.96	2.97	3.12	3.52	3.73	3.7	3.71	3.81	3.79	3.62	3.32	3	3.44
35°	2.8	2.84	3.02	3.44	3.69	3.67	3.67	3.75	3.68	3.45	3.13	2.82	3.33
40°	2.63	2.71	2.91	3.35	3.63	3.63	3.62	3.67	3.55	3.28	2.93	2.63	3.21
45°	2.44	2.56	2.78	3.24	3.55	3.56	3.55	3.56	3.41	3.09	2.72	2.43	3.07
50°	2.26	2.4	2.65	3.12	3.45	3.48	3.46	3.45	3.25	2.89	2.49	2.23	2.88
55°	2.07	2.23	2.5	2.98	3.33	3.38	3.36	3.31	3.07	2.68	2.27	2.03	2.77
60°	1.88	2.06	2.34	2.83	3.2	3.27	3.24	3.16	2.88	2.46	2.05	1.83	2.6
65°	1.7	1.89	2.18	2.67	3.06	3.14	3.1	3	2.69	2.23	1.83	1.65	2.43
70°	1.55	1.71	2.01	2.5	2.9	2.99	2.95	2.82	2.48	2	1.63	1.54	2.28
75°	1.49	1.55	1.84	2.32	2.73	2.83	2.79	2.63	2.26	1.77	1.52	1.49	2.1
80°	1.44	1.44	1.66	2.14	2.54	2.66	2.61	2.44	2.04	1.56	1.48	1.44	1.86
85°	1.39	1.39	1.48	1.94	2.35	2.48	2.42	2.23	1.81	1.45	1.43	1.39	1.81
90°	1.34	1.33	1.32	1.75	2.15	2.28	2.23	2.01	1.58	1.4	1.38	1.34	1.88

Modelo de radiación: Hay Modelo Kt's: Page Unidades: kWh/m²

MEDIA ANUAL

Página 1 de 2
Isocad



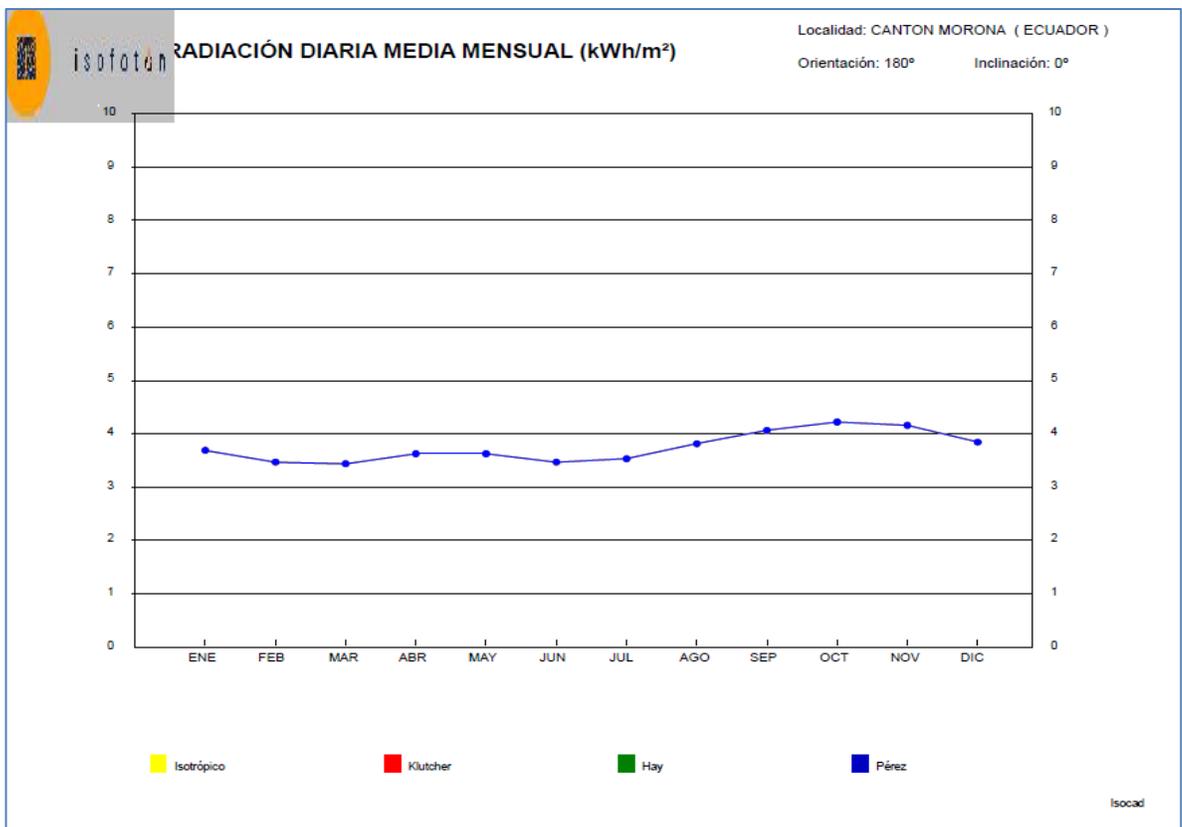
PAIS: ECUADOR	Orientación: 180° (0° Orientación Sur / 180° Norte)
CIUDAD: CANTON MORONA	Coef. albedo: 0.2
LATITUD: -2.325704	Modelo de radiación: Hay
	Modelo de Kt: Page

IRRADIACION DIARIA MEDIA MENSUAL

Inclinación óptima: 2°	Radiación diaria media: 3.72 kWh/m ²
------------------------	---

MES PEOR Marzo

Inclinación óptima: 0°	Radiación diaria media: 3.42 kWh/m ²
------------------------	---





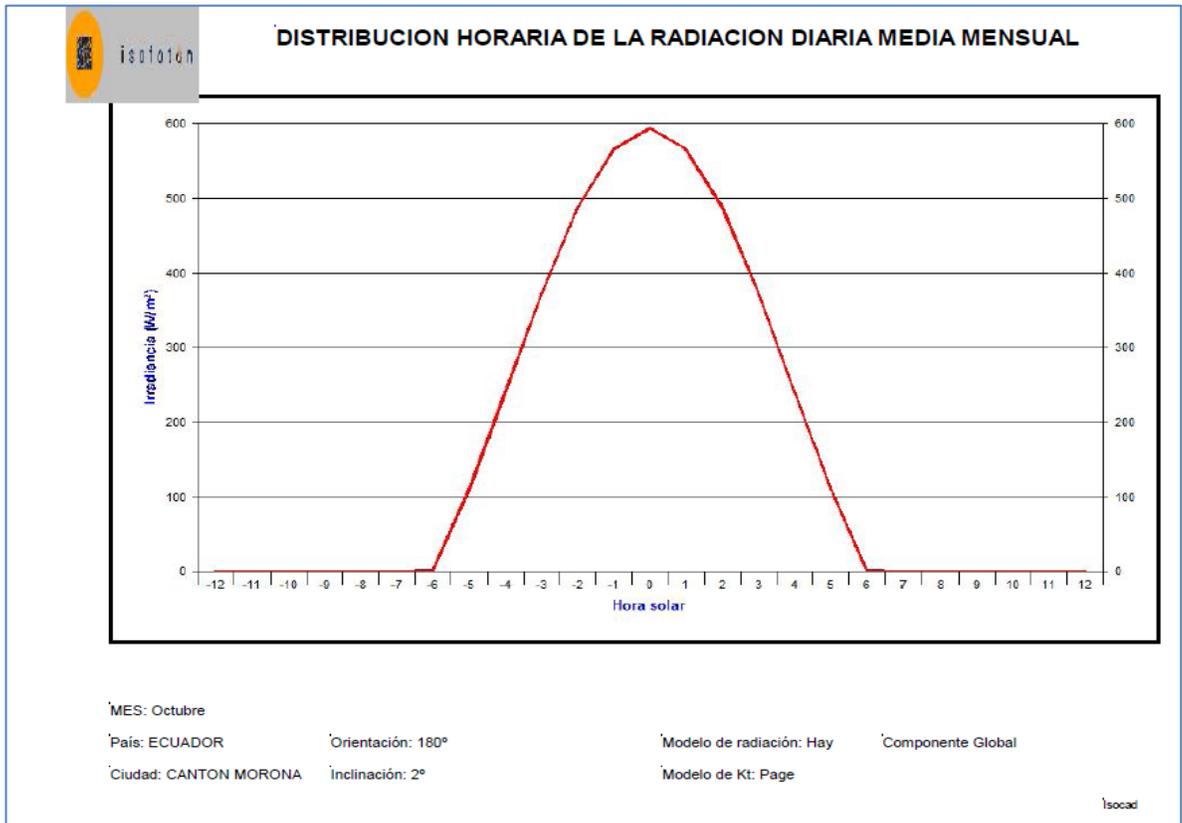
DISTRIBUCION HORARIA DE LA RADIACIÓN GLOBAL

Isotafón

PAIS: ECUADOR	Orientación: 180° (0° Orientación Sur / 100° Norte)
CIUDAD: CANTON MORONA	Inclinación: 2°
LATITUD: -2.325704	Coef. albedo: 0.2

Hora solar	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
-12	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
-11	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
-10	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
-9	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
-8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
-7	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
-6	4.45	2.83	0.57	0	0	0	0	0	0	2.06	4.09	4.93
-5	98.63	92.48	90.01	93.44	92.07	87.92	89.43	97.63	105.78	111.18	110.78	102.77
-4	210.01	198.69	196.21	206.92	206.44	198.46	201.31	217.32	232.12	240.56	237.02	218.4
-3	323.83	307.33	304.99	323.33	323.92	312.08	316.29	340.19	361.62	372.97	366.06	336.55
-2	422.57	401.62	399.49	424.55	426.14	410.98	416.35	447.06	474.15	487.94	478.01	439.01
-1	489.69	465.76	463.79	493.46	495.76	478.36	484.51	519.82	550.74	566.15	554.14	508.66
0	513.48	488.49	486.59	517.9	520.46	502.26	508.68	545.63	577.9	593.87	581.12	533.35
1	489.69	465.76	463.79	493.46	495.76	478.36	484.51	519.83	550.74	566.15	554.14	508.66
2	422.57	401.62	399.49	424.55	426.14	410.98	416.35	447.06	474.15	487.94	478.01	439.01
3	323.83	307.33	304.99	323.33	323.92	312.08	316.29	340.19	361.62	372.97	366.06	336.55
4	210.01	198.69	196.21	206.92	206.44	198.46	201.31	217.33	232.12	240.56	237.02	218.41
5	98.63	92.48	90.01	93.44	92.07	87.92	89.43	97.63	105.78	111.18	110.78	102.77
6	4.45	2.83	0.57	0	0	0	0	0	0	2.06	4.09	4.93
7	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Isocad





INFORME DE RADIACIÓN

Isotafón

PAIS: ECUADOR	Orientación: 180° (0° Orientación Sur / 180° Norte)
CIUDAD: CANTON SUCUA	Coef. albedo: 0.2
LATITUD: -2.477471	Modelo de radiación: Hay
	Modelo de Kt: Page

IRRADIACION DIARIA MEDIA MENSUAL

Inclin.	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	Media anual
0°	3.68	3.48	3.44	3.63	3.62	3.48	3.53	3.81	4.07	4.22	4.16	3.83	3.76
5°	3.58	3.42	3.41	3.64	3.67	3.54	3.59	3.84	4.05	4.15	4.04	3.71	3.72
10°	3.49	3.36	3.38	3.65	3.72	3.61	3.65	3.87	4.04	4.08	3.94	3.6	3.7
15°	3.38	3.28	3.34	3.64	3.75	3.66	3.69	3.89	4.01	3.99	3.81	3.47	3.68
20°	3.25	3.19	3.28	3.62	3.77	3.69	3.72	3.88	3.95	3.89	3.66	3.33	3.6
25°	3.11	3.09	3.21	3.58	3.76	3.71	3.72	3.86	3.88	3.76	3.5	3.17	3.63
30°	2.96	2.97	3.12	3.52	3.74	3.7	3.71	3.81	3.79	3.62	3.33	3.01	3.44
35°	2.8	2.85	3.02	3.44	3.69	3.68	3.68	3.75	3.68	3.46	3.14	2.83	3.34
40°	2.63	2.71	2.91	3.35	3.63	3.63	3.63	3.67	3.55	3.28	2.94	2.63	3.21
45°	2.45	2.56	2.78	3.24	3.55	3.57	3.56	3.57	3.41	3.1	2.72	2.43	3.08
50°	2.26	2.4	2.65	3.12	3.45	3.49	3.47	3.45	3.25	2.9	2.5	2.24	2.88
55°	2.08	2.24	2.5	2.99	3.34	3.39	3.36	3.32	3.08	2.69	2.28	2.03	2.77
60°	1.88	2.06	2.35	2.84	3.21	3.27	3.24	3.17	2.89	2.47	2.05	1.84	2.61
65°	1.71	1.89	2.18	2.68	3.06	3.14	3.11	3.01	2.69	2.24	1.84	1.66	2.48
70°	1.56	1.72	2.01	2.51	2.9	3	2.96	2.83	2.48	2	1.64	1.54	2.28
75°	1.49	1.55	1.84	2.33	2.73	2.84	2.79	2.64	2.27	1.78	1.53	1.49	2.11
80°	1.44	1.44	1.66	2.14	2.55	2.67	2.62	2.44	2.04	1.56	1.48	1.44	1.98
85°	1.39	1.39	1.48	1.95	2.36	2.48	2.43	2.23	1.81	1.45	1.43	1.39	1.82
90°	1.34	1.33	1.32	1.75	2.16	2.29	2.23	2.02	1.58	1.4	1.38	1.34	1.68

Modelo de radiación: Hay Modelo Kt's: Page Unidades: kWh/m²

MEDIA ANUAL



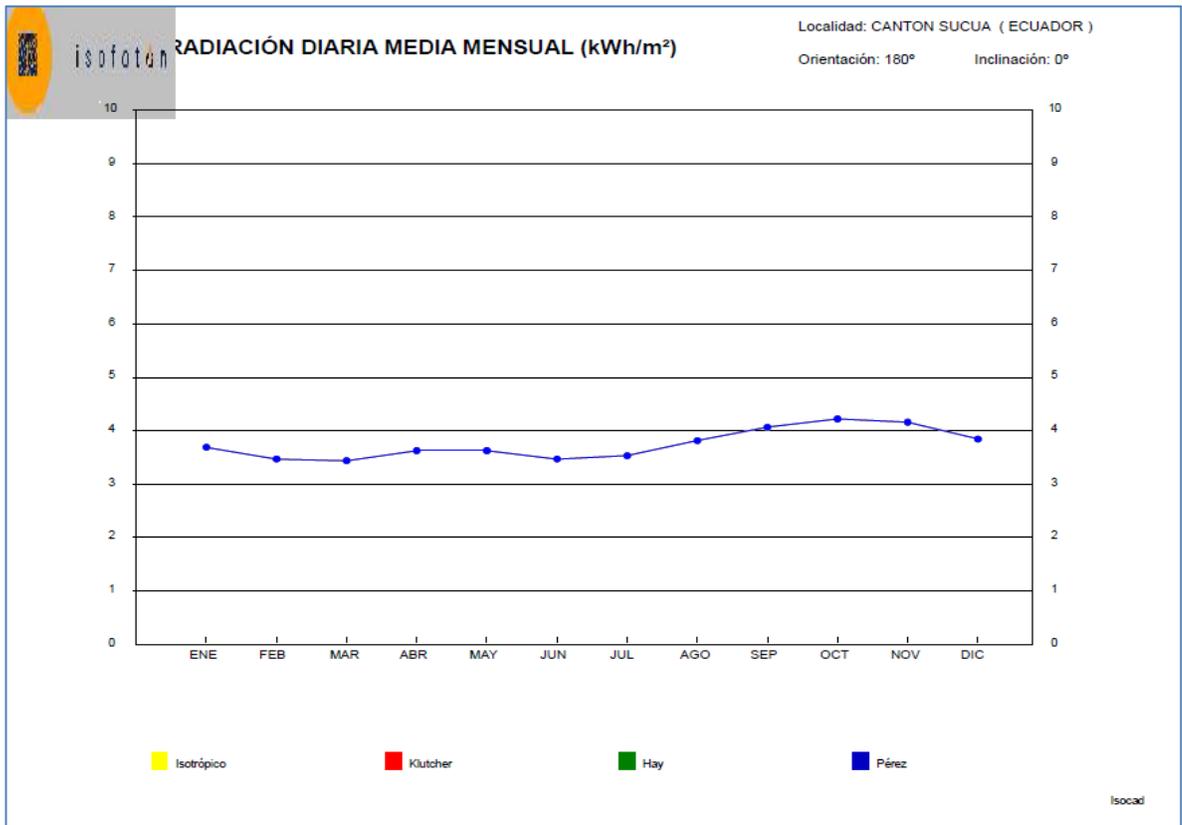
PAIS: ECUADOR	Orientación: 180° (0° Orientación Sur / 180° Norte)
CIUDAD: CANTON SUCUA	Coef. albedo: 0.2
LATITUD: -2.477471	Modelo de radiación: Hay
	Modelo de Kt: Page

IRRADIACION DIARIA MEDIA MENSUAL

Inclinación óptima: 2°	Radiación diaria media: 3.72 kWh/m ²
------------------------	---

MES PEOR Marzo

Inclinación óptima: 0°	Radiación diaria media: 3.42 kWh/m ²
------------------------	---





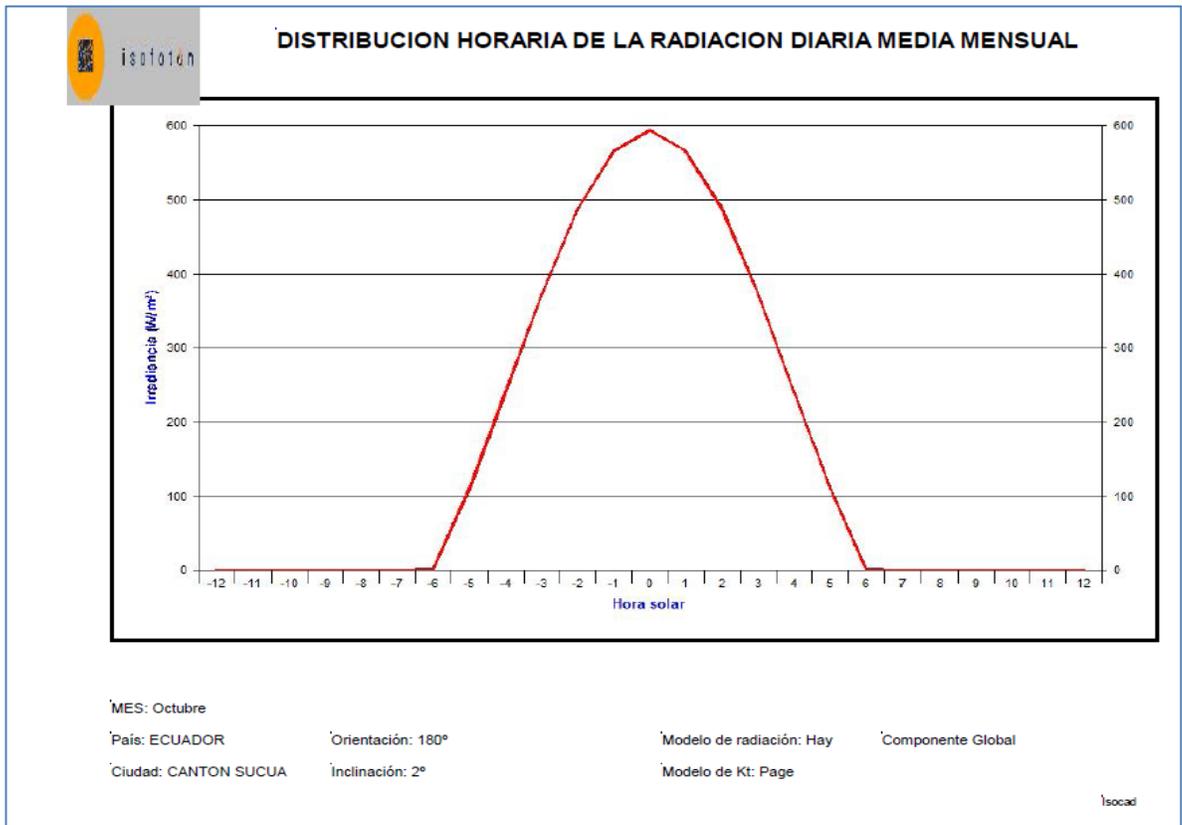
DISTRIBUCION HORARIA DE LA RADIACIÓN GLOBAL

Isotafón

PAIS:	ECUADOR	Orientación:	180° (0° Orientación Sur / 180° Norte)
CIUDAD:	CANTON SUCUA	Inclinación:	15°
LATITUD:	-2.477471	Coef. albedo:	0.2

Hora solar	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
-12	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
-11	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
-10	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
-9	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
-8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
-7	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
-6	4.6	2.95	0.6	0	0	0	0	0	0	2.09	4.16	5.06
-5	89.23	87.33	87.96	95.3	98.67	96.38	97.16	102.47	105.33	104.26	98.65	90.88
-4	193.69	188.74	191.8	209.12	215.85	210.89	212.55	223.7	230.16	228.83	217.6	198.75
-3	301.13	292.86	298.18	325.43	335.37	327.56	330.16	347.48	357.92	356.64	339.89	309.75
-2	394.69	383.42	390.59	426.32	438.92	428.57	432.01	454.79	468.83	467.75	446.35	406.44
-1	458.44	445.1	453.47	494.92	509.27	497.18	501.2	527.72	544.28	543.41	518.89	472.34
0	481.06	466.97	475.76	519.23	534.2	521.48	525.71	553.57	571.02	570.24	544.62	495.72
1	458.44	445.1	453.47	494.92	509.27	497.18	501.2	527.72	544.28	543.41	518.89	472.34
2	394.69	383.42	390.59	426.32	438.92	428.57	432.01	454.79	468.83	467.75	446.35	406.44
3	301.13	292.86	298.18	325.43	335.37	327.56	330.16	347.48	357.92	356.64	339.89	309.75
4	193.69	188.74	191.8	209.12	215.85	210.89	212.55	223.7	230.16	228.83	217.6	198.75
5	89.23	87.33	87.96	95.3	98.67	96.38	97.16	102.47	105.33	104.26	98.65	90.88
6	4.6	2.95	0.6	0	0	0	0	0	0	2.09	4.16	5.06
7	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Isotafón





INFORME DE RADIACIÓN

isotón

PAIS: ECUADOR	Orientación: 180° (0° Orientación Sur / 180° Norte)
CIUDAD: CANTON LOGRONO	Coef. albedo: 0.2
LATITUD: -2.643716	Modelo de radiación: Hay
	Modelo de Kt: Page

IRRADIACION DIARIA MEDIA MENSUAL

Inclin.	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	Media anual
0°	3.68	3.48	3.44	3.63	3.62	3.48	3.53	3.81	4.07	4.22	4.16	3.83	3.76
5°	3.58	3.42	3.41	3.64	3.67	3.54	3.59	3.84	4.05	4.15	4.05	3.71	3.72
10°	3.49	3.36	3.38	3.65	3.72	3.61	3.65	3.87	4.04	4.08	3.94	3.6	3.7
15°	3.38	3.28	3.34	3.64	3.75	3.66	3.69	3.89	4.01	4	3.81	3.47	3.68
20°	3.25	3.2	3.28	3.62	3.77	3.7	3.72	3.89	3.96	3.89	3.66	3.33	3.61
25°	3.12	3.09	3.21	3.58	3.76	3.71	3.73	3.86	3.88	3.77	3.5	3.18	3.63
30°	2.97	2.98	3.13	3.52	3.74	3.71	3.71	3.82	3.79	3.62	3.33	3.01	3.44
35°	2.81	2.85	3.03	3.45	3.7	3.68	3.68	3.76	3.68	3.46	3.14	2.83	3.34
40°	2.63	2.71	2.91	3.35	3.64	3.64	3.63	3.67	3.56	3.29	2.94	2.64	3.22
45°	2.45	2.56	2.79	3.25	3.56	3.57	3.56	3.57	3.41	3.1	2.73	2.44	3.08
50°	2.27	2.41	2.65	3.13	3.46	3.49	3.48	3.46	3.25	2.9	2.51	2.24	2.94
55°	2.08	2.24	2.51	2.99	3.35	3.4	3.37	3.32	3.08	2.69	2.29	2.04	2.78
60°	1.89	2.07	2.35	2.84	3.22	3.28	3.25	3.17	2.89	2.47	2.06	1.85	2.61
65°	1.71	1.9	2.19	2.68	3.07	3.15	3.11	3.01	2.7	2.24	1.84	1.66	2.44
70°	1.56	1.72	2.02	2.51	2.91	3.01	2.96	2.83	2.49	2.01	1.64	1.54	2.27
75°	1.49	1.56	1.84	2.33	2.74	2.85	2.8	2.65	2.27	1.78	1.53	1.49	2.11
80°	1.44	1.44	1.66	2.15	2.56	2.67	2.62	2.45	2.05	1.57	1.48	1.44	1.98
85°	1.39	1.39	1.48	1.95	2.36	2.49	2.44	2.24	1.82	1.45	1.43	1.39	1.82
90°	1.34	1.33	1.32	1.75	2.16	2.3	2.24	2.03	1.59	1.4	1.38	1.34	1.68

Modelo de radiación: Hay

Modelo Kt's: Page

Unidades: kWh/m²

MEDIA ANUAL



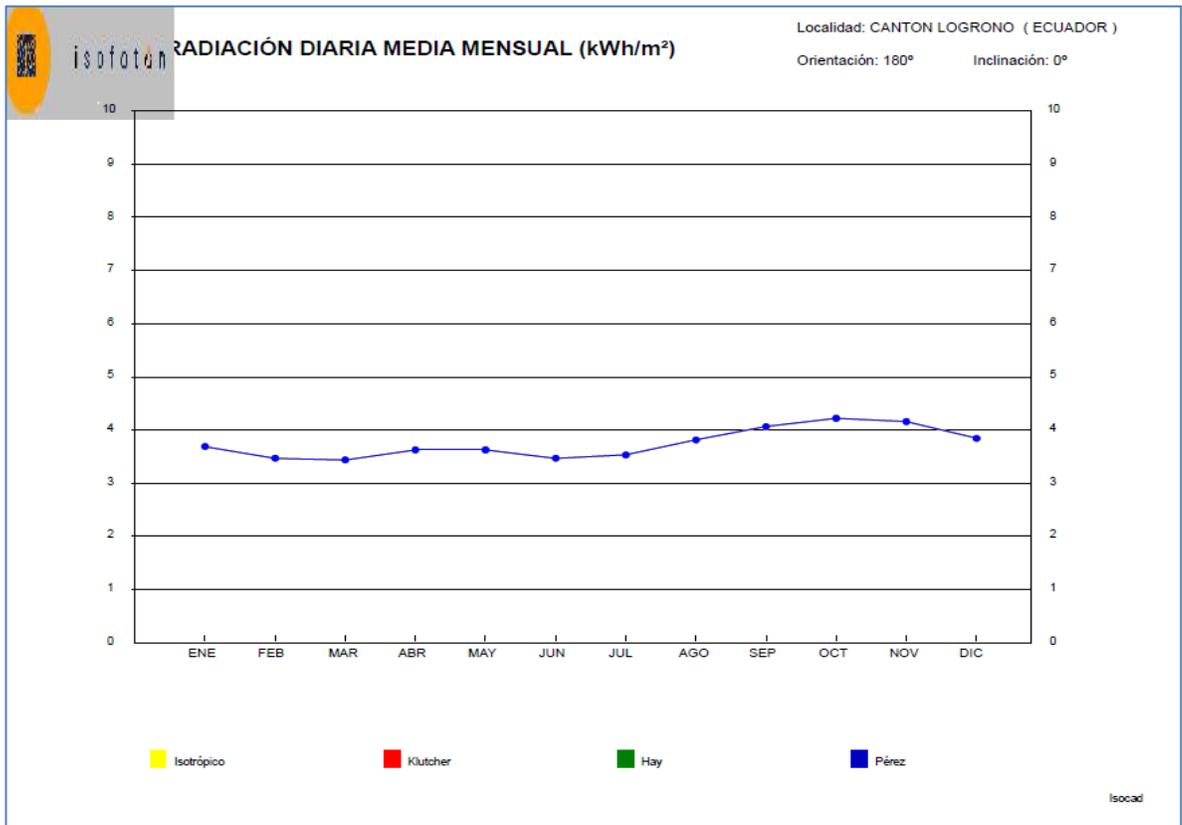
PAIS: ECUADOR	Orientación: 180° (0° Orientación Sur / 180° Norte)
CIUDAD: CANTON LOGRONO	Coef. albedo: 0.2
LATITUD: -2.643716	Modelo de radiación: Hay
	Modelo de Kt: Page

IRRADIACION DIARIA MEDIA MENSUAL

Inclinación óptima: 2°	Radiación diaria media: 3.72 kWh/m ²
------------------------	---

MES PEOR Marzo

Inclinación óptima: 0°	Radiación diaria media: 3.42 kWh/m ²
------------------------	---





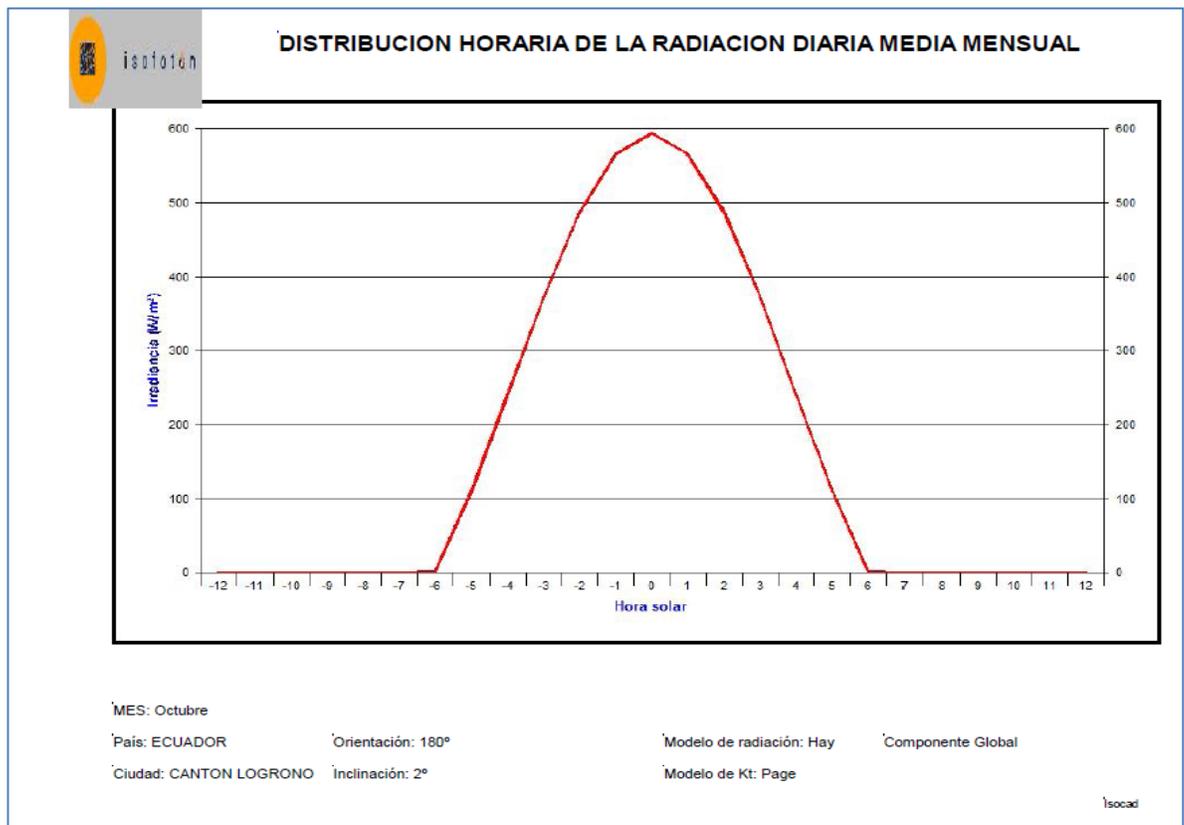
DISTRIBUCION HORARIA DE LA RADIACIÓN GLOBAL

isotafon

PAIS: ECUADOR	Orientación: 180° (0° Orientación Sur / 180° Norte)
CIUDAD: CANTON LOGRONO	Inclinación: 2°
LATITUD: -2.643716	Coef. albedo: 0.2

Hora solar	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
-12	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
-11	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
-10	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
-9	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
-8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
-7	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
-6	5.11	3.22	0.65	0	0	0	0	0	0	2.39	4.76	5.69
-5	99.18	92.81	90.08	93.21	91.59	87.33	88.88	97.27	105.72	111.46	111.34	103.4
-4	210.33	198.88	196.26	206.8	206.19	198.15	201.03	217.14	232.1	240.73	237.34	218.77
-3	323.86	307.35	305.02	323.37	323.97	312.14	316.34	340.24	361.65	373.01	366.1	336.58
-2	422.31	401.48	399.49	424.73	426.48	411.39	416.72	447.32	474.24	487.84	477.77	438.72
-1	489.24	465.49	463.77	493.74	496.31	479.02	485.12	520.25	550.87	565.95	553.69	508.14
0	512.96	488.18	486.56	518.21	521.08	503.01	509.38	546.11	578.04	593.64	580.6	532.74
1	489.24	465.49	463.77	493.74	496.31	479.02	485.12	520.25	550.87	565.95	553.69	508.14
2	422.31	401.48	399.49	424.73	426.48	411.39	416.72	447.32	474.24	487.84	477.77	438.72
3	323.86	307.35	305.02	323.37	323.97	312.14	316.34	340.24	361.65	373.01	366.1	336.58
4	210.33	198.88	196.26	206.8	206.19	198.15	201.03	217.14	232.1	240.73	237.34	218.77
5	99.18	92.81	90.08	93.21	91.59	87.33	88.88	97.27	105.72	111.46	111.34	103.4
6	5.11	3.22	0.65	0	0	0	0	0	0	2.39	4.76	5.69
7	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Isotafon





INFORME DE RADIACIÓN

Isotón

PAIS: ECUADOR	Orientación: 180° (0° Orientación Sur / 100° Norte)
CIUDAD: CANTON TIWINTZA	Coef. albedo: 0.2
LATITUD: -3.06966	Modelo de radiación: Hay
	Modelo de Kt: Page

IRRADIACION DIARIA MEDIA MENSUAL

Inclin.	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	Media anual
0°	3.66	3.44	3.47	3.66	3.64	3.45	3.53	3.88	4.04	4.24	4.25	3.85	3.78
5°	3.56	3.38	3.44	3.67	3.69	3.51	3.59	3.91	4.02	4.17	4.13	3.73	3.73
10°	3.47	3.32	3.41	3.68	3.74	3.58	3.65	3.95	4.01	4.1	4.02	3.62	3.71
15°	3.37	3.25	3.37	3.68	3.78	3.64	3.7	3.97	3.98	4.02	3.89	3.5	3.68
20°	3.24	3.17	3.32	3.66	3.8	3.67	3.73	3.97	3.93	3.91	3.74	3.35	3.62
25°	3.11	3.07	3.24	3.62	3.79	3.68	3.74	3.95	3.86	3.79	3.58	3.2	3.56
30°	2.96	2.95	3.16	3.56	3.77	3.68	3.72	3.9	3.77	3.65	3.4	3.03	3.48
35°	2.81	2.83	3.06	3.48	3.73	3.66	3.69	3.84	3.67	3.49	3.21	2.85	3.38
40°	2.64	2.69	2.94	3.39	3.67	3.61	3.64	3.76	3.54	3.31	3	2.66	3.24
45°	2.46	2.55	2.82	3.29	3.59	3.55	3.58	3.66	3.4	3.12	2.78	2.46	3.1
50°	2.27	2.4	2.68	3.16	3.5	3.47	3.49	3.54	3.24	2.93	2.55	2.27	2.98
55°	2.09	2.23	2.53	3.03	3.38	3.38	3.39	3.4	3.07	2.71	2.33	2.06	2.8
60°	1.9	2.06	2.38	2.88	3.25	3.27	3.27	3.25	2.89	2.49	2.1	1.87	2.68
65°	1.73	1.9	2.21	2.72	3.11	3.14	3.13	3.09	2.69	2.27	1.87	1.68	2.48
70°	1.57	1.72	2.04	2.55	2.95	2.99	2.98	2.91	2.49	2.03	1.66	1.55	2.29
75°	1.5	1.56	1.86	2.36	2.77	2.84	2.82	2.71	2.27	1.8	1.53	1.5	2.13
80°	1.45	1.44	1.68	2.18	2.59	2.67	2.64	2.51	2.05	1.59	1.49	1.45	1.98
85°	1.39	1.39	1.5	1.98	2.4	2.48	2.46	2.3	1.83	1.45	1.44	1.4	1.84
90°	1.34	1.33	1.33	1.78	2.19	2.29	2.26	2.08	1.6	1.41	1.39	1.35	1.7

Modelo de radiación: Hay

Modelo Kt's: Page

Unidades: kWh/m²

MEDIA ANUAL



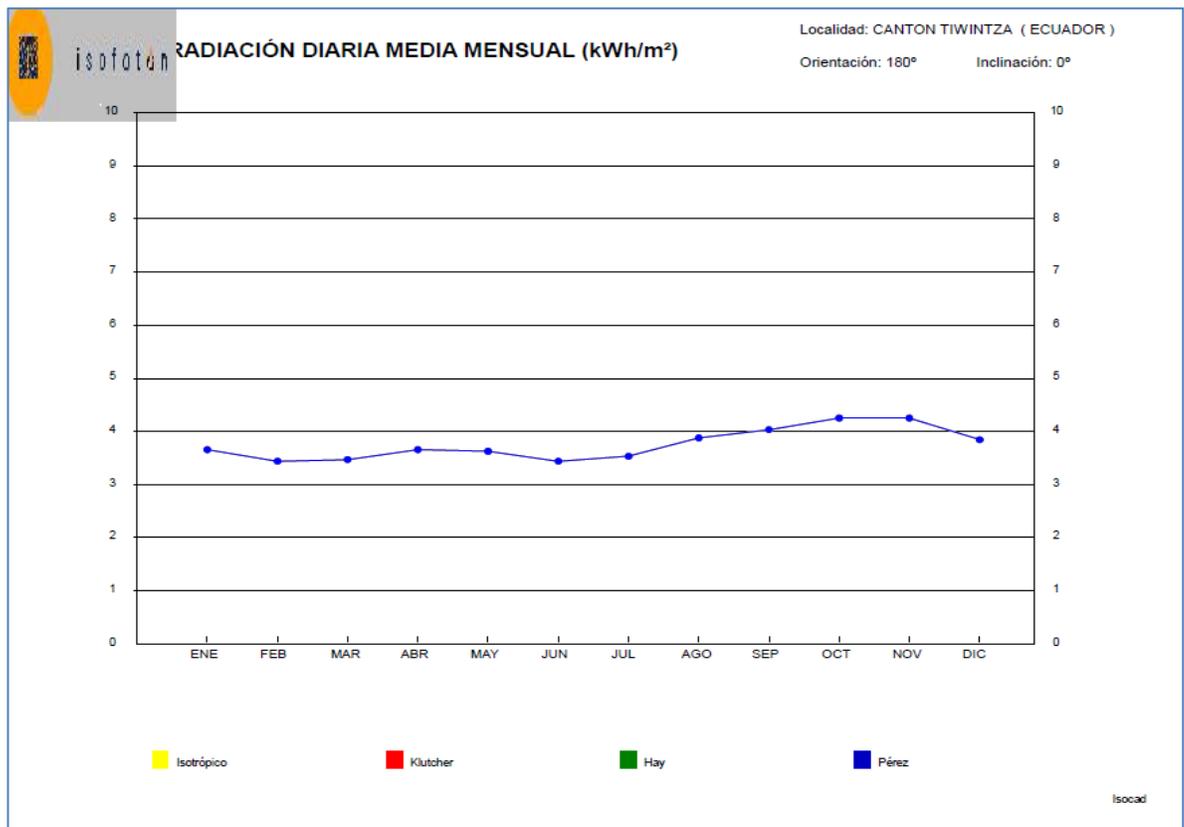
PAIS: ECUADOR	Orientación: 180° (0° Orientación Sur / 180° Norte)
CIUDAD: CANTON TWINTZA	Coef. albedo: 0.2
LATITUD: -3.06966	Modelo de radiación: Hay
	Modelo de Kt: Page

IRRADIACION DIARIA MEDIA MENSUAL

Inclinación óptima: 2°	Radiación diaria media: 3.74 kWh/m ²
------------------------	---

MES PEOR Febrero

Inclinación óptima: 0°	Radiación diaria media: 3.42 kWh/m ²
------------------------	---





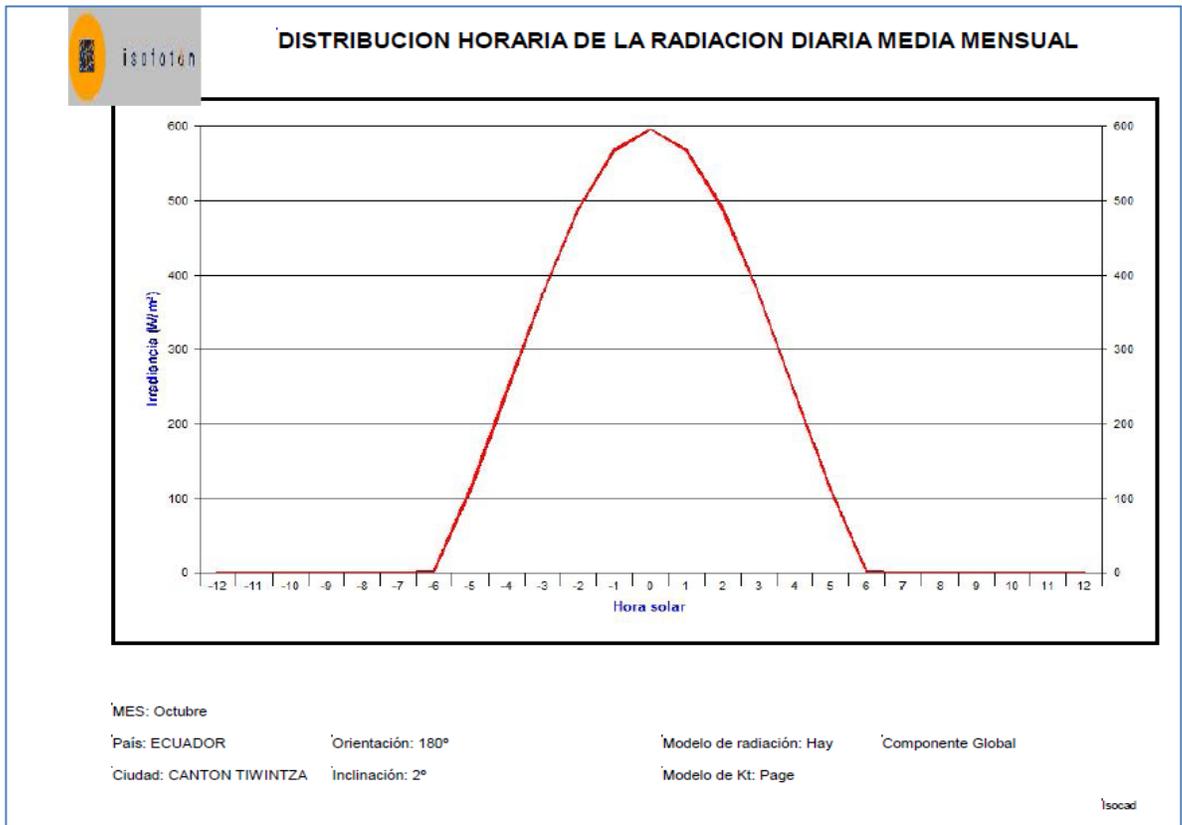
DISTRIBUCION HORARIA DE LA RADIACIÓN GLOBAL

Isotafón

PAIS: ECUADOR	Orientación: 180° (0° Orientación Sur / 180° Norte)
CIUDAD: CANTON TIWINTZA	Inclinación: 2°
LATITUD: -3.06966	Coef. albedo: 0.2

Hora solar	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
-12	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
-11	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
-10	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
-9	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
-8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
-7	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
-6	5.98	3.73	0.76	0	0	0	0	0	0	2.85	5.7	6.73
-5	99.38	92.2	90.96	93.69	91.46	85.75	88.14	98.6	104.86	112.36	114.43	104.76
-4	209.63	196.87	198.03	208.37	207.01	196	200.65	220.93	230.36	242.1	242.85	220.39
-3	322.16	303.87	307.71	326.1	325.84	309.48	316.4	346.6	359.03	374.82	374	338.37
-2	419.7	396.69	402.97	428.49	429.3	408.34	417.23	455.96	470.85	490.01	487.71	440.6
-1	485.99	459.81	467.79	498.21	499.8	475.73	485.94	530.44	546.97	568.36	565	510.07
0	509.48	482.18	490.77	522.94	524.81	499.64	510.32	556.86	573.96	596.13	592.38	534.69
1	485.99	459.81	467.79	498.21	499.8	475.73	485.94	530.44	546.97	568.36	565	510.07
2	419.7	396.69	402.97	428.49	429.3	408.34	417.23	455.96	470.85	490.01	487.71	440.6
3	322.16	303.87	307.71	326.1	325.84	309.48	316.4	346.6	359.03	374.82	374	338.37
4	209.63	196.87	198.03	208.37	207.01	196	200.65	220.93	230.36	242.1	242.85	220.39
5	99.38	92.2	90.96	93.69	91.46	85.75	88.14	98.6	104.86	112.36	114.43	104.76
6	5.98	3.73	0.76	0	0	0	0	0	0	2.85	5.7	6.73
7	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Isotafón





INFORME DE RADIACIÓN

Isotón

PAIS: ECUADOR	Orientación: 180° (0° Orientación Sur / 180° Norte)
CIUDAD: MENDEZ (CHUPIANTZA)	Coef. albedo: 0.2
LATITUD: -2.75	Modelo de radiación: Hay
	Modelo de Kt: Page

IRRADIACION DIARIA MEDIA MENSUAL

Inclin.	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	Media anual
0°	3.68	3.48	3.44	3.63	3.62	3.48	3.53	3.81	4.07	4.22	4.15	3.83	3.76
5°	3.58	3.42	3.41	3.64	3.67	3.54	3.59	3.84	4.05	4.15	4.05	3.71	3.72
10°	3.49	3.36	3.38	3.65	3.72	3.61	3.65	3.88	4.04	4.08	3.94	3.6	3.7
15°	3.38	3.28	3.34	3.64	3.75	3.67	3.7	3.89	4.01	4	3.81	3.48	3.68
20°	3.25	3.2	3.28	3.62	3.77	3.7	3.72	3.89	3.96	3.89	3.67	3.33	3.61
25°	3.12	3.09	3.21	3.58	3.77	3.71	3.73	3.86	3.89	3.77	3.51	3.18	3.63
30°	2.97	2.98	3.13	3.52	3.74	3.71	3.72	3.82	3.8	3.62	3.33	3.01	3.46
35°	2.81	2.85	3.03	3.45	3.7	3.68	3.68	3.76	3.69	3.47	3.15	2.83	3.34
40°	2.64	2.71	2.91	3.36	3.64	3.64	3.63	3.68	3.56	3.29	2.94	2.64	3.22
45°	2.46	2.57	2.79	3.25	3.56	3.58	3.57	3.58	3.42	3.1	2.73	2.44	3.09
50°	2.27	2.41	2.65	3.13	3.46	3.5	3.48	3.46	3.26	2.91	2.51	2.25	2.94
55°	2.09	2.24	2.51	2.99	3.35	3.4	3.38	3.33	3.08	2.7	2.29	2.05	2.78
60°	1.89	2.07	2.35	2.85	3.22	3.29	3.25	3.18	2.9	2.48	2.07	1.85	2.62
65°	1.72	1.9	2.19	2.69	3.07	3.16	3.12	3.01	2.7	2.25	1.85	1.67	2.44
70°	1.56	1.72	2.02	2.52	2.92	3.01	2.97	2.84	2.49	2.01	1.65	1.54	2.27
75°	1.5	1.56	1.85	2.34	2.74	2.85	2.8	2.65	2.28	1.79	1.53	1.49	2.12
80°	1.44	1.45	1.67	2.15	2.56	2.68	2.63	2.45	2.05	1.57	1.48	1.44	1.98
85°	1.39	1.39	1.49	1.96	2.37	2.5	2.44	2.25	1.82	1.45	1.43	1.39	1.82
90°	1.34	1.33	1.32	1.76	2.17	2.3	2.25	2.03	1.59	1.4	1.38	1.34	1.68

Modelo de radiación: Hay

Modelo Kt's: Page

Unidades: kWh/m²

MEDIA ANUAL



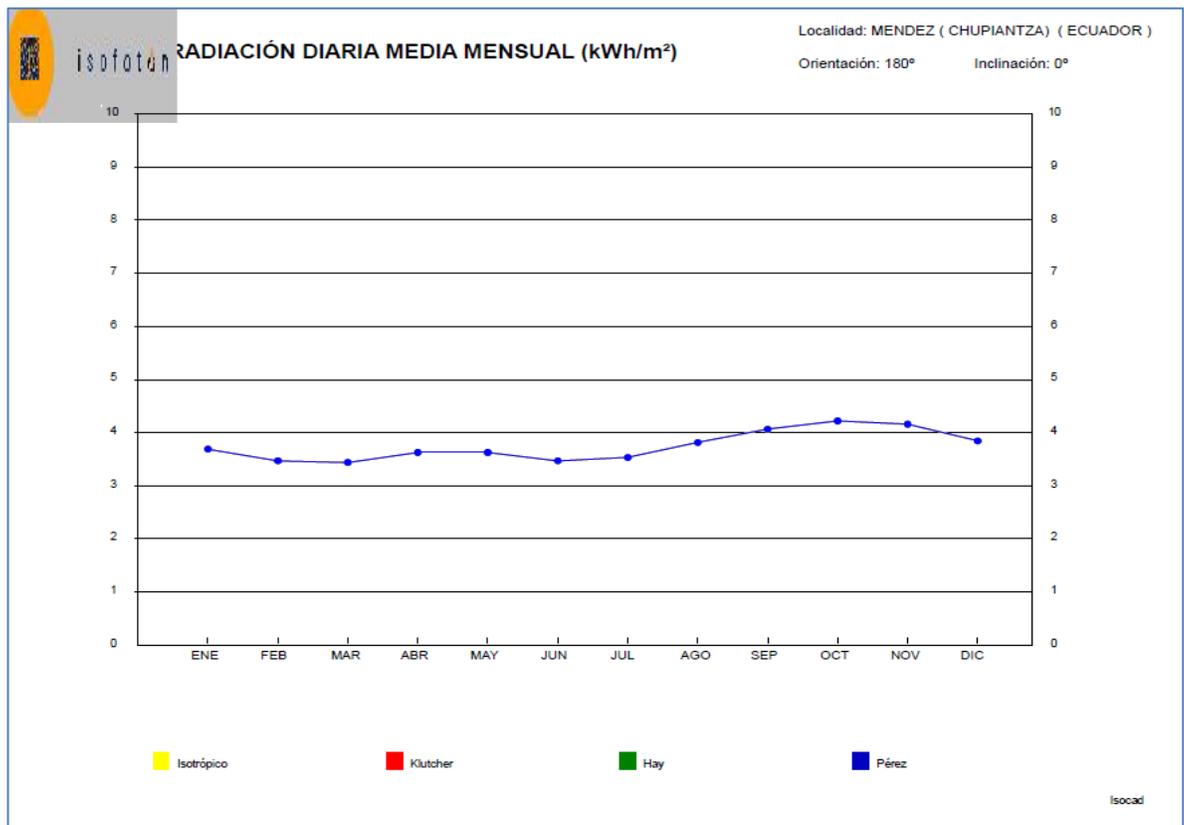
PAIS: ECUADOR	Orientación: 180° (0° Orientación Sur / 180° Norte)
CIUDAD: MENDEZ (CHUPIANTZA)	Coef. albedo: 0.2
LATITUD: -2.75	Modelo de radiación: Hay
	Modelo de Kt: Page

IRRADIACION DIARIA MEDIA MENSUAL

Inclinación óptima: 2°	Radiación diaria media: 3.72 kWh/m²
------------------------	-------------------------------------

MES PEOR Marzo

Inclinación óptima: 0°	Radiación diaria media: 3.42 kWh/m²
------------------------	-------------------------------------





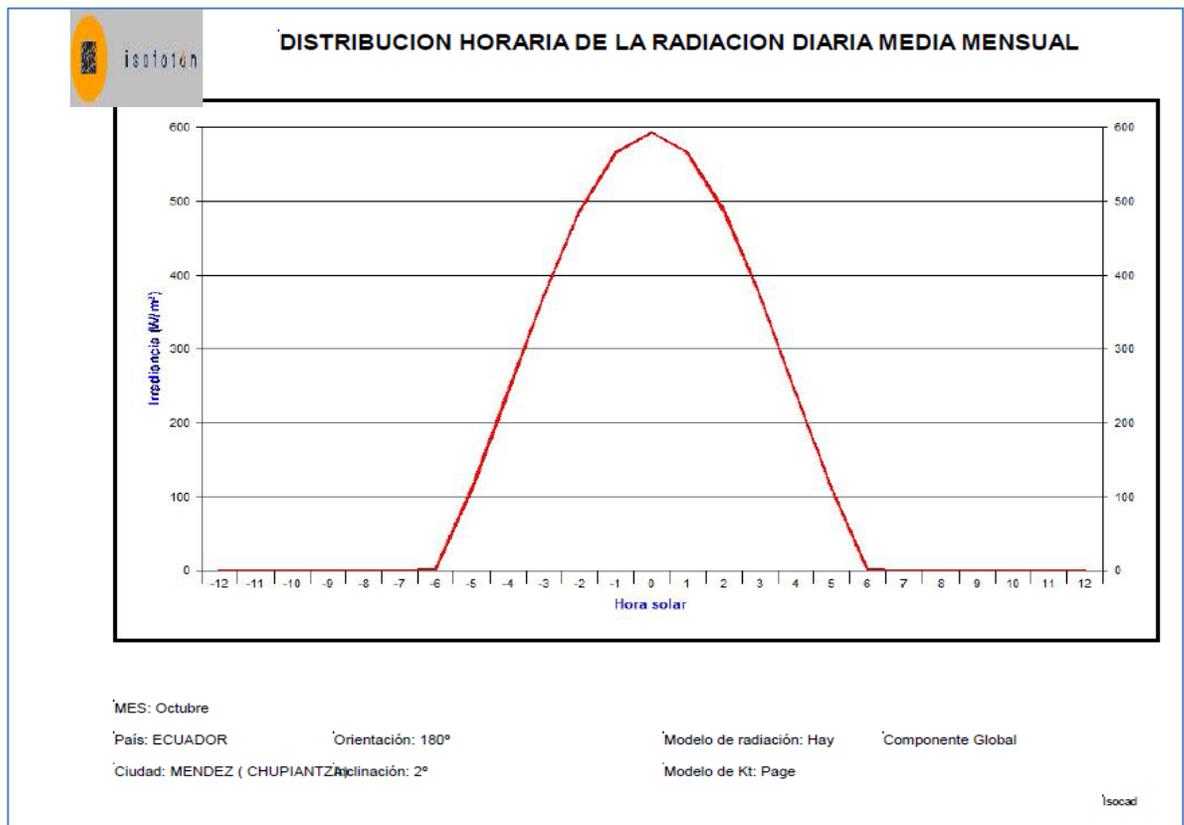
DISTRIBUCION HORARIA DE LA RADIACION GLOBAL

Isotafón

PAIS:	ECUADOR	Orientación:	180° (0° Orientación Sur / 180° Norte)
CIUDAD:	MEÑEZ (CHUPIANTZA)	Inclinación:	2°
LATITUD:	-2.75	Coef. albedo:	0.2

Hora solar	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
-12	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
-11	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
-10	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
-9	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
-8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
-7	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
-6	5.33	3.36	0.68	0	0	0	0	0	0	2.5	4.98	5.95
-5	99.36	92.92	90.1	93.14	91.43	87.13	88.7	97.14	105.7	111.55	111.52	103.61
-4	210.44	198.95	196.27	206.77	206.11	198.05	200.93	217.08	232.09	240.79	237.45	218.9
-3	323.87	307.36	305.02	323.38	323.98	312.15	316.35	340.25	361.67	373.02	366.11	336.59
-2	422.23	401.43	399.49	424.78	426.59	411.52	416.85	447.41	474.27	487.81	477.69	438.62
-1	489.09	465.41	463.77	493.83	496.49	479.24	485.32	520.39	550.91	565.89	553.54	507.96
0	512.78	488.08	486.56	518.32	521.28	503.26	509.61	546.27	578.08	593.56	580.43	532.54
1	489.09	465.41	463.77	493.83	496.49	479.24	485.32	520.39	550.91	565.89	553.54	507.97
2	422.23	401.43	399.49	424.78	426.59	411.52	416.85	447.41	474.27	487.81	477.69	438.62
3	323.87	307.36	305.02	323.38	323.99	312.15	316.35	340.25	361.67	373.02	366.11	336.59
4	210.44	198.95	196.27	206.77	206.11	198.05	200.93	217.08	232.09	240.79	237.45	218.9
5	99.36	92.92	90.1	93.14	91.43	87.13	88.7	97.14	105.7	111.56	111.52	103.61
6	5.33	3.36	0.68	0	0	0	0	0	0	2.5	4.98	5.95
7	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Isocad





INFORME DE RADIACIÓN

isotón

PAIS: ECUADOR	Orientación: 180° (0° Orientación Sur / 180° Norte)
CIUDAD: CANTON LIMON INDANZA	Coef. albedo: 0.2
LATITUD: -2.986435	Modelo de radiación: Hay
	Modelo de Kt: Page

IRRADIACION DIARIA MEDIA MENSUAL

Inclin.	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	Media anual
0°	3.68	3.48	3.44	3.63	3.62	3.48	3.53	3.81	4.07	4.22	4.16	3.83	3.76
5°	3.58	3.42	3.41	3.64	3.67	3.55	3.59	3.84	4.05	4.15	4.05	3.71	3.72
10°	3.49	3.36	3.38	3.65	3.72	3.62	3.65	3.88	4.04	4.08	3.94	3.6	3.7
15°	3.38	3.29	3.34	3.65	3.76	3.67	3.7	3.89	4.01	4	3.81	3.48	3.68
20°	3.26	3.2	3.29	3.62	3.77	3.7	3.73	3.89	3.96	3.9	3.67	3.34	3.61
25°	3.12	3.1	3.22	3.58	3.77	3.72	3.73	3.87	3.89	3.77	3.51	3.18	3.54
30°	2.98	2.98	3.13	3.53	3.75	3.71	3.72	3.83	3.8	3.63	3.34	3.02	3.46
35°	2.82	2.86	3.03	3.45	3.71	3.69	3.69	3.76	3.69	3.47	3.15	2.84	3.36
40°	2.64	2.72	2.92	3.36	3.65	3.65	3.64	3.68	3.57	3.3	2.95	2.65	3.28
45°	2.46	2.57	2.79	3.26	3.57	3.59	3.57	3.58	3.42	3.11	2.74	2.45	3.08
50°	2.28	2.41	2.66	3.13	3.47	3.51	3.49	3.47	3.26	2.91	2.52	2.26	2.86
55°	2.09	2.25	2.51	3	3.36	3.41	3.38	3.33	3.09	2.7	2.3	2.06	2.79
60°	1.9	2.08	2.36	2.85	3.23	3.3	3.26	3.19	2.91	2.48	2.08	1.86	2.62
65°	1.73	1.91	2.19	2.69	3.08	3.17	3.13	3.02	2.71	2.26	1.86	1.68	2.46
70°	1.57	1.73	2.03	2.52	2.93	3.02	2.98	2.85	2.5	2.02	1.66	1.55	2.28
75°	1.5	1.57	1.85	2.34	2.75	2.86	2.82	2.66	2.28	1.8	1.53	1.5	2.12
80°	1.45	1.45	1.67	2.15	2.57	2.69	2.64	2.46	2.06	1.58	1.48	1.45	1.97
85°	1.39	1.39	1.49	1.96	2.38	2.51	2.45	2.25	1.83	1.45	1.44	1.4	1.88
90°	1.34	1.33	1.33	1.76	2.18	2.31	2.26	2.04	1.6	1.4	1.39	1.35	1.88

Modelo de radiación: Hay

Modelo Kt's: Page

Unidades: kWh/m²

MEDIA ANUAL



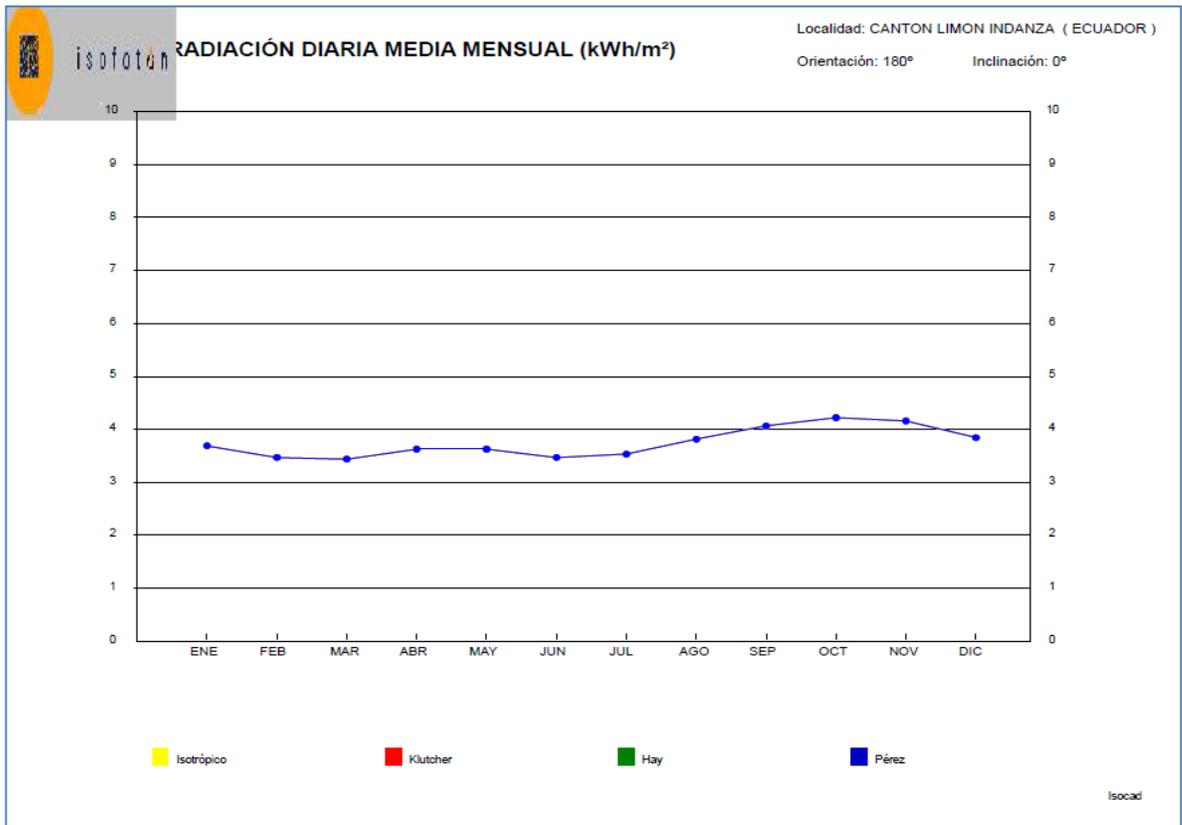
PAIS: ECUADOR	Orientación: 180° (0° Orientación Sur / 180° Norte)
CIUDAD: CANTON LIMON INDANZA	Coef. albedo: 0.2
LATITUD: -2.986435	Modelo de radiación: Hay
	Modelo de Kt: Page

IRRADIACION DIARIA MEDIA MENSUAL

Inclinación óptima: 2°	Radiación diaria media: 3.72 kWh/m²
------------------------	-------------------------------------

MES PEOR Marzo

Inclinación óptima: 0°	Radiación diaria media: 3.42 kWh/m²
------------------------	-------------------------------------





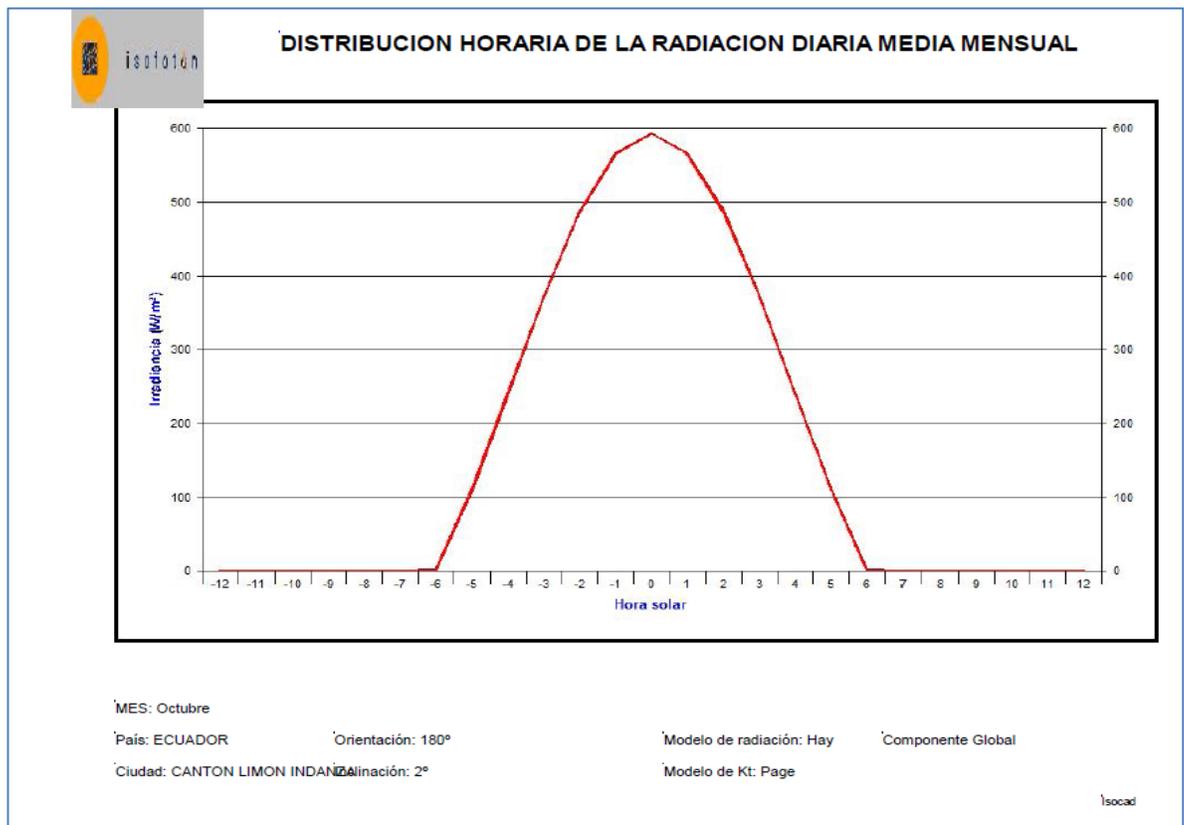
DISTRIBUCION HORARIA DE LA RADIACION GLOBAL

isotafon

PAIS:	ECUADOR	Orientación:	180° (0° Orientación Sur / 180° Norte)
CIUDAD:	CANTON LIMON INDANZA	Inclinación:	2°
LATITUD:	-2.986435	Coef. albedo:	0.2

Hora solar	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
-12	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
-11	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
-10	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
-9	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
-8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
-7	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
-6	5.82	3.65	0.74	0	0	0	0	0	0	2.75	5.48	6.51
-5	99.77	93.17	90.15	92.97	91.07	86.69	88.29	96.87	105.65	111.76	111.93	104.07
-4	210.67	199.09	196.31	206.68	205.92	197.82	200.72	216.94	232.08	240.92	237.69	219.17
-3	323.9	307.38	305.04	323.4	324.02	312.19	316.39	340.28	361.69	373.05	366.14	336.62
-2	422.04	401.32	399.49	424.91	426.84	411.82	417.13	447.6	474.33	487.73	477.51	438.41
-1	488.75	465.21	463.75	484.04	496.89	479.73	485.78	520.7	551	565.74	553.21	507.58
0	512.39	487.85	486.54	518.55	521.75	503.82	510.13	546.63	578.19	593.39	580.04	532.09
1	488.75	465.21	463.75	484.04	496.89	479.73	485.78	520.71	551	565.74	553.21	507.58
2	422.04	401.32	399.49	424.92	426.84	411.82	417.13	447.6	474.33	487.73	477.51	438.41
3	323.9	307.38	305.04	323.4	324.02	312.19	316.39	340.28	361.69	373.05	366.14	336.62
4	210.67	199.09	196.31	206.68	205.92	197.82	200.72	216.94	232.08	240.92	237.7	219.17
5	99.77	93.17	90.15	92.97	91.07	86.69	88.29	96.88	105.66	111.76	111.93	104.07
6	5.82	3.65	0.74	0	0	0	0	0	0	2.75	5.48	6.51
7	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Isocad





INFORME DE RADIACIÓN

isotón

PAIS: ECUADOR	Orientación: 180° (0° Orientación Sur / 180° Norte)
CIUDAD: CANTON SAN JUAN BOSCO	Coef. albedo: 0.2
LATITUD: -3.139577	Modelo de radiación: Hay
	Modelo de Kt: Page

IRRADIACION DIARIA MEDIA MENSUAL

Inclin.	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	Media anual
0°	3.66	3.44	3.47	3.66	3.64	3.45	3.53	3.88	4.04	4.24	4.25	3.85	3.78
5°	3.66	3.38	3.44	3.67	3.69	3.51	3.59	3.91	4.02	4.17	4.13	3.73	3.73
10°	3.47	3.32	3.41	3.68	3.74	3.58	3.65	3.95	4.01	4.1	4.02	3.62	3.71
15°	3.37	3.25	3.37	3.68	3.78	3.64	3.7	3.97	3.98	4.02	3.89	3.5	3.68
20°	3.25	3.17	3.32	3.66	3.8	3.67	3.73	3.97	3.93	3.91	3.74	3.36	3.63
25°	3.11	3.07	3.24	3.62	3.8	3.69	3.74	3.95	3.86	3.79	3.58	3.2	3.66
30°	2.97	2.95	3.16	3.56	3.77	3.68	3.73	3.9	3.78	3.65	3.4	3.03	3.47
35°	2.81	2.83	3.06	3.48	3.73	3.66	3.7	3.84	3.67	3.49	3.21	2.86	3.38
40°	2.64	2.7	2.94	3.39	3.67	3.62	3.65	3.76	3.54	3.31	3	2.66	3.24
45°	2.46	2.55	2.82	3.29	3.59	3.56	3.58	3.66	3.4	3.13	2.78	2.47	3.11
50°	2.28	2.4	2.68	3.16	3.5	3.48	3.49	3.54	3.25	2.93	2.65	2.27	2.98
55°	2.09	2.23	2.53	3.03	3.38	3.38	3.39	3.41	3.08	2.72	2.33	2.07	2.8
60°	1.9	2.07	2.38	2.88	3.25	3.27	3.27	3.26	2.89	2.5	2.1	1.87	2.64
65°	1.73	1.9	2.21	2.72	3.11	3.14	3.14	3.09	2.7	2.27	1.87	1.68	2.48
70°	1.57	1.73	2.04	2.55	2.95	3	2.99	2.91	2.49	2.03	1.67	1.55	2.29
75°	1.5	1.56	1.87	2.37	2.78	2.84	2.82	2.72	2.28	1.81	1.53	1.5	2.13
80°	1.45	1.44	1.69	2.18	2.59	2.67	2.65	2.51	2.06	1.59	1.49	1.45	1.98
85°	1.39	1.39	1.5	1.98	2.4	2.49	2.46	2.3	1.83	1.45	1.44	1.4	1.84
90°	1.34	1.33	1.33	1.78	2.2	2.3	2.26	2.08	1.6	1.41	1.39	1.35	1.7

Modelo de radiación: Hay

Modelo Kt's: Page

Unidades: kWh/m²

MEDIA ANUAL



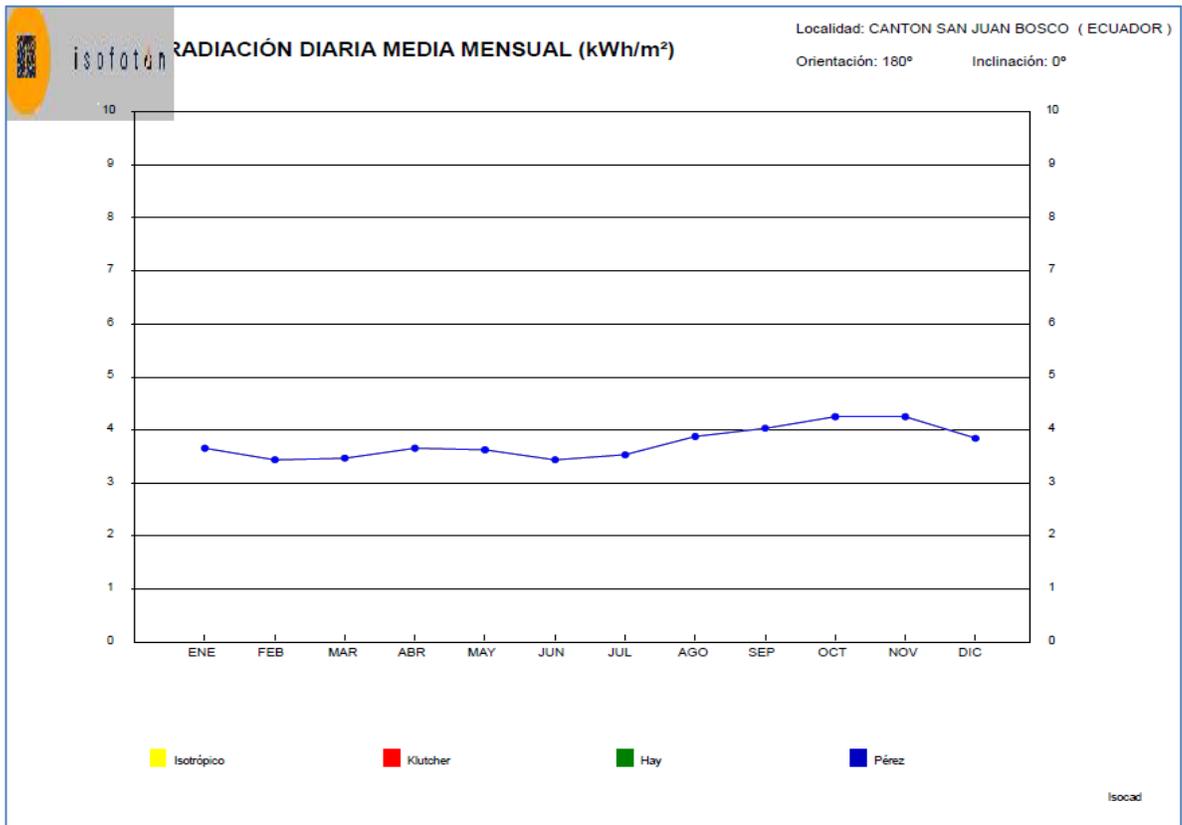
PAIS: ECUADOR	Orientación: 180° (0° Orientación Sur / 180° Norte)
CIUDAD: CANTON SAN JUAN BOSCO	Coef. albedo: 0.2
LATITUD: -3.139577	Modelo de radiación: Hay
	Modelo de Kt: Page

IRRADIACION DIARIA MEDIA MENSUAL

Inclinación óptima: 2°	Radiación diaria media: 3.74 kWh/m ²
------------------------	---

MES PEOR Febrero

Inclinación óptima: 0°	Radiación diaria media: 3.42 kWh/m ²
------------------------	---



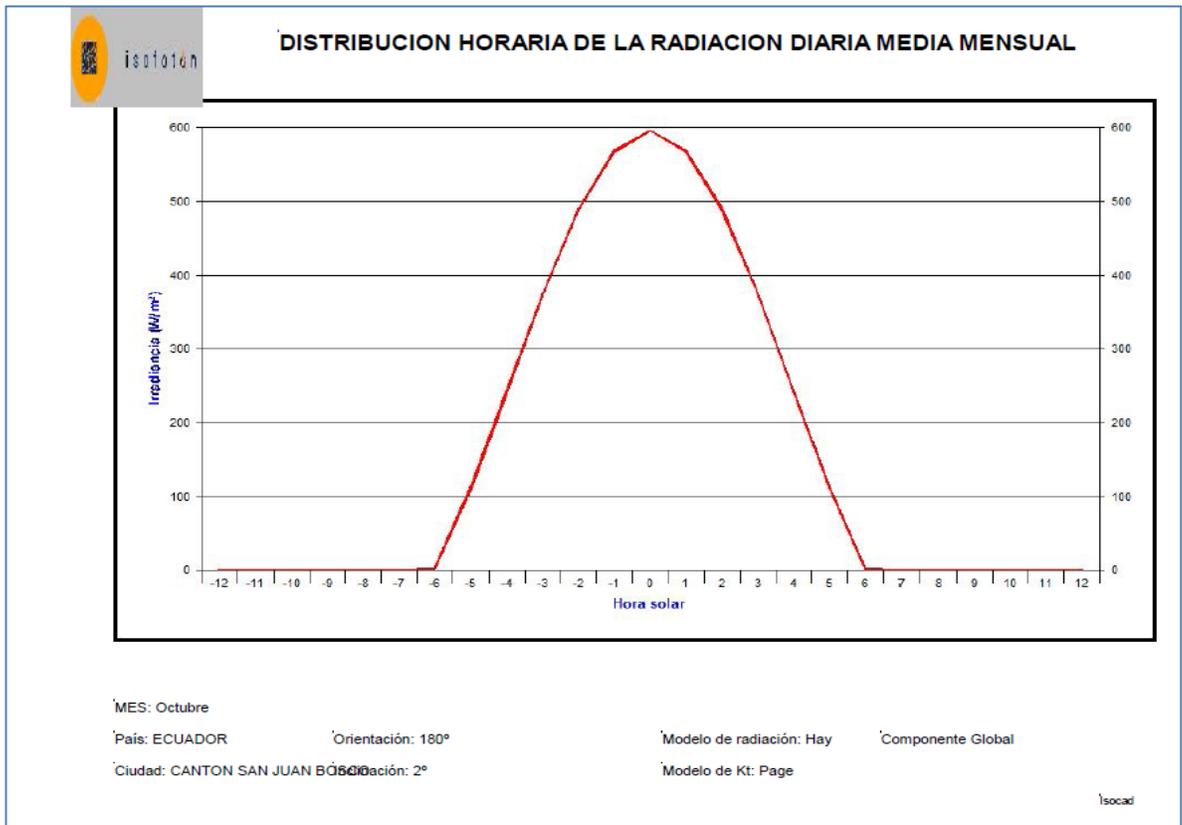


DISTRIBUCION HORARIA DE LA RADIACIÓN GLOBAL

Isotafón

PAIS:	ECUADOR	Orientación:	180° (0° Orientación Sur / 180° Norte)
CIUDAD:	CANTON SAN JUAN BOSCO	Inclinación:	2°
LATITUD:	-3.139577	Coef. albedo:	0.2

Hora solar	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
-12	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
-11	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
-10	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
-9	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
-8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
-7	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
-6	6.12	3.82	0.78	0	0	0	0	0	0	2.92	5.85	6.89
-5	99.5	92.27	90.97	93.64	91.35	85.62	88.02	98.52	104.84	112.42	114.55	104.9
-4	209.69	196.91	198.04	208.35	206.96	195.93	200.58	220.89	230.36	242.13	242.93	220.47
-3	322.16	303.87	307.71	326.11	325.85	309.49	316.41	346.61	359.04	374.82	374.01	338.37
-2	419.64	396.66	402.97	428.53	429.38	408.43	417.31	456.01	470.87	489.99	487.65	440.54
-1	485.89	459.75	467.79	498.27	499.92	475.87	486.07	530.53	547	568.32	564.9	509.96
0	509.37	482.11	490.77	523.01	524.95	499.8	510.47	556.97	573.99	596.08	592.27	534.55
1	485.89	459.75	467.79	498.27	499.92	475.87	486.07	530.53	547	568.32	564.9	509.96
2	419.64	396.66	402.97	428.53	429.38	408.43	417.31	456.01	470.87	489.99	487.65	440.54
3	322.16	303.87	307.71	326.11	325.85	309.49	316.41	346.61	359.04	374.83	374.01	338.37
4	209.69	196.91	198.04	208.35	206.96	195.93	200.58	220.89	230.36	242.13	242.93	220.47
5	99.5	92.27	90.97	93.64	91.35	85.62	88.02	98.52	104.84	112.42	114.55	104.9
6	6.12	3.82	0.78	0	0	0	0	0	0	2.92	5.85	6.9
7	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0





INFORME DE RADIACIÓN

isofotón

PAIS: ECUADOR	Orientación: 180° (0° Orientación Sur / 180° Norte)
CIUDAD: CANTON GUALAQUIZA	Coef. albedo: 0.2
LATITUD: -3.322961	Modelo de radiación: Hay
	Modelo de Kt: Page

IRRADIACION DIARIA MEDIA MENSUAL

Inclin.	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	Media anual
0°	3.66	3.44	3.47	3.66	3.64	3.45	3.53	3.88	4.04	4.24	4.25	3.85	3.78
5°	3.56	3.38	3.44	3.67	3.69	3.51	3.59	3.91	4.02	4.17	4.13	3.73	3.73
10°	3.47	3.32	3.41	3.68	3.75	3.59	3.66	3.95	4.02	4.11	4.02	3.63	3.72
15°	3.37	3.25	3.37	3.68	3.78	3.64	3.7	3.97	3.99	4.02	3.89	3.5	3.68
20°	3.25	3.17	3.32	3.66	3.8	3.67	3.73	3.97	3.94	3.92	3.75	3.36	3.63
25°	3.11	3.07	3.25	3.62	3.8	3.69	3.74	3.95	3.87	3.79	3.58	3.2	3.68
30°	2.97	2.96	3.16	3.56	3.78	3.69	3.73	3.91	3.78	3.65	3.4	3.04	3.47
35°	2.81	2.83	3.06	3.49	3.74	3.66	3.7	3.85	3.67	3.49	3.21	2.86	3.38
40°	2.64	2.7	2.95	3.4	3.68	3.62	3.65	3.77	3.55	3.32	3.01	2.67	3.26
45°	2.47	2.56	2.82	3.29	3.6	3.56	3.59	3.67	3.41	3.13	2.79	2.47	3.11
50°	2.28	2.4	2.69	3.17	3.5	3.48	3.5	3.55	3.25	2.93	2.56	2.28	2.87
55°	2.1	2.24	2.54	3.03	3.39	3.39	3.4	3.41	3.08	2.72	2.34	2.07	2.81
60°	1.91	2.07	2.38	2.89	3.26	3.28	3.28	3.26	2.9	2.5	2.11	1.88	2.64
65°	1.74	1.9	2.22	2.72	3.12	3.15	3.14	3.1	2.7	2.28	1.88	1.69	2.47
70°	1.58	1.73	2.05	2.55	2.96	3	2.99	2.92	2.5	2.04	1.67	1.55	2.3
75°	1.5	1.57	1.87	2.37	2.79	2.85	2.83	2.72	2.28	1.81	1.54	1.5	2.14
80°	1.45	1.44	1.69	2.18	2.6	2.68	2.65	2.52	2.06	1.59	1.49	1.45	1.88
85°	1.39	1.39	1.51	1.99	2.41	2.5	2.47	2.31	1.84	1.46	1.44	1.4	1.84
90°	1.34	1.33	1.33	1.79	2.2	2.31	2.27	2.09	1.51	1.41	1.39	1.35	1.7

Modelo de radiación: Hay

Modelo KI's: Page

Unidades: kWh/m²

MEDIA ANUAL



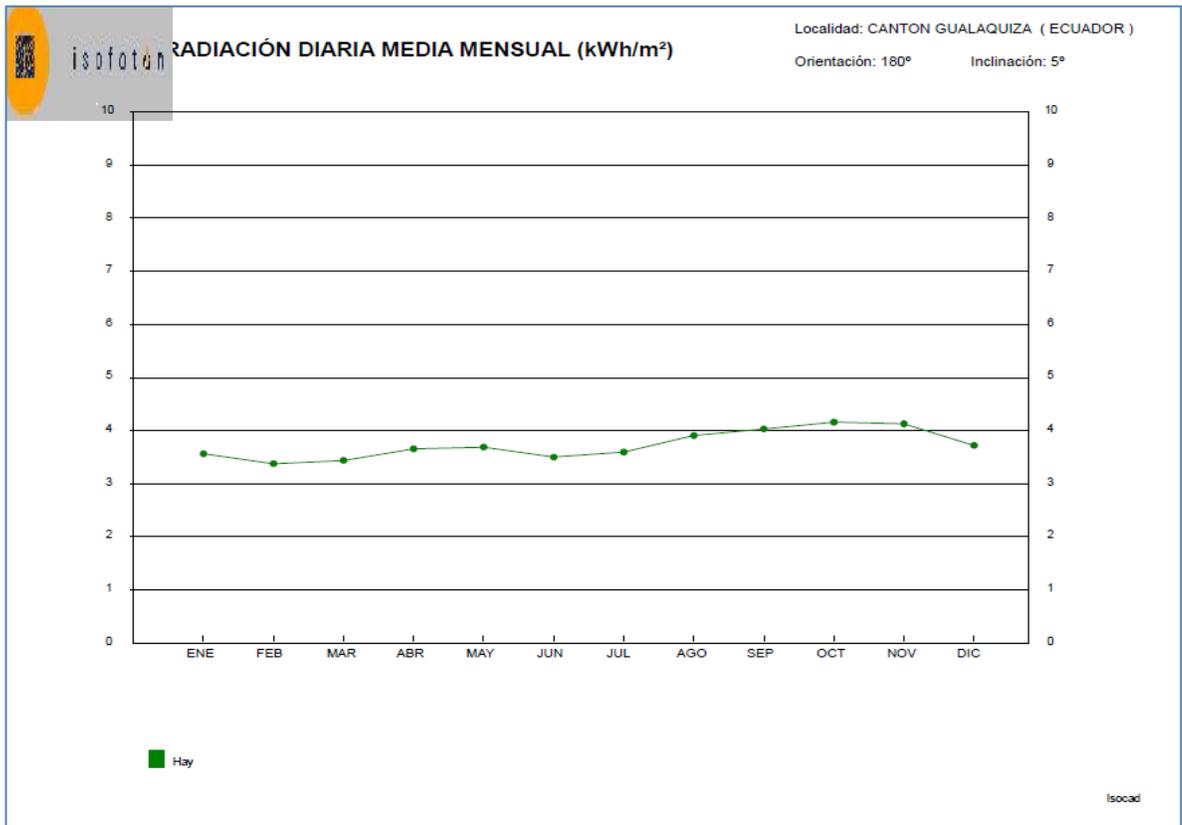
PAIS: ECUADOR	Orientación: 180° (0° Orientación Sur / 180° Norte)
CIUDAD: CANTON GUALAQUIZA	Coef. albedo: 0.2
LATITUD: -3.322961	Modelo de radiación: Hay
	Modelo de Kt: Page

IRRADIACION DIARIA MEDIA MENSUAL

Inclinación óptima: 3°	Radiación diaria media: 3.74 kWh/m ²
------------------------	---

MES PEOR Febrero

Inclinación óptima: 0°	Radiación diaria media: 3.42 kWh/m ²
------------------------	---





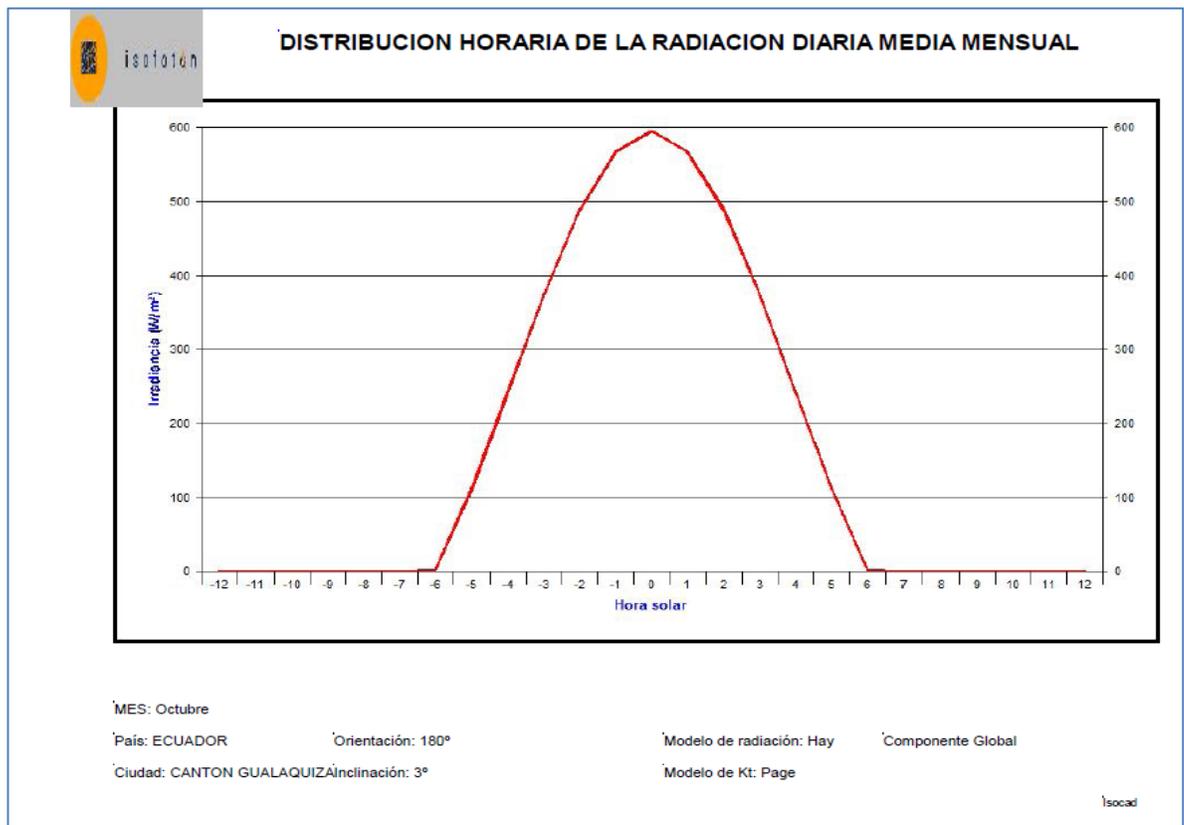
DISTRIBUCION HORARIA DE LA RADIACIÓN GLOBAL

Isotafón

PAIS:	ECUADOR	Orientación:	180° (0° Orientación Sur / 180° Norte)
CIUDAD:	CANTON GUALAQUIZA	Inclinación:	3°
LATITUD:	-3.322961	Coef. albedo:	0.2

Hora solar	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
-12	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
-11	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
-10	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
-9	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
-8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
-7	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
-6	6.29	4	0.81	0	0	0	0	0	0	2.91	5.79	6.98
-5	99.18	92.15	90.93	93.76	91.73	86.05	88.44	98.85	104.89	112.16	113.99	104.43
-4	208.87	196.48	197.94	208.71	207.83	196.97	201.57	221.59	230.48	241.61	241.85	219.41
-3	320.86	303.15	307.56	326.71	327.23	311.13	317.96	347.7	359.24	374.07	372.44	336.75
-2	417.94	395.71	402.78	429.34	431.18	410.58	419.33	457.43	471.16	489.04	485.67	438.45
-1	483.92	458.64	467.58	499.23	502.01	478.36	488.42	532.18	547.33	567.25	562.65	507.57
0	507.31	480.95	490.55	524.01	527.14	502.41	512.93	558.69	574.34	594.97	589.93	532.06
1	483.92	458.64	467.58	499.23	502.01	478.36	488.42	532.18	547.33	567.25	562.65	507.57
2	417.94	395.71	402.78	429.34	431.18	410.58	419.33	457.43	471.16	489.04	485.67	438.45
3	320.86	303.15	307.56	326.71	327.23	311.13	317.96	347.7	359.25	374.07	372.44	336.75
4	208.87	196.48	197.94	208.71	207.83	196.97	201.57	221.6	230.48	241.61	241.85	219.41
5	99.18	92.15	90.94	93.77	91.73	86.05	88.44	98.85	104.89	112.16	114	104.43
6	6.29	4	0.81	0	0	0	0	0	0	2.91	5.79	6.98
7	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Isocad

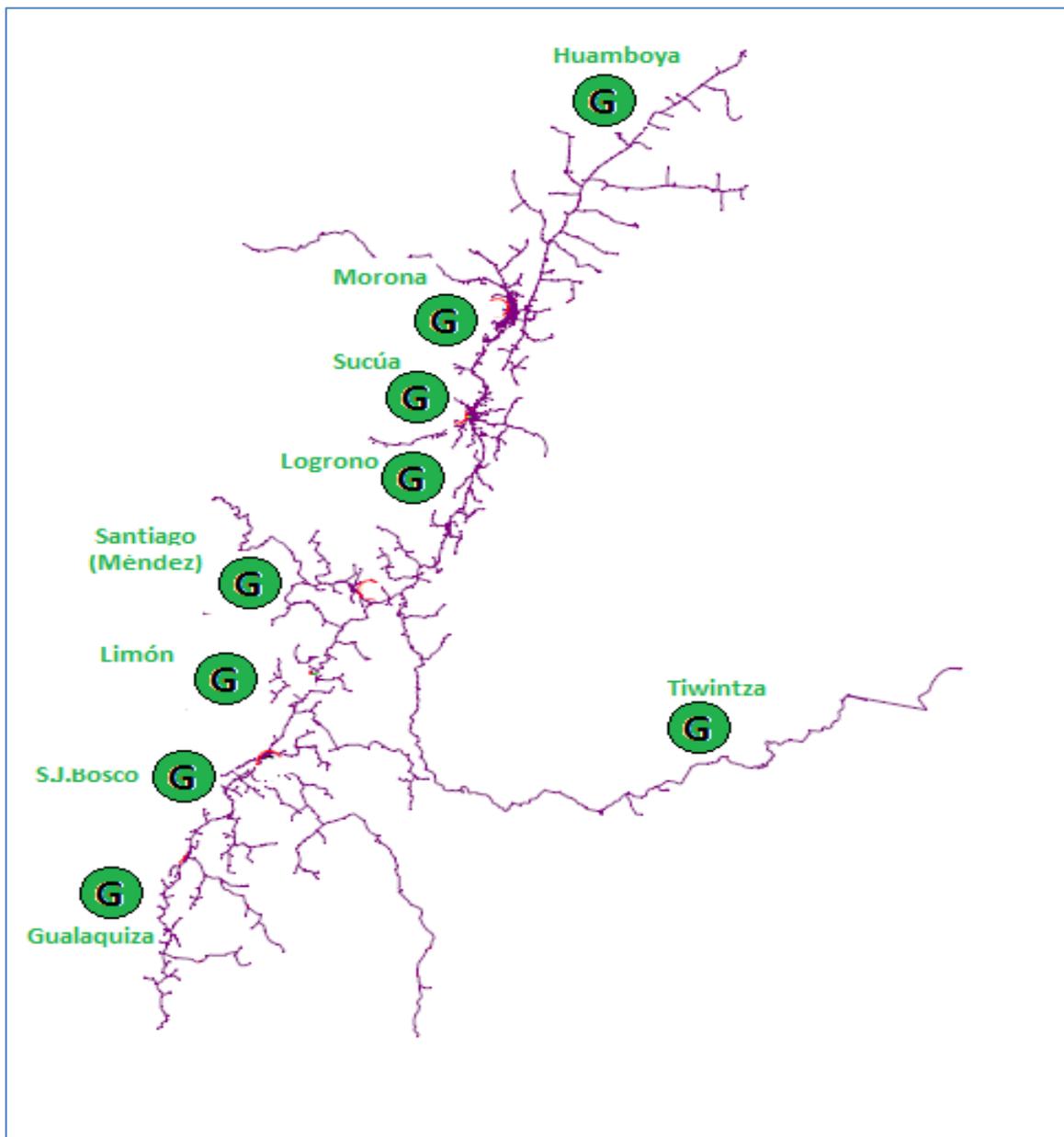




Anexo 4

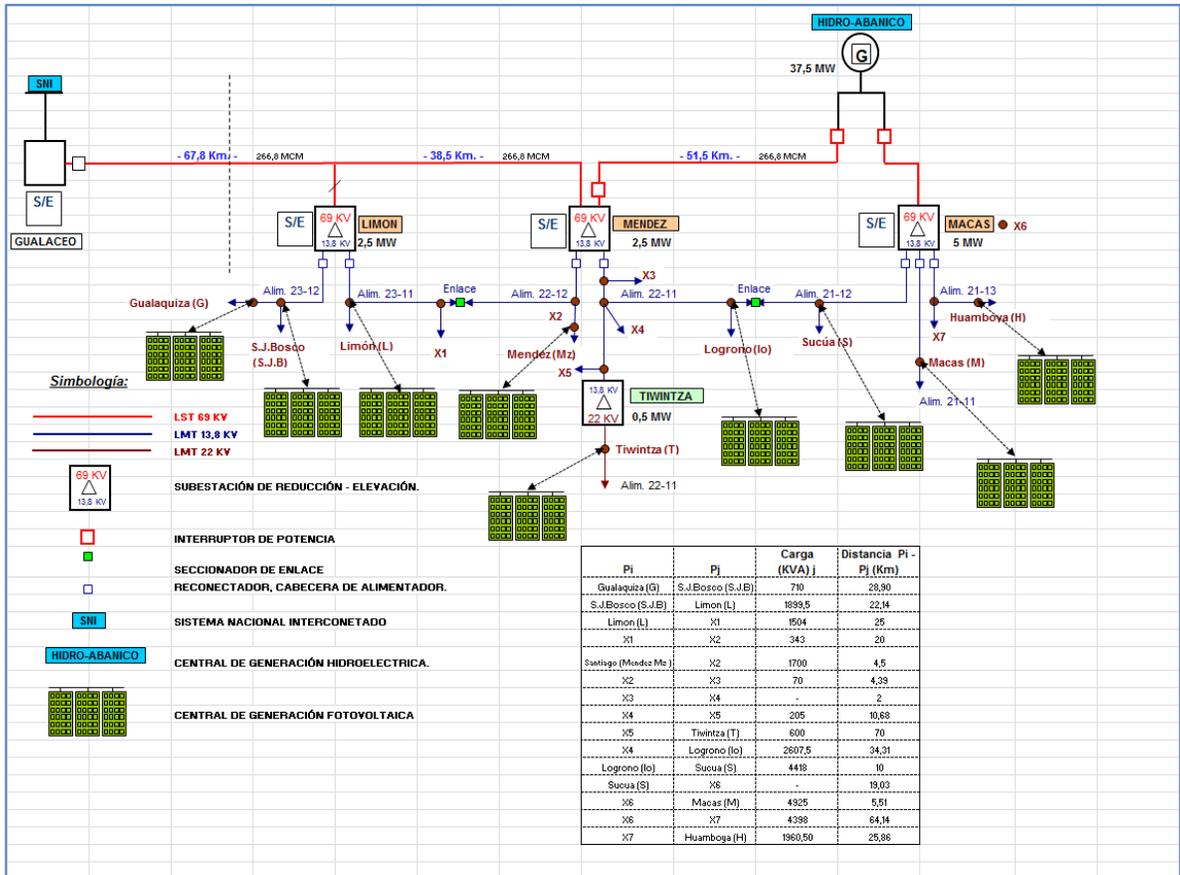
“Ubicación Óptima de la Central Fotovoltaica, considerando optimización de pérdidas técnicas y mejores perfiles de tensión en el sistema.”

Parte a. Alternativas de ubicación de la Central Fotovoltaica, que fueron consideradas, tomando como referencia el Sistema de Información Geográfica (GIS) de la provincia de Morona Santiago.



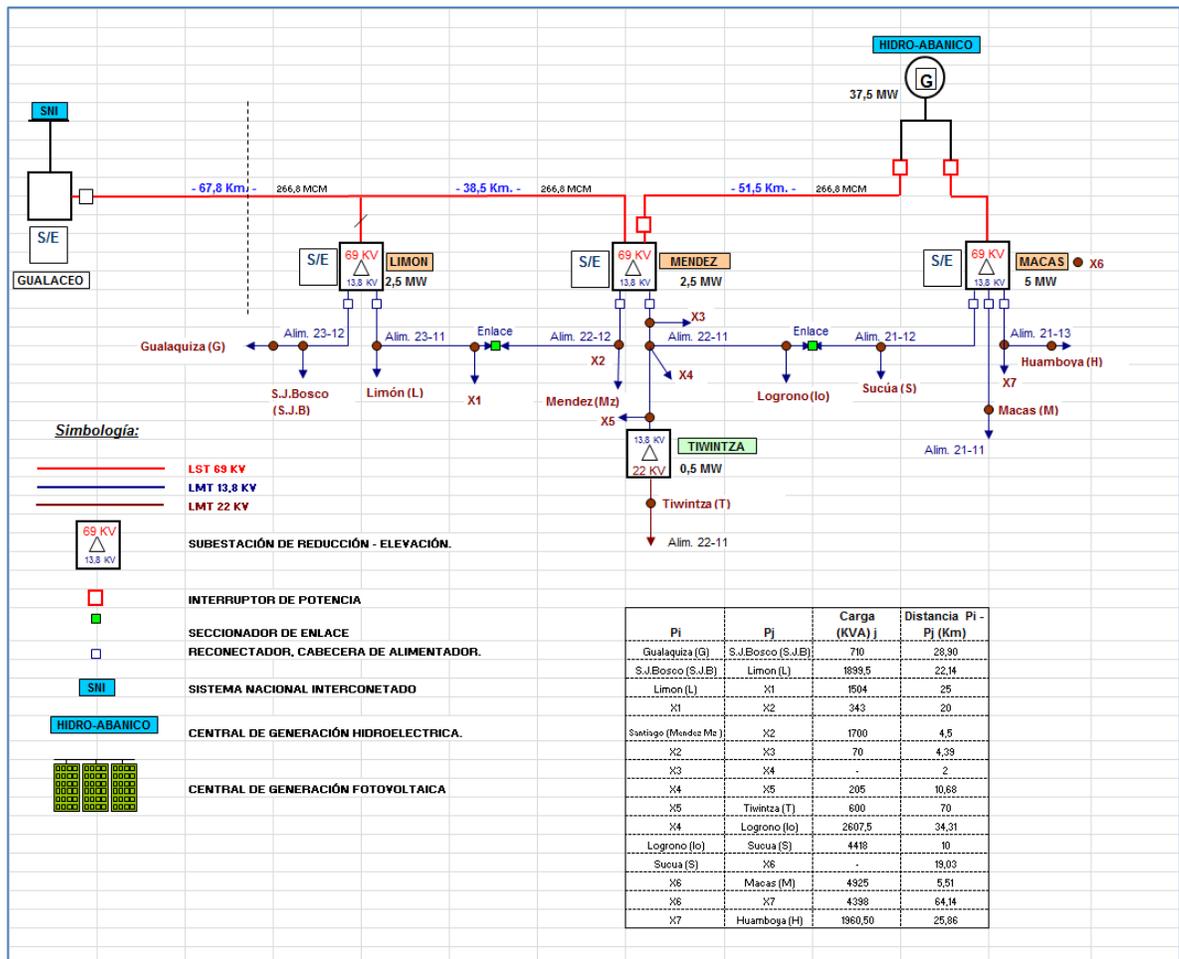


Parte b. Alternativas de ubicación de la Central Fotovoltaica, que fueron consideradas, tomando como referencia el Sistema Eléctrico de Potencia (SEP) de la provincia de Morona Santiago.





Parte c. Distribución de los KVAs., y Km. en el Diagrama Unifilar del Sistema Eléctrico de Potencia (SEP) de la provincia de Morona Santiago.





Parte d. Cálculo de DV (%), Potencia inyectada al sistema, Pérdidas de Potencia.

Lugar		Carga Promedio (T.A. 07:00)	Factor REAL	Carga Media (KVA)	Distancias (KVA)	Estado (0-1)
Logar	Código	(KVA)		(KVA)	(KVA)	
Guanoaca	G	79.37	0.11	710	0	1
San Juan Bosco	S.A.B	212.33	0.11	1999.5	29.9	1
Luján	L	319.00	0.21	5004	22.54	1
Sanluis/Mezcla	Mz	407.66	0.24	1700	20	1
	X3	15.29	0.22	70	4.39	1
	X5	44.79	0.22	205	10.68	1
Tuamba	T	131.08	0.22	600	70	1
Logroño	LO	569.66	0.22	2607.5	34.31	1
Bohica	B	964.00	0.22	4418	10	1
Huambosa	H	1014.33	0.23	4308	64.14	1
Macas	M	402.16	0.23	1905	25.88	1
	M	1830.33	0.33	4925	5.51	1

Alimentador	Factor REAL
2111	0.22
2112	0.22
2113	0.22
2211	0.22
2212	0.22
2211	0.21
2312	0.11

TRAMO	LONG.	CARGA	CONDUCTOR	KVX% _{0.95}	COMPUTO	P ^r REAL (KVA)	P ^r PERDIDA (KVA)	CARGA A SERVIR CON ESTA CONFIGURACION (KVA)	P PERDIDAS (KVA)	INYECTADA AL SISTEMA (KVA)	
DE	A	(KVA)	(KVA)	FASES	AWG	F.V.	PARCIAL	ACUMUL.	MAXIMOS		
0	S.B	39.9	688.83	3	3/0	3006	11,304.05	1.90	1.90	3000.00	38.86
S.B	L	22.14	291.70	3	3/0	3006	1,778.15	1.84	3.74	9.3	14.66
L	X1	20	179.32	3	3/0	3006	1,071.33	0.85	0.31	0.81	1.61

Donde: 1- Carga considerada en analisis.

TRAMO	LONG.	CARGA	CONDUCTOR	KVX% _{0.95}	COMPUTO	P ^r REAL (KVA)	P ^r PERDIDA (KVA)	CARGA A SERVIR CON ESTA CONFIGURACION (KVA)	P PERDIDAS (KVA)	POF TOTAL INYECTADA AL SISTEMA (KVA)	
DE	A	(KVA)	(KVA)	FASES	AWG	F.V.	PARCIAL	ACUMUL.	MAXIMOS		
S.B	L	22.14	804.16	3	3/0	3006	17,894.13	5.57	5.57	3000.00	44.92
L	X1	20	485.16	3	3/0	3006	11,129.63	3.93	9.76	29.10	29.10
X1	X2	24.5	407.66	3	3/0	3006	9,907.67	3.24	12.94	14.96	14.96
S.B	G	39.9	79.37	3	3/0	3006	2,373.02	0.77	0.77	12.94	0.63

Donde: 1- Carga considerada en analisis.

TRAMO	LONG.	CARGA	CONDUCTOR	KVX% _{0.95}	COMPUTO	P ^r REAL (KVA)	P ^r PERDIDA (KVA)	CARGA A SERVIR CON ESTA CONFIGURACION (KVA)	P PERDIDAS (KVA)	POF TOTAL INYECTADA AL SISTEMA (KVA)	
DE	A	(KVA)	(KVA)	FASES	AWG	F.V.	PARCIAL	ACUMUL.	MAXIMOS		
X1	X2	20	676.32	3	3/0	3006	16,968.05	5.48	5.48	3000.00	38.63
X2	X3	20	598.82	3	3/0	3006	11,876.42	3.81	9.89	24.32	24.32
X3	X4	4.5	407.66	3	3/0	3006	1,834.47	0.59	9.95	2.67	2.67
X2	X3	4.39	195.16	3	3/0	3006	895.20	0.27	9.63	0.55	0.55
X3	X4	2	175.87	3	3/0	3006	311.74	0.11	9.75	0.21	0.21
X4	X5	19.68	175.87	3	3/0	3006	1,878.27	0.61	10.33	1.54	1.54
X5	T	19	131.08	3	3/0	7836	9,175.73	1.37	11.53	4.28	4.28
L	S.B	22.14	291.70	3	3/0	3006	6,458.13	2.89	2.89	5.47	5.47
S.B	G	39.9	79.37	3	3/0	3006	2,373.02	0.77	2.86	0.56	0.56

Donde: 1- Carga considerada en analisis.

TRAMO	LONG.	CARGA	CONDUCTOR	KVX% _{0.95}	COMPUTO	P ^r REAL (KVA)	P ^r PERDIDA (KVA)	CARGA A SERVIR CON ESTA CONFIGURACION (KVA)	P PERDIDAS (KVA)	POF TOTAL INYECTADA AL SISTEMA (KVA)	
DE	A	(KVA)	(KVA)	FASES	AWG	F.V.	PARCIAL	ACUMUL.	MAXIMOS		
Mz	X1	4.3	1449.02	3	3/0	3006	6,528.58	2.11	2.11	3000.00	27.47
X1	X2	4.39	785.82	3	3/0	3006	1,248.80	1.88	2.38	7.95	7.95
X2	X3	1	748.83	3	3/0	3006	1,491.06	0.48	1.88	3.04	3.04
X3	X4	19.68	175.87	3	3/0	3006	1,878.27	0.61	4.39	1.03	1.03
X4	T	19	131.08	3	3/0	7836	9,175.73	1.37	1.48	2.70	2.70
X4	LO	14.31	689.66	3	3/0	3006	18,343.63	4.33	10.01	14.36	14.36
Mz	X2	4.5	1449.02	3	3/0	3006	6,528.58	2.11	2.11	27.47	27.47
X2	X3	20	688.82	3	3/0	3006	11,768.93	4.48	4.57	39.21	39.21
X3	X4	20	610.70	3	3/0	3006	11,261.38	4.85	11.23	33.18	33.18
L	S.B	22.14	291.70	3	3/0	3006	6,458.13	2.89	13.81	7.83	7.83
S.B	G	39.9	79.37	3	3/0	3006	2,373.02	0.77	14.86	0.72	0.72

Donde: 1- Carga considerada en analisis.

TRAMO	LONG.	CARGA	CONDUCTOR	KVX% _{0.95}	COMPUTO	P ^r REAL (KVA)	P ^r PERDIDA (KVA)	CARGA A SERVIR CON ESTA CONFIGURACION (KVA)	P PERDIDAS (KVA)	POF TOTAL INYECTADA AL SISTEMA (KVA)	
DE	A	(KVA)	(KVA)	FASES	AWG	F.V.	PARCIAL	ACUMUL.	MAXIMOS		
X3	X4	10.68	992.61	3	3/0	3006	10,601.11	3.44	12.70	38.46	38.46
X4	X5	2	422.86	3	3/0	3006	845.91	0.27	12.98	1.32	1.32
X5	X2	4.39	407.66	3	3/0	3006	1,789.63	0.58	13.56	2.72	2.72
X2	X3	4.5	407.66	3	3/0	3006	1,834.47	0.59	14.15	2.83	2.83
X4	LO	34.31	689.66	3	3/0	3006	19,545.03	6.33	19.04	47.31	47.31

Donde: 1- Carga considerada en analisis.

TRAMO	LONG.	CARGA	CONDUCTOR	KVX% _{0.95}	COMPUTO	P ^r REAL (KVA)	P ^r PERDIDA (KVA)	CARGA A SERVIR CON ESTA CONFIGURACION (KVA)	P PERDIDAS (KVA)	POF TOTAL INYECTADA AL SISTEMA (KVA)	
DE	A	(KVA)	(KVA)	FASES	AWG	F.V.	PARCIAL	ACUMUL.	MAXIMOS		
LO	S	10	958.00	3	3/0	3006	9,560.00	3.10	3.10	3000.00	27.11
LO	X4	34.31	598.82	3	3/0	3006	20,545.55	6.66	6.66	49.33	49.33
X4	X5	19.68	175.87	3	3/0	3006	1,878.27	0.61	7.27	1.07	1.07
X5	T	19	131.08	3	3/0	7836	9,175.73	1.37	8.44	1.77	1.77
X2	X3	2	422.86	3	3/0	3006	845.91	0.27	8.93	1.16	1.16
X3	X2	4.39	407.66	3	3/0	3006	1,789.63	0.58	7.85	2.39	2.39
X2	X3	4.5	407.66	3	3/0	3006	1,834.47	0.59	9.03	2.52	2.52

Donde: 1- Carga considerada en analisis.

TRAMO	LONG.	CARGA	CONDUCTOR	KVX% _{0.95}	COMPUTO	P ^r REAL (KVA)	P ^r PERDIDA (KVA)	CARGA A SERVIR CON ESTA CONFIGURACION (KVA)	P PERDIDAS (KVA)	POF TOTAL INYECTADA AL SISTEMA (KVA)	
DE	A	(KVA)	(KVA)	FASES	AWG	F.V.	PARCIAL	ACUMUL.	MAXIMOS		
S	LO	10	669.66	3	3/0	3006	5,695.60	1.85	1.85	3000.00	9.38
S	X4	19.63	1630.33	3	3/0	3006	31,025.18	10.05	10.05	174.15	174.15
X4	X5	5.61	859.83	3	3/0	3006	8,989.52	2.83	12.96	53.85	53.85

Donde: 1- Carga considerada en analisis.

TRAMO	LONG.	CARGA	CONDUCTOR	KVX% _{0.95}	COMPUTO	P ^r REAL (KVA)	P ^r PERDIDA (KVA)	CARGA A SERVIR CON ESTA CONFIGURACION (KVA)	P PERDIDAS (KVA)	POF TOTAL INYECTADA AL SISTEMA (KVA)	
DE	A	(KVA)	(KVA)	FASES	AWG	F.V.	PARCIAL	ACUMUL.	MAXIMOS		
X4	X5	5.61	1795.33	3	3/0	3006	10,650.52	3.52	3.52	3000.00	64.91
X5	X7	64.14	1014.33	3	3/0	3006	66,009.13	21.08	24.60	323.34	323.34
X5	S	19.63	865.03	3	3/0	3006	18,102.65	6.96	8.41	69.66	69.66

Donde: 1- Carga considerada en analisis.

TRAMO	LONG.	CARGA	CONDUCTOR	KVX% _{0.95}	COMPUTO	P ^r REAL (KVA)	P ^r PERDIDA (KVA)	CARGA A SERVIR CON ESTA CONFIGURACION (KVA)	P PERDIDAS (KVA)	POF TOTAL INYECTADA AL SISTEMA (KVA)	
DE	A	(KVA)	(KVA)	FASES	AWG	F.V.	PARCIAL	ACUMUL.	MAXIMOS		
H	X7	25.86	1014.33	3	3/0	3006	26,230.57	8.50	8.50	3000.00	88.52
X7	X8	64.14	0.00	3	3/0	3006	-	-	-	8.50	8.50

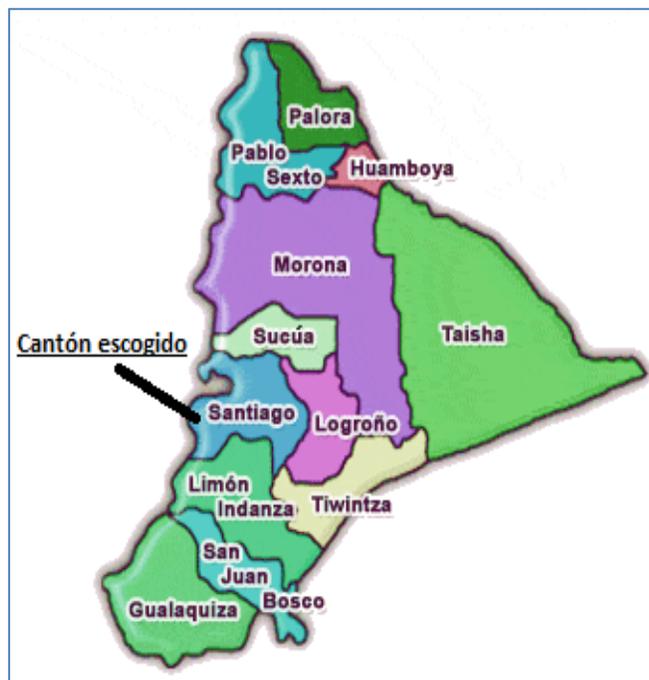
Donde: 1- Carga considerada en analisis.

Nota: 1, X1, X2, X3, X4, X5, X6, X7 puntos referenciales para cálculos de DV(%).



Anexo 5

“Emplazamiento de la Central Fotovoltaica.”











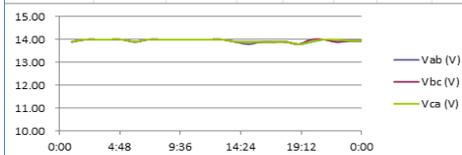
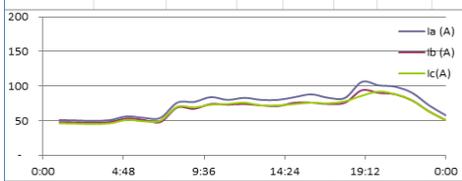
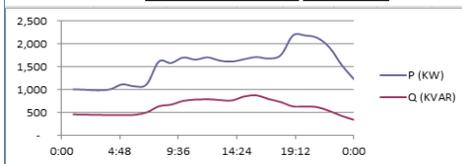
Anexo 6

“Magnitud de las Variables Eléctricas de los Alimentadores de M.T de la provincia de Morona Santiago”.

VARIABLES ELECTRICAS DEL ALIMENTADOR 21 - 11

Hora	Potencias (KW - KVAR)		Corrientes (A)			Voltajes (V)		
	P	Q	Ia	Ib	Ic	Vab	Vbc	Vca
1:00	1,010	459	51	48	46	13,91	13,90	13,90
2:00	999	455	50	47	46	14,00	14,00	14,00
3:00	988	450	50	47	45	14,00	14,00	14,00
4:00	1,010	446	51	48	46	14,00	14,00	14,00
5:00	1,117	446	56	53	51	14,00	14,00	14,00
6:00	1,074	450	54	51	49	13,91	13,90	13,90
7:00	1,118	505	54	48	50	14,00	14,00	14,00
8:00	1,616	638	76	69	70	14,00	14,00	14,00
9:00	1,584	674	77	67	69	14,00	14,00	14,00
10:00	1,705	756	84	74	73	14,00	14,00	14,00
11:00	1,657	785	80	73	74	14,00	14,00	14,00
12:00	1,708	793	83	74	76	14,00	14,00	14,00
13:00	1,636	775	80	72	72	14,00	14,00	14,00
14:00	1,617	766	80	71	72	13,90	13,90	13,90
15:00	1,667	852	84	76	74	13,80	13,90	13,90
16:00	1,714	876	88	76	76	13,90	13,90	13,90
17:00	1,682	797	83	74	75	13,90	13,90	13,90
18:00	1,756	730	83	76	78	13,90	13,90	13,90
19:00	2,188	635	106	94	86	13,80	13,80	13,80
20:00	2,186	634	101	90	92	13,90	14,00	13,90
21:00	2,134	619	99	88	88	14,00	14,00	14,00
22:00	1,922	534	90	79	79	13,90	13,90	14,00
23:00	1,537	427	72	63	63	13,94	13,95	13,95
0:00	1,230	342	58	51	51	13,94	13,95	13,95

GRAFICAS DE LAS VARIABLES ELECTRICAS DEL ALIMENTADOR 21 - 11

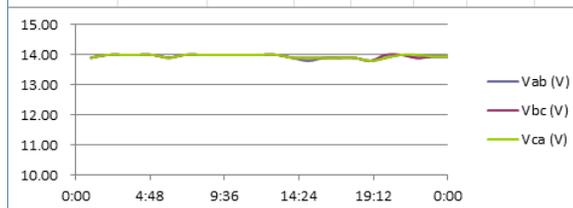
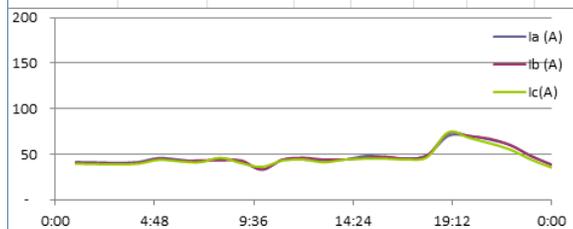
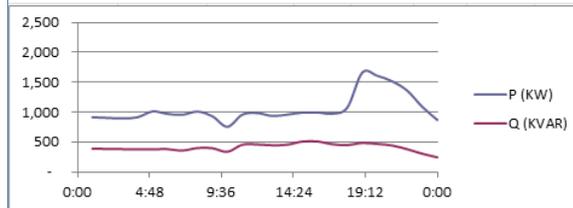




VARIABLES ELECTRICAS DEL ALIMENTADOR 21 - 12

Hora	Potencias (KW - KVAR)		Corrientes (A)			Voltajes (V)		
	P	Q	Ia	Ib	Ic	Vab	Vbc	Vca
1:00	912	386	41	40	39	13.91	13.90	13.90
2:00	902	382	41	40	39	14.00	14.00	14.00
3:00	892	379	40	40	39	14.00	14.00	14.00
4:00	912	375	41	40	39	14.00	14.00	14.00
5:00	1,008	375	46	45	44	14.00	14.00	14.00
6:00	970	379	44	43	42	13.91	13.90	13.90
7:00	954	356	42	43	41	14.00	14.00	14.00
8:00	1,007	397	45	43	46	14.00	14.00	14.00
9:00	930	395	42	43	40	14.00	14.00	14.00
10:00	753	334	33	33	36	14.00	14.00	14.00
11:00	957	453	44	44	43	14.00	14.00	14.00
12:00	982	456	44	46	44	14.00	14.00	14.00
13:00	935	443	43	44	41	14.00	14.00	14.00
14:00	957	453	44	44	44	13.90	13.90	13.90
15:00	990	506	48	46	45	13.80	13.90	13.90
16:00	993	507	47	47	45	13.90	13.90	13.90
17:00	971	460	45	45	44	13.90	13.90	13.90
18:00	1,074	447	49	49	47	13.90	13.90	13.90
19:00	1,660	481	70	73	74	13.80	13.80	13.80
20:00	1,606	466	70	70	68	13.90	14.00	13.90
21:00	1,513	439	66	67	62	14.00	14.00	14.00
22:00	1,356	377	60	60	55	13.90	13.90	14.00
23:00	1,085	301	48	48	44	13.94	13.95	13.95
0:00	868	241	38	38	35	13.94	13.95	13.95

GRAFICAS DE LAS VARIABLES ELECTRICAS DEL ALIMENTADOR 21 - 12

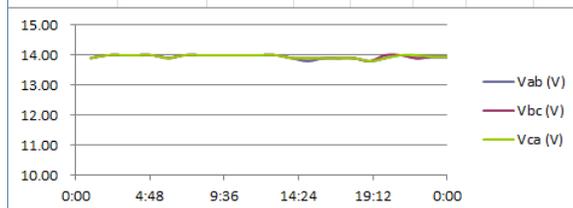
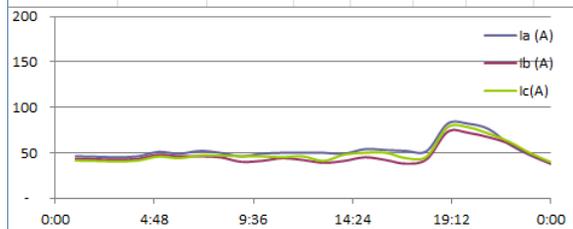
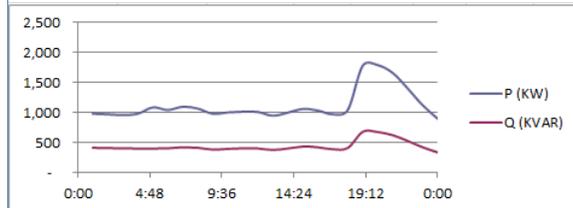




VARIABLES ELECTRICAS DEL ALIMENTADOR 21 - 13

Hora	Potencias (KW - KVAR)		Corrientes (A)			Voltajes (V)		
	P	Q	Ia	Ib	Ic	Vab	Vbc	Vca
1:00	982	414	46	43	41	13.91	13.90	13.90
2:00	972	410	46	43	41	14.00	14.00	14.00
3:00	961	406	45	42	40	14.00	14.00	14.00
4:00	982	402	46	43	41	14.00	14.00	14.00
5:00	1,087	402	51	48	46	14.00	14.00	14.00
6:00	1,045	406	49	46	44	13.91	13.90	13.90
7:00	1,098	423	52	46	47	14.00	14.00	14.00
8:00	1,067	415	50	45	47	14.00	14.00	14.00
9:00	982	385	46	40	46	14.00	14.00	14.00
10:00	1,004	397	49	41	46	14.00	14.00	14.00
11:00	1,015	406	50	44	45	14.00	14.00	14.00
12:00	1,011	403	50	42	46	14.00	14.00	14.00
13:00	949	379	50	39	41	14.00	14.00	14.00
14:00	1,000	403	49	41	48	13.90	13.90	13.90
15:00	1,062	435	54	45	50	13.80	13.90	13.90
16:00	1,036	423	53	42	50	13.90	13.90	13.90
17:00	971	391	52	38	44	13.90	13.90	13.90
18:00	1,045	412	52	43	46	13.90	13.90	13.90
19:00	1,782	680	82	73	78	13.80	13.80	13.80
20:00	1,792	677	82	72	78	13.90	14.00	13.90
21:00	1,661	625	76	67	71	14.00	14.00	14.00
22:00	1,403	528	59	60	62	13.90	13.90	14.00
23:00	1,122	423	47	48	50	13.94	13.95	13.95
0:00	898	338	38	38	40	13.94	13.95	13.95

GRAFICAS DE LAS VARIABLES ELECTRICAS DEL ALIMENTADOR 21 - 13

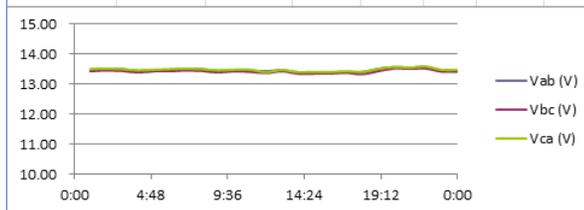
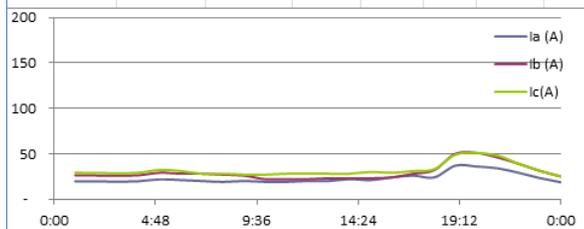
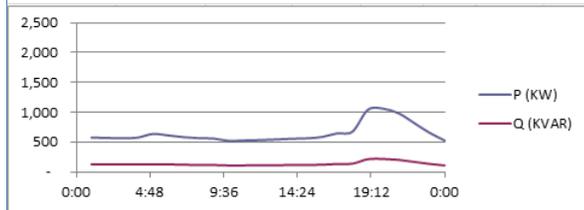




VARIABLES ELECTRICAS DEL ALIMENTADOR 22 - 11

Hora	Potencias (KW - KVAR)		Corrientes (A)			Voltajes (V)		
	P	Q	Ia	Ib	Ic	Vab	Vbc	Vca
1:00	573	126	20	26	29	13.48	13.43	13.50
2:00	567	125	20	26	29	13.52	13.46	13.52
3:00	561	124	19	26	29	13.50	13.44	13.50
4:00	573	123	20	26	29	13.45	13.39	13.46
5:00	634	123	22	29	32	13.47	13.43	13.48
6:00	610	124	21	28	31	13.48	13.43	13.50
7:00	581	118	20	28	28	13.52	13.46	13.52
8:00	564	115	19	27	28	13.50	13.44	13.50
9:00	555	113	20	26	27	13.45	13.39	13.46
10:00	518	105	19	22	27	13.47	13.43	13.48
11:00	525	107	19	22	28	13.46	13.41	13.48
12:00	531	108	20	22	28	13.43	13.37	13.40
13:00	541	110	20	23	28	13.47	13.43	13.47
14:00	553	112	22	23	28	13.40	13.35	13.40
15:00	560	114	21	23	30	13.40	13.35	13.41
16:00	583	118	24	24	29	13.39	13.35	13.40
17:00	645	131	26	28	31	13.41	13.38	13.43
18:00	674	137	24	32	33	13.40	13.33	13.41
19:00	1,038	211	37	50	49	13.51	13.43	13.51
20:00	1,058	215	36	51	51	13.57	13.52	13.57
21:00	980	199	34	46	48	13.55	13.51	13.55
22:00	821	167	29	39	39	13.57	13.52	13.59
23:00	657	133	23	31	31	13.47	13.42	13.48
0:00	525	107	19	25	25	13.47	13.42	13.48

GRAFICAS DE LAS VARIABLES ELECTRICAS DEL ALIMENTADOR 22 - 11

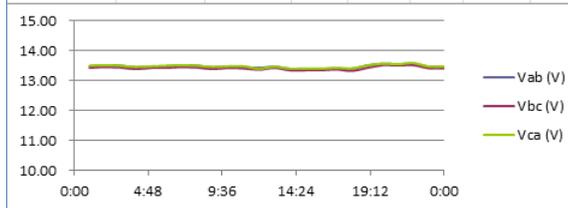
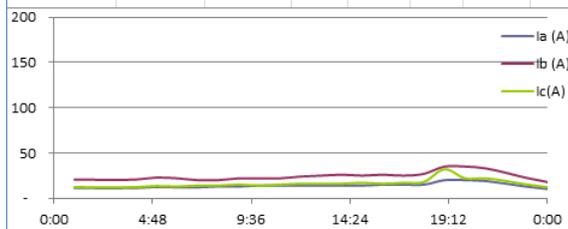
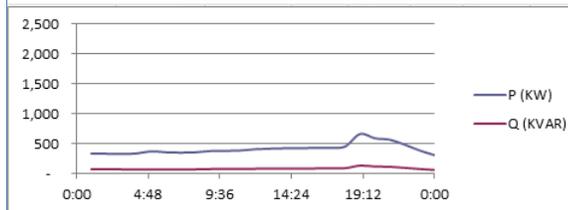




VARIABLES ELECTRICAS DEL ALIMENTADOR 22 - 12

Hora	Potencias (KW - KVAR)		Corrientes (A)			Voltajes (V)		
	P	Q	Ia	Ib	Ic	Vab	Vbc	Vca
1:00	337	74	11	21	12	13.48	13.43	13.50
2:00	333	73	11	20	12	13.52	13.46	13.52
3:00	330	73	11	20	12	13.50	13.44	13.50
4:00	337	72	11	21	12	13.45	13.39	13.46
5:00	373	72	12	23	14	13.47	13.43	13.48
6:00	358	73	12	22	13	13.48	13.43	13.50
7:00	351	71	12	20	14	13.52	13.46	13.52
8:00	358	73	13	20	14	13.50	13.44	13.50
9:00	380	77	13	22	15	13.45	13.39	13.46
10:00	381	77	14	22	14	13.47	13.43	13.48
11:00	388	79	14	22	15	13.46	13.41	13.48
12:00	409	83	14	24	16	13.43	13.37	13.40
13:00	419	85	14	25	16	13.47	13.43	13.47
14:00	424	86	14	26	16	13.40	13.35	13.40
15:00	424	86	14	25	17	13.40	13.35	13.41
16:00	432	88	15	26	16	13.39	13.35	13.40
17:00	432	88	15	25	17	13.41	13.38	13.43
18:00	454	92	15	27	18	13.40	13.33	13.41
19:00	664	135	20	35	32	13.51	13.43	13.51
20:00	590	120	20	35	22	13.57	13.52	13.57
21:00	567	115	19	33	22	13.55	13.51	13.55
22:00	483	98	16	28	19	13.57	13.52	13.59
23:00	387	79	13	22	15	13.47	13.42	13.48
0:00	309	63	10	18	12	13.47	13.42	13.48

GRAFICAS DE LAS VARIABLES ELECTRICAS DEL ALIMENTADOR 22 - 12

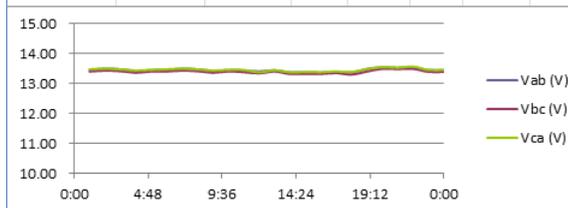
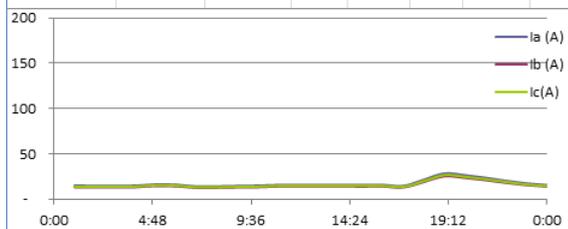
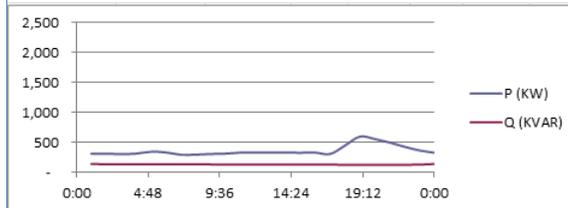




VARIABLES ELECTRICAS DEL ALIMENTADOR 23 - 11

Hora	Potencias (KW - KVAR)		Corrientes (A)			Voltajes (V)		
	P	Q	Ia	Ib	Ic	Vab	Vbc	Vca
1:00	313	139	15	13	14	13.46	13.41	13.48
2:00	310	137	15	13	14	13.50	13.44	13.50
3:00	306	136	14	13	13	13.48	13.42	13.48
4:00	314	135	15	13	14	13.43	13.37	13.44
5:00	345	135	16	14	15	13.45	13.41	13.46
6:00	333	136	16	14	15	13.46	13.41	13.48
7:00	294	136	14	12	13	13.50	13.44	13.50
8:00	296	134	14	12	13	13.48	13.42	13.48
9:00	307	133	15	13	14	13.43	13.37	13.44
10:00	313	132	15	13	14	13.45	13.41	13.46
11:00	330	131	16	14	15	13.44	13.39	13.46
12:00	329	130	16	14	15	13.41	13.35	13.38
13:00	332	131	16	14	15	13.45	13.41	13.45
14:00	332	130	16	14	15	13.38	13.33	13.38
15:00	327	130	15	14	14	13.38	13.33	13.39
16:00	330	130	16	14	15	13.37	13.33	13.38
17:00	307	129	15	13	14	13.39	13.36	13.41
18:00	448	127	21	19	20	13.38	13.31	13.39
19:00	598	126	28	25	26	13.49	13.41	13.49
20:00	557	125	26	23	25	13.55	13.50	13.55
21:00	498	125	24	21	22	13.53	13.49	13.53
22:00	427	126	20	18	19	13.55	13.50	13.57
23:00	366	128	17	15	16	13.45	13.39	13.45
0:00	328	141	16	14	14	13.45	13.39	13.45

GRAFICAS DE LAS VARIABLES ELECTRICAS DEL ALIMENTADOR 23 - 11

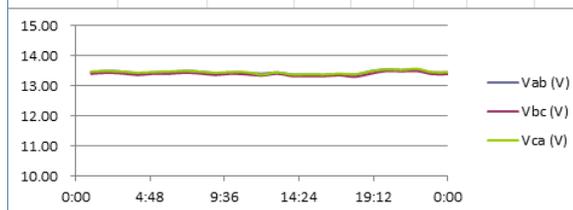
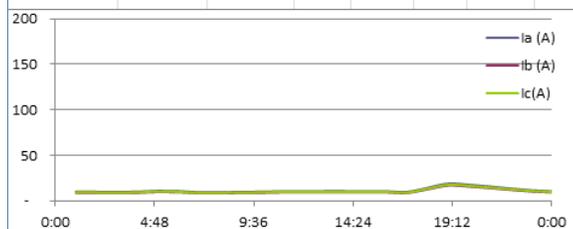
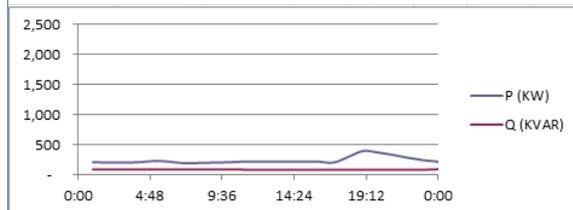




VARIABLES ELECTRICAS DEL ALIMENTADOR 23 - 12

Hora	Potencias (KW - KVAR)		Corrientes (A)			Voltajes (V)		
	P	Q	Ia	Ib	Ic	Vab	Vbc	Vca
1:00	209	93	10	9	9	13.46	13.41	13.48
2:00	207	91	10	9	9	13.50	13.44	13.50
3:00	204	91	10	9	9	13.48	13.42	13.48
4:00	209	90	10	9	9	13.43	13.37	13.44
5:00	230	90	11	10	10	13.45	13.41	13.46
6:00	222	91	10	9	10	13.46	13.41	13.48
7:00	196	90	9	8	9	13.50	13.44	13.50
8:00	197	90	9	8	9	13.48	13.42	13.48
9:00	205	88	10	9	9	13.43	13.37	13.44
10:00	209	88	10	9	9	13.45	13.41	13.46
11:00	220	87	10	9	10	13.44	13.39	13.46
12:00	219	87	10	9	10	13.41	13.35	13.38
13:00	222	87	10	9	10	13.45	13.41	13.45
14:00	221	86	10	9	10	13.38	13.33	13.38
15:00	218	87	10	9	10	13.38	13.33	13.39
16:00	220	86	10	9	10	13.37	13.33	13.38
17:00	204	86	10	9	9	13.39	13.36	13.41
18:00	299	85	14	13	13	13.38	13.31	13.39
19:00	398	84	19	17	18	13.49	13.41	13.49
20:00	371	83	18	16	16	13.55	13.50	13.55
21:00	332	83	16	14	15	13.53	13.49	13.53
22:00	284	84	13	12	13	13.55	13.50	13.57
23:00	244	86	12	10	11	13.45	13.39	13.45
0:00	219	94	10	9	10	13.45	13.39	13.45

GRAFICAS DE LAS VARIABLES ELECTRICAS DEL ALIMENTADOR 23 - 12





Anexo 7

“Magnitud de la Demanda por Alimentador de M.T en la provincia de Morona Santiago”.





Anexo 8

“Especificaciones Técnicas de los Inversores”.

Three phase commercial solar

**Xantrex™ GT500
Grid Tie Solar Inverter**

The Xantrex GT Series Grid Tie Solar Inverter is based on a reliable platform that is used in grid-connected photovoltaic (PV) and wind turbine applications throughout North America and Europe.

The Xantrex GT500 incorporates an advanced Maximum Power Point Tracking (MPPT) algorithm to maximize the energy harvested from a PV array. To reduce power losses during the conversion process, the inverter uses the latest switching devices and a high-efficiency transformer to achieve a weighted CEC efficiency of greater than 96.5%. To ensure reliability, the Xantrex GT500 and its sub-components are tested using Highly Accelerated Life Testing (HALT). HALT combines thermal and vibration cycles to stress a product beyond its specifications. This enables Xantrex to develop products and test them to a much higher standard than other inverter manufacturers. High reliability of the Xantrex GT500 reduces system downtime and results in higher energy production.

Product Features

- ▶ Ultra-efficient design with industry leading CEC efficiency of greater than 96.5%
- ▶ Option to connect directly to medium voltage using a customer supplied transformer (transformer must meet specifications supplied by Xantrex)
- ▶ Integrated design with isolation transformer (480V only) in one unit
- ▶ Includes AC and DC disconnects for both 480V and MV versions
- ▶ Integrated ground-fault detection and interruption
- ▶ Soft start circuit to reduce nuisance trips (480V only)
- ▶ Sealed design does not require filters or external air to cool sensitive components
- ▶ Back and sides of unit designed for zero clearance installations to minimize inverter space requirements
- ▶ Wiring access points on bottom, sides and back of inverter
- ▶ Removable air outlet allows inverter to be installed with existing ductwork
- ▶ Designed for liftlift or sling transportation
- ▶ Zinc plated and powder coated steel enclosure for maximum corrosion resistance
- ▶ Designed for maximum reliability with film-type capacitors and bus bars in the power path
- ▶ Bright fluorescent green vacuum display with UV cover for ease of reading in sunlight
- ▶ RS485/Modbus and RS232 communications
- ▶ Available with either a five-year, ten-year or fifteen-year warranty

Options

- ▶ Fused sub-array combiner integrated with the inverter enclosure
- ▶ Sub-array string monitoring
- ▶ Positive-ground configuration
- ▶ Remote monitoring and control options using either Xantrex or third-party products
- ▶ Preventative maintenance programs
- ▶ Uptime guarantees

© 2011 Xantrex Technology Inc. All rights reserved. Xantrex and Xantrex GT500 are trademarks of Xantrex Technology, registered in the United States and other countries.




Xantrex Technology Inc.

Headquarters
8999 Nelson Way
Burnaby, British Columbia
Canada V5A 4B5
+1 800 670 0707 Toll Free
+1 604 420 1591 Fax

Europe
Xantrex Technology GmbH
Steinhilber Str. 117
63500 Seligenbach, Germany
+49 (0) 6182 81 6000 Tel
+49 (0) 6182 81 6001 Fax

Xantrex Technology S.L.
Bar de Roda, 57 edificio A
08019 Barcelona, Spain
+34 93 433 8350 Tel
+34 93 433 8351 Fax
europesales@xantrex.com

Xantrex
is
Schneider
Electric

Our evolution to Schneider Electric, the global specialist in energy management, is affirming our commitment to provide you with innovative solutions, best-in-class customer service, and exceptional quality in everything we do. We are proud to be your partner, and we are dedicated to helping you make the most of your energy.

www.xantrex.com



Three phase commercial solar

Xantrex™ GT500 Grid Tie Solar Inverter

General Specifications		
	GT500-400 (Preliminary)	GT500-MV
Maximum continuous output power	500 kW	500 kW
Nominal output voltage	480 Vac	258 Vac (208 V from inverter, medium voltage determined by customer transformer)
Nominal output frequency	60 Hz	60 Hz
Nominal output current	634 A rms	1435 A rms
Maximum output fault current	2550 A	2550 A (Peak for 0.005 sec.)
Power factor	> 0.99	> 0.99
DC input voltage range	300 to 600 Vdc	300 to 600 Vdc
Peak power tracking voltage range	300 to 480 Vdc	300 to 480 Vdc
Maximum input current	1717 Adc	1717 Adc
Maximum input short-circuit current	3200 Adc	3200 Adc
Maximum backfeed current	0 Adc	1400 Adc
Peak inverter efficiency	97.5% (net)	96% (net) Not including MV transformer
CEC efficiency	96.5% (net)	95% (net) Not including MV transformer
Night time power consumption	< 100 W	< 100 W
Maximum output over-current protection	800 A	1800 A

Mechanical Specifications		
Operating temperature range	-4°F to 104°F (20°C to 40°C) Low temperature option available	
Enclosure rating	NEMA 3R	NEMA 3R
Unit weight	5000 lbs (net) (2268 kg)	2500 lbs (1137 kg)
Inverter dimensions (H x W x D)	38.4 x 149.5 x 49.6 in 2246 x 3738 x 1260 mm	38.4 x 90.0 x 49.6 in 2246 x 2286 x 1260 mm
Noise	< 70 dBA	< 70 dBA
Airflow	up to 6650' (202 m) without de-rating	
Relative humidity	0 to 95% non-condensing	

Regulatory Approvals		
Certified to UL 1741 (2009 Edition) and CSA 107.1-01		
Listed to IEEE 1547		

Specifications subject to change without notice.

©2009 Xantrex Technology, Inc. All rights reserved. Xantrex and Xantrexable Elements are trademarks of Xantrex Technology, registered in the United States and other countries.



Anexo 9

“Especificaciones Técnicas de los Paneles Solares”.

Solar Home

Solar Home :: Paneles Fotovoltaicos :: Policristalinos :: MÓDULO KYOCERA KC200GHT-2

MÓDULO KYOCERA KC200GHT-2



MÓDULO POLICRISTALINO KC200GHT-2, 990X1425mm.

Características:
Pmax: 200W
Vmpp: 26,3 V
Impp: 7,61 A
Voc: 32,9 V
Isc: 8,21 A
Dimensiones: 990X1425x36
Peso: 18,5 kg
Celulas: 54

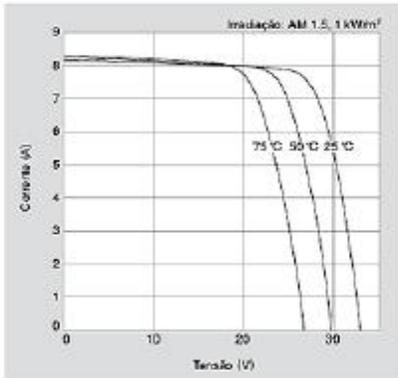


Gráfico 1: Características de corriente (A) versus tensión (V) para irradiación AM 1.5, 1 kW/m². El eje Y representa la Corriente (A) de 0 a 9, y el eje X representa la Tensión (V) de 0 a 30. Se muestran tres curvas para temperaturas de 75 °C, 50 °C y 25 °C. A 25 °C, la corriente es aproximadamente 8,2 A y la tensión de circuito abierto es 32,9 V.

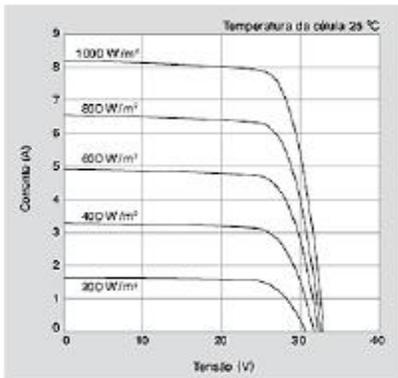


Gráfico 2: Características de corriente (A) versus tensión (V) para temperatura de célula 25 °C. El eje Y representa la Corriente (A) de 0 a 9, y el eje X representa la Tensión (V) de 0 a 40. Se muestran cinco curvas para niveles de irradiación de 1000 W/m², 800 W/m², 600 W/m², 400 W/m² y 200 W/m². A 1000 W/m², la corriente es aproximadamente 8,2 A y la tensión de circuito abierto es 32,9 V.



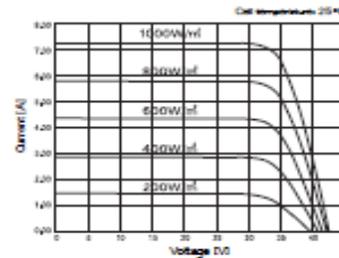
Electrical and Mechanical Characteristics HIP-230HDE1, HIP-225HDE1, HIP-220HDE1

Models HIP-xxxHDE1			
Electrical data	230	225	220
Maximum power (Pmax) [W]	230	225	220
Max. power voltage (Vpm) [V]	34.3	33.9	33.5
Max. power current (Ipmp) [A]	6.71	6.64	6.57
Open circuit voltage (Voc) [V]	42.3	41.8	41.4
Short circuit current (Isc) [A]	7.22	7.14	7.07
Warranted min. power (Pmin) [W]	218.5	213.8	209.0
Maximum over current rating [A]	15		
Output power tolerance [%]	+10/-5		
Max. system voltage [Vdc]	1000		
Temperature coeff. of Pmax [%/°C]	-0.3		
Temperature coeff. of Voc [V/°C]	-0.105	-0.105	-0.104
Temperature coeff. of Isc [mA/°C]	2.17	2.14	2.12

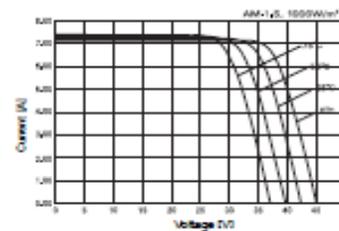
Note 1: Standard test conditions: Air mass 1.5, Irradiance = 1000 W/m², Cell temperature = 25 °C.
Note 2: The values in the above table are nominal.

Reference data for model HIP-230HDE1

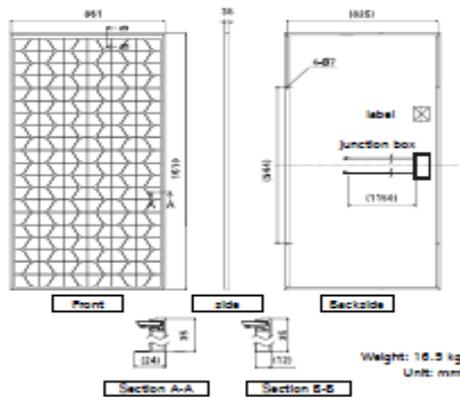
Dependence on irradiance



Dependence on temperature



Dimensions and weight



Certificates



Please consult your local dealer for more information.

Guarantee

Power output: 20 years (80% of minimum output power)
Product workmanship: 2 years
(Based on contract terms)

CAUTION! Please read the operating instructions carefully before using the products.

Due to our policy of continual improvement the products covered by this brochure may be changed without notice.

SANYO Component Europe GmbH
Solar Division
Stahlguberring 4
81829 Munich, Germany
Tel. +49-(0)89-460095-0
Fax. +49-(0)89-460095-170
http://www.sanyo-solar.eu
email: info.solar@sanyo-component.com



SANYO Electric Co., Ltd.
Solar Division

http://www.sanyo.com/solar
email: homepage_solar@sanyo.com

05/08



SHARP.

solar electricity

230 WATT

RESIDENTIAL MODULE
NEC 2008 Compliant



NU-U230F3

RESIDENTIAL 230 WATT MODULE FROM THE WORLD'S TRUSTED SOURCE FOR SOLAR.

Our most powerful residential module manufactured today, the NU-U230F3 blends high performance with advanced solar aesthetics. Black backsheet and sleek black frame create a modern silhouette on nearly any roof. Using breakthrough technology, made possible by nearly 50 years of proprietary research and development, this module incorporates an advanced surface texturing process to increase light absorption and improve efficiency. Flexible enough to permit installation on nearly any kind of roof, the 230 watt module is the newest innovation in Sharp's residential product offerings.

Sharp's highest-power residential solar module makes a beautiful addition to nearly any roof.

ENGINEERING EXCELLENCE

NU-U230F3 is the perfect combination of high-performance and design.

ADVANCED AESTHETICS

Sleek, black frame module provides an elegant appearance that blends beautifully with your home's roofline.

DURABLE

Tempered glass, EVA lamination and weatherproof backskin provide long-life and enhanced cell performance.

RELIABLE

25-year limited warranty on power output.

HIGH PERFORMANCE

This module uses an advanced surface texturing process to increase light absorption and improve efficiency.



Black frame improves aesthetics for residential roof top applications.



Laminated glass construction in a high torsion frame.

SHARP: THE NAME TO TRUST

When you choose Sharp, you get more than well-engineered products. You also get Sharp's proven reliability, outstanding customer service and the assurance of our 25-year limited warranty on power output. A global leader in solar electricity, Sharp powers more homes and businesses than any other solar manufacturer worldwide.

BECOME POWERFUL



230 WATT

NU-U230F3

NEC 2008 Compliant
Module output cables 12 AWG with locking connectors

ELECTRICAL CHARACTERISTICS

Maximum Power (Pmax)*	230 W
Tolerance of Pmax	+10%/-5%
Type of Cell	Monocrystalline silicon
Cell Configuration	60 in series
Open Circuit Voltage (Voc)	37.0 V
Maximum Power Voltage (Vpm)	30.0 V
Short Circuit Current (Isc)	8.40 A
Maximum Power Current (Ipm)	7.67 A
Module Efficiency (%)	14.1%
Maximum System (DC) Voltage	600 V
Series Fuse Rating	15 A
NOCT	47.5°C
Temperature Coefficient (Pmax)	-0.485%/°C
Temperature Coefficient (Voc)	-0.351%/°C
Temperature Coefficient (Isc)	0.053%/°C

*Measured at (STC) Standard Test Conditions: 25°C, 1 kW/m² irradiation, AM 1.5

MECHANICAL CHARACTERISTICS

Dimensions (A x B x C below)	39.7" x 64.6" x 1.8"/964 x 1640 x 46 mm
Cable Length (I)	43.3"/1100 mm
Output Interconnect Cable**	12 AWG with MC4 Locking Connector
Weight	443 lbs / 20.0 kg
Max Load	50 psf (2400 Pascals)
Operating Temperature (cell)	-40 to 194°F / -40 to 90°C

**A safety lock clip (Multi Contact part number PV-55144) may be required in readily accessible locations per NEC 2008 690.33 (C)

QUALIFICATIONS

UL Listed	UL 1703	
Fire Rating	Class C	

WARRANTY

25-year limited warranty on power output
Contact Sharp for complete warranty information

Design and specifications are subject to change without notice.
Sharp is a registered trademark of Sharp Corporation. All other trademarks are property of their respective owners. Contact Sharp to obtain the latest product manuals before using any Sharp device.

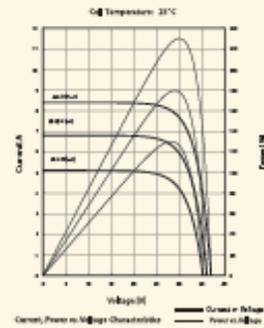


SHARP

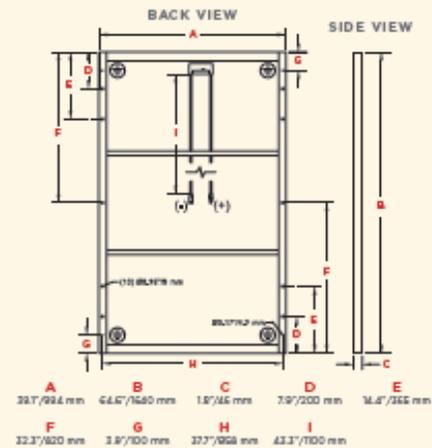
SHARP ELECTRONICS CORPORATION
5501 Bolsa Avenue, Huntington Beach, CA 92647
1-800-SOLAR-06 • Email: sharpsolar@sharpusa.com
www.sharpusa.com/solar

© 2009 Sharp Electronics Corporation. All rights reserved.

IV CURVES



DIMENSIONS



Contact Sharp for tolerance specifications



Solar powering a green future™

STP210 - 18/Ud
STP200 - 18/Ud
STP190 - 18/Ud

200 Potencia PANEL SOLAR POLICRISTALINO

Características

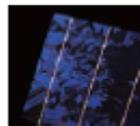
- Alta eficiencia de conversión basada en tecnologías líder en innovación fotovoltaica
- Alta fiabilidad con tolerancia garantizada de potencia disponible de $\pm 3\%$, asegurando el beneficio sobre la inversión
- Resiste grandes cargas debidas a la presión del viento y nieve y variaciones extremas de temperatura (Prueba de carga mecánica IEC 5400P aprobada)

Calidad y Seguridad

- Garantía transferible de 25 años de potencia disponible
- Riguroso control de calidad satisfaciendo las normativas internacionales más elevadas
- Fábricas certificadas de productos de clase mundial ISO 9001:2000 (Sistema de Gestión de Calidad) ISO 14001:2004 (Sistema de Gestión de Medioambiente)
- IEC61215, IEC61730, conformidad CE

Aplicaciones recomendadas

- Sistemas de conexión a la red eléctrica
- Sistemas de conexión a la red comercial
- Sistemas de conexión aislada



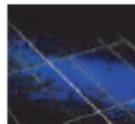
La exclusiva estructura Back Surface Field (BSF) de Suntech y la capa antirreflejo incrementan la eficacia de conversión de la célula



El aislamiento térmico entre la laminación y la última versión de la caja de conexiones mejora el rendimiento del panel. La nueva caja de conexiones también ofrece una interconexión perfecta entre los módulos y los inversores para garantizar un completo aprovechamiento de la potencia de salida del módulo



El diseño exclusivo en los orificios de drenaje y la construcción rígida impide que el marco se deforme o se rompa debido a las heladas y otras fuerzas



Los procesos avanzados de testado de células y de pasivación mejoran el desempeño de radiación con poca luz del módulo y ofrecen una potencia de campo mayor



Suntech fue nombrada Empresa de Desarrollo de Energía Solar del Año en 2008 por Frost and Sullivan (USA)

www.suntech-power.com | E-mail: sales@suntech-power.com
STP es una marca registrada de Suntech Power Holdings Co., Ltd. Todos los derechos reservados

STP-DS-STD-N01.02 Rev 2009
© Derechos del autor 2009 Suntech Power



Solar powering a green future™

STP210 - 18/Ud
STP200 - 18/Ud
STP190 - 18/Ud

Características eléctricas

Características	STP210-18/Ud	STP200-18/Ud	STP190-18/Ud
Voltaje a circuito abierto (Voc)	33.6V	33.4V	33.0V
Voltaje a potencia máxima (Vmp)	26.4V	26.2V	26.0V
Corriente de cortocircuito (Isc)	8.33A	8.12A	7.89A
Corriente a potencia máxima (Imp)	7.95A	7.63A <td 7.31A	
Potencia máxima (STC) (Pmax)	210Wp	200Wp	190Wp
Temperatura de operación	-40°C to +85°C	-40°C to +85°C	-40°C to +85°C
Voltaje máximo del sistema	1000V DC	1000V DC	1000V DC
Máximo valor del fusible en serie	20A	20A	20A
Tolerancia de potencia	±3 %	±3 %	±3 %

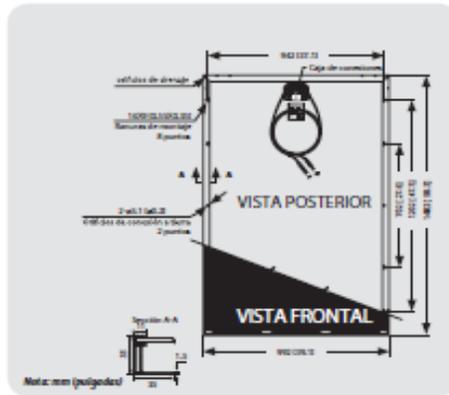
STC: Irradiancia 1000 W/m², Temperatura del módulo 25°C, AM=1.5

Características mecánicas

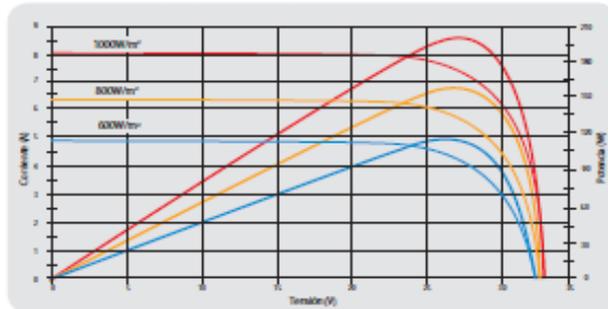
Célula solar	Policristalino 156x156mm (6pulgadas)
N° de células	54 (6x9)
Dimensiones	1482x992x35mm (58.3x39.1x1.4pulgadas)
Peso	16.8kg (37.0lbs)
Vidrio frontal	Vidrio templado de 3.2 mm (0.13pulgadas)
Marco	Alacación de aluminio anodizado
Caja de conexiones	IP67
Cables de salida	H+S Cable RADOX® SMART de 4.0mm² (0.006pulgada²), Longitudes simétricas (-) 1000mm(39.4pulgadas) y (+) 1000mm(39.4pulgadas), conectores integrados de cierre por torsión RADOX® SOLAR

Coefficientes de temperatura

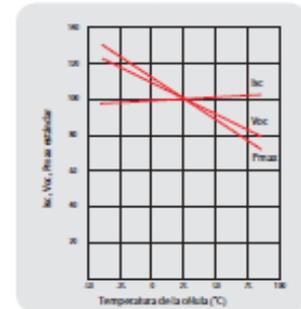
Temperatura de operación nominal de la célula	45±2°C
Coefficiente de temperatura de Pmax	-0.47 %/°C
Coefficiente de temperatura de Voc	-0.34 %/°C
Coefficiente de temperatura de Isc	0.045 %/°C



Curva de corriente-Voltaje y potencia-Voltaje (200W)



Relación entre la Temperatura e Isc, Voc, Pmax



La especificación sobre este tema puede modificarse sin previo aviso

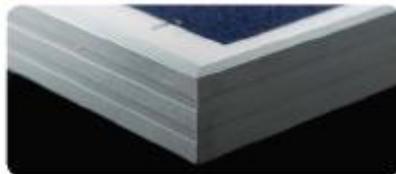
www.suntech-power.com | E-mail: sales@suntech-power.com

STP-DS-STD-N01.02 Rev 2009



YL 235 P-29b / 1650x990 SERIES

YL 230 P-29b . YL 235 P-29b . YL 230 P-29b
YL 235 P-29b . YL 230 P-29b . YL 235 P-29b



* In compliance with our Warranty Terms and Conditions

ABOUT YINGLI SOLAR

Yingli Solar is a vertically integrated manufacturer of solar photovoltaic modules. Under one roof we manufacture our ingots, wafers, cells and modules. This ensures that we can tightly control our material and production quality, offering our customers leading product durability and sustainable performance backed by our 25 year limited power warranty*.

PERFORMANCE

- >> High efficiency, polycrystalline solar cells with high transmission and textured glass delivering a module series efficiency of up to 14.4%, minimising installation costs and maximising the kWh output of your system per unit area.
- >> Power tolerance of +/-3% minimising PV system mismatch losses.

QUALITY & RELIABILITY

- >> 3 busbars cells with higher efficiency and better collection of electrons increase module power output.
- >> Robust, corrosion resistant aluminium frame independently tested to withstand wind loads of 2.4KPa and snow loads of 5.4KPa ensuring a stable mechanical life for your modules.
- >> Take confidence in our modules with a 5 year limited product warranty and a 25 year limited power warranty*.
- >> Modules protected by box during transportation and with 20 modules in a box on-site waste is minimised.
- >> Manufacturing facility certified to ISO 9001 Quality Management System standards.

WARRANTIES

5-year limited product warranty*
Limited power warranty*: 10 years at 90% of the minimal rated power output, 25 years at 80% of the minimal rated power output

QUALIFICATIONS AND CERTIFICATES

IEC 61215 Edition 2, IEC 61730, CE, ISO 9001



• Certified, IEC 61215
• Safety tested, IEC 61730
• Permitted Installation



www.yinglisolar.com



YL 235 P-29b / 1650x990 SERIES

ELECTRICAL PARAMETERS

Electrical parameters at STC (1000 W/m², 25°C, AM 1.5 according to EN 60904-3)

Module type	YL 235 P-29b	YL 235P-29b	YL 235 P-29b	YL 235 P-29b	YL 235 P-29b	YL 235 P-29b
Power output [W]	210.0	215.0	220.0	225.0	230.0	235.0
Power output tolerance [%]	+/- 3	+/- 3	+/- 3	+/- 3	+/- 3	+/- 3
Module Efficiency [%]	12.9	13.2	13.5	13.8	14.1	14.4
Voltage at Pmax, V _{mp} [V]	28.5	29.0	29.0	29.5	29.5	29.5
Current at Pmax, I _{mp} [A]	7.37	7.40	7.59	7.63	7.80	7.97
Open circuit voltage V _{oc} [V]	36.0	36.0	36.5	36.5	37.0	37.0
Short circuit current I _{sc} [A]	7.95	8.10	8.15	8.28	8.40	8.54
Max. system Voltage [V]	1,000 VDC					

Parameters of the thermal characteristics

NO CT (Nominal Operating Cell Temperature) [°C]	46 +/- 2
Temperature coefficient beta of I _{sc} [%/°C]	+ 0.0006
Temperature coefficient alpha of V _{oc} [%/°C]	- 0.0037
Temperature coefficient gamma of P _{mp} [%/°C]	- 0.0045

MECHANICAL PARAMETERS

Dimensions (length [mm] / width [mm] / thickness [mm])	1650 / 990 / 50
Thickness with junction box [mm]	50
Weight [kg]	15.8
Junction box (manufacturer / protection degree / number of diodes)	CIX / IP65 / 6
Junction box dimensions (length / width / thickness [mm])	85 / 122 / 25
Positive cable negative cable (length [mm] / cross-section [mm ²])	1,200 / 4.0
Plug connector (manufacturer / type / protection degree)	MC4 / UV resistant and self-healing / IP67
Front cover (material / thickness [mm])	Tempered Glass, 3,6mm
Cell type (quantity / technology / cells size [mmxmm])	60 / polycrystalline 3 bars / 156 x 156
Encapsulation material	Ethylene Vinyl Acetate (EVA)
Rear cover (material / thickness [mm])	Polyester laminated film / 0.267
Frame (material)	robust anodized aluminum alloy

OPERATING CONDITIONS

Operating temperature [°C]	-40 to +85
Max. wind load / Max. snow load [Pa]	2.4k / 54k
Application Class	Class A

PACKAGING

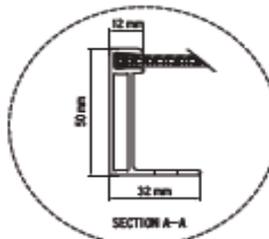
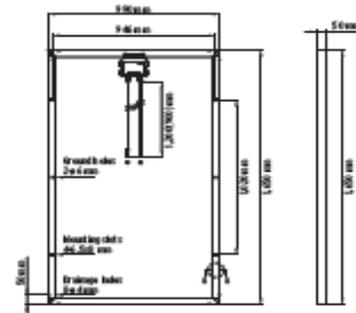
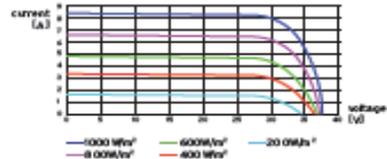
Number of modules per box	20
Box size (length [mm] / width [mm] / depth [mm])	1700 / 1140 / 1,165
Box Gross weight in kg	450
Boxes per pallet	1

* The data does not refer to a single module and they are not part of the offer they serve for comparison only to different module types.

Yingli Green Energy Holding Co. Ltd. Subject to modifications and errors
 commerce@yinglisolar.com
 0086 - (01312 - 8929802

www.yinglisolar.com

IV CURVES



⚠ Electrical equipment, check with your installer

© Yingli Green Energy Holding Co. Ltd. YL235P-29b-01-09201000-388a-v01





Solar modules



TRINA SOLAR – TSM225PC05 / TSM230PC05 / TSM235PC05

Solar modules are the key element of every solar power system as they convert sunlight into electricity. Their quality and the optimum use of the respective technology are therefore decisive for the yield and profit of your system. Polycrystalline solar modules provide reliable experience based on more than 40 years of use and continuously deliver excellent yields.

Phoenix Solar selects the best solar modules from leading international manufacturers based on strict quality criteria. They are tested by our own technical experts as well as independent institutes. This provides you with investment security whilst optimising your return at the same time.



The advantages at a glance:

- 225, 230 and 235 Wp power output available
- Tested in a RAL certificated process, independent of the manufacturer
- Polycrystalline high-performance modules with an efficiency of up to 14.40%
- 25 years overall performance guarantee*
- 15-year performance guarantee* at 80% of the minimal rated power output
- 10-year performance guarantee* at 90% of the minimal rated power output
- Robust, non-corroding aluminium frame
- Tempered glass provides protection from hail, snow, ice and storm
- Low module weight for easy installation and no static loading problems on the roof

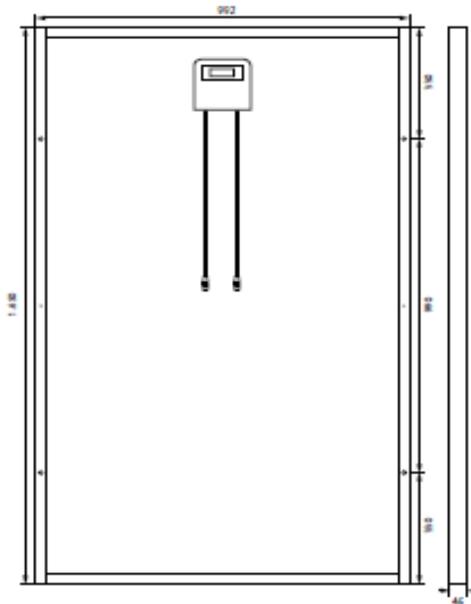
* The manufacturer's terms and conditions of guarantee apply

Experience that pays

Phoenix Solar or your local Phoenix Solar partner individually match the solar modules and all additional system components to ensure that you get the ideal system to meet your requirements. All of our sales partners have a considerable amount of expertise and many years of experience in solar technology and have been personally chosen by us according to the strictest quality criteria.



Parameters



Mechanical parameters

Length [mm]	1,650
Width [mm]	992
Depth [mm]	46
Depth with connection socket [mm]	46
Weight [kg]	19.50
Connection socket (manufacturer)	Berhe
Positive cable (manufacturer/length [mm]/ cable cross-section [mm ²])	Berhe/1,000/4
Negative cable (manufacturer/length [mm]/ cable cross-section [mm ²])	Berhe/1,000/4
Plug connector (manufacturer/type)	Multicontact/ MC3 or MC4
Front cover (material/thickness [mm])	Low iron glass, tempered/3.2
Cell type (quantity/technology)	60/polycrystalline
Cell embedding (material)	Ethylene vinyl acetate (EVA)
Rear cover (material)	TPT
Frame (material)	Aluminium

Manufacturer's guarantee

Product guarantee	5-year product guarantee*
Performance guarantee	25 years overall performance guarantee* 10 years at 90 % of the minimal rated power output* 15 years at 80 % of the minimal rated power output*

* The manufacturer's terms and conditions of guarantee apply

Qualifications and Certificates

IEC 61215 Ed. 2
IEC 61730



Trina Solar was founded in 1997 in China, and is thus one of its country's photovoltaic pioneer companies. This solar module manufacturer follows a vertically integrated business model, with production of monocrystalline ingots, through to the finished solar modules. This enables Trina Solar to perfectly monitor the quality of its products in all levels of manufacture.





Parameters

Electrical parameters

Electrical parameters for STC (1,000 W/m², T_{amb} = 25 (±/- 2)°C, AM 1.5 according to EN/IEC 60904-3)

Article number	100856	100862	100855	100863	100860	100864
Plug connector	MC4	MC3	MC4	MC3	MC4	MC3
Power output [P _{mp}]	225		230		235	
Power output tolerance [%]	± 3		± 3		± 3	
Efficiency [%]	13.70		14.00		14.40	
Max. voltage V _{mp} [V]	29.40		29.80		30.10	
Max. current I _{mp} [A]	7.66		7.72		7.81	
Open circuit voltage V _{oc} [V]	36.90		37.00		37.10	
Short circuit current I _{sc} [A]	8.20		8.26		8.31	

Electrical parameters for 800 W/m², NOCT, AM 1.5 according to EN 60904-3
NOCT = Nominal Operating Cell Temperature, cell temperature under nominal operating conditions

Max. power output P _{mp} [Wp]	161.60	166.60	169.20
Max. voltage V _{mp} [V]	27.40	27.50	27.70
Max. current I _{mp} [A]	5.90	6.02	6.11
Open circuit voltage V _{oc} [V]	33.70	33.80	34.10
Short circuit current I _{sc} [A]	6.55	6.62	6.72

Electrical parameters for STC 200 W/m², T_{amb} = 25°C, AM 1.5 according to EN 60904-1

Max. power output P _{mp} [Wp]	45.10	45.90	46.00
Max. voltage V _{mp} [V]	29.90	30.20	30.40
Max. current I _{mp} [A]	1.51	1.52	1.54
Open circuit voltage V _{oc} [V]	35.80	35.90	36.10
Short circuit current I _{sc} [A]	1.66	1.68	1.70

Reverse current loading capability I _r [A]	14
Max. permissible system voltage V _{sp} [V]	1,000

Parameters of the thermal characteristics

NOCT [°C]	47
Temperature coefficient of the short circuit current I _{sc} [%/K]	+ 0.05
Temperature coefficient of the open circuit voltage V _{oc} [%/K]	- 0.35
Temperature coefficient of the MPP power P _{mp} [%/K]	- 0.45

Operating conditions

Max. operating temperature [°C]	-40 to +80
Max. snow load [Pa]	5,400
Max. wind load [Pa]	2,400

Subject to modifications and errors



Anexo 10

“Dimensiones de los Sub-Generadores Fotovoltaicos”

Dimensionamiento del Sub - Generador Fotovoltaico 1 = Sub - Generador 2 =Sub - Generador 6

Las características técnicas de los componentes bajo análisis son:

a) Módulo Policristalino KC200GHT-2 (Módulo Kyocera). Ver Anexo 9.

b) Inversor GT500E (Módulo Xantrex). Ver Anexo 8.

Numero máximo de módulos por ramal

El valor maximo de la tension de entrada al inversor corresponde a la tension de circuito del generador fotovoltaico cuando la temperatura del modulo es minima.

La temperatura del modulo es minima corresponde con una temperatura ambiente minima que definimos -5 °C

La tensión de circuito abierto del módulo será:

$$U_{Treal} = U_{25^{\circ}C} - \frac{T_k(U_{OC}) \cdot (T_f - T_i)}{1000}$$

Donde:

$U_{25^{\circ}C}$ Tensión de circuito abierto a 25 °C.

T_k : Coeficiente de Temperatura (variacion de la tension con la temperatura [mV /°C])

$T_f - T_i$: Temperatura nominal de funcionamiento y Tmax., Tmin. ambiente.

Ahora, teniendo en consideración el Inversor GT500E (Módulo Xantrex). Ver Anexo 8. Y las características del Módulo Policristalino KC200GHT-2 (Módulo Kyocera). Ver Anexo 9. Podemos determinar que:

El numero maximo de modulos por ramal corresponde a : $N_{max(serie)} = \frac{U_{max-CC(inv)}}{U_{Treal(PPV)}}$

$N_{max(serie)}$ 23,23 Unidades. Ajustamos el valor a.

Nmax: 23 Unidades.

Arreglo de los módulos en serie:

$U_{max-CC(inv), 850 V}$



Dimensionamiento del Sub - Generador Fotovoltaico 1 = Sub - Generador 2 =Sub - Generador 6

Numero de ramales en Paralelo.

El numero de ramales en paralelo debe cumplir que la corriente de cortocircuito maxima de un ramal por el numero de ramales conectados en paralelo sea menor que la corriente maxima admisible de entrada al Inversor. Así mismo se debe examinar las constantes de temperatura, pues estas nos indican las variaciones de intensidad de cortocircuito (Isc) que experimenta el panel en función de su temperatura, la siguiente expresión nos permite determinar lo indicado.

$$I_{Treal} = I_{25^{\circ}C} - \frac{T_k(I_{sc}) \cdot (T_f - T_i)}{1000}$$

Donde:

$I_{25^{\circ}C}$ Corriente de corto - circuito abierto a 25 °C.

T_k : Coeficiente de Temperatura (variacion de la tension con la temperatura [A /°C])

$T_f - T_i$: Temperatura nominal de funcionamiento y Tmax., Tmin. ambiente.

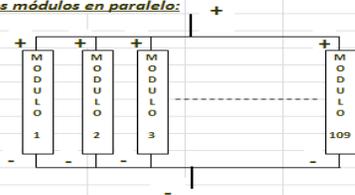
Ahora, teniendo en consideración el Inversor GT500E (Módulo Xantrex).Ver Anexo 8 y las características del Módulo Policristalino KC200GHT-2 (Módulo Kyocera). Ver Anexo 9. Podemos determinar que:

El numero maximo de modulos por ramal corresponde a :
$$N_{ramales} = \frac{I_{max} (inv)}{I_{cc} (ramal)}$$

Nram. lb: **108,70 Unidades** Ajustamos el valor a.

Nram. lb: **109 Unidades**

Arreglo de los módulos en paralelo:



Por lo tanto, el arreglo del Subgenerador No. 01 tendrá.

* Número de módulos por ramal (NMR):	23
* Número de ramales conectados en paralelo (NRP) :	109
Total de módulos fotovoltaicos para el Sub - Generador No. 01 (TM)	2507

De ésta manera el inversor trabaja dentro de los rangos nominales y aprovechando al máximo su rendimiento.

Rango de Trabajo:

Tensión PMP por ramal:	(Vmpp) . (NMR) =	604.9	Voltios
Tensión en circuito abierto por ramal:	(Voc) . (NMR) =	756.7	Voltios
Intensidad de cortocircuito por ramal:	(Icc (ramal) =	8.21	Amperios
Intensidad de entrada al Inversor:	(Icc (ramal) , (NRP)=	894.89	Amperios
Potencia Generada:	(TM) (Pot. Módulo FV) =	501400	Vatios
		501.4 KW	

No obstante, lo indicado tenemos siempre que observar las características técnicas del inversor (rangos de trabajo) con el proposito de que este esté precautelado ante posibles sobrecargas. Ver anexo 8. Las características del Inversor utilizado en este diseño.

Total de módulos fotovoltaicos para el Sub - Generador No. 01 (TM)	2507
Total de módulos fotovoltaicos para el Sub - Generador No. 02 (TM)	2507
Total de módulos fotovoltaicos para el Sub - Generador No. 03 (TM)	2507
Total de módulos fotovoltaicos para el Sub - Generador No. 04 (TM)	2507
Total de módulos fotovoltaicos para el Sub - Generador No. 05 (TM)	2507
Total de módulos fotovoltaicos para el Sub - Generador No. 06 (TM)	2507

Total de módulos fotovoltaicos para la CENTRAL FOTOVOLTAICA 15042

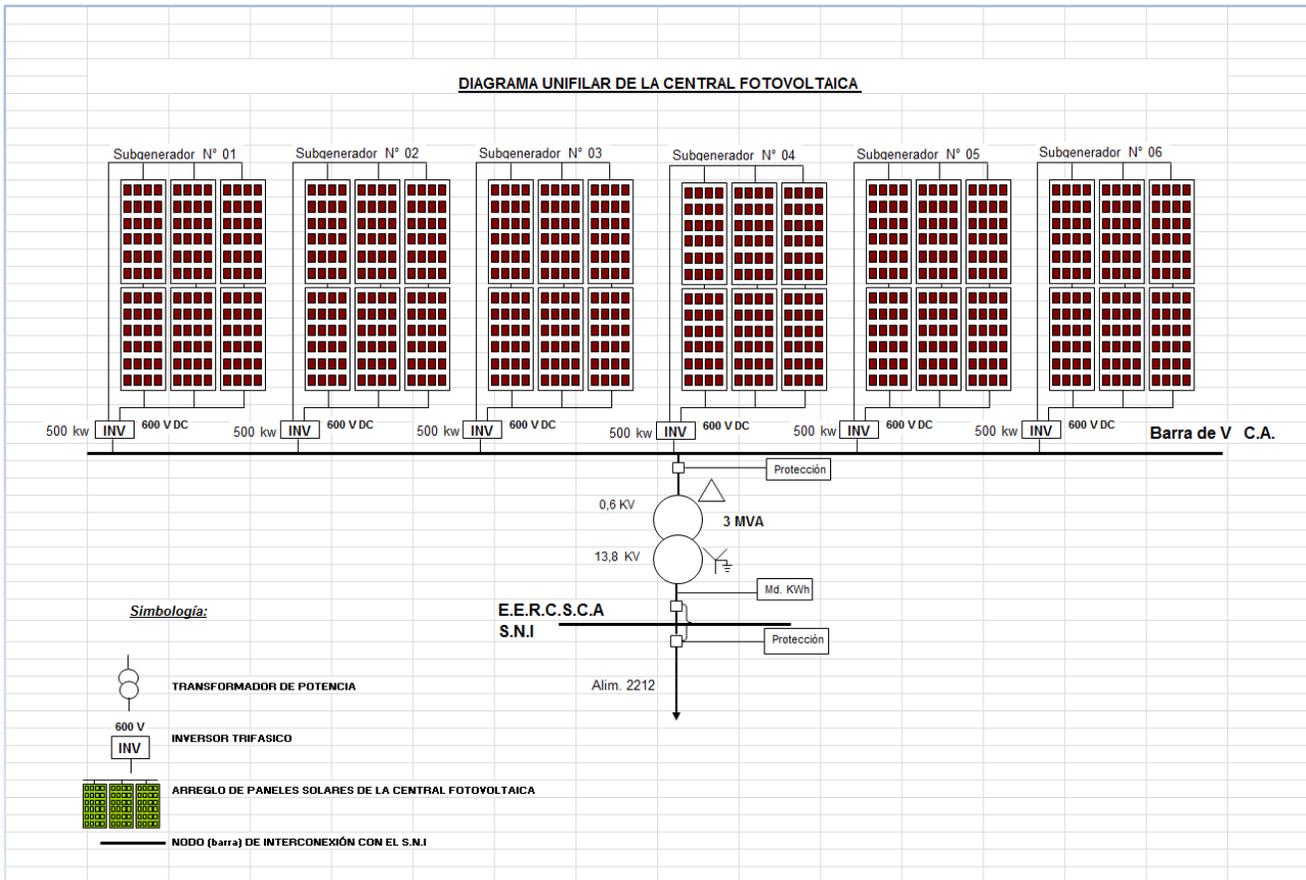
Finalmente esta información se complementa con el Anexo 11 que trata del diagrama Unifilar de la Central Fotovoltaica así como el

Anexo 12 que trata de la Interconexión de la Central Fotovoltaica con el sistema eléctrico de potencia de la provincia de Morona Santiago.



Anexo 11

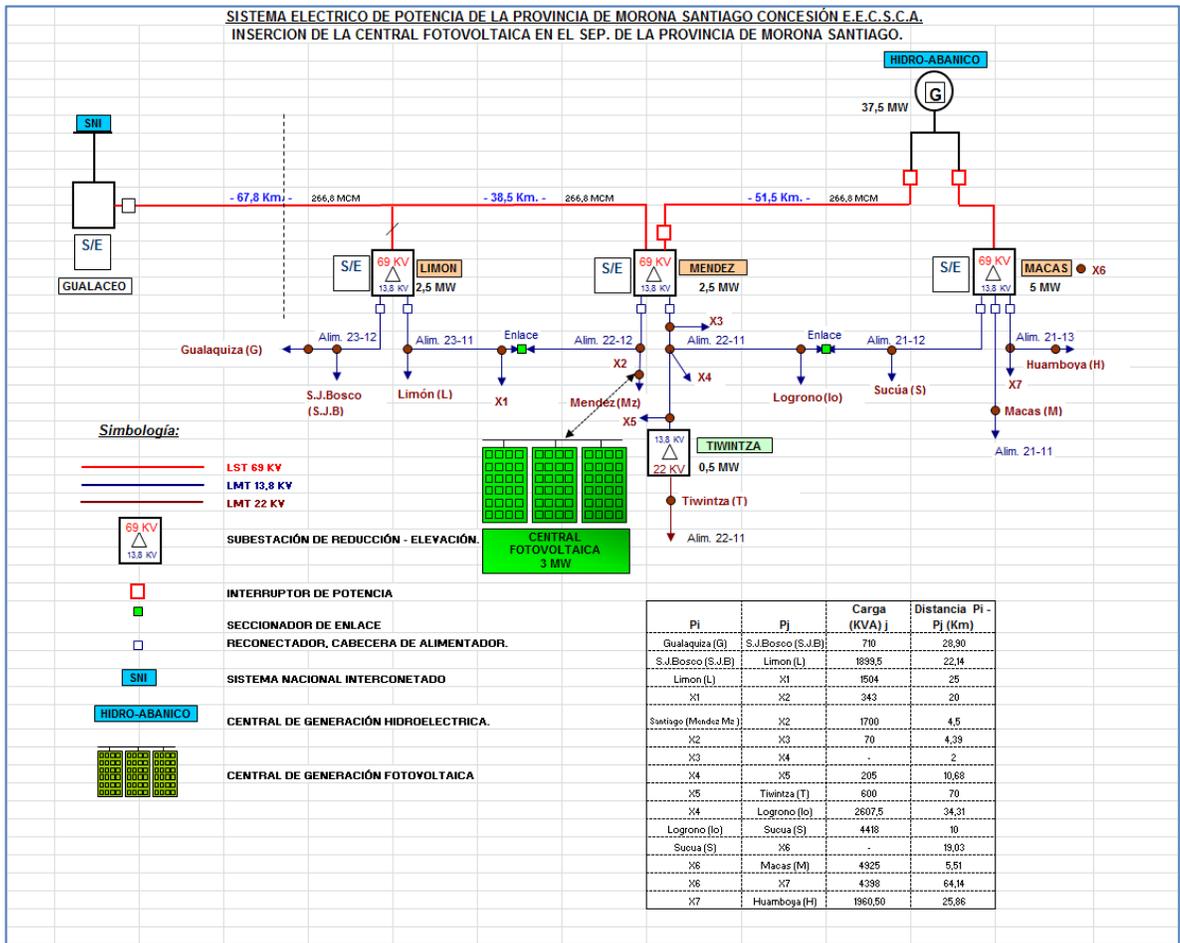
“Diagrama Unifilar de la Central Fotovoltaica”





Anexo 12

“Interconexión de la Central Fotovoltaica con el Sistema Eléctrico de Potencia de la provincia de Morona Santiago”





UNIVERSIDAD DE CUENCA

Anexo 13
“Análisis Financiero”



Anexo 13.1

“Análisis Financiero Caso Base”

DATOS GENERALES:				FINANCIAMIENTO:				IMPUESTOS - DEPRECIACIONES:																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																							
Tipo de Central: Solar - Fotovoltaica Capacidad [MW]: 3.00 Vida Útil del Proyecto [Años]: 20.00 Costo Directo de la obra (USD \$): 16,000,000.00 Tiempo de construcción [Años]: 2.00 Costos (O y M) anuales [%]: 4.50 Tasa de descuento [%]: 10% Tasa de inflación [%]: 4%				Aporte de Capital Propio [%]: 20% Aporte de Crédito de Capital [%]: 80% Desembolso del préstamo en el año 1 [%]: 40% Desembolso del préstamo en el año 2 [%]: 40% Intereses nominal a pagar por préstamo [% - Anual]: 8.50% Periodicidad del pago de intereses: Semestral Interés del periodo: 4.25% Tiempo para cancelar el préstamo [Años]: 12 Numero de Pagos: 24 SEMESTRALES: Año 1: 7,200,000.00 Año 2: 8,800,000.00 Año 3: 7,200,000.00 Valor de la Deuda (USD): 14,400,000.00				Tipo de Depreciación: Lineal Utilizada a los trabajadores: 15% Antes de los impuestos. Impuesto a la Renta [%]: 25% Largo de pago de utilidades.																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																							
INGRESOS CONSIDERADOS:				EGRESOS CONSIDERADOS:				AMORTIZACIÓN:																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																							
<table border="1"> <thead> <tr> <th>Año</th> <th>Energía generada (MWh)</th> <th>Flujo de venta (USD /MWh)</th> <th>Ingreso (S) [A]</th> <th>Ingreso Bonos VERDES (S) [B]</th> <th>Ingreso Por Transporte de Energía (S) [C]</th> <th>Totales [A]+[B]+[C]</th> </tr> </thead> <tbody> <tr><td>1</td><td>4,200.00</td><td>400.30</td><td>1,681,200.00</td><td>31,130.40</td><td>0.00</td><td>1,712,330.40</td></tr> <tr><td>2</td><td>4,200.00</td><td>400.30</td><td>1,681,200.00</td><td>31,130.40</td><td>0.00</td><td>1,712,330.40</td></tr> <tr><td>3</td><td>4,200.00</td><td>400.30</td><td>1,681,200.00</td><td>31,130.40</td><td>0.00</td><td>1,712,330.40</td></tr> <tr><td>4</td><td>4,200.00</td><td>400.30</td><td>1,681,200.00</td><td>31,130.40</td><td>0.00</td><td>1,712,330.40</td></tr> <tr><td>5</td><td>4,200.00</td><td>400.30</td><td>1,681,200.00</td><td>31,130.40</td><td>0.00</td><td>1,712,330.40</td></tr> <tr><td>6</td><td>4,200.00</td><td>400.30</td><td>1,681,200.00</td><td>31,130.40</td><td>0.00</td><td>1,712,330.40</td></tr> <tr><td>7</td><td>4,200.00</td><td>400.30</td><td>1,681,200.00</td><td>31,130.40</td><td>0.00</td><td>1,712,330.40</td></tr> <tr><td>8</td><td>4,200.00</td><td>400.30</td><td>1,681,200.00</td><td>31,130.40</td><td>0.00</td><td>1,712,330.40</td></tr> <tr><td>9</td><td>4,200.00</td><td>400.30</td><td>1,681,200.00</td><td>31,130.40</td><td>0.00</td><td>1,712,330.40</td></tr> <tr><td>10</td><td>4,200.00</td><td>400.30</td><td>1,681,200.00</td><td>31,130.40</td><td>0.00</td><td>1,712,330.40</td></tr> <tr><td>11</td><td>4,200.00</td><td>400.30</td><td>1,681,200.00</td><td>31,130.40</td><td>0.00</td><td>1,712,330.40</td></tr> <tr><td>12</td><td>4,200.00</td><td>400.30</td><td>1,681,200.00</td><td>31,130.40</td><td>0.00</td><td>1,712,330.40</td></tr> <tr><td>13</td><td>4,200.00</td><td>400.30</td><td>1,681,200.00</td><td>31,130.40</td><td>0.00</td><td>1,712,330.40</td></tr> <tr><td>14</td><td>4,200.00</td><td>400.30</td><td>1,681,200.00</td><td>31,130.40</td><td>0.00</td><td>1,712,330.40</td></tr> <tr><td>15</td><td>4,200.00</td><td>400.30</td><td>1,681,200.00</td><td>31,130.40</td><td>0.00</td><td>1,712,330.40</td></tr> <tr><td>16</td><td>4,200.00</td><td>400.30</td><td>1,681,200.00</td><td>31,130.40</td><td>0.00</td><td>1,712,330.40</td></tr> <tr><td>17</td><td>4,200.00</td><td>400.30</td><td>1,681,200.00</td><td>31,130.40</td><td>0.00</td><td>1,712,330.40</td></tr> <tr><td>18</td><td>4,200.00</td><td>400.30</td><td>1,681,200.00</td><td>31,130.40</td><td>0.00</td><td>1,712,330.40</td></tr> <tr><td>19</td><td>4,200.00</td><td>400.30</td><td>1,681,200.00</td><td>31,130.40</td><td>0.00</td><td>1,712,330.40</td></tr> <tr><td>20</td><td>4,200.00</td><td>400.30</td><td>1,681,200.00</td><td>31,130.40</td><td>0.00</td><td>1,712,330.40</td></tr> </tbody> </table>				Año	Energía generada (MWh)	Flujo de venta (USD /MWh)	Ingreso (S) [A]	Ingreso Bonos VERDES (S) [B]	Ingreso Por Transporte de Energía (S) [C]	Totales [A]+[B]+[C]	1	4,200.00	400.30	1,681,200.00	31,130.40	0.00	1,712,330.40	2	4,200.00	400.30	1,681,200.00	31,130.40	0.00	1,712,330.40	3	4,200.00	400.30	1,681,200.00	31,130.40	0.00	1,712,330.40	4	4,200.00	400.30	1,681,200.00	31,130.40	0.00	1,712,330.40	5	4,200.00	400.30	1,681,200.00	31,130.40	0.00	1,712,330.40	6	4,200.00	400.30	1,681,200.00	31,130.40	0.00	1,712,330.40	7	4,200.00	400.30	1,681,200.00	31,130.40	0.00	1,712,330.40	8	4,200.00	400.30	1,681,200.00	31,130.40	0.00	1,712,330.40	9	4,200.00	400.30	1,681,200.00	31,130.40	0.00	1,712,330.40	10	4,200.00	400.30	1,681,200.00	31,130.40	0.00	1,712,330.40	11	4,200.00	400.30	1,681,200.00	31,130.40	0.00	1,712,330.40	12	4,200.00	400.30	1,681,200.00	31,130.40	0.00	1,712,330.40	13	4,200.00	400.30	1,681,200.00	31,130.40	0.00	1,712,330.40	14	4,200.00	400.30	1,681,200.00	31,130.40	0.00	1,712,330.40	15	4,200.00	400.30	1,681,200.00	31,130.40	0.00	1,712,330.40	16	4,200.00	400.30	1,681,200.00	31,130.40	0.00	1,712,330.40	17	4,200.00	400.30	1,681,200.00	31,130.40	0.00	1,712,330.40	18	4,200.00	400.30	1,681,200.00	31,130.40	0.00	1,712,330.40	19	4,200.00	400.30	1,681,200.00	31,130.40	0.00	1,712,330.40	20	4,200.00	400.30	1,681,200.00	31,130.40	0.00	1,712,330.40	<table border="1"> <thead> <tr> <th>Año</th> <th>Depreciación (C) [D]</th> <th>Costos (O y Mto.) [E]</th> <th>Totales [C]+[E]</th> </tr> </thead> <tbody> <tr><td>1</td><td>900,000.00</td><td>75,656.70</td><td>975,656.70</td></tr> <tr><td>2</td><td>900,000.00</td><td>76,682.97</td><td>976,682.97</td></tr> <tr><td>3</td><td>900,000.00</td><td>81,830.29</td><td>981,830.29</td></tr> <tr><td>4</td><td>900,000.00</td><td>85,303.50</td><td>985,303.50</td></tr> <tr><td>5</td><td>900,000.00</td><td>88,507.64</td><td>988,507.64</td></tr> <tr><td>6</td><td>900,000.00</td><td>92,047.94</td><td>992,047.94</td></tr> <tr><td>7</td><td>900,000.00</td><td>95,725.88</td><td>995,725.88</td></tr> <tr><td>8</td><td>900,000.00</td><td>99,559.06</td><td>999,559.06</td></tr> <tr><td>9</td><td>900,000.00</td><td>103,541.42</td><td>1,003,541.42</td></tr> <tr><td>10</td><td>900,000.00</td><td>107,683.07</td><td>1,007,683.07</td></tr> <tr><td>11</td><td>900,000.00</td><td>111,996.40</td><td>1,011,996.40</td></tr> <tr><td>12</td><td>900,000.00</td><td>116,470.01</td><td>1,016,470.01</td></tr> <tr><td>13</td><td>900,000.00</td><td>121,128.61</td><td>1,021,128.61</td></tr> <tr><td>14</td><td>900,000.00</td><td>125,973.97</td><td>1,025,973.97</td></tr> <tr><td>15</td><td>900,000.00</td><td>131,012.93</td><td>1,031,012.93</td></tr> <tr><td>16</td><td>900,000.00</td><td>136,253.44</td><td>1,036,253.44</td></tr> <tr><td>17</td><td>900,000.00</td><td>141,702.58</td><td>1,041,702.58</td></tr> <tr><td>18</td><td>900,000.00</td><td>147,371.72</td><td>1,047,371.72</td></tr> <tr><td>19</td><td>900,000.00</td><td>153,266.59</td><td>1,053,266.59</td></tr> <tr><td>20</td><td>900,000.00</td><td>159,397.28</td><td>1,059,397.28</td></tr> </tbody> </table>				Año	Depreciación (C) [D]	Costos (O y Mto.) [E]	Totales [C]+[E]	1	900,000.00	75,656.70	975,656.70	2	900,000.00	76,682.97	976,682.97	3	900,000.00	81,830.29	981,830.29	4	900,000.00	85,303.50	985,303.50	5	900,000.00	88,507.64	988,507.64	6	900,000.00	92,047.94	992,047.94	7	900,000.00	95,725.88	995,725.88	8	900,000.00	99,559.06	999,559.06	9	900,000.00	103,541.42	1,003,541.42	10	900,000.00	107,683.07	1,007,683.07	11	900,000.00	111,996.40	1,011,996.40	12	900,000.00	116,470.01	1,016,470.01	13	900,000.00	121,128.61	1,021,128.61	14	900,000.00	125,973.97	1,025,973.97	15	900,000.00	131,012.93	1,031,012.93	16	900,000.00	136,253.44	1,036,253.44	17	900,000.00	141,702.58	1,041,702.58	18	900,000.00	147,371.72	1,047,371.72	19	900,000.00	153,266.59	1,053,266.59	20	900,000.00	159,397.28	1,059,397.28	<table border="1"> <thead> <tr> <th>Pago No.</th> <th>Pago de Capital</th> <th>Pago de Interés</th> <th>Dividendo</th> <th>Saldo</th> </tr> </thead> <tbody> <tr><td>1</td><td>600,000.00</td><td>612,000.00</td><td>1,212,000.00</td><td>13,800,000.00</td></tr> <tr><td>2</td><td>600,000.00</td><td>586,500.00</td><td>1,186,500.00</td><td>13,200,000.00</td></tr> <tr><td>3</td><td>600,000.00</td><td>561,000.00</td><td>1,161,000.00</td><td>12,600,000.00</td></tr> <tr><td>4</td><td>600,000.00</td><td>535,500.00</td><td>1,135,500.00</td><td>12,000,000.00</td></tr> <tr><td>5</td><td>600,000.00</td><td>510,000.00</td><td>1,110,000.00</td><td>11,400,000.00</td></tr> <tr><td>6</td><td>600,000.00</td><td>484,500.00</td><td>1,084,500.00</td><td>10,800,000.00</td></tr> <tr><td>7</td><td>600,000.00</td><td>459,000.00</td><td>1,059,000.00</td><td>10,200,000.00</td></tr> <tr><td>8</td><td>600,000.00</td><td>433,500.00</td><td>1,033,500.00</td><td>9,600,000.00</td></tr> <tr><td>9</td><td>600,000.00</td><td>408,000.00</td><td>1,008,000.00</td><td>9,000,000.00</td></tr> <tr><td>10</td><td>600,000.00</td><td>382,500.00</td><td>982,500.00</td><td>8,400,000.00</td></tr> <tr><td>11</td><td>600,000.00</td><td>357,000.00</td><td>957,000.00</td><td>7,800,000.00</td></tr> <tr><td>12</td><td>600,000.00</td><td>331,500.00</td><td>931,500.00</td><td>7,200,000.00</td></tr> <tr><td>13</td><td>600,000.00</td><td>306,000.00</td><td>906,000.00</td><td>6,600,000.00</td></tr> <tr><td>14</td><td>600,000.00</td><td>280,500.00</td><td>880,500.00</td><td>6,000,000.00</td></tr> <tr><td>15</td><td>600,000.00</td><td>255,000.00</td><td>855,000.00</td><td>5,400,000.00</td></tr> <tr><td>16</td><td>600,000.00</td><td>229,500.00</td><td>829,500.00</td><td>4,800,000.00</td></tr> <tr><td>17</td><td>600,000.00</td><td>204,000.00</td><td>804,000.00</td><td>4,200,000.00</td></tr> <tr><td>18</td><td>600,000.00</td><td>178,500.00</td><td>778,500.00</td><td>3,600,000.00</td></tr> <tr><td>19</td><td>600,000.00</td><td>153,000.00</td><td>753,000.00</td><td>3,000,000.00</td></tr> <tr><td>20</td><td>600,000.00</td><td>127,500.00</td><td>727,500.00</td><td>2,400,000.00</td></tr> <tr><td>21</td><td>600,000.00</td><td>102,000.00</td><td>702,000.00</td><td>1,800,000.00</td></tr> <tr><td>22</td><td>600,000.00</td><td>76,500.00</td><td>676,500.00</td><td>1,200,000.00</td></tr> <tr><td>23</td><td>600,000.00</td><td>51,000.00</td><td>651,000.00</td><td>600,000.00</td></tr> <tr><td>24</td><td>600,000.00</td><td>25,500.00</td><td>625,500.00</td><td>0.00</td></tr> </tbody> </table>				Pago No.	Pago de Capital	Pago de Interés	Dividendo	Saldo	1	600,000.00	612,000.00	1,212,000.00	13,800,000.00	2	600,000.00	586,500.00	1,186,500.00	13,200,000.00	3	600,000.00	561,000.00	1,161,000.00	12,600,000.00	4	600,000.00	535,500.00	1,135,500.00	12,000,000.00	5	600,000.00	510,000.00	1,110,000.00	11,400,000.00	6	600,000.00	484,500.00	1,084,500.00	10,800,000.00	7	600,000.00	459,000.00	1,059,000.00	10,200,000.00	8	600,000.00	433,500.00	1,033,500.00	9,600,000.00	9	600,000.00	408,000.00	1,008,000.00	9,000,000.00	10	600,000.00	382,500.00	982,500.00	8,400,000.00	11	600,000.00	357,000.00	957,000.00	7,800,000.00	12	600,000.00	331,500.00	931,500.00	7,200,000.00	13	600,000.00	306,000.00	906,000.00	6,600,000.00	14	600,000.00	280,500.00	880,500.00	6,000,000.00	15	600,000.00	255,000.00	855,000.00	5,400,000.00	16	600,000.00	229,500.00	829,500.00	4,800,000.00	17	600,000.00	204,000.00	804,000.00	4,200,000.00	18	600,000.00	178,500.00	778,500.00	3,600,000.00	19	600,000.00	153,000.00	753,000.00	3,000,000.00	20	600,000.00	127,500.00	727,500.00	2,400,000.00	21	600,000.00	102,000.00	702,000.00	1,800,000.00	22	600,000.00	76,500.00	676,500.00	1,200,000.00	23	600,000.00	51,000.00	651,000.00	600,000.00	24	600,000.00	25,500.00	625,500.00	0.00
Año	Energía generada (MWh)	Flujo de venta (USD /MWh)	Ingreso (S) [A]	Ingreso Bonos VERDES (S) [B]	Ingreso Por Transporte de Energía (S) [C]	Totales [A]+[B]+[C]																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																									
1	4,200.00	400.30	1,681,200.00	31,130.40	0.00	1,712,330.40																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																									
2	4,200.00	400.30	1,681,200.00	31,130.40	0.00	1,712,330.40																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																									
3	4,200.00	400.30	1,681,200.00	31,130.40	0.00	1,712,330.40																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																									
4	4,200.00	400.30	1,681,200.00	31,130.40	0.00	1,712,330.40																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																									
5	4,200.00	400.30	1,681,200.00	31,130.40	0.00	1,712,330.40																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																									
6	4,200.00	400.30	1,681,200.00	31,130.40	0.00	1,712,330.40																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																									
7	4,200.00	400.30	1,681,200.00	31,130.40	0.00	1,712,330.40																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																									
8	4,200.00	400.30	1,681,200.00	31,130.40	0.00	1,712,330.40																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																									
9	4,200.00	400.30	1,681,200.00	31,130.40	0.00	1,712,330.40																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																									
10	4,200.00	400.30	1,681,200.00	31,130.40	0.00	1,712,330.40																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																									
11	4,200.00	400.30	1,681,200.00	31,130.40	0.00	1,712,330.40																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																									
12	4,200.00	400.30	1,681,200.00	31,130.40	0.00	1,712,330.40																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																									
13	4,200.00	400.30	1,681,200.00	31,130.40	0.00	1,712,330.40																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																									
14	4,200.00	400.30	1,681,200.00	31,130.40	0.00	1,712,330.40																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																									
15	4,200.00	400.30	1,681,200.00	31,130.40	0.00	1,712,330.40																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																									
16	4,200.00	400.30	1,681,200.00	31,130.40	0.00	1,712,330.40																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																									
17	4,200.00	400.30	1,681,200.00	31,130.40	0.00	1,712,330.40																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																									
18	4,200.00	400.30	1,681,200.00	31,130.40	0.00	1,712,330.40																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																									
19	4,200.00	400.30	1,681,200.00	31,130.40	0.00	1,712,330.40																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																									
20	4,200.00	400.30	1,681,200.00	31,130.40	0.00	1,712,330.40																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																									
Año	Depreciación (C) [D]	Costos (O y Mto.) [E]	Totales [C]+[E]																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																												
1	900,000.00	75,656.70	975,656.70																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																												
2	900,000.00	76,682.97	976,682.97																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																												
3	900,000.00	81,830.29	981,830.29																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																												
4	900,000.00	85,303.50	985,303.50																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																												
5	900,000.00	88,507.64	988,507.64																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																												
6	900,000.00	92,047.94	992,047.94																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																												
7	900,000.00	95,725.88	995,725.88																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																												
8	900,000.00	99,559.06	999,559.06																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																												
9	900,000.00	103,541.42	1,003,541.42																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																												
10	900,000.00	107,683.07	1,007,683.07																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																												
11	900,000.00	111,996.40	1,011,996.40																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																												
12	900,000.00	116,470.01	1,016,470.01																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																												
13	900,000.00	121,128.61	1,021,128.61																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																												
14	900,000.00	125,973.97	1,025,973.97																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																												
15	900,000.00	131,012.93	1,031,012.93																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																												
16	900,000.00	136,253.44	1,036,253.44																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																												
17	900,000.00	141,702.58	1,041,702.58																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																												
18	900,000.00	147,371.72	1,047,371.72																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																												
19	900,000.00	153,266.59	1,053,266.59																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																												
20	900,000.00	159,397.28	1,059,397.28																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																												
Pago No.	Pago de Capital	Pago de Interés	Dividendo	Saldo																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																											
1	600,000.00	612,000.00	1,212,000.00	13,800,000.00																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																											
2	600,000.00	586,500.00	1,186,500.00	13,200,000.00																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																											
3	600,000.00	561,000.00	1,161,000.00	12,600,000.00																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																											
4	600,000.00	535,500.00	1,135,500.00	12,000,000.00																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																											
5	600,000.00	510,000.00	1,110,000.00	11,400,000.00																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																											
6	600,000.00	484,500.00	1,084,500.00	10,800,000.00																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																											
7	600,000.00	459,000.00	1,059,000.00	10,200,000.00																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																											
8	600,000.00	433,500.00	1,033,500.00	9,600,000.00																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																											
9	600,000.00	408,000.00	1,008,000.00	9,000,000.00																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																											
10	600,000.00	382,500.00	982,500.00	8,400,000.00																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																											
11	600,000.00	357,000.00	957,000.00	7,800,000.00																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																											
12	600,000.00	331,500.00	931,500.00	7,200,000.00																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																											
13	600,000.00	306,000.00	906,000.00	6,600,000.00																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																											
14	600,000.00	280,500.00	880,500.00	6,000,000.00																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																											
15	600,000.00	255,000.00	855,000.00	5,400,000.00																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																											
16	600,000.00	229,500.00	829,500.00	4,800,000.00																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																											
17	600,000.00	204,000.00	804,000.00	4,200,000.00																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																											
18	600,000.00	178,500.00	778,500.00	3,600,000.00																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																											
19	600,000.00	153,000.00	753,000.00	3,000,000.00																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																											
20	600,000.00	127,500.00	727,500.00	2,400,000.00																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																											
21	600,000.00	102,000.00	702,000.00	1,800,000.00																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																											
22	600,000.00	76,500.00	676,500.00	1,200,000.00																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																											
23	600,000.00	51,000.00	651,000.00	600,000.00																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																											
24	600,000.00	25,500.00	625,500.00	0.00																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																											
ANÁLISIS FINANCIERO				EGRESOS DE LA CENTRAL				TUBIDAD ANTES DE IMPUESTOS				TUBIDAD DESPUES DE IMPUESTOS																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																			
<table border="1"> <thead> <tr> <th>Año</th> <th>Flujo</th> <th>Ingresos</th> <th>Bonos Verdes</th> <th>Transporte de Energía</th> <th>Total</th> </tr> </thead> <tbody> <tr><td>0</td><td>-10,800,000.00</td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr> <tr><td>1</td><td></td><td>1,681,200.00</td><td>31,130.40</td><td>0.00</td><td>1,712,330.40</td></tr> <tr><td>2</td><td></td><td>1,681,200.00</td><td>31,130.40</td><td>0.00</td><td>1,712,330.40</td></tr> <tr><td>3</td><td></td><td>1,681,200.00</td><td>31,130.40</td><td>0.00</td><td>1,712,330.40</td></tr> <tr><td>4</td><td></td><td>1,681,200.00</td><td>31,130.40</td><td>0.00</td><td>1,712,330.40</td></tr> <tr><td>5</td><td></td><td>1,681,200.00</td><td>31,130.40</td><td>0.00</td><td>1,712,330.40</td></tr> <tr><td>6</td><td></td><td>1,681,200.00</td><td>31,130.40</td><td>0.00</td><td>1,712,330.40</td></tr> <tr><td>7</td><td></td><td>1,681,200.00</td><td>31,130.40</td><td>0.00</td><td>1,712,330.40</td></tr> <tr><td>8</td><td></td><td>1,681,200.00</td><td>31,130.40</td><td>0.00</td><td>1,712,330.40</td></tr> <tr><td>9</td><td></td><td>1,681,200.00</td><td>31,130.40</td><td>0.00</td><td>1,712,330.40</td></tr> <tr><td>10</td><td></td><td>1,681,200.00</td><td>31,130.40</td><td>0.00</td><td>1,712,330.40</td></tr> <tr><td>11</td><td></td><td>1,681,200.00</td><td>31,130.40</td><td>0.00</td><td>1,712,330.40</td></tr> <tr><td>12</td><td></td><td>1,681,200.00</td><td>31,130.40</td><td>0.00</td><td>1,712,330.40</td></tr> <tr><td>13</td><td></td><td>1,681,200.00</td><td>31,130.40</td><td>0.00</td><td>1,712,330.40</td></tr> <tr><td>14</td><td></td><td>1,681,200.00</td><td>31,130.40</td><td>0.00</td><td>1,712,330.40</td></tr> <tr><td>15</td><td></td><td>1,681,200.00</td><td>31,130.40</td><td>0.00</td><td>1,712,330.40</td></tr> <tr><td>16</td><td></td><td>1,681,200.00</td><td>31,130.40</td><td>0.00</td><td>1,712,330.40</td></tr> <tr><td>17</td><td></td><td>1,681,200.00</td><td>31,130.40</td><td>0.00</td><td>1,712,330.40</td></tr> <tr><td>18</td><td></td><td>1,681,200.00</td><td>31,130.40</td><td>0.00</td><td>1,712,330.40</td></tr> <tr><td>19</td><td></td><td>1,681,200.00</td><td>31,130.40</td><td>0.00</td><td>1,712,330.40</td></tr> <tr><td>20</td><td></td><td>1,681,200.00</td><td>31,130.40</td><td>0.00</td><td>1,712,330.40</td></tr> </tbody> </table>				Año	Flujo	Ingresos	Bonos Verdes	Transporte de Energía	Total	0	-10,800,000.00					1		1,681,200.00	31,130.40	0.00	1,712,330.40	2		1,681,200.00	31,130.40	0.00	1,712,330.40	3		1,681,200.00	31,130.40	0.00	1,712,330.40	4		1,681,200.00	31,130.40	0.00	1,712,330.40	5		1,681,200.00	31,130.40	0.00	1,712,330.40	6		1,681,200.00	31,130.40	0.00	1,712,330.40	7		1,681,200.00	31,130.40	0.00	1,712,330.40	8		1,681,200.00	31,130.40	0.00	1,712,330.40	9		1,681,200.00	31,130.40	0.00	1,712,330.40	10		1,681,200.00	31,130.40	0.00	1,712,330.40	11		1,681,200.00	31,130.40	0.00	1,712,330.40	12		1,681,200.00	31,130.40	0.00	1,712,330.40	13		1,681,200.00	31,130.40	0.00	1,712,330.40	14		1,681,200.00	31,130.40	0.00	1,712,330.40	15		1,681,200.00	31,130.40	0.00	1,712,330.40	16		1,681,200.00	31,130.40	0.00	1,712,330.40	17		1,681,200.00	31,130.40	0.00	1,712,330.40	18		1,681,200.00	31,130.40	0.00	1,712,330.40	19		1,681,200.00	31,130.40	0.00	1,712,330.40	20		1,681,200.00	31,130.40	0.00	1,712,330.40	<table border="1"> <thead> <tr> <th>Costo</th> <th>Flujo</th> <th>Ingresos</th> <th>Total</th> </tr> </thead> <tbody> <tr><td>75,656.70</td><td>1,158,500.00</td><td>1,234,156.70</td><td></td></tr> <tr><td>76,682.97</td><td>1,096,500.00</td><td>1,173,182.97</td><td></td></tr> <tr><td>81,830.29</td><td>994,000.00</td><td>1,075,830.29</td><td></td></tr> <tr><td>85,103.50</td><td>892,000.00</td><td>977,103.50</td><td></td></tr> <tr><td>88,507.64</td><td>790,000.00</td><td>878,507.64</td><td></td></tr> <tr><td>92,047.94</td><td>688,000.00</td><td>780,047.94</td><td></td></tr> <tr><td>95,725.88</td><td>586,000.00</td><td>681,725.88</td><td></td></tr> <tr><td>99,559.06</td><td>484,000.00</td><td>584,000.00</td><td></td></tr> <tr><td>103,541.42</td><td>382,000.00</td><td>484,000.00</td><td></td></tr> <tr><td>107,683.07</td><td>280,000.00</td><td>382,000.00</td><td></td></tr> <tr><td>111,996.40</td><td>178,000.00</td><td>280,000.00</td><td></td></tr> <tr><td>116,470.01</td><td>76,000.00</td><td>178,000.00</td><td></td></tr> <tr><td>121,128.61</td><td>0.00</td><td>76,000.00</td><td></td></tr> <tr><td>125,973.97</td><td>0.00</td><td>0.00</td><td></td></tr> <tr><td>131,012.93</td><td>0.00</td><td>0.00</td><td></td></tr> <tr><td>136,253.44</td><td>0.00</td><td>0.00</td><td></td></tr> <tr><td>141,702.58</td><td>0.00</td><td>0.00</td><td></td></tr> <tr><td>147,371.72</td><td>0.00</td><td>0.00</td><td></td></tr> <tr><td>153,266.59</td><td>0.00</td><td>0.00</td><td></td></tr> <tr><td>159,397.28</td><td>0.00</td><td>0.00</td><td></td></tr> </tbody> </table>				Costo	Flujo	Ingresos	Total	75,656.70	1,158,500.00	1,234,156.70		76,682.97	1,096,500.00	1,173,182.97		81,830.29	994,000.00	1,075,830.29		85,103.50	892,000.00	977,103.50		88,507.64	790,000.00	878,507.64		92,047.94	688,000.00	780,047.94		95,725.88	586,000.00	681,725.88		99,559.06	484,000.00	584,000.00		103,541.42	382,000.00	484,000.00		107,683.07	280,000.00	382,000.00		111,996.40	178,000.00	280,000.00		116,470.01	76,000.00	178,000.00		121,128.61	0.00	76,000.00		125,973.97	0.00	0.00		131,012.93	0.00	0.00		136,253.44	0.00	0.00		141,702.58	0.00	0.00		147,371.72	0.00	0.00		153,266.59	0.00	0.00		159,397.28	0.00	0.00		<table border="1"> <thead> <tr> <th>TUBIDAD ANTES DE IMPUESTOS</th> <th>TUBIDAD TRABAJADORES</th> <th>IMP. RENTA</th> <th>TUBIDAD DESPUES DE IMPUESTOS</th> </tr> <tr> <th>(USD \$)</th> <th>(USD \$)</th> <th>(USD \$)</th> <th>(USD \$)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr><td>481,233.70</td><td>65,735.06</td><td>93,124.66</td><td>273,373.98</td></tr> <tr><td>537,207.43</td><td>80,541.11</td><td>114,156.56</td><td>342,489.74</td></tr> <tr><td>606,000.11</td><td>95,409.02</td><td>135,162.77</td><td>405,428.32</td></tr> <tr><td>734,796.90</td><td>110,218.04</td><td>156,142.22</td><td>468,426.63</td></tr> <tr><td>831,381.76</td><td>125,074.41</td><td>177,031.64</td><td>531,275.51</td></tr> <tr><td>931,842.46</td><td>139,776.37</td><td>198,016.52</td><td>594,049.57</td></tr> <tr><td>1,036,160.54</td><td>154,524.08</td><td>218,909.11</td><td>656,727.34</td></tr> <tr><td>1,128,331.14</td><td>169,267.76</td><td>239,744.21</td><td>717,319.17</td></tr> <tr><td>1,226,348.98</td><td>183,952.35</td><td>260,599.16</td><td>781,797.48</td></tr> <tr><td>1,324,207.33</td><td>198,611.10</td><td>281,394.06</td><td>844,182.17</td></tr> <tr><td>1,421,900.00</td><td>213,265.00</td><td>302,131.75</td><td>906,463.25</td></tr> <tr><td>1,519,426.39</td><td>227,913.00</td><td>322,876.83</td><td>968,639.50</td></tr> <tr><td>1,591,261.59</td><td>238,691.24</td><td>338,143.09</td><td>1,014,429.26</td></tr> <tr><td>1,588,434.43</td><td>237,962.46</td><td>337,113.49</td><td>1,011,340.48</td></tr> <tr><td>1,581,177.47</td><td>237,296.62</td><td>336,040.71</td><td>1,008,128.14</td></tr> <tr><td>1,576,136.96</td><td>236,620.54</td><td>334,929.10</td><td>1,004,787.31</td></tr> <tr><td>1,570,686.82</td><td>235,903.02</td><td>333,776.95</td><td>1,001,312.85</td></tr> <tr><td>1,565,618.68</td><td>235,246.86</td><td>332,584.47</td><td>997,699.41</td></tr> <tr><td>1,559,123.81</td><td>233,868.57</td><td>331,313.81</td><td>993,941.43</td></tr> <tr><td>1,552,991.14</td><td>232,948.97</td><td>330,011.04</td><td>990,033.13</td></tr> </tbody> </table>				TUBIDAD ANTES DE IMPUESTOS	TUBIDAD TRABAJADORES	IMP. RENTA	TUBIDAD DESPUES DE IMPUESTOS	(USD \$)	(USD \$)	(USD \$)	(USD \$)	481,233.70	65,735.06	93,124.66	273,373.98	537,207.43	80,541.11	114,156.56	342,489.74	606,000.11	95,409.02	135,162.77	405,428.32	734,796.90	110,218.04	156,142.22	468,426.63	831,381.76	125,074.41	177,031.64	531,275.51	931,842.46	139,776.37	198,016.52	594,049.57	1,036,160.54	154,524.08	218,909.11	656,727.34	1,128,331.14	169,267.76	239,744.21	717,319.17	1,226,348.98	183,952.35	260,599.16	781,797.48	1,324,207.33	198,611.10	281,394.06	844,182.17	1,421,900.00	213,265.00	302,131.75	906,463.25	1,519,426.39	227,913.00	322,876.83	968,639.50	1,591,261.59	238,691.24	338,143.09	1,014,429.26	1,588,434.43	237,962.46	337,113.49	1,011,340.48	1,581,177.47	237,296.62	336,040.71	1,008,128.14	1,576,136.96	236,620.54	334,929.10	1,004,787.31	1,570,686.82	235,903.02	333,776.95	1,001,312.85	1,565,618.68	235,246.86	332,584.47	997,699.41	1,559,123.81	233,868.57	331,313.81	993,941.43	1,552,991.14	232,948.97	330,011.04	990,033.13																																																				
Año	Flujo	Ingresos	Bonos Verdes	Transporte de Energía	Total																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																										
0	-10,800,000.00																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																														
1		1,681,200.00	31,130.40	0.00	1,712,330.40																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																										
2		1,681,200.00	31,130.40	0.00	1,712,330.40																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																										
3		1,681,200.00	31,130.40	0.00	1,712,330.40																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																										
4		1,681,200.00	31,130.40	0.00	1,712,330.40																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																										
5		1,681,200.00	31,130.40	0.00	1,712,330.40																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																										
6		1,681,200.00	31,130.40	0.00	1,712,330.40																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																										
7		1,681,200.00	31,130.40	0.00	1,712,330.40																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																										
8		1,681,200.00	31,130.40	0.00	1,712,330.40																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																										
9		1,681,200.00	31,130.40	0.00	1,712,330.40																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																										
10		1,681,200.00	31,130.40	0.00	1,712,330.40																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																										
11		1,681,200.00	31,130.40	0.00	1,712,330.40																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																										
12		1,681,200.00	31,130.40	0.00	1,712,330.40																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																										
13		1,681,200.00	31,130.40	0.00	1,712,330.40																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																										
14		1,681,200.00	31,130.40	0.00	1,712,330.40																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																										
15		1,681,200.00	31,130.40	0.00	1,712,330.40																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																										
16		1,681,200.00	31,130.40	0.00	1,712,330.40																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																										
17		1,681,200.00	31,130.40	0.00	1,712,330.40																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																										
18		1,681,200.00	31,130.40	0.00	1,712,330.40																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																										
19		1,681,200.00	31,130.40	0.00	1,712,330.40																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																										
20		1,681,200.00	31,130.40	0.00	1,712,330.40																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																										
Costo	Flujo	Ingresos	Total																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																												
75,656.70	1,158,500.00	1,234,156.70																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																													
76,682.97	1,096,500.00	1,173,182.97																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																													
81,830.29	994,000.00	1,075,830.29																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																													
85,103.50	892,000.00	977,103.50																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																													
88,507.64	790,000.00	878,507.64																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																													
92,047.94	688,000.00	780,047.94																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																													
95,725.88	586,000.00	681,725.88																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																													
99,559.06	484,000.00	584,000.00																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																													
103,541.42	382,000.00	484,000.00																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																													
107,683.07	280,000.00	382,000.00																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																													
111,996.40	178,000.00	280,000.00																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																													
116,470.01	76,000.00	178,000.00																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																													
121,128.61	0.00	76,000.00																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																													
125,973.97	0.00	0.00																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																													
131,012.93	0.00	0.00																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																													
136,253.44	0.00	0.00																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																													
141,702.58	0.00	0.00																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																													
147,371.72	0.00	0.00																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																													
153,266.59	0.00	0.00																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																													
159,397.28	0.00	0.00																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																													
TUBIDAD ANTES DE IMPUESTOS	TUBIDAD TRABAJADORES	IMP. RENTA	TUBIDAD DESPUES DE IMPUESTOS																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																												
(USD \$)	(USD \$)	(USD \$)	(USD \$)																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																												
481,233.70	65,735.06	93,124.66	273,373.98																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																												
537,207.43	80,541.11	114,156.56	342,489.74																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																												
606,000.11	95,409.02	135,162.77	405,428.32																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																												
734,796.90	110,218.04	156,142.22	468,426.63																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																												
831,381.76	125,074.41	177,031.64	531,275.51																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																												
931,842.46	139,776.37	198,016.52	594,049.57																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																												
1,036,160.54	154,524.08	218,909.11	656,727.34																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																												
1,128,331.14	169,267.76	239,744.21	717,319.17																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																												
1,226,348.98	183,952.35	260,599.16	781,797.48																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																												
1,324,207.33	198,611.10	281,394.06	844,182.17																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																												
1,421,900.00	213,265.00	302,131.75	906,463.25																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																												
1,519,426.39	227,913.00	322,876.83	968,639.50																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																												
1,591,261.59	238,691.24	338,143.09	1,014,429.26																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																												
1,588,434.43	237,962.46	337,113.49	1,011,340.48																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																												
1,581,177.47	237,296.62	336,040.71	1,008,128.14																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																												
1,576,136.96	236,620.54	334,929.10	1,004,787.31																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																												
1,570,686.82	235,903.02	333,776.95	1,001,312.85																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																												
1,565,618.68	235,246.86	332,584.47	997,699.41																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																												
1,559,123.81	233,868.57	331,313.81	993,941.43																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																												
1,552,991.14	232,948.97	330,011.04	990,033.13																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																												
Indicadores Financieros: Tasa interna de retorno: 5.80% Valor presente Neto: -4,847,642.68				33,625,300.00 622,468.00 0.00 34,247,808.00 2,252,911.16 7,650,000.00 9,902,911.16 34,344,896.84 3,651,734.53 5,173,290.58 15,519,871.74 14,000,000.00 15,519,871.74																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																											



Anexo 13.2

"Análisis Financiero Caso Incremento del Costo de la Energía a partir del año 15"

DATOS GENERALES:				FINANCIAMIENTO:				IMPUESTOS - DEPRECIACIONES -			
Tipo de Central: Solar - Fotovoltaica				Aporte de Capital Propio [%]: 20%				Tipo de Depreciación: Lineal			
Capacidad [MW]: 3.00				Aporte de Crédito de Capital [%]: 80%				Utilidades a los trabajadores: 15%			
Vida Útil del Proyecto [Años]: 20.00				Desembolso del préstamo en el año 1 [%]: 40%				Antes de los impuestos.			
Costo Directo de la obra [USD \$]: 18,000,000.00				Desembolso del préstamo en el año 2 [%]: 40%				Luego de pago de utilidades.			
Tiempo de construcción [Años]: 2.00				Interés nominal a pagar por préstamo [% - Anual]: 8.50%							
Costos (O y M) anuales [%]: 4.50				Periodicidad del pago de intereses: Semestral							
Tasa de descuento [%]: 10%				Interés del periodo: 4.25%							
Tasa de inflación [%]: 4%				Tiempo para cancelar el préstamo [Años]: 12							
				Número de pagos: 24.00				3.00 Anuales			
				DESEMBOLOS:							
				Año 1: 7,200,000.00							
				Año 2: 3,600,000.00							
				Año 3: 7,200,000.00							
				Valor de la Deuda [USD]: 14,400,000.00							

INGRESOS CONSIDERADOS:						EGRESOS CONSIDERADOS:						AMORTIZACIÓN:			
Año	Energía generada [kWh]	PtA de venta [USD/kWh]	Ingreso (\$) [A]	Ingreso Bono VERDES (\$) [B]	Ingreso Por transporte de Energía (\$) [C]	Totales [A+B+C]	Año	Depreciación [C]	Costos [Op. yMto.] [D]	Totales [C+D]	Pago No. Capital	Pago de Interés	Dividendo	Saldo	
1	4,200.00	400.30	1,681,260.00	31,130.40	0.00	1,712,390.40	1	900,000.00	75,656.70	975,656.70	1	600,000.00	612,000.00	1,212,000.00	13,800,000.00
2	4,200.00	400.30	1,681,260.00	31,130.40	0.00	1,712,390.40	2	900,000.00	78,682.97	978,682.97	2	600,000.00	598,500.00	1,198,500.00	13,200,000.00
3	4,200.00	400.30	1,681,260.00	31,130.40	0.00	1,712,390.40	3	900,000.00	81,830.29	981,830.29	3	600,000.00	541,000.00	1,141,000.00	12,600,000.00
4	4,200.00	400.30	1,681,260.00	31,130.40	0.00	1,712,390.40	4	900,000.00	85,103.50	985,103.50	4	600,000.00	483,500.00	1,083,500.00	12,000,000.00
5	4,200.00	400.30	1,681,260.00	31,130.40	0.00	1,712,390.40	5	900,000.00	88,507.64	988,507.64	5	600,000.00	426,000.00	1,026,000.00	11,400,000.00
6	4,200.00	400.30	1,681,260.00	31,130.40	0.00	1,712,390.40	6	900,000.00	92,047.94	992,047.94	6	600,000.00	369,000.00	969,000.00	10,800,000.00
7	4,200.00	400.30	1,681,260.00	31,130.40	0.00	1,712,390.40	7	900,000.00	95,729.86	995,729.86	7	600,000.00	312,000.00	912,000.00	10,200,000.00
8	4,200.00	400.30	1,681,260.00	31,130.40	0.00	1,712,390.40	8	900,000.00	99,559.06	999,559.06	8	600,000.00	255,000.00	855,000.00	9,600,000.00
9	4,200.00	400.30	1,681,260.00	31,130.40	0.00	1,712,390.40	9	900,000.00	103,541.42	1,003,541.42	9	600,000.00	198,000.00	798,000.00	9,000,000.00
10	4,200.00	400.30	1,681,260.00	31,130.40	0.00	1,712,390.40	10	900,000.00	107,683.07	1,007,683.07	10	600,000.00	141,000.00	691,000.00	8,400,000.00
11	4,200.00	400.30	1,681,260.00	31,130.40	0.00	1,712,390.40	11	900,000.00	111,990.40	1,011,990.40	11	600,000.00	84,000.00	584,000.00	7,800,000.00
12	4,200.00	400.30	1,681,260.00	31,130.40	0.00	1,712,390.40	12	900,000.00	116,476.01	1,016,476.01	12	600,000.00	27,000.00	27,000.00	7,200,000.00
13	4,200.00	400.30	1,681,260.00	31,130.40	0.00	1,712,390.40	13	900,000.00	121,138.81	1,021,138.81	13	600,000.00	0.00	0.00	6,600,000.00
14	4,200.00	400.30	1,681,260.00	31,130.40	0.00	1,712,390.40	14	900,000.00	125,973.97	1,025,973.97	14	600,000.00	0.00	0.00	6,000,000.00
15	4,200.00	400.30	1,681,260.00	31,130.40	0.00	1,712,390.40	15	900,000.00	131,012.93	1,031,012.93	15	600,000.00	0.00	0.00	5,400,000.00
16	4,200.00	400.30	1,681,260.00	31,130.40	0.00	1,712,390.40	16	900,000.00	136,251.44	1,036,251.44	16	600,000.00	0.00	0.00	4,800,000.00
17	4,200.00	400.30	1,681,260.00	31,130.40	0.00	1,712,390.40	17	900,000.00	141,703.58	1,041,703.58	17	600,000.00	0.00	0.00	4,200,000.00
18	4,200.00	400.30	1,681,260.00	31,130.40	0.00	1,712,390.40	18	900,000.00	147,371.72	1,047,371.72	18	600,000.00	0.00	0.00	3,600,000.00
19	4,200.00	400.30	1,681,260.00	31,130.40	0.00	1,712,390.40	19	900,000.00	153,266.59	1,053,266.59	19	600,000.00	0.00	0.00	3,000,000.00
20	4,200.00	400.30	1,681,260.00	31,130.40	0.00	1,712,390.40	20	900,000.00	159,397.26	1,059,397.26	20	600,000.00	0.00	0.00	2,400,000.00
21	4,200.00	400.30	1,681,260.00	31,130.40	0.00	1,712,390.40	21	900,000.00	165,772.44	1,065,772.44	21	600,000.00	0.00	0.00	1,800,000.00
22	4,200.00	400.30	1,681,260.00	31,130.40	0.00	1,712,390.40	22	900,000.00	172,400.00	1,072,400.00	22	600,000.00	0.00	0.00	1,200,000.00
23	4,200.00	400.30	1,681,260.00	31,130.40	0.00	1,712,390.40	23	900,000.00	179,290.00	1,079,290.00	23	600,000.00	0.00	0.00	600,000.00
24	4,200.00	400.30	1,681,260.00	31,130.40	0.00	1,712,390.40	24	900,000.00	186,450.00	1,086,450.00	24	600,000.00	0.00	0.00	0.00

ANÁLISIS FINANCIERO				
Año	Ingreso	Costo	Utilidad	Flujo
0	-18,000,000.00			-18,000,000.00
1	1,712,390.40	975,656.70	736,733.70	736,733.70
2	1,712,390.40	978,682.97	733,707.43	733,707.43
3	1,712,390.40	981,830.29	730,560.11	730,560.11
4	1,712,390.40	985,103.50	727,286.90	727,286.90
5	1,712,390.40	988,507.64	723,882.76	723,882.76
6	1,712,390.40	992,047.94	720,342.46	720,342.46
7	1,712,390.40	995,729.86	716,660.54	716,660.54
8	1,712,390.40	999,559.06	712,831.34	712,831.34
9	1,712,390.40	1,003,541.42	708,849.01	708,849.01
10	1,712,390.40	1,007,683.07	704,706.33	704,706.33
11	1,712,390.40	1,011,990.40	700,405.00	700,405.00
12	1,712,390.40	1,016,476.01	695,919.39	695,919.39
13	1,712,390.40	1,021,138.81	691,250.59	691,250.59
14	1,712,390.40	1,025,973.97	686,416.43	686,416.43
15	1,712,390.40	1,031,012.93	681,367.47	681,367.47
16	1,712,390.40	1,036,251.44	676,155.96	676,155.96
17	1,712,390.40	1,041,703.58	670,742.82	670,742.82
18	1,712,390.40	1,047,371.72	665,190.68	665,190.68
19	1,712,390.40	1,053,266.59	659,479.81	659,479.81
20	1,712,390.40	1,059,397.26	653,569.14	653,569.14
21	1,712,390.40	1,065,772.44	647,418.96	647,418.96
22	1,712,390.40	1,072,400.00	641,000.00	641,000.00
23	1,712,390.40	1,079,290.00	634,300.00	634,300.00
24	1,712,390.40	1,086,450.00	627,300.00	627,300.00

INGRESOS DE LA CENTRAL					EGRESOS DE LA CENTRAL				UTILIDAD ANTES DE IMPUESTOS TRABAJADORES IMP. RENTA				UTILIDAD DESPUES DE IMPUESTOS		DEPRECIACION		FLUJO NETO EFFC.	
Año	Inversión	Energía	Bono Verdes	Transporte de energía	Totales	Costos	IMP.	RENTA	TOTAL	UTILIDAD ANTES DE IMPUESTOS	UTILIDAD TRABAJADORES	IMP. RENTA	UTILIDAD DESPUES DE IMPUESTOS	DEPRECIACION	FLUJO NETO EFFC.			
0	-18,000,000.00																	
1		1,681,260.00	31,130.40	0.00	1,712,390.40	75,656.70	1,188,500.00	1,274,156.70	438,233.70	65,735.06	93,124.66	272,774.10	900,000.00	1,179,378.96				
2		1,681,260.00	31,130.40	0.00	1,712,390.40	78,682.97	1,096,500.00	1,175,182.97	537,207.43	80,581.11	114,158.58	342,469.74	900,000.00	1,342,469.74				
3		1,681,260.00	31,130.40	0.00	1,712,390.40	81,830.29	994,500.00	1,076,330.29	636,080.11	95,409.02	135,162.77	405,488.32	900,000.00	1,305,488.32				
4		1,681,260.00	31,130.40	0.00	1,712,390.40	85,103.50	892,500.00	977,603.50	745,796.90	110,218.04	154,161.22	481,428.65	900,000.00	1,381,428.65				
5		1,681,260.00	31,130.40	0.00	1,712,390.40	88,507.64	790,500.00	879,007.64	833,382.76	125,007.41	177,039.84	531,281.51	900,000.00	1,431,281.51				
6		1,681,260.00	31,130.40	0.00	1,712,390.40	92,047.94	688,500.00	780,547.94	911,842.46	139,776.37	198,016.52	594,049.57	900,000.00	1,494,049.57				
7		1,681,260.00	31,130.40	0.00	1,712,390.40	95,729.86	586,500.00	682,229.86	1,006,160.54	154,524.06	218,905.11	659,721.34	900,000.00	1,559,721.34				
8		1,681,260.00	31,130.40	0.00	1,712,390.40	99,559.06	484,500.00	584,059.06	1,108,331.34	169,249.70	239,770.41	719,311.23	900,000.00	1,619,311.23				
9		1,681,260.00	31,130.40	0.00	1,712,390.40	103,541.42	382,500.00	486,041.42	1,208,348.90	183,952.30	260,539.16	781,797.48	900,000.00	1,681,797.48				
10		1,681,260.00	31,130.40	0.00	1,712,390.40	107,683.07	280,500.00	388,183.07	1,304,207.33	198,631.30	281,984.06	844,182.17	900,000.00	1,744,182.17				
11		1,681,260.00	31,130.40	0.00	1,712,390.40	111,990.40	178,500.00	290,490.40	1,401,900.00	213,285.00	302,153.75	906,461.25	900,000.00	1,806,461.25				
12		1,681,260.00	31,130.40	0.00	1,712,390.40	116,476.01	76,500.00	192,976.01	1,519,420.39	227,913.06	322,876.83	966,630.50	900,000.00	1,868,630.50				
13		1,681,260.00	31,130.40	0.00	1,712,390.40	121,138.81	0.00	121,138.81	1,593,261.39	249,693.24	348,143.09	1,015,425.06	900,000.00	1,915,425.06				
14		1,681,260.00	31,130.40	0.00	1,712,390.40	125,973.97	0.00	125,973.97	1,568,416.43	237,962.46	337,11							



Anexo 13.4

Análisis Financiero Caso Financiamiento como Entidad Pública

DATOS GENERALES:				FINANCIAMIENTO:				IMPUESTOS - DEPRECIACIONES -:							
Tipo de Central: Solar - Fotovoltaica				Aporte de Capital Propio [%]: 20%				Tipo de Depreciación: Lineal							
Capacidad [MW]: 3.00				Aporte de Crédito de Capital [%]: 80%				Utilidades a los Trabajadores: 0%							
Vida Útil del Proyecto [Años]: 20.00				Desembolso del préstamo en el año 1 [%]: 40%				Antes de los impuestos.							
Costo Directo de la obra (USD \$): 18,000,000.00				Desembolso del préstamo en el año 2 [%]: 40%				Luego de pago de utilidades.							
Tiempo de construcción [Años]: 2.00				Interés nominal a pagar por préstamo [% - Anual]: 8.50%				Impuesto a la Renta [%]: 0%							
Costos (O y M) anuales [%]: 4.50				Periodicidad del pago de intereses: Semestral											
Tasa de descuento [%]: 10%				Interés del periodo: 4.25%											
Tasa de inflación [%]: 4%				Tiempo para cancelar el préstamo [Años]: 12											
				Número de Pagos: 24.00				2.00 Anuales							
				DESEMBOLOS:											
				Año 1: 7,200,000.00											
				Año 2: 7,800,000.00											
				Valor de la Deuda (USD): 14,400,000.00											
INGRESOS CONSIDERADOS:				EGRESOS CONSIDERADOS:				AMORTIZACIÓN:							
Año	Energía generada (MWh)	P.U. de venta (USD/MWh)	Ingreso (\$) [A]	Ingreso Bono VENTURA (\$) [B]	Ingreso Por Transporte de Energía (\$) [C]	Totales [A]+[B]+[C]	Año	Depreciación [C]	Costos (Op. y Mts.) [D]	Totales [C]+[D]	Pago No. Capital	Pago de Interés	Dividendo	Saldo	
1	4,200.00	400.30	1,681,260.00	31,130.40	0.00	1,712,390.40	1	900,000.00	75,626.70	975,626.70	1	600,000.00	612,000.00	1,212,000.00	13,800,000.00
2	4,200.00	400.30	1,681,260.00	31,130.40	0.00	1,712,390.40	2	900,000.00	78,626.97	978,626.97	2	600,000.00	646,500.00	1,246,500.00	13,200,000.00
3	4,200.00	400.30	1,681,260.00	31,130.40	0.00	1,712,390.40	3	900,000.00	81,830.29	981,830.29	3	600,000.00	691,500.00	1,281,500.00	12,600,000.00
4	4,200.00	400.30	1,681,260.00	31,130.40	0.00	1,712,390.40	4	900,000.00	85,103.50	985,103.50	4	600,000.00	737,500.00	1,317,500.00	12,000,000.00
5	4,200.00	400.30	1,681,260.00	31,130.40	0.00	1,712,390.40	5	900,000.00	88,507.64	988,507.64	5	600,000.00	784,500.00	1,354,500.00	11,400,000.00
6	4,200.00	400.30	1,681,260.00	31,130.40	0.00	1,712,390.40	6	900,000.00	92,047.94	992,047.94	6	600,000.00	832,500.00	1,392,500.00	10,800,000.00
7	4,200.00	400.30	1,681,260.00	31,130.40	0.00	1,712,390.40	7	900,000.00	95,729.86	995,729.86	7	600,000.00	882,000.00	1,432,000.00	10,200,000.00
8	4,200.00	400.30	1,681,260.00	31,130.40	0.00	1,712,390.40	8	900,000.00	99,559.06	999,559.06	8	600,000.00	932,500.00	1,472,500.00	9,600,000.00
9	4,200.00	400.30	1,681,260.00	31,130.40	0.00	1,712,390.40	9	900,000.00	103,541.42	1,003,541.42	9	600,000.00	984,000.00	1,513,500.00	9,000,000.00
10	4,200.00	400.30	1,681,260.00	31,130.40	0.00	1,712,390.40	10	900,000.00	107,683.07	1,007,683.07	10	600,000.00	1,036,500.00	1,555,500.00	8,400,000.00
11	4,200.00	400.30	1,681,260.00	31,130.40	0.00	1,712,390.40	11	900,000.00	111,990.40	1,011,990.40	11	600,000.00	1,081,500.00	1,599,000.00	7,800,000.00
12	4,200.00	400.30	1,681,260.00	31,130.40	0.00	1,712,390.40	12	900,000.00	116,470.01	1,016,470.01	12	600,000.00	1,128,500.00	1,647,500.00	7,200,000.00
13	4,200.00	400.30	1,681,260.00	31,130.40	0.00	1,712,390.40	13	900,000.00	121,128.81	1,021,128.81	13	600,000.00	1,177,500.00	1,697,500.00	6,600,000.00
14	4,200.00	400.30	1,681,260.00	31,130.40	0.00	1,712,390.40	14	900,000.00	125,973.97	1,025,973.97	14	600,000.00	1,228,000.00	1,747,500.00	6,000,000.00
15	4,200.00	400.30	1,681,260.00	31,130.40	0.00	1,712,390.40	15	900,000.00	131,012.93	1,031,012.93	15	600,000.00	1,280,000.00	1,799,000.00	5,400,000.00
16	4,200.00	400.30	1,681,260.00	31,130.40	0.00	1,712,390.40	16	900,000.00	136,253.44	1,036,253.44	16	600,000.00	1,333,000.00	1,852,500.00	4,800,000.00
17	4,200.00	400.30	1,681,260.00	31,130.40	0.00	1,712,390.40	17	900,000.00	141,703.58	1,041,703.58	17	600,000.00	1,387,500.00	1,907,500.00	4,200,000.00
18	4,200.00	400.30	1,681,260.00	31,130.40	0.00	1,712,390.40	18	900,000.00	147,371.72	1,047,371.72	18	600,000.00	1,443,000.00	1,964,000.00	3,600,000.00
19	4,200.00	400.30	1,681,260.00	31,130.40	0.00	1,712,390.40	19	900,000.00	153,266.59	1,053,266.59	19	600,000.00	1,500,000.00	2,021,500.00	3,000,000.00
20	4,200.00	400.30	1,681,260.00	31,130.40	0.00	1,712,390.40	20	900,000.00	159,397.26	1,059,397.26	20	600,000.00	1,558,000.00	2,080,000.00	2,400,000.00
21											21	600,000.00	1,617,000.00	2,139,000.00	1,800,000.00
22											22	600,000.00	1,677,000.00	2,200,000.00	1,200,000.00
23											23	600,000.00	1,738,000.00	2,262,000.00	600,000.00
24											24	600,000.00	1,800,000.00	2,325,000.00	0.00
ANÁLISIS FINANCIERO															
IMPUESTOS EN LA CENTRAL															
Año	Impuesto	Energía	Bonos Ventas	Transporte de energía	Totales	EGRESOS DE LA CENTRAL					IMP. RENTA		DEPRECIACIÓN		FLUJO NETO
0	-10,800,000.00					Costos	Imp.	INTERS	TOTAL	IMP. RENTA	DEPRECIACIÓN	FLUJO NETO			
0	-7,200,000.00					75,626.70	1,196,500.00	1,272,126.70				-10,800,000.00			
1		1,681,260.00	31,130.40	0.00	1,712,390.40	78,626.97	1,096,500.00	1,175,126.97			438,233.70	900,000.00	1,338,233.70		
2		1,681,260.00	31,130.40	0.00	1,712,390.40	81,830.29	994,500.00	1,076,330.29			537,207.43	900,000.00	1,437,207.43		
3		1,681,260.00	31,130.40	0.00	1,712,390.40	85,103.50	892,500.00	977,603.50			636,060.11	900,000.00	1,536,060.11		
4		1,681,260.00	31,130.40	0.00	1,712,390.40	88,507.64	790,500.00	879,007.64			734,796.90	900,000.00	1,634,796.90		
5		1,681,260.00	31,130.40	0.00	1,712,390.40	92,047.94	688,500.00	780,547.94			833,382.76	900,000.00	1,733,382.76		
6		1,681,260.00	31,130.40	0.00	1,712,390.40	95,729.86	586,500.00	682,229.86			931,842.46	900,000.00	1,831,842.46		
7		1,681,260.00	31,130.40	0.00	1,712,390.40	99,559.06	484,500.00	584,059.06			1,030,160.54	900,000.00	1,930,160.54		
8		1,681,260.00	31,130.40	0.00	1,712,390.40	103,541.42	382,500.00	486,041.42			1,128,311.34	900,000.00	2,028,311.34		
9		1,681,260.00	31,130.40	0.00	1,712,390.40	107,683.07	280,500.00	388,183.07			1,226,348.98	900,000.00	2,126,348.98		
10		1,681,260.00	31,130.40	0.00	1,712,390.40	111,990.40	178,500.00	290,490.40			1,324,207.33	900,000.00	2,224,207.33		
11		1,681,260.00	31,130.40	0.00	1,712,390.40	116,470.01	76,500.00	192,970.01			1,421,960.00	900,000.00	2,321,960.00		
12		1,681,260.00	31,130.40	0.00	1,712,390.40	121,128.81	0.00	121,128.81			1,519,420.39	900,000.00	2,419,420.39		
13		1,681,260.00	31,130.40	0.00	1,712,390.40	125,973.97	0.00	125,973.97			1,599,261.59	900,000.00	2,499,261.59		
14		1,681,260.00	31,130.40	0.00	1,712,390.40	131,012.93	0.00	131,012.93			1,681,177.47	900,000.00	2,481,177.47		
15		1,681,260.00	31,130.40	0.00	1,712,390.40	136,253.44	0.00	136,253.44			1,766,136.96	900,000.00	2,464,136.96		
16		1,681,260.00	31,130.40	0.00	1,712,390.40	141,703.58	0.00	141,703.58			1,852,688.22	900,000.00	2,447,688.22		
17		1,681,260.00	31,130.40	0.00	1,712,390.40	147,371.72	0.00	147,371.72			1,940,818.68	900,000.00	2,431,818.68		
18		1,681,260.00	31,130.40	0.00	1,712,390.40	153,266.59	0.00	153,266.59			2,030,521.81	900,000.00	2,416,521.81		
19		1,681,260.00	31,130.40	0.00	1,712,390.40	159,397.26	0.00	159,397.26			2,121,819.14	900,000.00	2,402,819.14		
20		1,681,260.00	31,130.40	0.00	1,712,390.40						2,214,207.33	900,000.00	2,452,207.33		
21											2,307,207.33	900,000.00	2,502,207.33		
22											2,401,207.33	900,000.00	2,552,207.33		
23											2,496,207.33	900,000.00	2,602,207.33		
24											2,592,207.33	900,000.00	2,652,207.33		
Indicadores Financieros:															
Tasa interna de retorno : 8.17%															
Valor presente Neto : -1,725,792.70															



Anexo 14

“Ingreso por concepto de Bonos Verdes”

ANALISIS DE INGRESOS POR BONOS VERDES / ENFOQUE PROVINCIA DE MORONA SANTIAGO					
Mes / 2010	Consumo de energía DIMS (Kwh/mes)	Número de Clientes DIMS	Promedio por Cliente (Kwh/mes)	Equivalencia de CO ₂ (Kg de CO ₂ / mes)	Equivalencia de CO ₂ (Tn de CO ₂ / mes)
Enero	2,945,254	21,427	137	1178102	1178
Febrero	2,643,916	21,559	123	1057566	1058
Marzo	3,160,891	21,771	145	1264356	1264
Abril	3,270,393	21,922	149	1308157	1308
Mayo	3,131,165	22,077	142	1252466	1252
Junio	3,208,048	22,423	143	1283219	1283
Julio	3,215,452	22,575	142	1286181	1286
Agosto	3,069,378	22,677	135	1227751	1228
Septiembre	3,270,119	22,791	143	1308048	1308
Octubre	3,143,417	22,930	137	1257367	1257
Noviembre	3,356,043	23,002	146	1342417	1342
Diciembre	3,128,552	23,127	135	1251421	1251
	Total de emisión en la provincia de Morona Santiago por concepto de consumo de electricidad.(Tn. de CO ₂ /Año)	15017		Total de emisión (Tn. de CO ₂ /Año) que se evitaría con la Central Fotovoltaica.	1680
	Total de emisión (Kg. de CO ₂ /Año)	15,017,051		Total de emisión (Kg. de CO ₂ /Año) que se evitaría con la Central Fotovoltaica.	1,680,000
	Absorción de CO ₂ de un árbol (Kg / año)	8		Absorción de CO ₂ de un árbol (Kg / año)	8
	Cantidad de árboles necesarios para suplir la emisión de CO ₂ (U / año)	1,834,461		Número de Árboles que equivale la Central Fotovoltaica (U/año)	205,226
	Costo \$/Tn CO ₂ (Bono de C)	18.53		Costo \$/Tn CO ₂ (Bono de C)	18.53
	Monto que se debería cancelar por el consumo energetico en Morona Santiago por emisiones de CO ₂ (USD \$/año)	278,265.96		Valor economico considerado por disponer de una Central Fotovoltaica que contribuye a la no emision de CO ₂ (USD \$/año)	31,130.40
Notas Explicativas:					
DIMs: Es una Direccion de la Empresa Electrica Regional Centro Sur C.A, por sus siglas, Direccion de Morona Santiago.					



Bibliografía

- CENTROSUR. Diagramas del Sistema de Distribución de la DIMS (Dirección de Morona Santiago). Información de Diagramas Unifilares. Macas, 2011.
- Communication from the Commission. «"An Energy Policy for Europe" 5282/07 [COM(2007)1],2007.» s.f.
- ALONSO ABELLA, Miguel. Sistemas Fotovoltaicos. Madrid: SAPT Publicaciones Técnicas, 2001.
- ASIF. <http://www.asif.org/Potencia y tipos de instalaciones solares fotovoltaicas>. s.f. diciembre de 2010.
- Asociación de la Industria Fotovoltaica (ASIF). "Energía solar fotovoltaica en la Comunidad de Madrid". Madrid., 2004.
- ASOCIACIÓN DE LA INDUSTRIA FOTOVOLTAICA (ASIF);. «Hacia el crecimiento sostenido de la fotovoltaica en España.» Informe anual de la ASIF. 2011.
- CALAHORRANO CAMINO, Miguel. La situación del sector energético ecuatoriano y las energías renovables. Quito, 2007.
- CASTRO GIL. Energía Solar. Sevilla: Progensa, 2000.
- CASTRO M. - DAVILA L. - COLMENAR A. ARGUL J. - YEVES F.-CARPIO J.- PEIRE J.-UNED. «Sistemas Fotovoltaicos Conectados a Red: Condiciones Técnicas y Estándares en EEUU.» 1999.
- CENSOLAR. [http:// www.censolar.es/](http://www.censolar.es/): Centro de Estudios de la Energía Solar. s.f. Noviembre de 2010.



Centro de Investigaciones energéticas, medioambientales y tecnológicas. "Fundamentos, dimensionamiento y aplicaciones de la energía solar fotovoltaica.". Madrid., 2002.

Centro de investigaciones energéticas, medioambientales y tecnológicas. "Energía Solar en España 2007. Estado actual y perspectivas". Madrid., 2007.

CIEMAT, Departamento de energía solar del IDAE y. «Instalaciones de Energía Solar Fotovoltaica "Pliegos de condiciones técnicas de instalaciones conectadas a red".» 2002.

Communication from the Commission. «Limiting Global Climate Change to 2 Degrees Celsius - The way ahead for 2020 and beyond, 5422/07+ADD1+ADD2[COM(2007)2],2007.» s.f.

CONELEC, (Consejo de Electricidad). «<http://www.conelec.gob.ec>.» 2010. 2011.

CONSEJO NACIONAL DE ELECTRICIDAD (CONELEC). Atlas solar del Ecuador con fines de generación eléctrica. Quito, 2008.

DE JUANA, José Ma. Energías Renovables para el desarrollo. Madrid: Thomson editores, 2003.

DEL CANIZO NADAL, Carlos. 'La energía solar fotovoltaica: presente y futuro'. Madrid, 2004.

DOPAZO GARCÍA, Cesar y Norberto FUEYO DIAZ. «Las nuevas tecnologías energéticas: Demanda sectorial - Energías Renovables.» Revista del colegio de ingenieros de caminos, canales y puertos. (2008): 41.

FERNANDEZ SALGADO, JM. Guía completa de la energía solar fotovoltaica. Madrid: A. Madrid Vicente, 2007.



Florida Solar Energy Center. Interconnecting small photovoltaics systems to Florida's utility grid". Florida, 1998.

GROSSI GALLEGOS, Hugo. «Disponibilidad y características de la radiación en Sudamérica.» (2011): 96.

IBANEZ PLANA, M. ROSELL POLO, J. ROSELL URRUTIA, J. Tecnología Solar. Madrid: Munid Prensa, 2004.

IDAE (Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía). «Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Aisladas de Red.» s.f.

IDAE (Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía). «Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a la Red.» s.f.

IEEE Draft Standard P929. «" Recommended practice for utility interface of photovoltaic systems " .» s.f.

ISOL. <http://www.isol.es> / Energía Solar Fotovoltaica para conexión a red. Julio de 2009. Febrero de 2011.

MECASOLAR. <http://www.mecasolar.com/>:Seguidores solares de alta tecnología. s.f. Junio de 2011.

MORATO MORENO, Sergio. «Diseno de una central Fotovoltaica de 100 KW.» 2006.

NASA, (National Aeronautics and Space Administration). [http:// www.nasa.gov](http://www.nasa.gov). s.f. Enero de 2011.

ONU, CENTRO DE NOTICIAS. «www.un.org.» s.f. 30 de Julio de 2012.

PUIG, Pep. JOFRA, Marta. «"Seguidores solares de doble eje".» 2007.



SANCHEZ PIN, Javier. Proyecto para la instalación de una planta de energía solar fotovoltaica con conexión a la red. Calalunya, 2009.

Sandia National Laboratories. «" Interconnection issues of photovoltaics power system with the utility grid".» 1994.

SATEL-LIGHT. [http://www.satel-light.com/The European Database of Daylight and Solar Radiation](http://www.satel-light.com/The_European_Database_of_Daylight_and_Solar_Radiation). s.f. Abril de 2011.

SOLDEHOGAR. [http://www.soldehogar.com/Estudio de instalación solar fotovoltaica para clonexión a red](http://www.soldehogar.com/Estudio_de_instalación_solar_fotovoltaica_para_clonexión_a_red). s.f. Enero. de 2011.

UL Draft Standard 1741. «" Static inverters and chance contollers for use in photovoltaic power systems".» s.f.

UNESA, (Asociación Espanola de la Industria). <http://www.unesa.es>. s.f. Diciembre de 2010.

WIKIPEDIA. Reservas de petróleo de Ecuador. [en línea]: <http://www.es.wikipedia.org/wiki/anexo>, 2009.

WILES, J. «" Photovoltaic power systems and the National Electric Code: suggested practices".» 1996.