

UNIVERSIDAD DE CUENCA



FACULTAD DE INGENIERÍA ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

**“Estudio preliminar del potencial solar y de implementación de una
central solar térmica concentrada en Ecuador”**

**Trabajo de titulación previo a la obtención del Título de
Ingeniero Eléctrico.**

AUTORES:

CHRISTIAN FABIÁN GUERRERO DUMAS.
C.I. 0105751275

DARWIN PATRICIO LEÓN BRABO.
C.I. 0301921987

DIRECTOR:

ING. JUAN LEONARDO ESPINOZA ABAD.
C.I. 0102559325

**Cuenca – Ecuador
2018**

“ESTUDIO PRELIMINAR DEL POTENCIAL SOLAR Y DE IMPLEMENTACIÓN DE UNA CENTRAL SOLAR TÉRMICA CONCENTRADA EN ECUADOR”

RESUMEN

La permanente necesidad de energía eléctrica en el Ecuador es el justificativo para realizar este estudio innovador en busca de soluciones sostenibles. En la actualidad en varios países del mundo se promueve el uso de energías renovables amigables con el ambiente, contando con la termosolar concentrada dentro de las tecnologías maduras con una gran acogida mundial en proyectos de generación eléctrica. Un análisis multicriterio por parte de los autores a partir de mapas satelitales examina el recuso solar en el Ecuador con el fin de proponer un proyecto termosolar con bases sólidas e integración al territorio nacional al discriminar: zonas sísmicas, parques nacionales, áreas protegidas, carreteras y poblados; logrando tener una complementariedad con la matriz energética actual, dependiente en gran medida de la hidroelectricidad.

Varios estudios de bibliografía pertinente actualizada sobre proyectos termosolares en países pioneros con resultados beneficiosos en lo que respecta a la generación de energía eléctrica mediante la tecnología Canal Parabólico, hacen de esta la mejor elección para el país. Específicamente, se propone una central de 300 MW de potencia con una planta de almacenamiento (por sales fundidas) con capacidad para seis horas.

El estudio finaliza con un análisis de la viabilidad técnica-financiera del proyecto a fin de conocer su desempeño como un productor de energía, y un análisis de sensibilidad dentro de la matriz energética ecuatoriana desde la perspectiva estatal como inversor. Se incluye un estudio preliminar de impacto ambiental que detalla los potenciales impactos a producirse, buscando que sean los mínimos, es decir, que la tecnología sea amigable con el ambiente.

Palabras clave:

ENERGÍA RENOVABLE, TECNOLOGÍA TERMOSOLAR, GENERACIÓN, RADIACIÓN SOLAR, MATRIZ ENERGÉTICA, ANÁLISIS MULTICRITERIO, AMBIENTE.

“PRELIMINARY STUDY OF SOLAR POTENTIAL AND CONCENTRATION SOLAR POWER PLANT IMPLEMENTATION IN ECUADOR”

ABSTRACT

The permanent need for electric power in Ecuador is the justification to develop this study to try to find sustainable solutions. Currently, the use of eco-friendly energy is promoted, having the thermosolar energy within mature technologies, and also with great worldwide reception in electrical power projects. Through solar satellite maps, the authors analyze the solar resource in Ecuador in order to propose a project with solid foundations and integration to the national territory when discriminating these facts: seismic places, national parks, protected areas, roads and populated areas, thus complementing the present energy matrix that is greatly dependent in hydroelectricity.

Several studies of current and relevant bibliography of solar thermal projects worldwide in pioneer countries with excellent results have parabolic trough technology the best choice to implement in Ecuador. Specifically, a plant of 300 MW of power is proposed with a storage system (Molten salts) of six hours.

This study concludes with an analysis of a technician-economic viability to know its performance as an energy producer, as well as, a sensibility analysis within the Ecuadorian energetic matrix from the state's perspective as an investor. Additional to this an environmental study which details of the potential impacts is included, aiming for the fewest impacts. In others words, that the technology is environmentally friendly.

Keywords:

RENEWABLE ENERGY, SOLAR THERMAL TECHNOLOGY, GENERATION, SOLAR RADIATION, ENERGY MATRIX, MULTICRITERIAL ANALYSIS, ENVIRONMENT.

INDICE

RESUMEN	2
ABSTRACT	3
CAPÍTULO I: INTRODUCCIÓN	12
1.1. Objetivos	12
1.1.1. Objetivo General	12
1.1.2. Objetivos Específicos	12
1.2. Justificación y alcance	13
1.3. Metodología	13
CAPÍTULO II: ENERGÍA TERMOSOLAR CONCENTRADA	15
2.1. Antecedentes y Definición	15
2.2. Tipos de tecnologías de concentración solar.	18
2.2.1. Planta solar térmica mediante Canal Parabólico. (PTC).....	18
2.2.2. Planta solar térmica mediante Colectores Lineales de Fresnel. (LFR)	20
2.2.3. Planta solar térmica mediante Receptor Central. (HFC)	22
2.2.4. Planta solar térmica mediante Disco parabólico. (PDC)	24
2.2.5. Resumen de tecnologías con una tabla comparativa de sus aplicaciones, ventajas y desventajas de las tecnologías CSP.	25
2.2.6. Física de los concentradores solares.	29
2.3. Situación del mercado actual, escenarios globales de la energía solar térmica concentrada.	30
2.3.1. Escenario de referencia.	31
2.3.2. Escenario moderado.	31
2.3.3. Escenario avanzado.	32
2.4. Políticas para el desarrollo de las tecnologías CSP.....	33
2.4.1. América del Norte y Sur	33
2.4.2. Políticas para el desarrollo de las CSP en Ecuador.	35
2.5. Energía solar térmica vs Energía solar fotovoltaica.	35
CAPÍTULO III: ENERGÍA TERMOSOLAR CONCENTRADA APLICADA AL ECUADOR.	38
3.1. Recurso solar en el Ecuador.	38
3.2. Método para determinar las zonas potenciales para el aprovechamiento del recurso.	40
3.2.1. Análisis de recurso solar	40
3.2.2. Análisis realizado por parte de CELEC EP.	46
3.2.3. Análisis de datos para sitios potenciales.	47



3.3. Criterios de selección de una tecnología solar térmica concentrada para la generación de energía eléctrica.	50
3.4. Elección de la mejor tecnología a ser adoptada en el Ecuador.	52
CAPÍTULO IV: ANÁLISIS PRELIMINAR DEL PROYECTO SOLAR TÉRMICO CONCENTRADO.	53
4.1. Sitio para implementar la central. Análisis multicriterio.....	53
4.1.1 Radiación solar.	53
4.1.2 Necesidades de agua.....	54
4.1.3 Condiciones meteorológicas y climáticas.....	55
4.1.4 Disponibilidad de terrenos.	58
4.2. Potencial de la central.....	59
4.3. Análisis técnico para la planta solar térmica mediante Canal Parabólico. (PTC)	59
4.3.1 Dimensionamiento de la central sin Almacenamiento	66
4.3.2 Dimensionamiento de la central con Almacenamiento.....	72
4.4. Impacto en el SIN	76
4.5. Análisis Económico para la planta solar térmica de Canal Parabólico. (PTC)	79
4.6. Análisis de sensibilidad (nivel nacional)	87
4.6.1 Central Térmica.	88
4.6.2 Factores favorables a la adopción de la tecnología solar de concentración....	90
4.7. Análisis Ambiental.....	92
4.7.1 Estudio de impacto ambiental	92
4.7.2 Plan de manejo ambiental	96
CAPÍTULO V: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	99
5.1 Conclusiones.....	99
5.2 Recomendaciones	101
BIBLIOGRAFÍA	102
APÉNDICES	104
Apéndice 1.....	104
Apéndice 2.....	106
Apéndice 3.....	108
ANEXOS	110
ANEXO A.	110
ANEXO B	116
ANEXO C	122
ANEXO D.....	130
ANEXO E	139

Cláusula de Propiedad Intelectual

Yo, CHRISTIAN FABIÁN GUERRERO DUMAS, autor del trabajo de titulación **“ESTUDIO PRELIMINAR DEL POTENCIAL SOLAR Y DE IMPLEMENTACIÓN DE UNA CENTRAL SOLAR TÉRMICA CONCENTRADA EN ECUADOR”**, certifico que todas las ideas, opiniones y contenidos expuestos en la presente investigación son de exclusiva responsabilidad de su autor.

Cuenca, 6 de Abril del 2018.



CHRISTIAN FABIÁN GUERRERO DUMAS

C.I: 010575127-5

Cláusula de Propiedad Intelectual

Yo, DARWIN PATRICIO LEÓN BRABO, autor del trabajo de titulación **“ESTUDIO PRELIMINAR DEL POTENCIAL SOLAR Y DE IMPLEMENTACIÓN DE UNA CENTRAL SOLAR TÉRMICA CONCENTRADA EN ECUADOR”**, certifico que todas las ideas, opiniones y contenidos expuestos en la presente investigación son de exclusiva responsabilidad de su autor.

Cuenca, 6 de Abril del 2018.



DARWIN PATRICIO LEÓN BRABO

C.I: 030192198-7

Cláusula de licencia y autorización para publicación en el Repositorio Institucional

Yo, CHRISTIAN FABIÁN GUERRERO DUMAS, en calidad de autor y titular de los derechos morales y patrimoniales del trabajo de titulación **“ESTUDIO PRELIMINAR DEL POTENCIAL SOLAR Y DE IMPLEMENTACIÓN DE UNA CENTRAL SOLAR TÉRMICA CONCENTRADA EN ECUADOR”**, de conformidad con el Art. 114 del CÓDIGO ORGÁNICO DE LA ECONOMÍA SOCIAL DE LOS CONOCIMIENTOS, CREATIVIDAD E INNOVACIÓN reconozco a favor de la Universidad de Cuenca una licencia gratuita, intransferible y no exclusiva para el uso no comercial de la obra, con fines estrictamente académicos.

Asimismo, autorizo a la Universidad de Cuenca para que realice la publicación de este trabajo de titulación en el repositorio institucional, de conformidad a lo dispuesto en el Art. 144 de la Ley Orgánica de Educación Superior.

Cuenca, 8 de abril del 2018



CHRISTIAN FABIÁN GUERRERO DUMAS

C.I: 010575127-5

Cláusula de licencia y autorización para publicación en el Repositorio Institucional

Yo, DARWIN PATRICIO LEÓN BRABO, en calidad de autor y titular de los derechos morales y patrimoniales del trabajo de titulación **“ESTUDIO PRELIMINAR DEL POTENCIAL SOLAR Y DE IMPLEMENTACIÓN DE UNA CENTRAL SOLAR TÉRMICA CONCENTRADA EN ECUADOR”**, de conformidad con el Art. 114 del CÓDIGO ORGÁNICO DE LA ECONOMÍA SOCIAL DE LOS CONOCIMIENTOS, CREATIVIDAD E INNOVACIÓN reconozco a favor de la Universidad de Cuenca una licencia gratuita, intransferible y no exclusiva para el uso no comercial de la obra, con fines estrictamente académicos.

Asimismo, autorizo a la Universidad de Cuenca para que realice la publicación de este trabajo de titulación en el repositorio institucional, de conformidad a lo dispuesto en el Art. 144 de la Ley Orgánica de Educación Superior.

Cuenca, 8 de abril del 2018



DARWIN PATRICIO LEÓN BRABO

C.I: 030192198-7

AGRADECIMEINTOS

Agradezco principalmente a mi familia por el apoyo brindado durante todos estos años de vida universitaria y de manera particular a los colaboradores universitarios como: compañeros, profesores y personal administrativo.

Christian Guerrero Dumas.

Quiero agradecer a principalmente a mi familia por la paciencia y apoyo brindado. A mis amigos y docentes por el empatía y amistad brindados en las aulas y fuera de ellas.

Patricio León Brabo.

Agradecemos al director de la tesis Ing. Juan Leonardo Espinoza, a los demás miembros del tribunal: Ing. Patricio Astudillo e Ingeniero Modesto Salgado por su tiempo y conocimiento brindado para la culminación de este trabajo.

Los Autores

DEDICATORIA

El siguiente trabajo de titulación va dedicado a todas las personas que caminaron junto a mí en esta lucha universitaria, principalmente a: Edgar, Soledad, Lisseth y Ricardo, que como familia fueron los pilares fundamentales de esta lucha que hoy ha terminado, y de manera especial a mis compañeros que con un trabajo en conjunto logramos conseguir un mismo objetivo.

Christian Guerrero Dumas.

El fruto de este trabajo está dedicado principalmente a mi familia por la paciencia y apoyo brindado, adicionalmente a los partícipes institucionales y externos para brindar a la sociedad en general un pequeño aporte hacia su progreso.

Patricio León Brabo.

CAPÍTULO I: INTRODUCCIÓN

El incremento en el consumo de energía, al igual que la contaminación proveniente del uso de los combustibles fósiles están llevando al Ecuador y al mundo a buscar nuevas fuentes de generación eléctrica, siendo las más idóneas aquellas fuentes renovables y amigables para el ambiente. Adicionalmente, el Ecuador al ser poseer un territorio mega-diverso en flora y fauna que requiere ser conservado, es necesario que las energías renovables sean un aporte importante en la matriz energética nacional, buscando fuentes que sean competitivas con las que existen en la actualidad.

Debido al desarrollo tecnológico existente, las nuevas tecnologías de generación eléctrica basadas en energía solar están siendo introducidas en muchos países del mundo obteniendo resultados satisfactorios. Al existir un importante potencial solar en el Ecuador, el presente trabajo considera la aplicación de una de estas tecnologías para analizar su viabilidad técnico-económica y conocer si en un futuro cercano pueda competir en costo y eficiencia con las predominantes actualmente en nuestro medio.

1.1. Objetivos

1.1.1. Objetivo General

Determinar la viabilidad técnico-económica para la implementación de una planta solar térmica concentrada en el Ecuador.

1.1.2. Objetivos Específicos

- Evaluar y seleccionar la mejor tecnología CSP (Concentrated Solar Power) que se adapte a las características de radiación solar en el Ecuador.
- Identificar la zona de mayor potencial para generación solar térmica concentrada en el Ecuador, y la capacidad de la central de generación que podría instalarse en dicha zona.
- Simular la producción de la central solar térmica identificada, dentro del SNI, comprobando las regulaciones en calidad de servicio al integrarse al mercado nacional de energía.
- Análisis preliminar de costo beneficio de la central determinada, considerando además aspectos ambientales y sociales que influyen en un proyecto de esta magnitud.

1.2. Justificación y alcance

La búsqueda de complementariedad de la matriz de generación eléctrica del Ecuador (mayoritariamente hidráulica), requiere explorar nuevas fuentes de generación inagotables y amigables con el ambiente. Las plantas de generación solar térmica concentrada han experimentado, a escala global, un incremento en su producción además de mejoras en la tecnología que las compone durante los últimos años de investigación. [1].

Las políticas implementadas por el gobierno ecuatoriano en la última década permiten la inversión en proyectos estratégicos permitiendo el desarrollo sostenible y respetando la diversidad cultural. El artículo 413 de la Constitución ecuatoriana establece que será el Estado quien promueva el desarrollo de proyectos de generación eléctrica económica y ecológicamente equilibrada, permitiendo que las energías limpias tengan una participación mayoritaria con el objetivo de disminuir el consumo de combustibles fósiles.[2] Razón por la cual la Corporación Eléctrica del Ecuador CELEC EP, empresa pública de generación fomenta la realización de esta investigación en colaboración con estudiantes y docentes de la Universidad de Cuenca.

El presente trabajo presenta un estudio comparativo de las diferentes bases de datos para radiación solar directa en el territorio continental de la República del Ecuador, comparando datos mediante análisis computacional. En base a un análisis multicriterio se plantea determinar la ubicación más favorable para la operación de una central solar térmica concentrada en el país, considerando todos los recursos necesarios para su funcionamiento. Se realiza un análisis de impacto en el sistema nacional interconectado, incluyendo aspectos TÉCNICOS, ECONÓMICOS, AMBIENTALES Y SOCIALES de la central con la tecnología propuesta.

1.3. Metodología

Los objetivos de la investigación se alcanzaron mediante la realización de lecturas de libros y artículos de investigación acerca de las tecnologías solar concentrada a fin de determinar cuáles se podrían implementar en una región del Ecuador, considerando estudios ya realizados y complementando el abanico de tecnologías ya estudiadas en el país. En este proceso fue indispensable la consulta de varias fuentes de información, contrastando los diferentes resultados obtenidos para el procesamiento de datos sobre la radiación solar directa dentro del territorio ecuatoriano. Este primer aspecto será de gran ayuda debido a que la mayor parte de estas tecnologías ya son maduras en países que cuentan con un importante recurso solar.

Se estableció una fase de planificación inicial de cinco meses de duración la que incluía: conocer claramente cada una de las tecnologías solar concentrada; su funcionamiento, costos, ventajas y desventajas.



Luego se desarrolló una etapa para identificar las regiones y lugares con el recurso suficiente para el futuro desarrollo de un proyecto, y por último se hizo una comparación técnico-económica para conocer la viabilidad del proyecto. Para esta parte se contó con la ayuda de diferentes organismos del Estado ecuatoriano como el ARCONEL, INAMHI, MAE, MAGAP y MEER que facilitaron datos de radiación directa en diferentes regiones del país donde se cuenta con estaciones meteorológicas. Una vez obtenida dicha información, se realizó una comparación de los resultados ecuatorianos con páginas mundiales de radiación solar como NREL (National Renewable Energy Laboratory) y SWERA (Solar and Wind Energy Resource Assessment). En la siguiente etapa se optó por la tecnología más idónea para la región seleccionada, tomando en consideración aspectos técnicos, sociales y ambientales. Finalmente se desarrolló un análisis tanto técnico y económico, para conocer el costo beneficio de este proyecto dentro de la matriz de generación de energía eléctrica en el Ecuador.

El análisis requirió una investigación exhaustiva en el ámbito teórico sobre las posibles tecnologías aplicables al territorio ecuatoriano, adicionalmente mediante información facilitada por las diferentes instituciones Ecuatorianas mencionadas anteriormente se tuvo una idea más clara de las limitaciones que podrían surgir en la elaboración de este trabajo, para finalmente con el uso del programa computacional SAM (System Advisor Model) estimar la capacidad a ser instalada, teniendo en cuenta los costos, beneficios y eventuales perjuicios que traerá consigo esta tecnología.

CAPÍTULO II: ENERGÍA TERMOSOLAR CONCENTRADA

2.1. Antecedentes y Definición

Debido a la crisis del petróleo de 1973, varios países industrializados decidieron impulsar la investigación de tecnologías de generación de energía eléctrica aprovechando las fuentes renovables. Una de estas tecnologías fue la energía solar térmica. Después, debido a la disminución de precios de los carburantes y la cancelación de los incentivos públicos, el mercado de las termosolares se paralizó.

Las centrales termosolares concentran la radiación procedente del sol para calentar un fluido que puede ser agua, aceite o sales fundidas, para posteriormente producir electricidad. La integración de este tipo de centrales comenzaron a funcionar en California a mediados de la década de los 1980's. [3]

A finales de los 1990's, otras tecnologías de generación eléctrica con fuentes renovables comenzaron nuevamente a recibir apoyo, pero no fue hasta el año 2004 que volvió a suceder lo mismo con la tecnología termosolar. [4]

Se denomina sistemas termosolares de concentración al conjunto de elementos que utilizan la tecnología basada en transformación de la componente directa de la radiación solar en energía térmica de alta temperatura, y esta energía térmica en electricidad y/o calor, bien para su utilización inmediata, o bien como energía almacenable en forma de calor o en forma química. En todos los casos se emplean concentradores basados en espejos o en lentes. [4]

Existen diferentes tipos de concentradores o captadores solares. La Tabla 2.1 muestra los principales captadores con sus características técnicas más relevantes.








Gráfica	Tipo de Colector	Movimiento	Tipo de absorción	Relación de concentración	Rango de temperatura operativo (°C)
	Captador solar plano	Estacionario	Plano	1	30 – 80
	Colector de tubo de vacío	Estacionario	Plano	1	50 – 200
	Colector parabólico compuesto	Estacionario – Seguimiento en un eje	Tubular	1 – 15	60 – 300
	Reflector lineal de Fresnel	Seguimiento en un eje	Tubular	10 – 40	60 – 250
	Colector parabólico	Seguimiento en un eje	Tubular	10 – 40	60 – 400
	Reflector de disco parabólico	Seguimiento de dos ejes	Puntual	600 – 2000	100 – 1500
	Colector por campo de heliostatos	Seguimiento de dos ejes	Puntual	300 – 1500	150 – 2000

Tabla 2.1 Tipos de captadores de radiación solar.

Fuente: Los autores.

Las tecnologías más conocidas y desarrolladas en el mercado mundial de las centrales termosolares de concentración (CSP, por sus siglas en inglés) son las siguientes: Colectores Cilindro Parabólico (PTC), Sistemas de Receptor Central (HFC), Discos Parabólicos (PDC) y Sistemas de Concentradores Lineales de Fresnel (LFR), como se logra ver en la Figura 2.1.

Este tipo de tecnologías aprovechan la radiación solar directa, pero también en ocasiones la difusa. El captador solar es el primer elemento que encuentra la radiación del sol, el cual absorbe toda la energía incidente comportándose como un intercambiador de calor para luego convertirla en energía térmica y transferirla a un fluido que portará dicha energía.

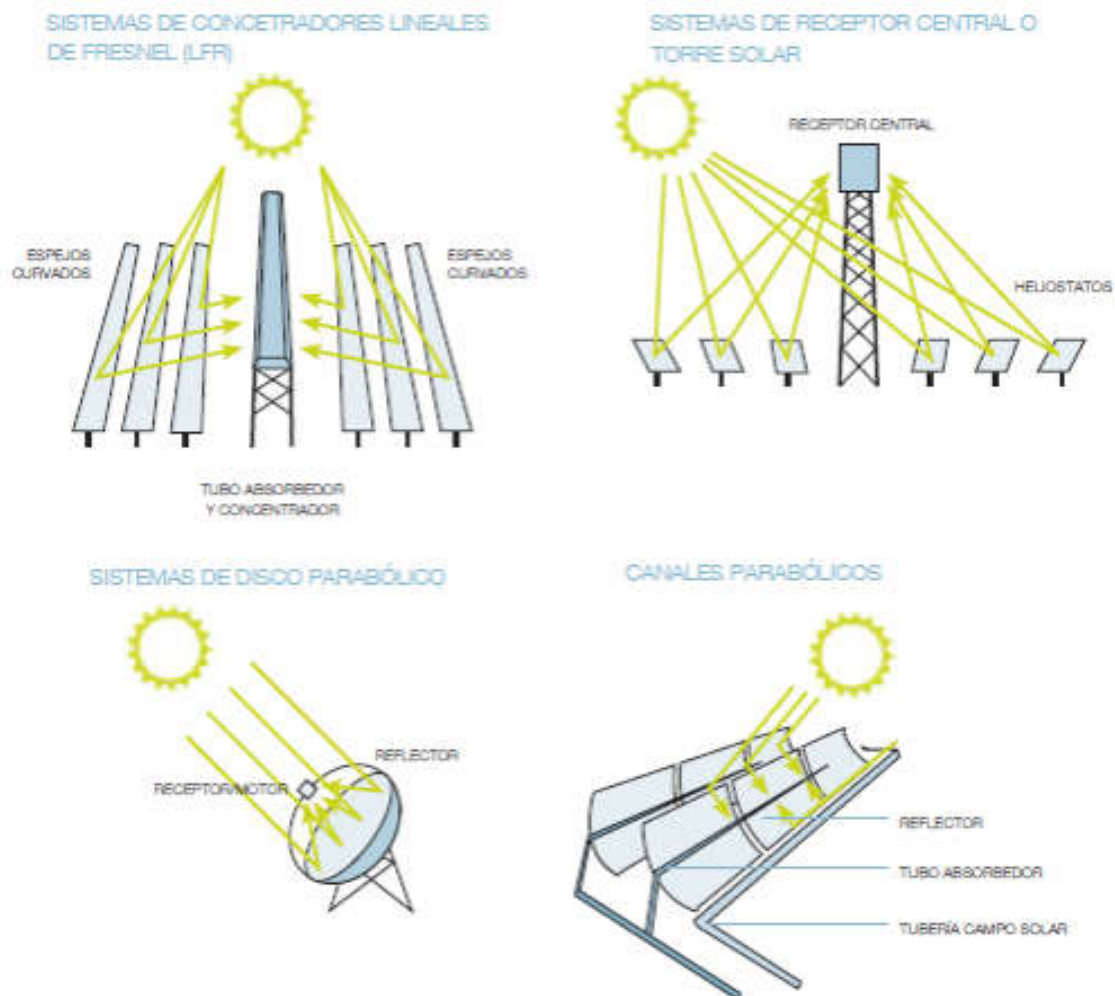


Figura 2.1 Esquema de funcionamiento de las distintas tecnologías de transformación solar termoeléctrica.

Fuente: SolarPACES, Energía Solar Térmica de Concentración. Perspectiva Mundial 2009.

2.2. Tipos de tecnologías de concentración solar.

2.2.1. Planta solar térmica mediante Canal Parabólico. (PTC)

Para la captación de la energía proveniente del sol en especial el espectro infrarrojo, es necesario el uso de fluidos transmisores de calor (optimización), utilizando para dicho fin el principio geométrico de la parábola y su capacidad de reflejar cualquier rayo incidente hacia el foco de la misma, este principio es aplicable a la radiación solar directa, como se logra observar en la Figura 2.2.

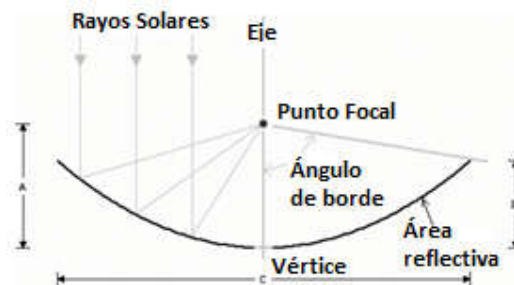


Figura 2.2 Diseño de colector parabólico
Fuente: [5]

Para maximizar la captación de energía solar los colectores son rotados constantemente de tal forma que maximizan la absorción de rayos solares en el área de colector, alineados sea en sentido paralelo a los meridianos o perpendicular a los mismos según la necesidad. [5]

Los diferentes módulos fabricados conforman un lazo colector con una distancia entre 100 y 150 m, formados a partir de la adición de diferentes módulos lineales, compartiendo entre sí el tubo receptor. El tubo receptor está fabricado por dos cilindros concéntricos, uno de metal en el interior en general de plata debido a la alta capacidad conductora de calor de la misma; y, un exterior de vidrio para permitir la mayor transferencia de calor, este se indica en la Figura 2.3. [5]

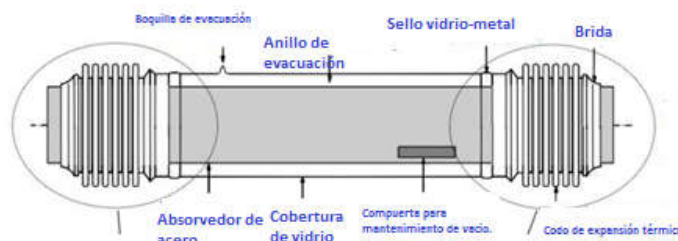


Figura 2.3 Diseño de un tubo de receptor.
Fuente: [6]

El cilindro contiene una capa de vacío entre los dos tubos para evitar la transmisión de calor al exterior por convección.

Los lazos están contruidos de tal forma que permiten la circulación de personal y vehículos de mantenimiento, asimismo no permiten pérdidas elevadas por calor por lo cual su disposición es cercana a la fuente de fluido. Con lo que se tiene un rendimiento máximo solar-electricidad de 21%, contando con capacidad de hibridación y almacenamiento. Un esquema de lo antes indicado se logra observar en la Figura 2.4.

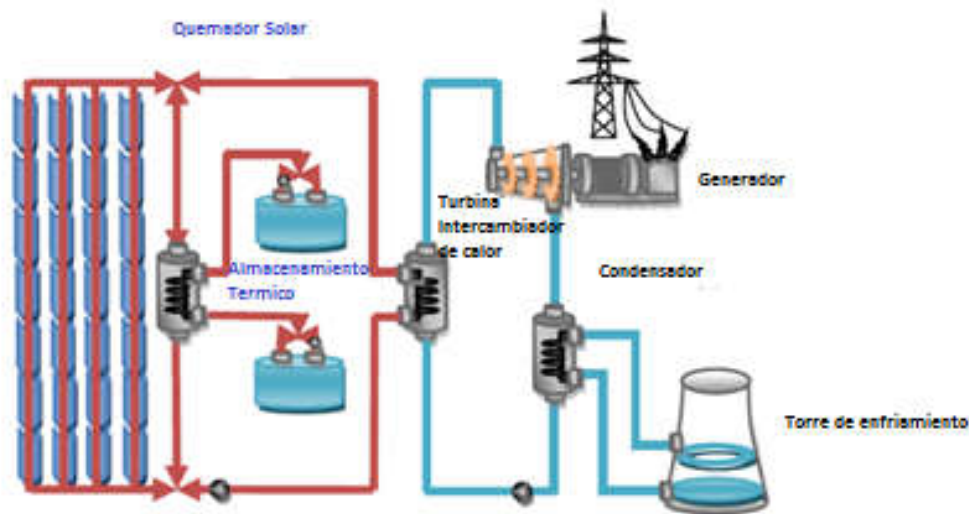


Figura 2.4 Esquema de una planta de generación por canal central parabólico. **Fuente:** [6]

Se tiene como ejemplos de esta tecnología los siguientes proyectos en el mundo: Aalborg CSP-Brønderslev CSP with ORC Project en Dinamarca con una potencia de 16.6 MW. Andasol-3 (AS-3) en España con una potencia de 50 MW. Holaniku at Keahole Point en Estados Unidos con una potencia de 2 MW. Otro claro ejemplo se observa en la Figura 2.5. **(Concentrating Solar Power Projects. NREL)**



Figura 2.5 EXTRESOL 1, 2 y 3 Parabolic Trough 50 MWe, Badajoz-España.
Fuente: SENER Engineering and Construction.

2.2.2. Planta solar térmica mediante Colectores Lineales de Fresnel. (LFR)

Las plantas basadas en reflectores lineales de Fresnel mostrado en la Figura 2.6 utilizan un método de captación a través de colectores lineales (colector) que son capaces de rotar de acuerdo al movimiento del sol, permitiendo concentrar la radiación solar en el receptor central ubicado en la parte superior. Esta tecnología es una alternativa al canal central parabólico de menor costo, debido principalmente al uso de espejos planos y convencionales para su construcción.

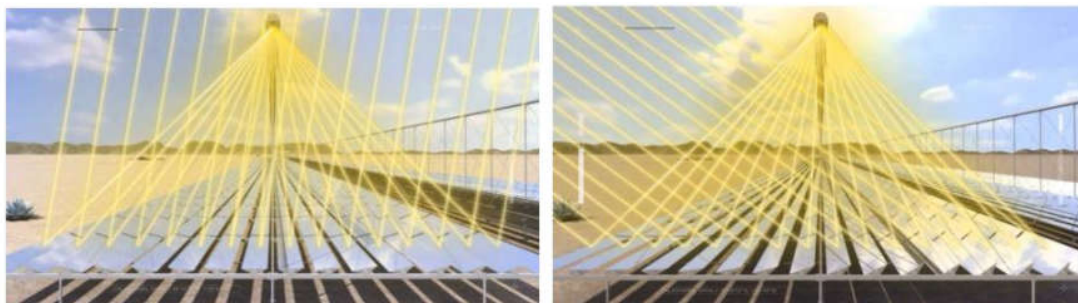


Figura 2.6 Concepto y sistema de seguimiento de colectores lineales.
Fuente: [5]

La eficiencia de los colectores lineales es de 48% aproximadamente, esto sucede debido a las pérdidas geométricas producidas en la reflexión de un rayo incidente en una superficie plana como se puede observar en la Figura 2.7. La sombra que se produce al estar un colector al lado de otro impide el paso de mayor radiación directa.[7]

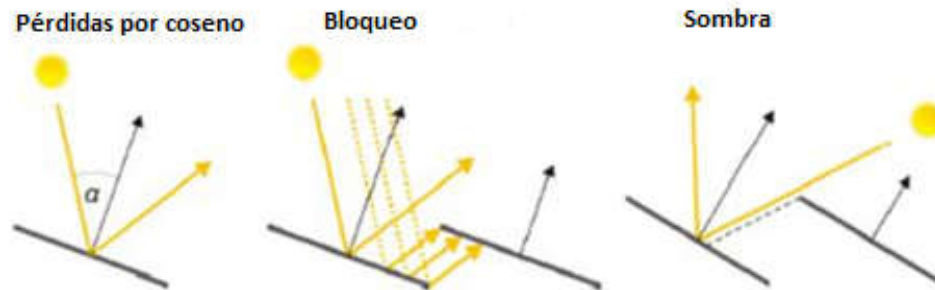


Figura 2.7 Efectos que producen pérdidas en los colectores lineales.

Fuente: [5]

Como ejemplos de esta tecnología se tienen los siguientes proyectos en el mundo: Urat 50 MW Fresnel CSP Project en China. Puerto Errado 1, ubicado en España con una potencia de 1.4 MW operando desde el 2009. eLLo Solar Thermal Project, ubicado en Francia con una potencia de 9 MW. Otro claro ejemplo se observa en la Figura 2.8. **(Concentrating Solar Power Projects. NREL).**



Figura 2.8 Puerto Errado 2, linear Fresnel solar power plant 30 MW, Murcia.

Fuente: ABB

2.2.3. Planta solar térmica mediante Receptor Central. (HFC)

En las plantas solares mediante Receptor Central, un campo de helióstatos (espejos planos) o espejos móviles se orientan según la posición del sol para reflejar la radiación solar hacia el concentrador, para concentrarla unas 600 o 1000 veces sobre un receptor que se sitúa en la parte superior de la torre, [8]. Este calor se transmite a un fluido con el objetivo de generar vapor que circula dentro de una turbina acoplada a un generador para la producción de energía eléctrica como se aprecia en la Figura 2.9.

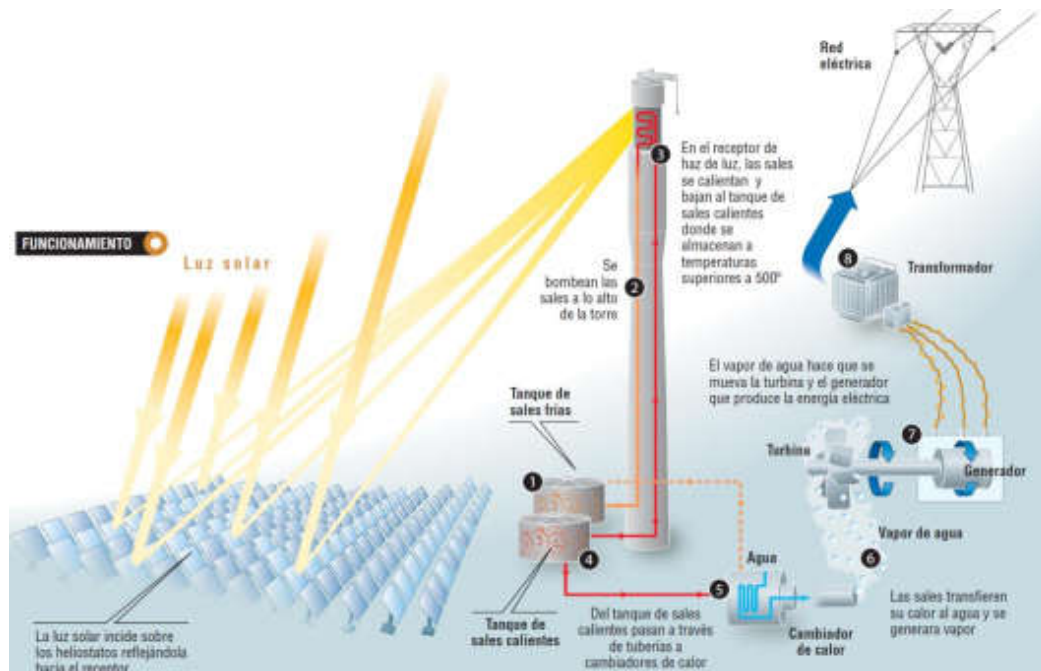


Figura 2.9 Planta solar mediante Receptor Central.

Fuente: Torresol Energy. www.torresolenergy.com

El funcionamiento de la tecnología de receptor central (Figura 2.9) se basa en tres elementos característicos:

- **Los helióstatos** tienen la función de captar la radiación solar y dirigirla hacia el receptor. Están compuestos por una superficie reflectante, una estructura que les sirve de soporte, y mecanismos que permiten orientarlo para ir siguiendo el movimiento del sol.
- **El receptor** transfiere el calor recibido a un flujo de trabajo, que puede ser agua, sales fundidas, etc. Este fluido es el encargado de transmitir el calor a la otra parte de la central termosolar, generalmente a un depósito de agua, obteniéndose vapor a alta temperatura para producción de electricidad mediante el movimiento de una turbina.

- **La torre** que se sitúa a cierta altura sobre el nivel de los helióstatos con el fin de evitar, o al menos reducir, las sombras y los bloqueos, tiene como función principal el soporte del receptor.

Las altas temperaturas (entre 500°C y 800°C) que pueden llegar a alcanzar los fluidos con esta tecnología permiten su aplicación no sólo para accionar ciclos de vapor, sino también para turbinas de gas y sistemas de ciclo combinado. Estos sistemas pueden lograr hasta el 35% de eficiencia pico y el 25% de eficiencia eléctrica solar anual cuando acompañan a una central térmica de ciclo combinado [4].

La tecnología de torre puede incorporar un almacenamiento de energía de hasta 15 horas, lo que permite al sistema proporcionar energía aún en condiciones de nubosidad o de noche. En la actualidad la solución más utilizada es el uso de un tanque de almacenamiento de agua/vapor o sales fundidas que se encargan de proporcionar la energía para ser distribuida en otro momento. De esta manera puede conseguirse un funcionamiento continuo de la planta a lo largo de las 24 horas del día.

La tecnología de receptor de torre con agua ha sido probada con éxito durante varios años en la Plataforma Solar de Almería (centrales Solar-One y Solar-Two). En la actualidad, existen varias centrales de este tipo en operación localizadas en USA (Ivanpah Solar Power Facility de 392MW (Figura 2.10), Crescent Dunes Solar Power Station de 150MW), Sudáfrica (Khi Solar One de 50MW) y España (PS10 y PS20, de 11MW y 20MW, con un fluido de trabajo como se mencionó al inicioy Gemasolar de 17MW, con tecnología de sales fundidas y almacenamiento de 15 horas).



Figura 2.10. The Ivanpah Solar Electric Generating System is seen in an aerial view on February 20, 2014 in the Mojave Desert in California, 392 MW.

Fuente: <http://www.ivanpahsolar.com/>

Se estima que las relaciones de costos de generación por kWh podrían ser inferiores a las centrales de canal parabólico, lo que, unido a que el rendimiento de las centrales de torre también suele ser mayor que en estas otras, está provocando un aumento en el interés por este tipo de tecnología a medida que más centrales entran en funcionamiento.

2.2.4. Planta solar térmica mediante Disco parabólico. (PDC)

Las centrales de discos parabólicos con motores Stirling están compuestas por dos elementos básicos (Figura 2.11):

- Concentrador o disco parabólico.
- Generador de energía.



Figura 2.11. Un sistema DISTAL I en operación en la Plataforma Solar de Almería, 9 KWe.

Fuente: Ministerio de economía, industria y competitividad de España.
www.psa.es

Se trata de una tecnología que se basa en concentrar la radiación solar incidente sobre el disco parabólico en un receptor colocado en su foco, en el que se encuentra acoplado un transformador termomecánico, como el motor Stirling.

El motor Stirling (Figura 2.12) consta de dos cilindros, uno en el foco frío y el otro en el caliente, unidos por un conducto. El gas de trabajo (generalmente, helio o hidrógeno) se mueve entre el cilindro caliente, que es el que recibe la radiación, y el cilindro frío por medio de un juego de pistones y bielas unidas a un volante común.

Cada unidad, compuesta por estos dos elementos, produce electricidad de manera independiente, que puede ir desde los 3kW (diseño de Infinia), 10kW (Schlaich, Bergermann & Partner), 25 kW (SAIC/STM) hasta el 'Big Dish' de más de 100 kW de la Universidad Nacional de Australia [4].

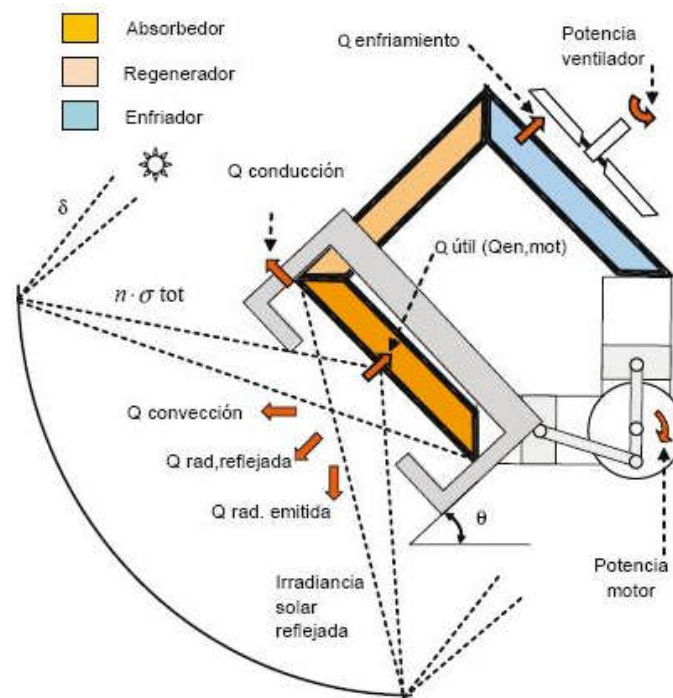


Figura 2.12 Diagrama Óptico y térmico del sistema de generación eléctrica termosolar motor STIRLING.

Fuente: Beltrán-Chacón R., Velázquez-Limón N. y Saucedo-Carvajal D.
www.scielo.org.mx

Este tipo de tecnología elimina la necesidad de utilizar agua en la generación de energía, lo que supone una ventaja respecto a los diseños con las otras tecnologías. Por otro lado, como cada unidad supone un equipo individual, estos discos parabólicos no resultan tan adecuados para su utilización en grandes centrales, pero sí para la generación distribuida y descentralizada o en instalaciones remotas e independientes, al ser modulables y fáciles de acoplar en terrenos no planos.

2.2.5. Resumen de tecnologías con una tabla comparativa de sus aplicaciones, ventajas y desventajas de las tecnologías CSP.

A manera de una pequeña descripción de cada una de las tecnologías CSP, como se puede observar en el Tabla 2.2, aspectos importantes a considerar al momento de la selección de una de ellas para una posible construcción en el futuro.

Tecnologías de concentración solar.	Costo relativo	Ocupación de terreno.	Agua de enfriamiento (L/MW h)	Eficiencia termodinámica	Rango de temperatura de operación. (°C)	Relación de concentración solar.	Perspectivas de mejoras.
Colectores Cilindro Parabólico (PTC).	Bajo	Grande	3000	Baja	20-400	15 - 45	Limitado
Sistemas de Concentradores Lineales de Fresnel (LFR).	Muy bajo	Mediano	3000	Baja	50-300	10 - 40	Significante
Sistemas de Receptor Central (SPT).	Alto	Mediano	1500	Alta	300-565	150 - 1500	Muy significativa
Discos Parabólicos (PDC).	Muy alto	Pequeño	Nada	Alta	120-1500	100 - 1000	Alto potencial a través de producción en masa.

Tabla 2.2 Comparación de las tecnologías de concentración solar.

Fuente: [9]

Dentro de las tecnologías de concentración solar (CSP), se tiene que la tecnología de cilindros parabólicos es una de las más desarrolladas plantas de operación comercial. Se presentan algunas características en la Tabla 2.3. Aunque los futuros desarrollos y mejoras alteran los niveles de los costos energéticos, y según Sandia National Laboratories (SNL) y Sargent & Lundy Consulting Group (S&L): la tecnología de Receptor Central (HFC) será más barata que la CSP en el 2020.

A manera de ejemplo, en la Tabla 2.3 se presenta una comparación tentativa de una planta CSP de 50MWe. El factor de capacidad es definido como la relación real a lo largo de un año y su potencial producción si la planta ha estado operando a plena capacidad. Los factores de capacidad de las plantas CSP sin sistemas de almacenamiento y respaldo son siempre bajos, debido a la falta de producción de energía después del atardecer y antes del amanecer.

Parámetros	PTC con aceite, sin almacenamiento y respaldo.	SPT con vapor, sin almacenamiento y respaldo.	SPT con sales fundidas, almacenamiento TES y sistema de respaldo.
Eficiencia media bruta (como % de radiación directa)	15.4	14.2	18.1
Eficiencia media neta (%)	14	13.6	14
Generación específica de energía ($kWh/m^2 - \text{año}$)	308	258	375
Factor de capacidad (%)	23-50	24	Hasta 75
Inversión unitaria ($€/kW_{hel}$)	1.54	1.43	1.29
Costo nivelado de electricidad ($€/kW_{hel}$)	0.16-0.19	0.17-0.23	0.14-0.17

Tabla 2.3 Comparación para una planta CSP de 50 MWe con TES (Thermal Energy Storage)

Fuente: [9]

- **Aplicación, ventajas y desventajas de las tecnologías CSP.**

En la Tabla 2.4 se logra observar las ventajas y desventajas de cada una de las tecnologías de concentración solar al igual que las principales aplicaciones de cada una de ellas.

Tipo de Tecnología	Aplicaciones	Ventajas	Desventajas
Canal Parabólico	Plantas de producción eléctricas conectadas a red. (Máxima potencia nominal demostrada hasta la fecha: 80 MWe). Producción de calor de proceso.	Comercialmente disponible. Rendimiento máximo solar-electricidad 21%. Capacidad de hibridación y de almacenamiento.	Temperaturas de operación moderadas (hasta 400 °C) debido a las limitaciones térmicas del aceite térmico utilizado como fluido de trabajo.
Colectores Fresnel	Pequeños sistemas de generación en isla o plantas de producción eléctricas conectadas a red. (Máxima potencia nominal demostrada hasta la fecha: 5 MWe). Producción de calor de proceso.	Primeras etapas de su comercialización. Rendimiento, capacidad de hibridación y almacenamiento similar a la tecnología de canales parabólicos.	
Receptor Central	Plantas de producción eléctricas conectadas a red. (Máxima potencia nominal demostrada hasta la fecha: 110 MWe). Producción de calor de proceso a alta temperatura.	Perspectivas de altos rendimientos a medio plazo (captación solar del 46% a temperaturas de 565 °C e instantáneos solar a eléctrica del 23%); almacenamiento a alta temperatura; hibridación.	Estimaciones de costes de capital escasamente contrastadas.
Disco Parabólico	Pequeños sistemas de producción eléctrica con y sin conectar a red. (Máxima potencia nominal demostrada hasta la fecha: 25 KWe)	Altos rendimientos (instantáneos solar a eléctrica en torno al 30%); modularidad; capacidad de hibridación; experiencia operacional.	Los sistemas híbridos tienen una eficiencia de combustión baja y su fiabilidad está aún por demostrar

Tabla 2.4 Principales características de cada tecnología.

Fuente: [10]

2.2.6. Física de los concentradores solares.

La concentración solar a través de colectores solares permite una alta eficiencia térmica a través de la concentración por los altos niveles de reflectividad 94%, en consecuencia con el teorema de Carnot, un sistema ideal no posee pérdidas térmicas en la conversión de energía; en un sistema de colectores la temperatura es relativamente constante a lo largo de la captación del sistema, manteniendo la siguiente ecuación de eficiencia (n):

$$n = 1 - \frac{T_y}{T_x} \quad (1)$$

Donde:

T_y Corresponde a la temperatura del foco caliente.

T_x Corresponde a la temperatura del foco frío.

La eficiencia global del sistema es función de la eficiencia captada y la eficiencia de Carnot limitando la capacidad de generación de una máquina térmica sin dejar a un costado a los colectores solares concentrados, en donde la eficiencia del colector está relacionada con el nivel de desarrollo tecnológico del captador y la capacidad de transmisión de calor hacia el fluido.

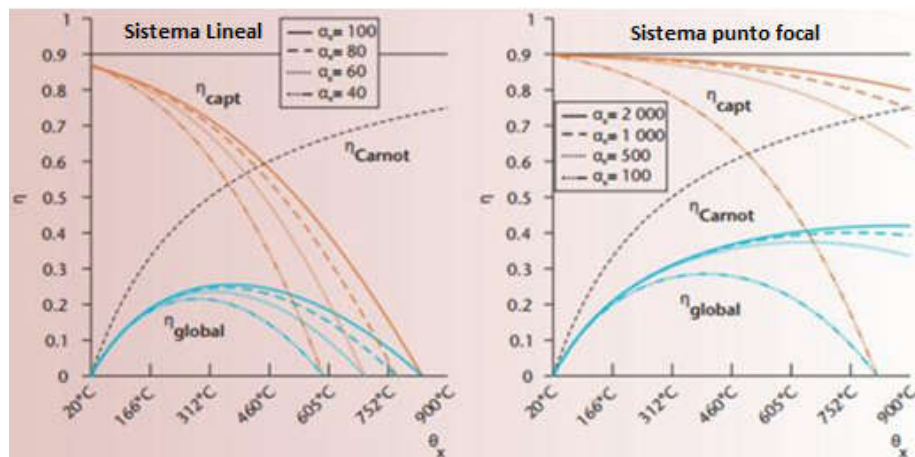


Figura 2.13 Eficiencia del sistema según tecnología de colector.

Fuente: [1]

En la Figura 2.13, se puede apreciar la diferencia en rendimiento global para los diferentes tipos de tecnología disponibles en el mercado, indicando que para el caso de colectores lineales (cilindros parabólicos, colectores lineales de Fresnel) con una capacidad de concentración de 100 da como resultado que la temperatura de operación óptima se encuentra en los 400°C, mientras que para los concentradores puntuales (torre central, plato parabólico) con una capacidad de concentración de 1000 y la temperatura de operación es de 750°C. [1]

Uno de los principios físicos más notorios es la transmisión de calor por convección al fluido en circulación y sometido a las diferentes fuentes de concentración solar, para este fin se debe evitar procesos irreversibles en el cambio de estado y la absorción de entropía del sistema.

En la actualidad las plantas de concentración solar se han desarrollado con un mismo principio, pero a través de cuatro tecnologías diferentes, las cuales han planteado diferentes objetivos para su desarrollo y penetración en los diferentes mercados eléctricos referentes a los países con capacidad de implementación debido a la gran magnitud del recurso solar con la que cuentan.

La concentración solar de la planta **C** está determinada por la relación entre el área de apertura del concentrador dividida para el área del receptor (optimización).

$$C = \frac{A_a}{A_r} \quad (2)$$

Según los datos obtenidos a partir del diseño, los autores han clasificado las diferentes clases de tecnología de concentración en la siguiente Tabla 2.5 [1]:

Tipo de colector atendiendo a su razón de concentración y temperatura					
Sin concentración C=1			Con concentración C>1		
Collectores no vidriados.	Collectores de placa plana.	Collectores avanzados.	Cilindro Parabólicos	Torre Central	Disco Parabólico
		Superficies selectivas en el absolvedor.	30<C<90	200<C<1000	1000<C<1500
		Collectores evacuados			
		Tubos de vacío.			

Tabla 2.5 Clasificación de tecnología por razón de concentración y temperatura.

Fuente: [1]

2.3. Situación del mercado actual, escenarios globales de la energía solar térmica concentrada.

Para este punto se estudian tres diferentes escenarios del crecimiento futuro de la energía solar térmica concentrada en el mundo. Se debe tener en cuenta que los costos de estas tecnologías se han reducido de manera dramática, debido a la alta competencia de países de primer mundo, y gracias a esto tenemos una clara realidad de madurez en dichas tecnologías.



Esto hace que en países como el Ecuador se pueda pensar en una posible implementación en el futuro cercano. Según [11] los escenarios como se muestra en la Figura 2.14 son:

- Escenario de referencia.
- Escenario moderado.
- Escenario avanzado.

2.3.1. Escenario de referencia.

Es el escenario más conservador y se basa en las proyecciones recogidas en el International Energy Agency (IEA) 2014 World Energy Outlook, escenario de políticas actuales. Este escenario tiene en cuenta las políticas y medidas existentes, pero incluye suposiciones tales como la continuación de la reforma del mercado de la electricidad y gas, la liberación del comercio transfronterizo de energía y políticas destinadas a combatir la contaminación. Comienza con una nueva capacidad anual estimada de 1.5 GW de energía solar térmica aumentando a 3 GW / año en 2020. Las tasas de crecimiento continúan alrededor del 10% por año hasta 2035, y luego disminuyen alrededor del 5% para 2040. Después de 2040, el escenario asume que no hay un mayor crecimiento significativo de STE (Solar Thermal Electricity).

2.3.2 Escenario moderado.

Este escenario toma en cuenta todas las medidas políticas para apoyar la energía renovable, ya sea en curso o planificadas en todo el mundo. También supone que los objetivos establecidos por muchos países ya sea para las energías renovables o la energía solar concentrada se implementan con éxito. Además, asume una mayor confianza de los inversionistas en el sector establecida por un exitoso resultado de la ronda más reciente de negociaciones sobre cambio climático, que culminó en la COP-21 de la CMNUCC en París, Francia, el 12 de diciembre de 2015.

El acuerdo de París adoptado para tratar sobre el cambio climático fue acordado por 195 países y se espera que promueva una nueva ola de acciones e inversiones hacia un futuro de poco carbono, resiliente y sostenible. El compromiso de limitar el aumento global de la temperatura promedio a 1.5 °C por encima de los niveles preindustriales, requiere cero emisiones de gases de efecto invernadero en la segunda mitad del siglo y efectivamente significa que los combustibles fósiles deberían ser eliminados para el año 2050. Hasta 2019, las cifras de capacidad instalada están cercanas de las previsiones de los escenarios porque el crecimiento esperado de los mercados mundiales en los próximos cinco años se basa en los pedidos de plantas de energía solar que ya se han realizado. Después de 2019, el patrón de desarrollo es más difícil de anticipar.

En el escenario moderado, se espera que las tasas de crecimiento sean sustancialmente más altas que en el escenario de referencia. La tasa de crecimiento acumulada anual asumida comienza en 26% para 2016, y aumenta a 28% para 2020. Para 2030, la tasa de crecimiento caerá gradualmente al 17% hasta que llegue al 8% en 2040 y al 6% después de 2050.

2.3.3 Escenario avanzado.

Este es el escenario más ambicioso. Examina cuánto podría crecer la industria solar térmica concentrada en el mejor de los casos 'visión concentrada de energía solar'. La suposición aquí es que todas las opciones políticas están a favor de la energía renovable, en la línea de las recomendaciones de la industria, son seleccionadas y existe la voluntad política de llevarlas a cabo. El escenario también asume un aumento rápido y coordinado de la capacidad de la nueva red especialmente en HVDC (High voltage direct current) para la obtención de energía solar a través de plantas solares térmicas en los sitios óptimos y exportarla a países con industrias y economías emergentes, es decir con una demanda de electricidad alta y creciente. Si bien, una vez más, el desarrollo después de 2019 es más difícil de predecir, este escenario está diseñado para mostrar lo que el sector de la energía solar concentrada podría lograr si se da el adecuado compromiso y estímulo político. En el escenario Avanzado, la tasa de crecimiento supuesta comienza en 29% en 2016. Para 2030, se reducirá alrededor del 20%, y disminuye aún más al 10% por año en 2035. Posteriormente, la tasa de crecimiento anual se estabiliza en alrededor de 5%.

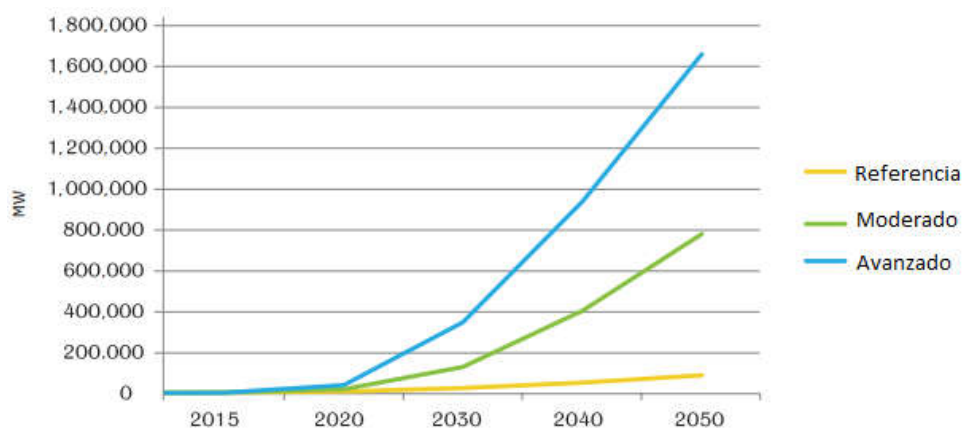


Figura 2.14 Capacidad acumulada de la energía solar térmica.

Fuente: [11]

2.4. Políticas para el desarrollo de las tecnologías CSP.

Las políticas de promoción de las Energías Renovables (ER) adoptadas por los diferentes países consisten principalmente en: incentivos económicos hacia los diferentes tipos de centrales de generación térmica concentrada en los diferentes mercados eléctricos, resaltando dos proyectos de políticas externas en la búsqueda de incentivos como son: la Iniciativa de Mercado Global (GMI) y el Plan Solar Mediterráneo.[12]

La iniciativa de mercado global (GMI) fue firmada por diversos países en la búsqueda de alcanzar objetivos, tarifas fijas, financiación y regulación. Esta iniciativa no aplica sanciones, sino al contrario simboliza los lineamientos para los países que mantienen la voluntad política de incentivar el mercado de centrales de este tipo de generación.

El Plan Solar Mediterráneo, busca la generación de energía y exportación agrupando a los países con potencial pertenecientes a Europa, África y Asia, siendo necesaria la construcción de infraestructura de transmisión en alta tensión en ciertas fronteras, además de mediación en políticas dentro de la región con miras a desarrollar objetivos comunes.

El objetivo de desarrollo de las energías renovables es principalmente el mantener un nivel adecuado de CO₂, eliminando subvenciones a combustibles fósiles y nucleares, compartir el coste ambiental del modelo económico, mejorar el consumo energético tendiendo a la eficiencia, buscando con ayuda de los gobiernos la creación de nuevas centrales con un fácil ingreso de las mismas a los mercados eléctricos.[12].

2.4.1 América del Norte y Sur

Como ejemplo de políticas sobre estas tecnologías de generación eléctrica se van a mencionar dos países de los muchos que al momento cuentan con incentivos a las plantas de generación termosolar.

Estados Unidos

Según [11] en Estados Unidos tres principales incentivos han permitido el crecimiento de las tecnologías solares, los cuales son:

- **Crédito fiscal de inversión federal.** La Ley de Política Energética de 2005 creó un 30% de ITC (Investment Tax Credit) para sistemas de energía solar comercial y residencial que se aplica a STE (Solar Thermal Electricity). El ITC proporciona créditos equivalentes al 30% de la propiedad elegible que se pone en servicio a fines de 2016. Después de esta fecha, el crédito comercial disminuirá al 10% a menos que el Congreso actúe para extender el crédito.



- **Estándares estatales de portafolio renovable.** La mayoría de los estados de EE.UU. ya han establecido un RPS (Renewable Portfolio Standards), que requiere una mayor producción de electricidad a partir de fuentes de energía renovables, como la eólica y la solar. Estos incluyen los estados del suroeste que tienen los mejores recursos solares en los Estados Unidos.
- **Garantías de préstamos del DOE de EE. UU.** El DOE (Department of Energy) está autorizado a proporcionar garantías de préstamos para proyectos que "eviten, reduzcan o detengan contaminantes en el aire o gases de efecto invernadero"; emplear tecnologías nuevas o significativamente mejoradas y proporcionar una perspectiva razonable de reembolso.

La combinación de estos tres incentivos ha llevado a la construcción de cinco proyectos de STE (Solar Thermal Electricity) que suman más de 1.300 MW. Cada uno de los cinco proyectos recibió garantías de préstamos por un total de US \$ 5.840 millones.

Chile

Chile es uno de los nuevos mercados emergentes para STE, así como uno de los países con mayor radiación solar en el mundo. Por el momento, sin embargo, el sector eléctrico de Chile depende en gran medida de carbón, diésel y gas. Las preocupaciones relacionadas con la economía, la seguridad energética y el cambio climático han llevado al gobierno a diseñar una nueva política energética, la Estrategia Nacional de Energía 2012-2030. Los objetivos principales de esta política son generar el 20% de la electricidad del país a partir de fuentes de energía limpia e interconectar el SIC (Central Interconnected System) y el SING (Northern Interconnected System). Estos objetivos podrían aumentar la capacidad instalada en el mercado chileno y podría ser una oportunidad para suministrar a las minas locales la energía producida por las tecnologías STE.

Debido a las excelentes condiciones solares de Chile, STE ya es competitivo con las fuentes convencionales. Actualmente, se está desarrollando la primera planta de energía solar térmica en Chile dentro del complejo Atacama-1 en Cerro Dominador. El proyecto es una torre solar termoeléctrica de 110 MW con 18 horas de sistema de almacenamiento térmico en sales fundidas, lo que permite a la planta proporcionar electricidad las 24 horas del día. [11]

2.4.2 Políticas para el desarrollo de las CSP en Ecuador.

La Constitución del Ecuador, vigente desde 2008, focaliza el buen vivir de los habitantes del país, esto implica también garantizar el acceso a servicios básicos como es el caso del acceso a la electricidad manteniendo un desarrollo sustentable y fortaleciendo las tecnologías que utilicen recursos renovables. Estos y otros postulados enunciados en el artículo 15 de la Constitución tienen el objetivo de promover nuevas tecnologías buscando la soberanía energética. Además, el artículo 413 de la Constitución dictamina que el estado debe promover la inversión e implementación de eficiencia energética y el uso de tecnologías ambientalmente sanas y limpias.

Desde el año 2015 está vigente en el Ecuador la “Ley Orgánica de Servicio Público de Energía Eléctrica – LOSPEE”, cuyo artículo 26 señala:

Artículo 26.- Energías renovables no convencionales.-



El Ministerio de Electricidad y Energía Renovable promoverá el uso de tecnologías limpias y energías alternativas, de conformidad con lo señalado en la Constitución que propone desarrollar un sistema eléctrico sostenible, sustentado en el aprovechamiento de los recursos renovables de energía.

La electricidad producida con este tipo de energías contará con condiciones preferentes establecidas mediante regulación expedida por el ARCONEL.

Si bien hasta la fecha no se han implementado proyectos con tecnologías CSP en el país, teniendo en cuenta la regulación vigente, se han empezado a desarrollar estudios preliminares, auspiciados por actores del sector eléctrico ecuatoriano, como el efectuado en el presente trabajo, debido a que en años posteriores la demanda de energía eléctrica se incrementará y la capacidad de las hidroeléctricas para cubrir esta demanda no será suficiente por el simple hecho de que la vertiente amazónica se encontrará copada de esta tecnología, CELEC EP busca la complementariedad con energías renovables (solar, eólica, biomasa, etc.) para cubrir la demanda a futuro.

2.5. Energía solar térmica vs Energía solar fotovoltaica.

Cuando se habla de energía solar es importante tomar en cuenta que existen dos tipos de tecnologías, ambas renovables, la primera es conocida como termosolar y la segunda como fotovoltaica, en la Tabla 2.6 se describe características importantes de cada una de ellas.

	Termosolar	Fotovoltaica
Característica		
Usos	Producción de agua caliente sanitaria, calefacción, climatización de piscinas Generación de electricidad	Generación de electricidad
Funcionamiento Básico	Similar a crear un efecto invernadero	Efecto fotoeléctrico
Tipos principales de paneles o colectores	Planos y de tubos de vacío	Monocristalinos, policristalinos y de capa fina
Eficiencia media de los paneles	90%	15%
Eficiencia del sistema	65 - 70%	10%
Vida útil garantizada	15 - 20 años	20 años
Tiempo de amortización medio	8-10 años	14-16 años
Costos	Alto	Bajo
Capacidad de ajuste a la demanda	SI	NO
Capacidad de hibridación	SI	NO

Promueven el desarrollo socioeconómico	Si a gran escala	Si a mediana escala
Generación de Electricidad en días nubosos	No	Si, con radiación difusa.
Complejidad en la instalación	Si	No
Necesidad de agua para su refrigeración	SI	NO
Tipo de almacenamiento	Tanques de sales fundidas	Baterías

Tabla 2.6 Clasificación de tecnología por razón de concentración y temperatura.

Fuente: Los autores.

CAPÍTULO III: ENERGÍA TERMOSOLAR CONCENTRADA APLICADA AL ECUADOR.

3.1. Recurso solar en el Ecuador.

Según estudios realizados en el país [13], [10], [3], la ubicación geográfica del Ecuador lo convierte en un territorio con gran potencial de recurso solar, debido a que el ángulo de incidencia de la radiación solar es prácticamente perpendicular a la superficie ecuatoriana en todo el año. Se debe tomar en cuenta que las condiciones climatológicas y geográficas locales hacen que la radiación varíe debido a la altura sobre el nivel del mar o presencia de nubosidad. Es muy común que en el Ecuador todo el año se pueda encontrar días soleados sin dependencia de la estación, la variación entre las dos estaciones existentes en el país (invierno y verano) radica principalmente en las precipitaciones lluviosas. En verano los días soleados se presentan con gran cantidad de viento y en invierno los días soleados son seguidos por fuertes precipitaciones en horas de la tarde principalmente. Estas diferencias ocurren debido a la cercanía al sol en cada época del año. En los meses de julio y agosto el planeta Tierra se encuentra en la posición más cercana al Sol dentro de su órbita (verano). En enero y febrero la Tierra se encuentra en el punto más distante al Sol dentro de su órbita (invierno). [13]

Los primeros datos de radiación solar a obtener y analizar son los provenientes de estaciones meteorológicas del Instituto Nacional de Meteorología e Hidrología (INAMHI), ya que se cuenta con información de insolación global ($wh/m^2 - día$) desde 1962 y heliofanía que es la duración del brillo solar que corresponde a la radiación solar directa ($h/día$). Las mediciones diarias fueron tomadas en 10 sitios, 8 en territorio continental y 2 en la región insular. De las que se puede apreciar una carencia de información de la provincia de Chimborazo, Bolívar, Tungurahua, Cotopaxi, Azuay, Cañar, Loja, Morona Santiago, y las actuales Sucumbíos, Zamora Chinchipe, Napo, Santo Domingo y Santa Elena.

“La información de las estaciones Portoviejo, Pichilingue, Milagro, Isabel María, Izobamba, Puyo, Inguincho, Nuevo Rocafuerte, San Cristóbal y Charles Darwin que empezaron con los registros a finales de la década del 70, se encuentran en el “Estudio del Potencial Solar y Eólico del Ecuador” realizado por el desaparecido INECEL en conjunto con el también extinto INE. Este estudio que fue publicado en 1981, se lo hizo en base a los datos de medición entre 1968 y 1980.” [13]

Con este primer estudio de investigación se sugirió las provincias de Esmeraldas, Guayas, El Oro y Zamora Chinchipe como zonas de gran potencia solar. Posteriormente se realizó un contraste de los datos de insolación global con los de heliofanía.

Esta información más la información del mapa de isohelias anuales publicado por el INAMHI permitió determinar estas zonas como posibles lugares de alta insolación: Pichincha, Imbabura, Cañar, Chimborazo, Esmeraldas, Manabí, Guayas, Galápagos y el sector de Cariamanga (Loja) al norte.

Debido a la antigüedad de las estaciones del INAMHI estas fueron abandonando su función, es por esta razón que no se contaba con información actualizada sobre el recurso solar. Después debido a la desaparición del INECEL, los datos nunca fueron recopilados y con la única información que se cuenta ahora es de tipo satelital correspondiente a los 20 años anteriores.

Con la información que se ha podido recopilar el CONELEC elaboró en el 2008 un mapa de radiación directa, difusa y global con fines de generación eléctrica. Esta herramienta muy valiosa indica que la mayor intensidad de insolación global está ubicada en la provincia de Loja con un promedio de 5100 ($Wh/m^2/día$) y la más baja entre las provincias de Chimborazo y Morona Santiago con 3750 ($Wh/m^2/día$) como se observa en la Tabla 3.1. Se tiene que considerar que los meses con mayor insolación son: septiembre, octubre y noviembre. Y los de menor insolación son: abril, mayo y junio.

Provincia	Valor Mínimo ($Wh/m^2 - día$)	Valor Máximo ($Wh/m^2 - día$)	Valor Medio ($Wh/m^2 - día$)
Azuay	4050	4800	4425
Bolívar	4800	4950	4875
Cañar	4050	4650	4350
Carchi	3900	4200	4050
Cotopaxi	4800	5250	5025
Chimborazo	3750	4950	4350
El Oro	4200	5100	4650
Esmeraldas	3900	4350	4125
Guayas	4200	4800	4500
Imbabura	4000	5100	4550
Loja	4500	5700	5100
Los Ríos	4650	4650	4650
Manabí	4200	5250	4725
Morona Santiago	3750	4500	4125
Napo	4200	4800	4500
Pastaza	4500	4650	4575
Pichincha	4050	5250	4650
Orellana	4500	4800	4650
Tungurahua	4200	4300	4250
Santa Elena	4500	4350	4425
Santo Domingo	4650	5250	4950
Sucumbíos	4050	4800	4425
Promedio Nacional.	4245	4839	4542

Tabla 3.1 Insolación global promedio anual ecuatoriana por provincia.

Fuente: [13]

3.2. Método para determinar las zonas potenciales para el aprovechamiento del recurso.

3.2.1 Análisis de recurso solar

En este punto se efectúa un análisis de mapas de radiación solar directa satelitales tales como: SWERA, NREAL, NASA y por otra parte conociendo la radiación ($kWh/m^2/día$) existente que se obtiene del mapa solar ecuatoriano elaborado por el CONELEC, se realiza una comparación de los sitios estratégicos a través del uso de herramientas computacionales pertenecientes al software Matlab, es decir, ubicaciones que favorecen con la condiciones necesarias y poseen el recurso solar para la posible creación de una planta de generación de energía eléctrica a través de la tecnologías de concentración solar.

El principio de comparación se basa en colocar un mapa base que contiene toda la información correspondiente al país, y mediante el uso de algoritmos computacionales obtener un color diferente en sitios donde la radiación solar supere los 4 ($kWh/m^2/día$). Este valor es el mínimo aceptable para abastecer a una central CSP según lo mencionado por [6]

- Según el CONELEC

Este mapa proporcionado a la ciudadanía por parte del CONELEC (Consejo Nacional de Electricidad), hoy ARCONEL brinda información sobre radiación solar directa y difusa en el territorio continental del Ecuador y en el caso de análisis se observa la radiación solar directa anual. (Figura 3.1).

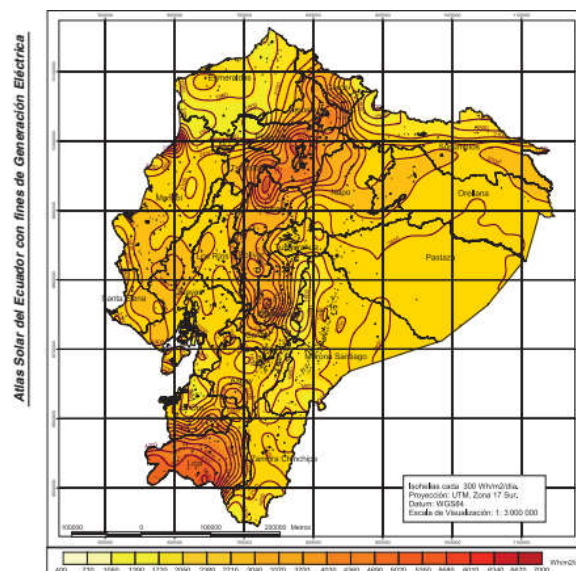


Figura 3.1. Radiación solar directa anual CONELEC.

Fuente: Atlas solar del Ecuador con fines de generación eléctrica CONELEC 2008.

A través del procesamiento de datos brinda las siguientes localizaciones (Figura 3.2) como posibles candidatas para la construcción de una central con tecnología CSP.

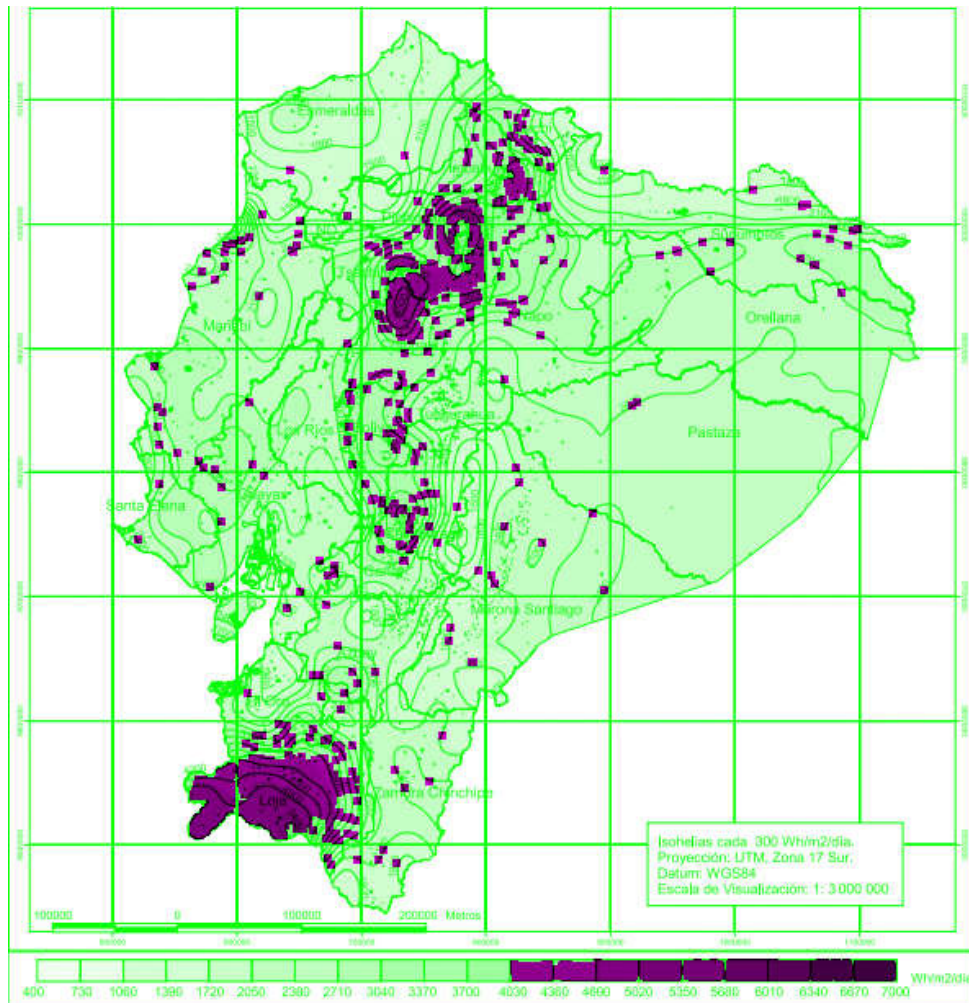


Figura 3.2 Puntos factibles de radiación según el procesamiento de imágenes.

Fuente: Los autores

- **Según la NASA**

Según la información satelital de la NASA, la mayor parte de radiación solar se encuentra ubicada en la zona costera del territorio Ecuatoriano.

El procesamiento de datos brinda las siguientes localizaciones como posibles candidatas para la construcción de una central eléctrica con tecnología CSP. (Figura 3.3)

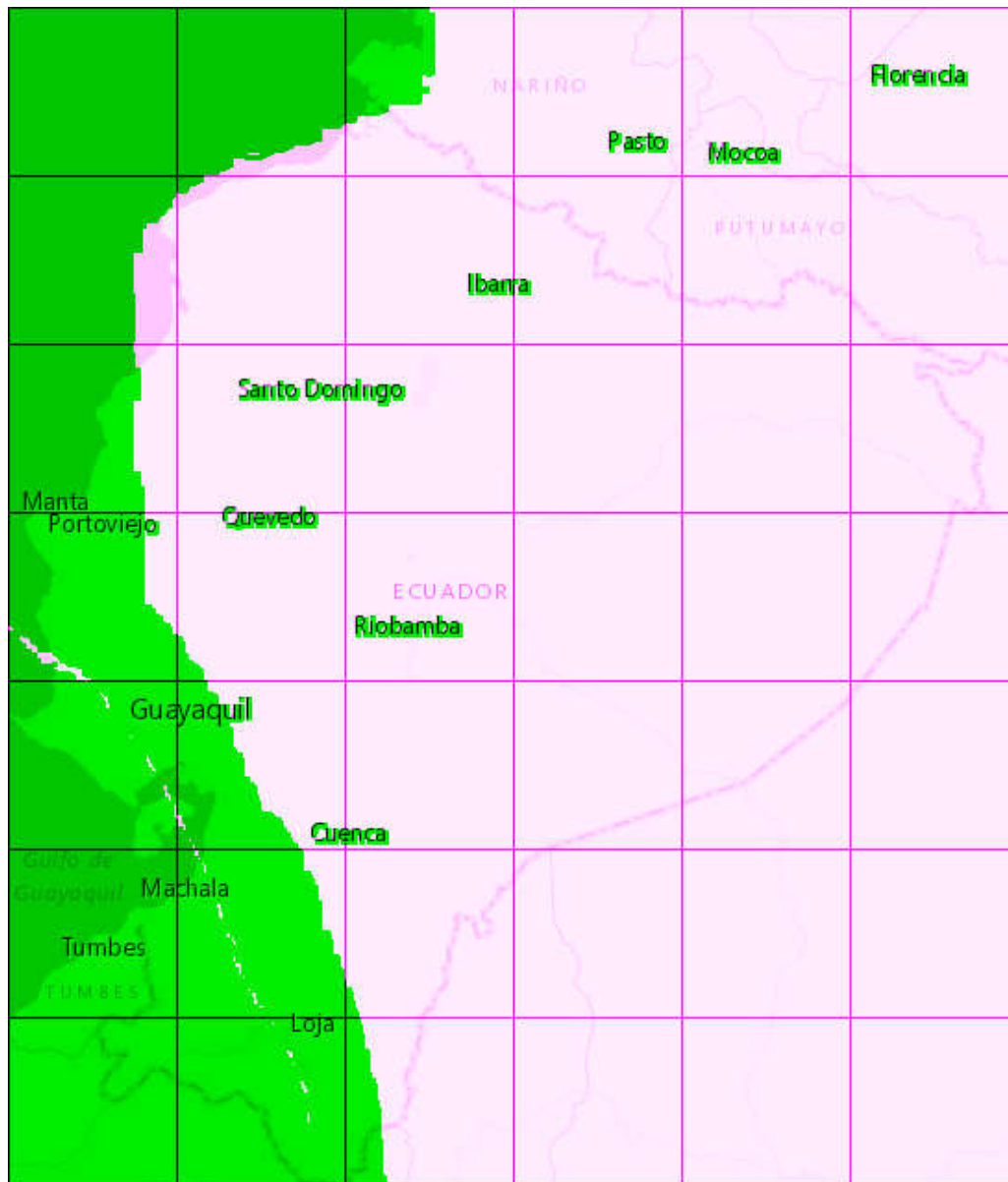


Figura 3.3 Mapa de radiación solar en el territorio Ecuatoriano.

Fuente: <http://eosweb.larc.nasa.gov/sse>

Según esta fuente los sitios con mayor potencial para el aprovechamiento de la energía solar directa son: Manta, Portoviejo, la provincia del Guayas, Machala y Cuenca, como se aprecia en la Figura 3.3.

- **Según SWERA (Solar and wind energy resource assessment)**

Esta fuente de información conglomerada diferentes fuentes con lo cual permite obtener una perspectiva aproximada a la radiación solar en el país.

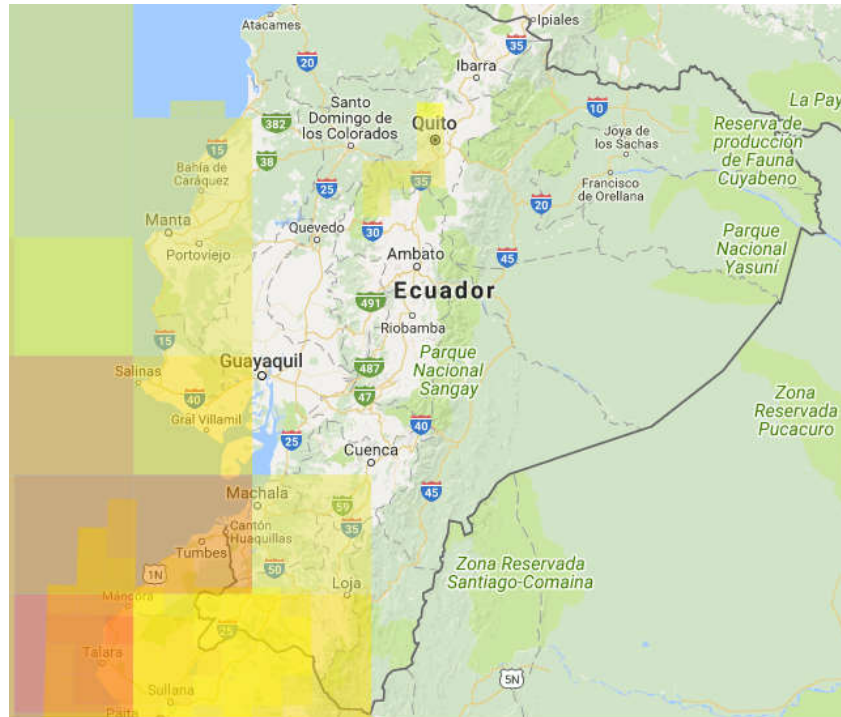


Figura 3.4. Mapa de radiación solar en el territorio Ecuatoriano.

Fuente: <http://swera.unep.net>

En función de este mapa (Figura 3.4), las zonas con mayor potencial de aprovechamiento solar con fines energéticos son: en la provincia del Guayas tenemos General Villamil, al sur-oeste de Loja con Zapotillo, y en el parte norte cerca de Quito e Ibarra con Cayambe y Otavalo. Se puede visualizar de manera clara en la Figura 3.4 los mejores sitios con un color amarillo intenso.

Es necesario considerar aspectos que afectan el desarrollo de implementación de un proyecto, tales como acceso a redes eléctricas, acceso a carreteras u conservación de sitios de sensibilidad ambiental como reservas ecológicas, parques nacionales, etc.

Para una mejor selección de los potenciales sitios, la Tabla 3.2 indica las características de evaluación de los lugares preseleccionados. Se considera la media y desviación estándar a priori de la radiación solar, según datos obtenidos por las fuentes antes mencionadas con 10 a 15 años de recolección de muestras de la radiación.



Una vez que se ubica los lugares con el recurso suficiente para la instalación de una planta eléctrica con tecnología CSP, a través de la ayuda de las diferentes fuentes antes mencionadas, mediante la National Renewable Energy Laboratory (NREL) se obtiene los datos de radiación solar directa diaria durante 10 años, los datos presentados consideran la radiación por vatio metro cada media hora por lo que esta se denominará:

$$c_i = \text{radiación} \frac{w}{m} \quad i = \{1, 2, 3, \dots, 48\} \quad (3)$$

Se puede calcular la radiación total diaria como:

$$\text{Radiación diaria} = \sum_{i=1}^{48} c_i * 0.5 = Rd \left[\frac{wh}{m * día} \right] \quad (4)$$

Se considera el factor 0.5 debido a que los muestreos son cada media hora con lo cual la expresión se reduce a:

$$\text{Radiación} = \frac{Rd}{1000} \left[\frac{kwh}{m * día} \right] \quad (5)$$

En la Tabla 3.2 se observa las características de los sitios candidatos y la media de radiación en cada uno de ellos, gracias a los datos de radiación que nos proporciona NREL.


Lugares Criterios	Gral. Villamil POSORJA	ZAPOTILLO	QUITO
RECURSO SOLAR A PRIORI. (KWh/m ² – día)	$\mu = 4.406$ $\sigma = 0.782$	$\mu = 4.980$ $\sigma = 0.784$	$\mu = 4.861$ $\sigma = 1.176$
ACCESO DE RED ELÉCTRICA.	 Red de 138 kW, con subestación que se observa en la imagen.	 Subestación de Loja, punto más cercano.	 Redes de 138, 230 y 500 kW con varias subestaciones que se encuentran en la imagen.
SUPERFICIE (km²)	17139	11027	9494
CARRETERAS Bueno Precaución			
PARQUES NACIONALES O RESERVAS ECOLÓGICAS.	NO	NO	NO

Tabla 3.2 Características de sitios con potencial para la construcción de una planta CSP.

Fuente: [14], Mapa red vial Ecuatoriano, 2017

3.2.1 Análisis realizado por parte de CELEC EP.

Como parte del convenio para la realización de este trabajo de titulación, la empresa pública CELEC EP brinda a los autores un mapa del territorio continental del Ecuador, en donde se aprecia las zonas potenciales para el aprovechamiento del recurso solar considerando diversos aspectos como son: complementariedad máxima en los meses de estiaje en los principales afluentes de las centrales hidroeléctricas; discriminando zonas de riesgo como volcanes, fallas geológicas, inundaciones; además de preservar áreas de reserva natural y sitios habitados.

Esto da como resultado el mapa de la Figura 3.5, donde se puede observar en color negro las zonas potenciales para el aprovechamiento del recurso:

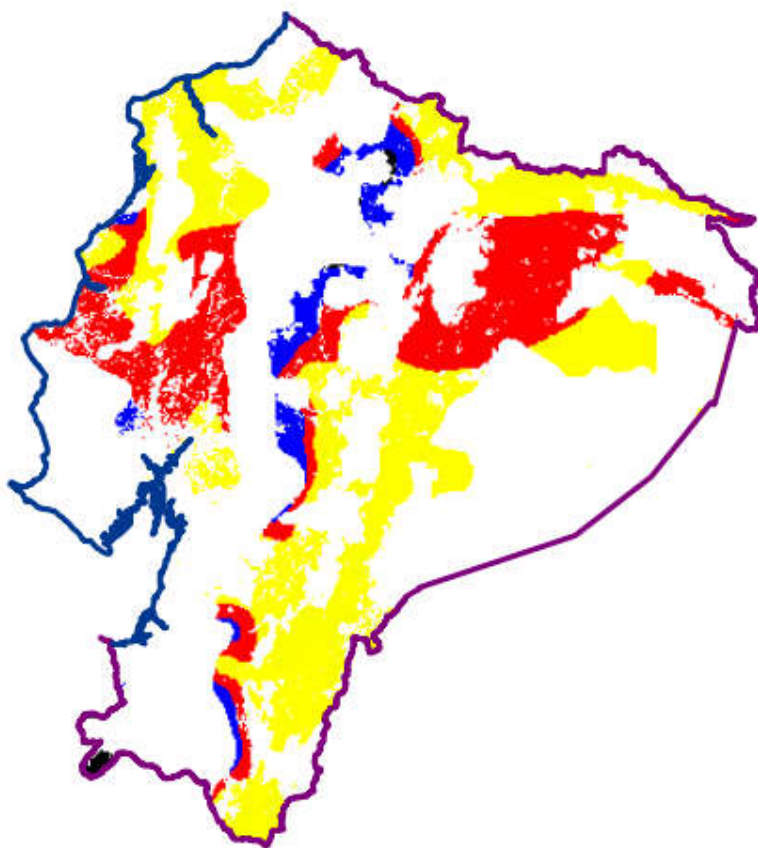


Figura 3.5 Zonas de potenciales para aprovechamiento del recurso

Fuente: CELEC EP

La comparación de la Figura 3.5 con la información presentada en la Tabla 3.2, permite analizar un nuevo punto de aprovechamiento situado al noreste de la capital Quito cercano a la ciudad de Ibarra.

3.2.2 Análisis de datos para sitios potenciales.

Dentro del marco de análisis se efectúa prioritariamente un procesamiento de datos provenientes de la base de datos NREL para las zonas potenciales del recurso solar detallándose los puntos que se procesarán en la Figura 3.6:

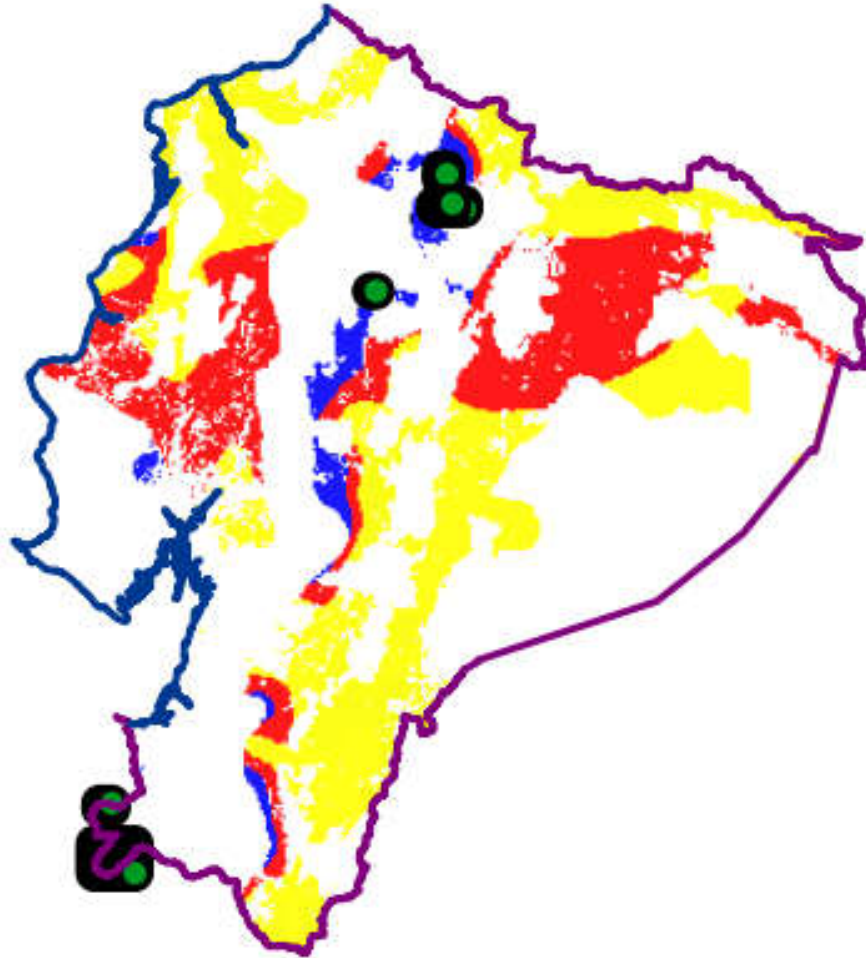


Figura 3.6 Puntos a procesar para la obtención del sitio con recurso solar.

Fuente: Los autores.

El objetivo principal del procesamiento es obtener la radiación mensual para cada uno de los puntos, procesando a su vez el promedio de mediciones satelitales en el periodo comprendido por los años 2000-2015.

Para la selección de un posible sitio potencial es necesario conocer los valores de radiación mensual y que este supere un mínimo de $4 \text{ KWh/m}^2 - \text{día}$ por criterios operativos de las diferentes centrales, con miras a ser competitivas en el mercado eléctrico ecuatoriano; para dicho análisis se utilizó la Tabla A.2 ubicada en los anexos.

El procesamiento de la información da como resultado mapas de radiación focalizados en el análisis de los puntos señalados anteriormente, con la diferencia principal en que sólo se han considerado radiaciones mayores a 4 $KWh/m^2 - día$ coloreadas en color naranja (Anexos Febrero, Marzo) y mayores a 5 $KWh/m^2 - día$ coloreadas en color verde con lo cual se ha observado que la sección central del país es discriminada para el análisis.

Debido a la necesidad de un criterio adicional de selección para una zona potencial, se contrasta la energía recibida en un punto durante todo el año para el análisis pues, al incluir la variable costo de producción la organización International Renewable Energy Agency (IRENA) señala la información observada en la Figura 3.7:

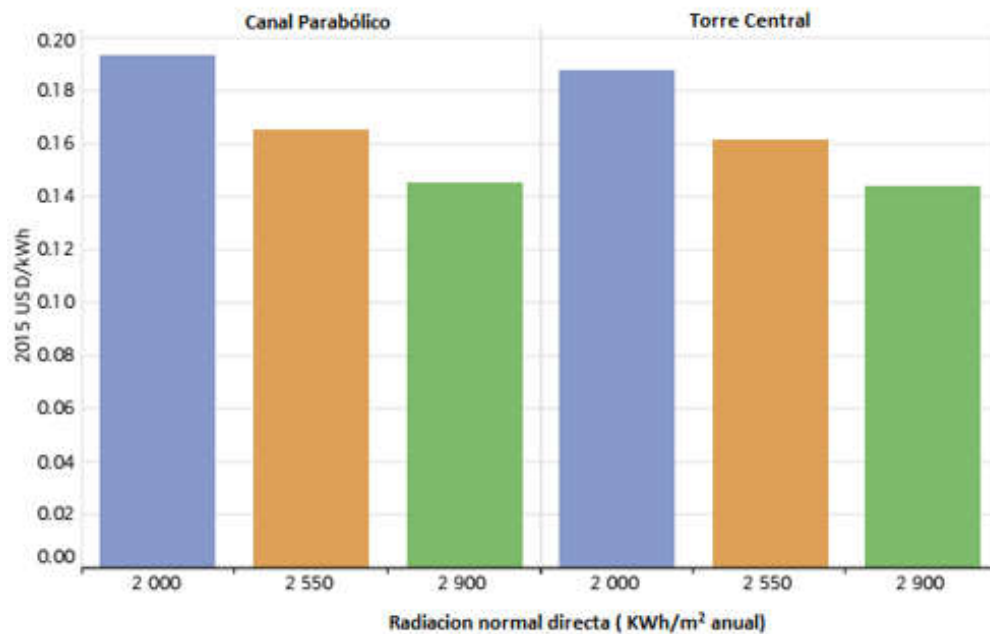


Figura 3.7 Costo de electricidad nivelado en operación con diferentes radiaciones potenciales.

Fuente: IRENA

Para un adecuado desempeño de la central dentro de un mercado de oferta y demanda, es necesario, que los costos del producto final sean competitivos por lo que el análisis efectuado en las gráficas del Anexo C sobre energía anual para cada punto señala los siguientes como zona de recurso solar constante con una energía superior a los 1825 KWh/m^2 anual.

P ID (Punto Identificación)	Media aritmética Radiación KWh/m^2 día	Energía Anual KWh/m^2
33	4,985	1831
34	5,02	1847
35	4,62	1719
40	4,61	1716
41	4,62	1718
42	4,71	1745
46	4,86	1787
47	4,76	1757
48	4,79	1741

Tabla 3.3 Puntos seleccionados.

Fuente: Los autores

Al presentarse los mejores valores de radiación media en los puntos 33 y 34 de la Tabla 3.3, es necesario enlazar el área circundante con una zona potencial ubicada en el mismo lugar señalada por CELEC EP y en un análisis previo realizado por los autores. La ubicación de todos los puntos de la Tabla 3.3 se encuentran en la zona sur de la provincia de Loja, cubriendo una totalidad de 144 Km^2 , que se lora observar en la Figura 3.8.

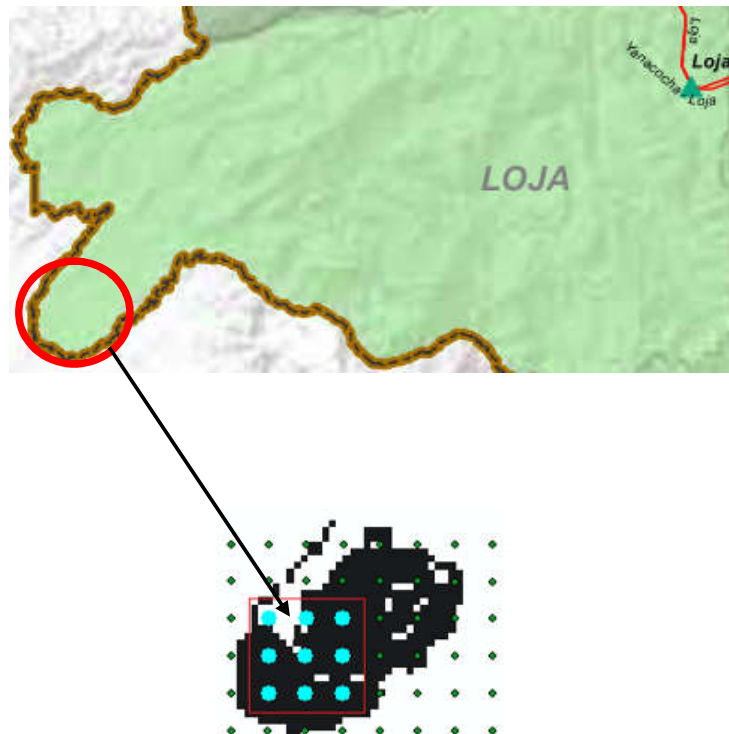


Figura 3.8 Puntos candidatos en la zona sur de la provincia de Loja.

Fuente: Los autores.

3.3. Criterios de selección de una tecnología solar térmica concentrada para la generación de energía eléctrica.

Previo a la selección de una tecnología CSP, es necesario tomar en cuenta ciertos criterios tales como:

- Criterio Ambiental.
- Criterio Técnico.
- Criterio Económico.
- Criterio Social.

Se ha listado en ese orden debido a que, si se va a generar energía eléctrica con una tecnología nueva, se debe propender al menor daño ambiental en el entorno en donde la planta CSP se encuentre operando; es decir, tomar en cuenta aspectos como consumo de agua, impacto visual y acústico, cantidad de emisiones y producción de residuos.

En criterios técnicos se debe considerar la radiación requerida para la tecnología a implementar según el rango de potencia a la que se va a operar, saber las dimensiones del terreno que se requiere, temperatura de operación, eficiencia, posibilidad de almacenamiento, posibilidad de hibridación, madurez de la tecnología y vida útil.

Como criterios adicionales, en la parte económica y social, se deben conocer las experiencias comerciales de estas tecnologías, al igual que los costos de inversión, operación y mantenimiento. Teniendo en cuenta que además de generar plazas de trabajo y mejorar la economía de ciertas comunidades, no siempre va a existir la aprobación de todos los ciudadanos que residen en el lugar escogido.

Teniendo claro los criterios antes mencionados, y con el conocimiento suficiente de las tecnologías solares existentes, se expone a continuación dos de las cuales tienen mayor trascendencia en el mercado eléctrico, principalmente en España y Estados Unidos. La primera es la tecnología de cilindro parabólico y la segunda de receptor central, siendo las más conocidas y maduras a nivel de proyectos de generación, teniendo cada una características propias en ciertas valoraciones como se puede observar en la Tabla 3.4.

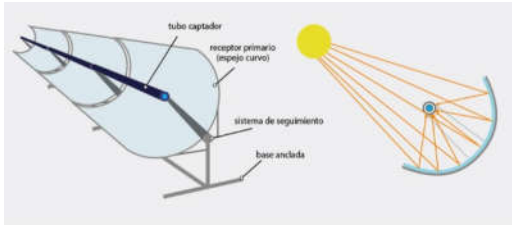
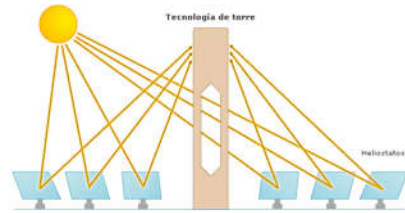
TECNOLOGÍAS DE CONCENTRACIÓN TERMOSOLAR.	
Colectores Cilindro Parabólico (PTC)	Sistemas de Receptor Central (HFC)
	
La eficiencia, durabilidad y coste de una central con colectores cilindro parabólicos depende fuertemente de la estructura y robustez del colector	Posibilidad de alcanzar temperaturas mayores que los cilindros parabólicos. (°C)
Razones de concentración solar menores a la de receptor central.	A mayor temperatura, mayor eficiencia de conversión a electricidad.
Menor cantidad de área para la misma producción de potencia que la tecnología de receptor central.	Almacenamiento de energía mediante sales al igual que el de cilindro parabólico.
Capacidad de hibridación y de almacenamiento.	Aceptación a terrenos dispares que la de cilindros parabólicos.
Circulación del fluido a lo largo de los canales cilíndricos, por lo que el sistema pierde eficiencia.	Tuberías que transportan las sales fundidas se encuentran ubicadas únicamente en la torre.
Seguimiento de manera conjunta con todo el canal cilíndrico parabólico.	El seguimiento es de manera independiente por cada heliostato.
Costo entre 4000 y 6000 USD/kW, sin y con almacenamiento respectivamente.	Costo entre 4000 y 8000 USD/kW, sin y con almacenamiento respectivamente.

Tabla 3.4 Comparación de las tecnologías PTC contra HFC.

Fuente: torsote.wordpress.com

3.4. Elección de la mejor tecnología a ser adoptada en el Ecuador.

Para la selección de la tecnología se ha utilizado la Tabla 3.5 donde se detallan cada uno de los factores que influyen en el desempeño final entre las dos tecnologías más adecuadas para el caso ecuatoriano.

Descripción de Factor	Canal Parabólico	Receptor Central
Costo de KW instalado a 2025 <i>USD/kW</i>	3600	3700
Costo de <i>USD/kWh</i> a 2025	0.08 - 0.011	0.09 - 0.12
Eficiencia pico (%)	22	23
Eficiencia Neta Anual (%)	11-16	7-20
Factor de Capacidad	45%	49%
Temperatura de Operación	400	600
Almacenamiento Térmico	Si	Si
Área de captación m^2 para 50MW	345.600	528.996

Tabla 3.5 Criterios de selección de la tecnología termosolar.

Fuente: torsote.wordpress.com

Debido a que la tecnología de canal parabólico tiene muchas características favorables en comparación con la de receptor central como se observa en la Tabla 3.5 se procede a hacer el análisis técnico-económico de la misma con la finalidad de saber si es aplicable al caso de Ecuador.

CAPÍTULO IV: ANÁLISIS PRELIMINAR DEL PROYECTO SOLAR TÉRMICO CONCENTRADO.

4.1. Sitio para implementar la central. Análisis multicriterio.

En primer lugar, para que la instalación sea rentable se deben considerar los siguientes criterios:

4.1.1 Radiación solar.

Una vez analizado el recurso solar existente en el Ecuador, a través de puntos se define el territorio con el potencial ideal para la implementación de una planta eléctrica termo solar, contando así con el punto 34 dentro del cantón Zapotillo como el mejor sitio debido a que en la Tabla 3.3 presenta la mayor radiación media diaria. A continuación se describe las características de radiación de dicho punto.

- **Punto 34**

Como se logra observar en la Figura 4.1 podemos concluir que, el comportamiento de la radiación solar ($kwh/día * m^2$) de cada mes durante los quince años de análisis en el punto referido tiene un valor medio mínimo de $4 kwh/día * m^2$ en el mes de Febrero y un valor medio máximo en los meses de Septiembre, Octubre y Noviembre de $5.6 kwh/día * m^2$ que es donde se desea tener la complementariedad con las tecnologías ya existentes en el territorio ecuatoriano.

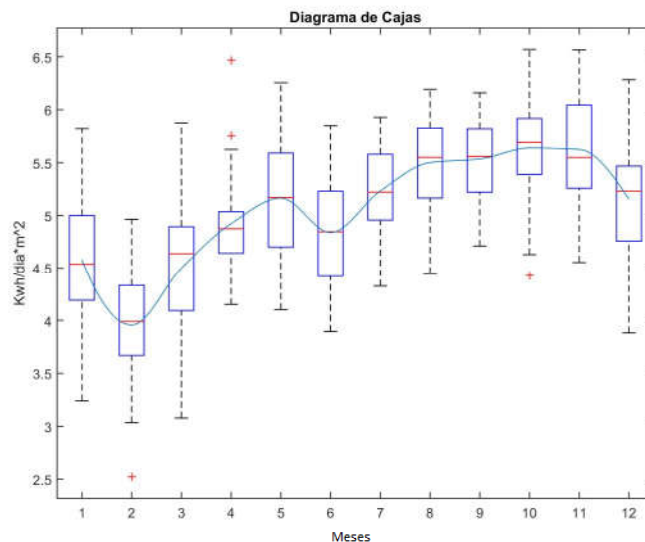


Figura 4.1 Radiación promedio durante 15 años de análisis para cada mes.

Fuente: los autores.

En la Figura 4.2 se indica que la radiación solar durante los 15 años de análisis está la mayor cantidad de tiempo alrededor de un valor de $5 \text{ kwh/día} * \text{m}^2$, por lo que se espera que tenga el mismo comportamiento o mejor, a lo largo de los siguientes años con lo que da la posibilidad de pensar en la implementación de una tecnología solar en el sitio seleccionado (**Punto 34**).

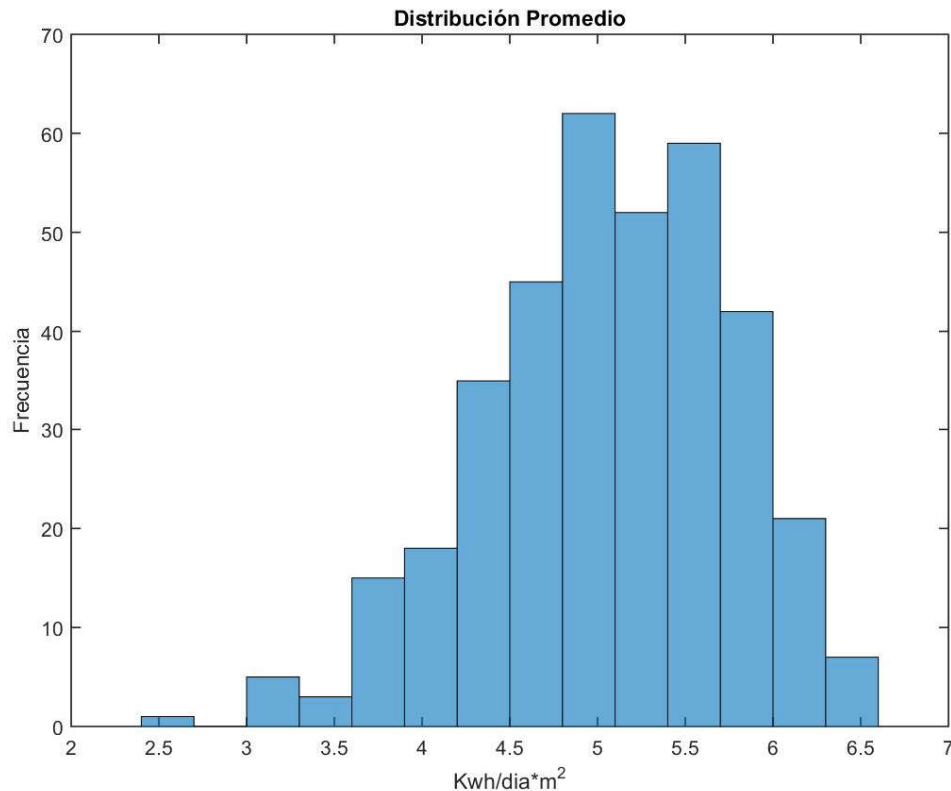


Figura 4.2 Frecuencia de radiación promedio durante 15 años de análisis para cada mes.

Fuente: los autores.

4.1.2 Necesidades de agua.

En la refrigeración de las centrales térmicas, el agua es indispensable para condensar el vapor de escape de la turbina. Las centrales se diseñan con un circuito abierto, de manera que el agua se capta de un río o del mar y tras refrigerar el vapor, se devuelve íntegramente al cauce, es por eso que para este proyecto se obtiene el agua del Río Alamor (Río Alamor) que cuenta con las siguientes características: es una corriente (class H - Hidrográfica) en Provincia de Loja (Loja), Ecuador (South America) con un código de región de Americas/Western Europe. Se encuentra a una altitud de 152 metros sobre el nivel del mar. EL comportamiento se logra observar en la Figura 4.3.

Sus coordenadas son 4°28'0" S y 80°25'0" W en formato DMS (grados, minutos, segundos) o -4.46667 y -80.4167 (en grados decimales). Su posición UTM es NR60 y su referencia Joint Operation Graphics es SB17-03.

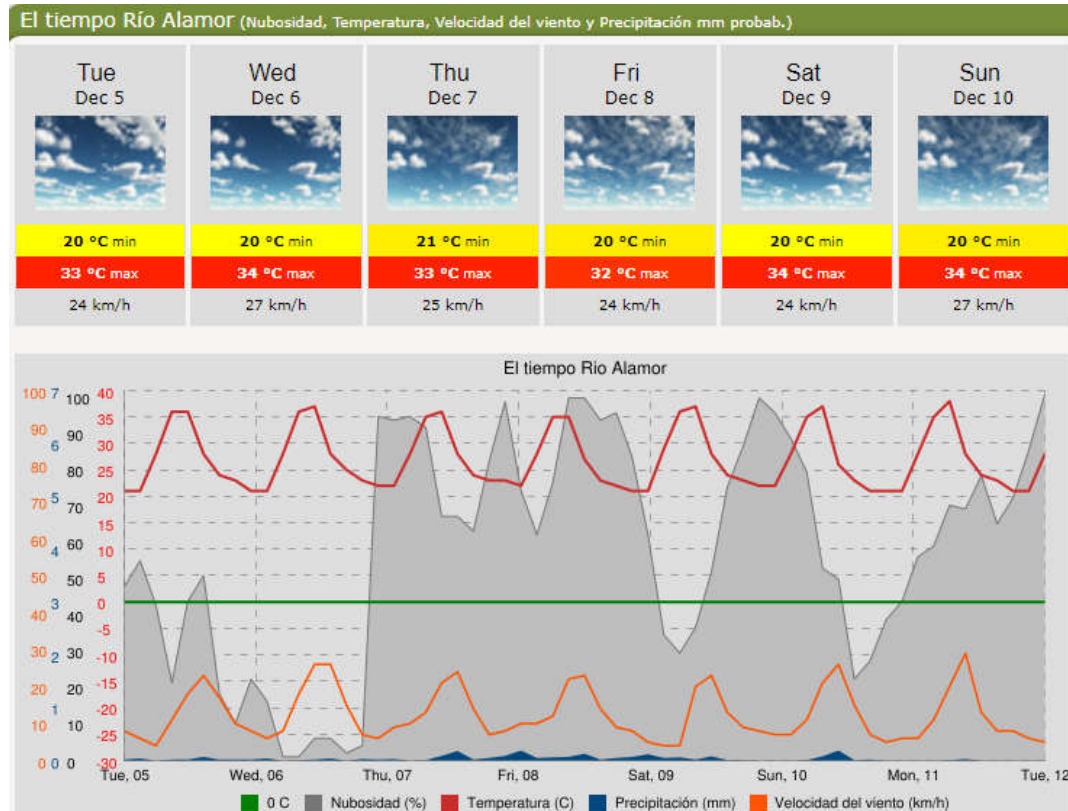


Figura 4.3 Comportamiento del Río Alamor ubicado en la cercanías del proyecto.

Fuente: http://es.getamap.net/mapas/ecuador/loja/_alamor_rio/

4.1.3 Condiciones meteorológicas y climáticas.

El clima ecuatoriano está influenciado por su ubicación sobre la línea equinoccial, la presencia de la cordillera de Los Andes, la Amazonía y el océano Pacífico son los que determinan los diferentes regímenes de las llamadas “regiones naturales” del Ecuador: Costa, Sierra y Oriente, como se observa en la Figura 4.4.

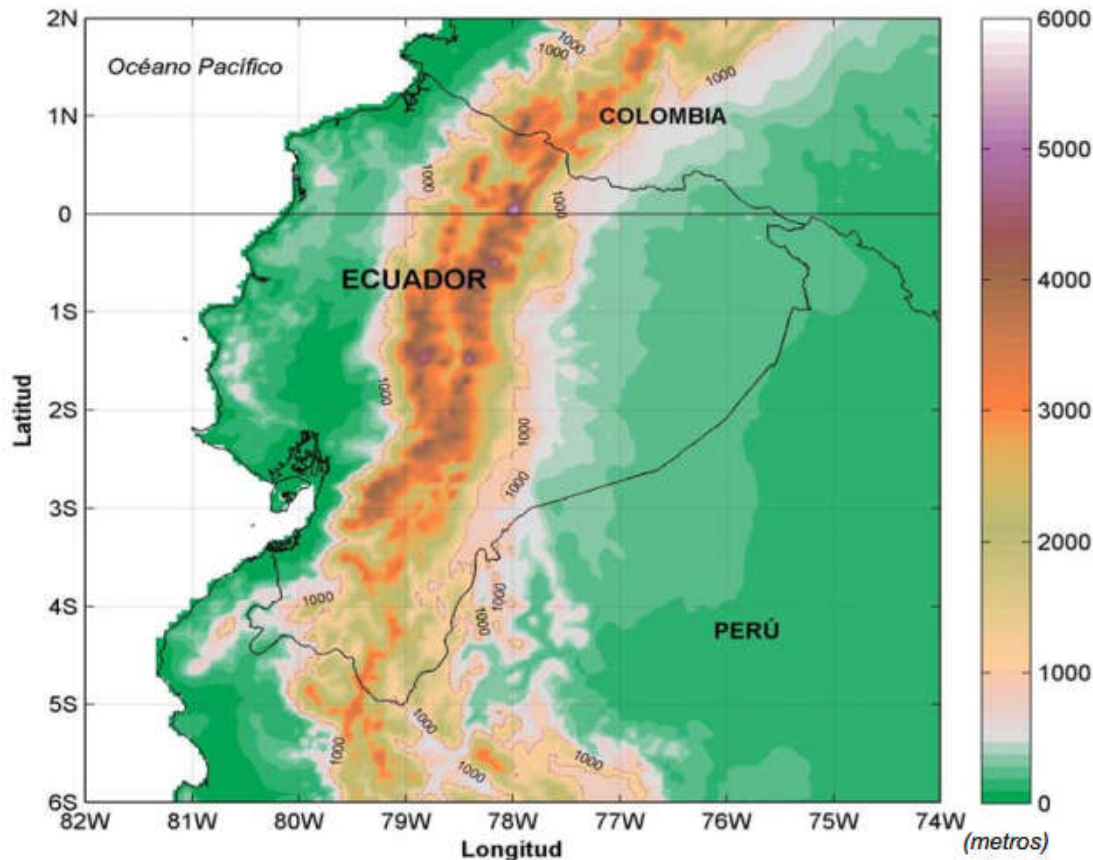


Figura 4.4 Área de estudio. Las regiones Costa, Sierra y Oriente se ven delimitadas por la curva de nivel de 1,000 metros sobre el nivel del mar (m.s.n.m.). La topografía, en m.s.n.m, es mostrada por la barra derecha, según NGDC (2006).

Fuente: [15]

Según las comparaciones realizadas entre el producto Global Precipitation Climatology Center GPCC4 y un producto basado en 106 estaciones pluviométricas del Ecuador (CADS9k), visto en la Figura 4.5. El comportamiento del GPCC4, como se observa en la Figura 4.6, resulta adecuado para efectos de interpretar el régimen pluviométrico ecuatoriano, salvando las diferencias encontradas en las áreas de las estaciones de Esmeraldas, Manta, Santa Elena, Golfo de Guayaquil, Zaruma, Caluma, Patate, Ibarra, y Puyo. Las diferencias encontradas en estas áreas pudieran atribuírsele a que las estaciones del INAMHI claves para explicar estas diferencias (entre ellas, M153 Muisne, M032 Caluma, M101 El Carmelo, M064 Latacunga, M126 Patate y M180 Zaruma) no hayan sido proporcionadas para el análisis que realiza el *Deutscher Wetterdienst* (Servicio Meteorológico Alemán DWD, por sus siglas en alemán) para la elaboración del producto GPCC4.

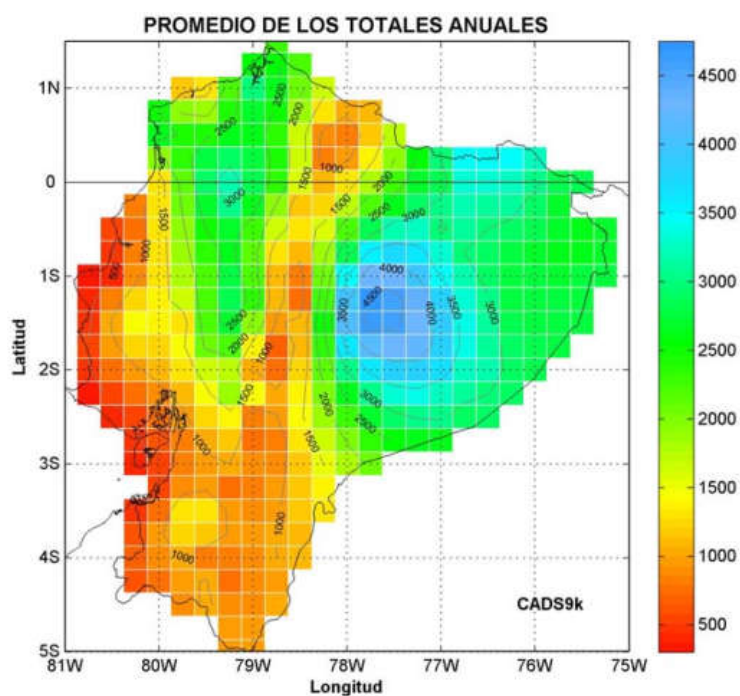


Figura 4.5 Promedio de los totales anuales de precipitación para el producto CADS9k, en mm/año.

Fuente: [15]

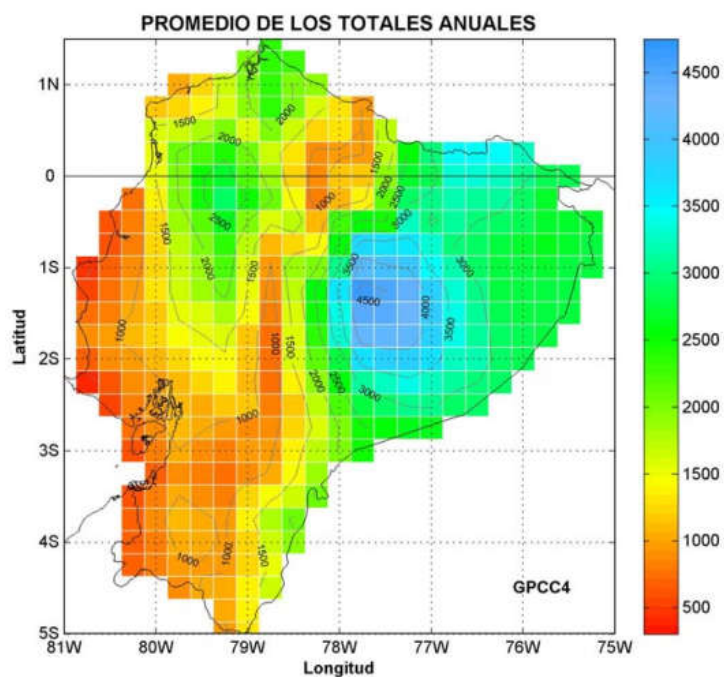


Figura 4.6 Promedio de los totales anuales de precipitación para el producto GPCC4, en mm/año.

Fuente: [15]

4.1.4 Disponibilidad de terrenos.

En el gráfico de la Figura 4.7 y Figura 4.8 se puede observar la ubicación exacta del proyecto, la extensión existente del sitio seleccionado con la mayor radiación en el territorio ecuatoriano cuenta con un área de 144 Km^2 . Al haber un área muy extensa se consideran 12 puntos dentro de la misma, teniendo al punto 34 con el mejor comportamiento del recurso solar y contando este con un área de 16 Km^2 , además de señalar que en esta zona actualmente no se encuentran asentamientos urbanos, sino al contrario son terrenos utilizados para la ganadería o agricultura, lo cual nos permite continuar con el avance de la planta solar de cilindro parabólico. El lugar donde se desarrollara la planta se puede observar en la Figura 4.9.



Figura 4.7 Ubicación general del sitio con el mejor recurso solar a nivel nacional.

Fuente: <https://maps.pixelis.es/>

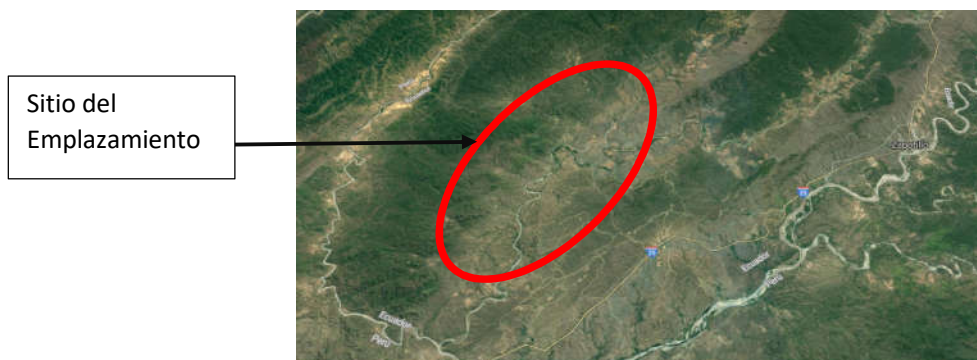


Figura 4.8 Ubicación del lugar (**Punto 34**) previsto para el proyecto.

Fuente: <https://maps.pixelis.es/>



Figura 4.9 Fotografía del lugar previsto para el proyecto.
Fuente: <https://maps.pixelis.es/>

4.2. Potencial de la central.

Debido a la disponibilidad de un amplio terreno mencionado en el punto anterior (16 Km^2) para el desarrollo del proyecto CSP de tecnología cilindro-parabólica se ha considerado una central de 300 MW de potencia instalada, ubicada en el punto seleccionado (punto 34) manteniendo una escalabilidad a través de tres fases de 100 MW de potencia cada una. Para el análisis preliminar de la central se considerará la tecnología cilindro parabólico (PTC) presente en varios países, con una potencia de 100 MW tomando el mismo análisis para los 200 MW restantes a través de dos centrales similares. La razón por la cual se realiza este tipo de propuesta para la implementación de la planta termo solar es debido a que la mayoría de proyectos a gran escala son construidos de esta forma, principalmente por razones técnicas (instalación) y económicas (financiamiento).

4.3. Análisis técnico para la planta solar térmica mediante Canal Parabólico. (PTC)

- **Cimentaciones y estructura.**

Las cimentaciones más utilizadas son las bases de hormigón armado, además de ser compatibles con las fragilidades del terreno por lo que será necesario un estudio de suelos previo la construcción de la central.

La estructura de los diferentes colectores dependerá de los elementos que lo conforman desde los pilones de la cimentación, donde los más importantes se encuentran situados en los extremos del colector para soportar pesos y de menor tamaño en las secciones intermedias como soporte. Colocando en los pilones más grandes los sistemas de posicionamientos y rotación de los colectores.

Los espejos utilizados en el colector se sujetan mediante brazos de soporte, donde un colector usualmente posee un total de 336 brazos de soporte. Los brazos de soportes están unidos a una caja estructural, elemento principal donde se anclan los espejos y toda la estructura del colector. Es necesario recalcar que la conexión de estas diferentes cajas se realiza con un mecanismo de transmisión de torsión garantizando un movimiento uniforme de las diferentes estructuras y evitando deterioro en el tubo receptor. (Figura 4.10)

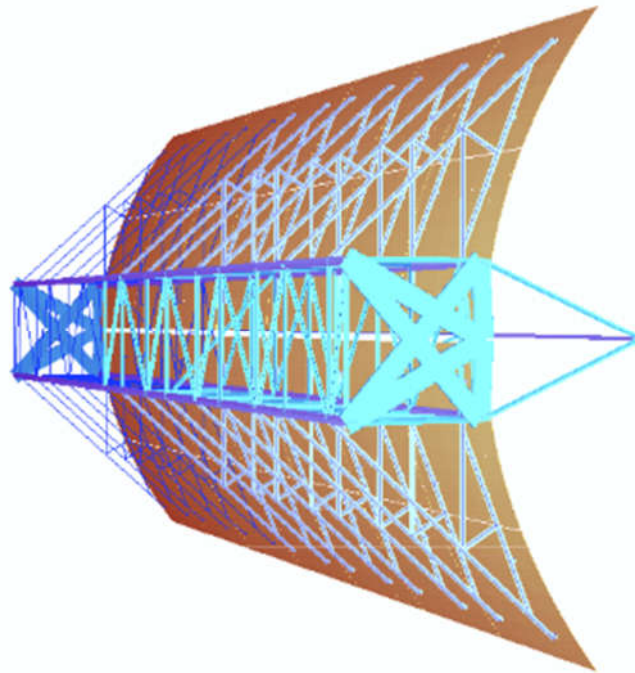


Figura 4.10 Caja y soporte estructural de un Colector Eurotrough 150.

Fuente: imágenes google

- **Colector Cilindro Parabólico**

Tomando como referencia proyectos ya operacionales y proyectos en construcción a nivel mundial, además de la bibliografía consultada es posible condensar la información disponible en el siguiente cuadro de colectores cilindros parabólicos, utilizados en diferentes proyectos, contando con los nombres comerciales de Eurotrough 150 (ET 150) utilizado en un proyecto

en Almeria, Duke Solar comúnmente usada para proyectos de generación directa en vapor, o el Heliotrough 3, LS-3 nuevo en el mercado pero ampliamente utilizado en California, sus características de indican en la Tabla 4.1.

	ET 150	LS-3	DUKE SOLAR
Apertura (m)	5,76	5,76	5
Longitud Focal (m)	1,71	1.71	1,49
Módulos por Colector	12	12	8
Longitud del Colector (m)	148,5	99	45-65
Área de espejo (m²)	828	545	235-313
Reflector	Vidrio delgado con una capa de hierro.	Vidrio delgado plateado	Vidrio delgado con una capa de hierro.
Diámetro del Recibidor (m)	0,07	0,07	0,07
Peso del módulo en kg/m	29	33	24
Pico de eficiencia óptica.	80	80	80

Tabla 4.1 Criterios de selección del colector para la central

Fuente: [16], [17]

Seleccionando para el proyecto un colector de tipo Eurothrough tipo ET-150, debido a la experiencia de los mismos en el mercado, y a la alta frecuencia de uso en proyectos realizados en España.

- **Tubo Receptor**

El tubo receptor es un elemento crucial en el rendimiento de la planta de generación razón por la cual su elección será un factor determinante. El tubo receptor se compone por un tubo interior metálico por donde circula el fluido que absorbe calor y el tubo exterior de vidrio como protección a la intemperie. En la Tabla 4.2 se presentan las principales características de este dispositivo, tanto del fabricante Siemens usado en Andara Pradehs y Rioglass en Kaxu Solar en África.

	Siemens UVAC 2010	Rioglass UVAC 90-7G
Longitud (mm)	400	406,1
Diámetro Interior (mm)	70	88,9
Diámetro Exterior (mm)	115	135
Emitancia	<9%	<9,5%
Coeficiente de Absorción	>96%	>96,2%
Transmitancia de la carcasa de cristal.	>96,5	>96,4%

Tabla 4.2 Criterios de selección del tubo receptor.

Fuente: [18], [19]

Los modelos presentados en la Tabla 4.2 cuentan con experiencia de operación actual y continúan en desarrollo sostenido, buscando disminuir los costos de generación actual.

Para el proyecto se utilizará los tubos receptores de tipo Siemens debido a las pequeñas variaciones en menores medidas y pérdidas por emisividad.

- **Fluido Transmisor de Calor**

Los fluidos actualmente utilizados en la industria de la generación a través de canales cilindro parabólicos son el aceite Thermino VP-1 y las sales fundidas presentando cada una, ventajas y desventajas, como se muestra en la Tabla 4.3.

	Thermino VP-1	Sales Fundidas
Temperatura Máxima de trabajo	400° C	600°C
Punto de Congelación	12° C	220°C
Pérdidas Térmicas	10%	6%
Necesidad de sistemas para almacenamiento	Si	No
Temperatura entrada/salida Campo solar.	293/393° C	450/550° C
Seguridad	Inflamable	No genera vapores tóxicos ni es inflamable.

Tabla 4.3 Criterios de selección del fluido transmisor de calor.

Fuente: [18]

Los dos sistemas necesitan además un mecanismo de bombeo que permita mantener una presión constante en las tuberías por las cuales circula el fluido transmisor de calor, para lo cual se contará con bombas dispuestas de manera paralela, con un sistema de bombas de contingencia que ingresa en caso de presentarse una avería.

Además, es necesaria la presencia de un tanque de expansión para absorber las variaciones de volumen del fluido como consecuencia de la variación de temperatura a lo largo del circuito.

Para el proyecto se utilizará como fluido transmisor de calor sales fundidas, debido a la capacidad de manejar mayores temperaturas de operación, además de no necesitar un sistema de intercambio de calor al momento de almacenar calor en los tanques térmicos.

- **Sistema de Seguimiento**

Debido a la ubicación del proyecto (sur del Ecuador) es posible determinar que la ubicación de los colectores debe ser en el eje Norte-Sur, como se observa en la Figura 4.11, debido a la presencia de sol durante todo el año.

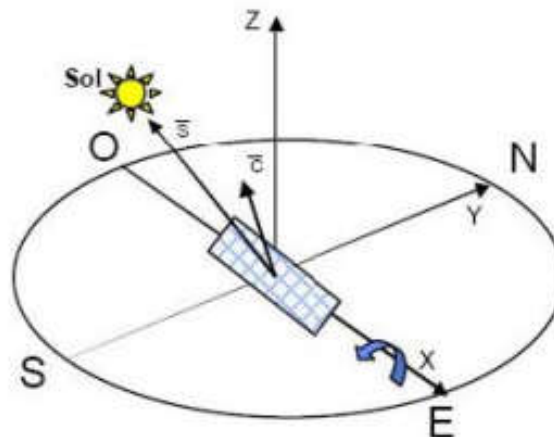


Figura 4.11 Sistema de seguimiento Norte-Sur.

Fuente: [20]

- **Sistema de Almacenamiento**

La principal utilidad de este sistema es permitir generar electricidad a lo largo del día, y almacenarla. En el caso particular del Ecuador, la mayor demanda se presenta al iniciar la noche específicamente a las 19h30 como se aprecia en la Figura 4.12. Esto se consigue con un sistema de almacenamiento para seis horas de operación, una vez ocurrido el ocaso, permitiendo operar hasta las 00h00, cuyas principales características se describen más adelante.

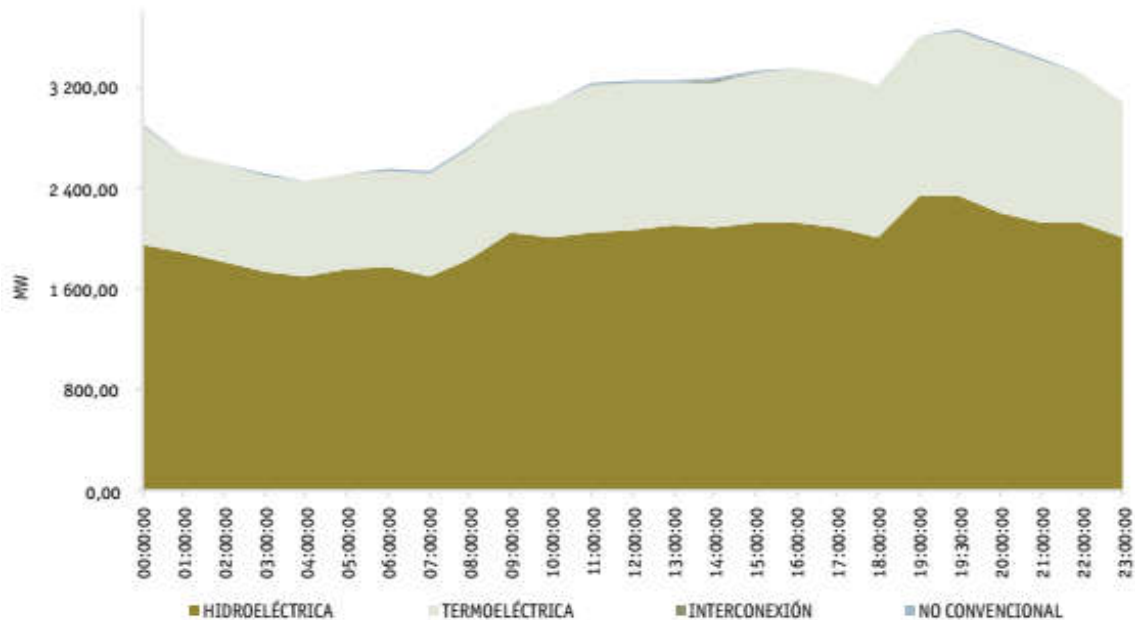


Figura 4.12 Despacho de generación durante la demanda máxima en el periodo de estiaje.

Fuente: (Informe CENACE, 2016).

El sistema de almacenamiento con sales fundidas permite a la central:

- Suministrar energía durante las horas de la noche en función de la capacidad de almacenamiento.
- Absorber las variaciones de radiación y proporcionar un calor constante a la central.
- Disminuir los arranques y paradas por dependencia del recurso solar.

El sistema de almacenamiento estará compuesto por dos tanques, un tanque de almacenamiento en caliente (500°C) y otro para almacenamiento en frío (290°C), debido a los altos gradientes de temperatura los tanques deben contar con altos niveles de aislamiento térmico, además de contar con cableado eléctrico interno para calentar la sal en caso de que la temperatura de la misma esté por debajo del mínimo requerido.

El aprovechamiento de la radiación por encima de las necesidades del bloque de potencia se utiliza para la carga del sistema de almacenamiento. Para evitar la dependencia de un sistema a la radiación disponible el campo solar se sobredimensiona de tal manera que pueda generar electricidad a plena carga y a su vez cargar el sistema de almacenamiento.

- **Bloque de Potencia**

El bloque de potencia se situará en el centro de la central, este bloque contiene todos los elementos necesarios para la conversión de la energía térmica en energía eléctrica, a través de un intercambiador de calor, en donde las sales provenientes de los tanques de almacenamiento y/o campo solar evaporan el agua que circula por el bloque de potencia como vapor sobrecalentado que es dirigido hacia la turbina de alta presión. A la salida de esta turbina presentara la bifurcación donde parte del vapor se condensa y regresa al ciclo, el vapor restante es enviado hacia el recalentador para poder ingresar a la turbina de baja presión con lo cual se mejora la eficiencia; y finalmente es condensado para ser reutilizado. (Figura 4.13)

Entre los elementos más importantes del esquema presentado en la Figura 4.13 se destacan

- **Generador de Vapor.** Este elemento es un intercambiador de calor en donde las sales ingresan a una temperatura de 500°C y salen a 290°C , produciendo en el proceso la evaporación del agua perteneciente al bloque de potencia obteniéndose vapor sobrecalentado.
- **Turbina de Vapor.** Es el elemento encargado de convertir la energía cinética del vapor en energía mecánica que se transmite al generador eléctrico por medio de álabes. Este sistema es similar a cualquier turbina utilizada en una central de generación eléctrica; y, está conformado por dos turbinas una de alta presión y una de baja presión cuyo funcionamiento depende del vapor de salida a la turbina de alta presión previamente recalentado.
- **Condensador.** Elemento encargado de obtener agua líquida a partir del vapor extraído de la turbina de baja presión.
- **Recalentador.** Este elemento recibe una corriente que mezcla vapor procedente de la turbina de alta presión y líquido y la convierte en: vapor sobrecalentado a la presión de la turbina de baja presión.
- **Desaireador.** Es el elemento encargado de extraer gases nocivos para los componentes de acero del sistema, realizando el proceso mediante depuración por la misma temperatura a la cual se presentan, además de almacenar agua para el proceso de generación de vapor.
- **Torre de Refrigeración.** Estas torres proveen agua necesaria al condensador para condensar el vapor procedente de las turbinas donde fue utilizado.

Como fue indicado antes en esta sección el colector a utilizarse en la central será un Eurotrough ET-150, con un tubo receptor Siemens UVAC 2010 y como fluido transmisor de calor sales fundidas. Además de contar con un sistema de almacenamiento para seis horas, cumpliendo con la capacidad en el momento de mayor consumo energético como se observa en la Figura 4.12. (5pm – 11pm).

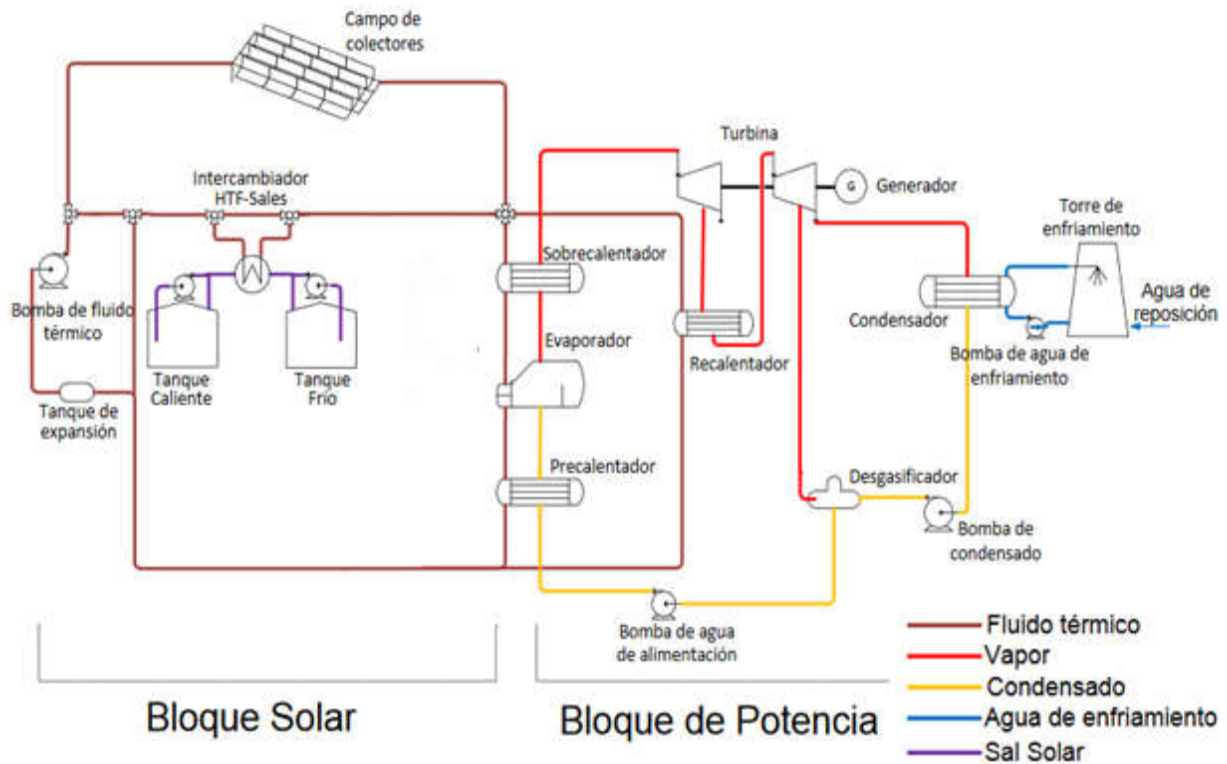


Figura 4.13. Esquema propuesto de la central.

Fuente: <https://desenchufados.net/tecnología-térmica-solar-cilindro-parabólica/>

4.3.1 Dimensionamiento de la central sin Almacenamiento

Para el presente análisis, el rendimiento de una turbina de ciclo Rankine utilizada en centrales termoeléctricas es de 38% (**PSF Miguel Ángel**), por lo cual se deduce a continuación, la capacidad térmica mínima sin considerar el almacenamiento térmico que el campo solar deberá entregar hacia el eje de la turbina. [18]

$$W_{eje} = \frac{W_{electrica}}{n} \quad (6)$$

$$W_{eje} = \frac{100MW}{0.9}$$

$$W_{eje} = 112MW$$

Donde:

$W_{electrica}$	Es la potencia de dimensionamiento de la central.
$n,$	Rendimiento entre la potencia entregada al eje y la potencia eléctrica de salida.
$W_{eje},$	Potencia que debe ser suministrada por el campo solar al eje de la turbina.

Por lo cual la potencia que debe ser suministrada por el campo solar es la siguiente: [18], [20]

$$Q_{cc} = \frac{W_{eje}}{nt\acute{e}rmico} \quad (7)$$

$$Q_{cc} = \frac{112MW}{0.38}$$

$$Q_{cc} = 294.73 MW$$

Donde:

$nt\acute{e}rmico$	Rendimiento del ciclo Rankine.
Q_{cc}	Potencia necesaria para la generación.

Es necesario conocer la eficiencia del colector mensualmente, por lo cual se ha seleccionado el día 15 de cada mes y los resultados obtenidos son los siguientes aplicando la ecuación 8. [18]

$$n = F' * n_0 - F' * K(t) \frac{T_m - T_a}{DNI} \quad (8)$$

$$K(t) = K_0 + K_1(T_m - T_a)$$

$$T_m = \frac{T_{entrada_campo} - T_{salida_campo}}{2} \quad (9)$$

Donde,

F'	Factor de eficiencia.
n_0	Eficiencia óptica.
K_0	Coefficientes de transferencia de calor (W/m^2K).
K_1	Coefficientes de transferencia de calor (W/m^2K^2).
T_m	Temperatura media de operación.
T_a	Temperatura ambiente.

El ejercicio comparativo aplicado a cada uno de los meses empleados para el estudio durante el día 15 permite obtener un resultado en donde:

$$n_{colector} = 0.738$$

Ver apéndice 2 para mayor detalle de la eficiencia para del colector solar.

- **Estimación del campo solar sin almacenamiento térmico.**

Se elige un ciclo de Reynolds de: [18]

$$Re_{diseño} = 8 \times 10^5$$

Para calcular la velocidad de flujo en el interior del circuito se procede a aplicar la siguiente ecuación:

$$v = \frac{Re_{diseño} * \mu_{HFT}}{\rho_{HFT} * d} \quad (10)$$

Donde,

μ_{HFT}	Viscosidad del fluido a temperatura °C (mPa·s).
ρ_{HFT}	Densidad del fluido a temperatura °C. (kg/m^3)
d	Diámetro del conductor (m)
v	Velocidad del fluido (m/s)

Pudiéndose calcular la viscosidad del fluido a partir de:[18]

$$\mu_{HFT}(mPa \cdot s) = 22.714 - 0.12 T(^{\circ}C) + 2.281 \cdot 10^{-4} * T^2(^{\circ}C) - 1.474 * 10^{-7} * T^3(^{\circ}C) \quad (11)$$

Donde:

$T(^{\circ}C)$ Es la temperatura de operación.

Calculando la viscosidad para la temperatura de operación (T_{op}), es decir el promedio entre la temperatura de entrada y salida del campo solar. [18]

$$T_{op} = \frac{T_{entrada} - T_{salida}}{2} + T_{entrada} \quad (12)$$

$$T_{op} = \frac{500^{\circ}C - 290^{\circ}C}{2} + 290^{\circ}C$$

$$T_{op} = 395^{\circ}C$$

Con lo cual la viscosidad del fluido se puede calcular como:[21]

$$\mu_{HFT}(mPa \cdot s) = 22.714 - 0.12 * 395 + 2.281 \cdot 10^{-4} * 395^2 - 1.474 \cdot 10^{-7} * 395^3$$

$$\mu_{HFT}(mPa \cdot s) = 1.819 mPa \cdot s$$

La densidad del fluido se puede calcular como: [21]

$$\rho_{HFT} \left(\frac{kg}{m^3} \right) = 2090 - 0.636 * T(^{\circ}C) \quad (13)$$

Donde:

$T(^{\circ}C)$ Es la temperatura de operación.

$$\rho_{HFT} \left(\frac{kg}{m^3} \right) = 2090 - 0.636 * 395$$

$$\rho_{HFT} \left(\frac{kg}{m^3} \right) = 1838.78 \frac{kg}{m^3}$$

Reemplazando los valores obtenidos se puede obtener la velocidad del fluido a lo largo del circuito, considerando el diámetro del receptor ET-150 [18]

$$v = \frac{Re_{diseño} * \mu_{HFT}}{\rho_{HFT} * d} \quad (14)$$

$$v = \frac{8 \times 10^5 * 1.819 mPa \cdot s}{1838.78 \frac{kg}{m^3} * 0.07m}$$

$$v = 1.13 \frac{m}{s}$$

Obtenido el valor de circulación del fluido es posible obtener el valor del caudal másico del fluido: [18]

$$m = \rho_{HTF} * v * A \quad (15)$$

Donde:

m Es el caudal másico del fluido. (kg/s)

A Área del tubo receptor. (m²)

$$m_{HTF} = 1838.78 * 1.13 * \frac{\pi * 0.07}{4}$$

$$m_{HTF} = 7,99 \frac{kg}{s}$$

La obtención del Qutil o calor absorbido por el sistema a partir de la radiación con la información presente en el apéndice 3 para la radiación y la eficiencia del colector presente en el apéndice 2. [18]

$$Q_{util} = DNI * n * A_{colector} \quad (16)$$

Donde:

Q_{util} Calor absorbido por el colector y transmitido al fluido. (W)

DNI Radiación normal directa. (Direct normal Irradiation) (W/m²)

n Rendimiento del colector.

$A_{colector}$ Área del colector (m²).

$$Q_{util} = 221 * 0.739 * 828$$

$$Q_{util} = 257.71 \text{ KW}$$

Se procede a calcular el caudal másico para un X número de colectores por lazo (ecuación 17), cabe resaltar que el proceso es iterativo, y requiere la variación del parámetro correspondiente a # de colectores hasta obtener un resultado mayor al obtenido en el cálculo de la ecuación 15 lo cual nos permite conocer la mínima cantidad de colectores a utilizarse. [18]

$$m_{HTF/lazo} = \frac{Q_{util} * \#colectores}{c_{pHTF} * (T_{entrada} - T_{salida})} \quad (17)$$

Donde:

$m_{HTF/lazo}$ Caudal másico por lazo. (Kg/s)

$\#colectores$ Numero de colectores a utilizarse.

cp_{HTF} Calor específico del fluido (J/ (Kg*°C))

Es necesario calcular el calor específico del fluido durante la operación de la central. [18]

$$cp_{HTF} = 1443 + 0.172 * \left(\frac{T_{entrada} - T_{salida}}{2} + T_{entrada} \right) \quad (18)$$

$$cp_{HTF} = 1443 + 0.172 * \left(\frac{290 - 500}{2} + 290 \right)$$

$$cp_{HTF} = 1510.94 \left(\frac{J}{kg^{\circ}C} \right)$$

Se procede a evaluar la ecuación 15 con diez colectores:

$$m_{HTF/lazo} = \frac{257.71 * 10^3 * 10}{1510.94 * (500 - 290)} = 11.33$$

$$m_{HTF/lazo} = 8.12203 \frac{kg}{s}$$

Valor superior al necesitado para mantener la velocidad de fluido, es necesario conocer el número de filas que conformarán el campo central por lo que se puede estimar un total de lazos necesarios a partir del Qutil de cada lazo en donde: [18]

$$Q_{util-lazo} = Q_{util} * \#colectores \quad (19)$$

$$Q_{util-lazo} = 257.71 \text{ KW} * 10$$

$$Q_{util-lazo} = 2.5771 \text{ MW}$$

Se puede conocer el número de filas al resolver la relación entre la energía necesaria bruta por parte de la turbina y la energía aportada por cada lazo considerando un factor de pérdidas de 5% de la central solar SEGS V, el cálculo detallado a continuación: [18]

$$N^{\circ} \text{filas} = \frac{Q_{cc}}{Q_{util-lazo} * W_{peridas-lazo}} \quad (20)$$

Donde:

Q_{cc} Energía necesaria para la turbina. (W)

$Q_{util-lazo}$ Energía aportada por cada lazo. (W)

$W_{peridas-lazo}$ Perdida de energía en cada lazo.

$$N^{\circ}filas = \frac{294.73 \text{ MW}}{2.5771 \text{ MW} * 0.95}$$

$$N^{\circ}filas = 120,38 \text{ filas}$$

$$N^{\circ}filas = 120$$

La extensión de terreno ocupada por el campo solar es el producto de las áreas de cada lazo por el número de lazos, sin considerar el espaciamiento entre cada una de las filas. [18]

$$\text{Área} = N^{\circ}filas * \#Colectores * A_{colector} \quad (21)$$

Donde:

$A_{colector}$ Área del colector.

$$\text{Área} = 120 * 10 * 828 \text{ m}^2$$

$$\text{Área} = 996781 \text{ m}^2$$

$$\text{Área} = 99.67 \text{ hectares}$$

4.3.2 Dimensionamiento de la central con Almacenamiento

Debido a la necesidad de brindar energía al sistema nacional interconectado (SNI) durante los lapsos de tiempo de mayor requerimiento de energía; la central, necesita un sistema de respaldo que proporcione la capacidad de generar en horas donde no se disponga de sol, por lo cual es prioritario definir el número de horas de almacenamiento, para este caso se buscará un almacenamiento de seis horas a partir de la ausencia de potencia mínima de generación, en un sistema sin pérdidas la energía térmica necesaria para la operación de la turbina generadora es obtenida a partir del producto de la energía necesaria para el funcionamiento por el número de horas; pero

debido a modelos conocidos se considera pérdidas que ascienden al 0.32% de la potencia térmica almacenada y un orden del 3% en los intercambiadores de calor usado cuando el fluido receptor es diferente a las sales solares. [18]

$$Q_{sat_6h} = \#Horas * Q_{CCP} * (1 + perd_{termicas} + perd_{inter}) \quad (22)$$

Donde:

Q_{sat_6h}	Energía almacenada para generar seis horas. (Wh)
$\#Horas$	Número de horas necesarias para almacenamiento. (h)
Q_{CCP}	Energía necesaria para generar un 100 MWh. (MWh)
$perd_{termicas}$	Perdida térmicas en los tanques de almacenamiento.
$perd_{iner}$	Perdida térmicas en los intercambiadores de calor.

$$Q_{sat_6h} = 6 * 294.75 * (1 + 0.032 + 0)$$

$$Q_{sat_6h} = 1774.16 \text{ MWh}$$

El área mínima de diseño de la central deberá ser capaz de suministrar potencia al sistema de generación y almacenamiento para un determinado número de días por lo que la energía absorbida por una unidad de superficie es la siguiente: [18]

$$Q_{util_día} = \sum_{i=1}^{24} DNI_i * \cos(\theta_i) * n_i \quad (23)$$

Donde:

$Q_{util_día}$	Energía aportada por el campo solar.(KWh/(m ² *dia))
DNI_i	Es la radiación en W/m cada hora.
$\cos(\theta_i)$	Es el coseno del ángulo de incidencia.
n_i	Es el rendimiento del colector.

Se puede observar el resultado en el apéndice 1 en donde se selecciona la media correspondiente a la distribución de probabilidad del punto 34 denominada μ , ya que presenta la mayor cantidad de radiación durante el máximo tiempo posible, siendo necesario seleccionar una $Q_{util_día}$ para diseño

(ver apéndice 3), sin sobredimensionar la capacidad del campo o carecer de la misma a lo largo del año, pudiéndose determinar el área mínima como: [18]

$$Amin_{6 \text{ horas}} = \frac{Q_{util_día} * Amin_{sin SAT} + Q_{sat_6h}}{Q_{util_día}} \quad (24)$$

Donde:

$Amin_{6 \text{ horas}}$ Área mínima para seis horas de almacenamiento (m^2)

$Q_{util_día}$ Energía aportada por el campo solar. (KWh/ ($m^2 * día$))

$Amin_{sin SAT}$ Área mínima necesaria para operación sin almacenamiento térmico. (m^2)

$$Amin_{6 \text{ horas}} = \frac{3.369 \frac{KWh}{día \ m^2} * 996781 \ m^2 + 1774.16 \ MWh}{3.369 \frac{KWh}{día \ m^2}}$$

$$Amin_{6 \text{ horas}} = 1522503.76 \ m^2$$

$$Amin_{6 \text{ horas}} = 152.25 \ \text{hectareas}$$

Para conocer la potencia aportada por el campo de concentración, es necesario conocer la radiación máxima aprovechada por el colector, de tal forma que no exista sub-dimensionamiento en el campo central por lo que: [18]

$$P_{max} = Amin_{6 \text{ horas}} * Q_{util_día} \max \quad (25)$$

Donde:

$Q_{util_día} \max$ Energía máxima suministrada por el campo solar, ver apéndice 3, Figura A3.3 (W/m^2)

$$Q_{util_día} \max = 446.7 \frac{W}{m^2}$$

$$P_{max} = 1522503.76 \ m^2 * 446.7 \frac{W}{m^2}$$

$$P_{max} = 680.478 \ MW$$

Es necesario recalculer el número de lazos necesarios para mantener un flujo hacia el sistema de almacenamiento. [18]

$$N^{\circ}filas = \frac{P_{max}}{Q_{util-lazo} * W_{peridas-lazo}} \quad (26)$$

$$N^{\circ}filas = \frac{680.478 \text{ MW}}{2.5771 \text{ MW} * 0.95}$$

$$N^{\circ}filas = 277.945 \text{ filas}$$

$$N^{\circ}filas = 278$$

La energía total aprovechada por el campo solar es de: [18]

$$Q_{ccp} = Q_{util_{lazo}} * \#filas \quad (27)$$

Donde:

Q_{ccp} Energía suministrada por el campo solar (W)

$$Q_{ccp} = 2.5771 \text{ MW} * 278$$

$$Q_{ccp} = 716.4338 \text{ MW}$$

Con lo cual se puede dimensionar el sistema de almacenamiento empezando por determinar el múltiplo solar:[20]

$$SM = \frac{Q_{ccp}}{W_{eje}} \quad (28)$$

$$SM = \frac{716.4338 \text{ MW}}{112 \text{ MW}}$$

$$SM = 6.39$$

Con lo cual se puede determinar la capacidad del tanque de almacenamiento en toneladas: [18]

$$Tonneladas_{min} = \frac{Q_{6h_{SAT}}}{cp_{HTF}(T_{salida} - T_{entrada})} \quad (29)$$

$$Tonneladas_{min} = \frac{1774.16 * 10^6}{1510.94(210)} \text{ ton}$$

$$Tonneladas_{min} = 5591.47 \text{ ton}$$

El valor obtenido es el correspondiente al volumen del tanque de almacenamiento, por lo que es necesario agregar 0.5 metros de altura mínima, altura necesaria para la operación de las bombas; y un 8% del volumen total calculado para el rebose. [18]

4.4. Impacto en el SIN

El sistema nacional interconectado (SNI) ecuatoriano presenta la necesidad de complementariedad estacional, especialmente en los últimos meses del año como se muestra en la Figura 4.14. Este fenómeno es más evidente si se observa el despacho durante el periodo de estiaje Figura 4.14 donde la potencia de termoelectricidad alcanzara un aproximado de 1000 MW en el año 2025. Adicionalmente, se tiene un crecimiento de demanda sostenido a lo largo del tiempo, con recesiones correspondientes a factores de economía nacional, por lo que la exploración de nuevas fuentes de energía es motivo de estudio.

ABASTECIMIENTO DEL SIN CON HIDROLOGÍA PROMEDIO ESCENARIO: CASO BASE

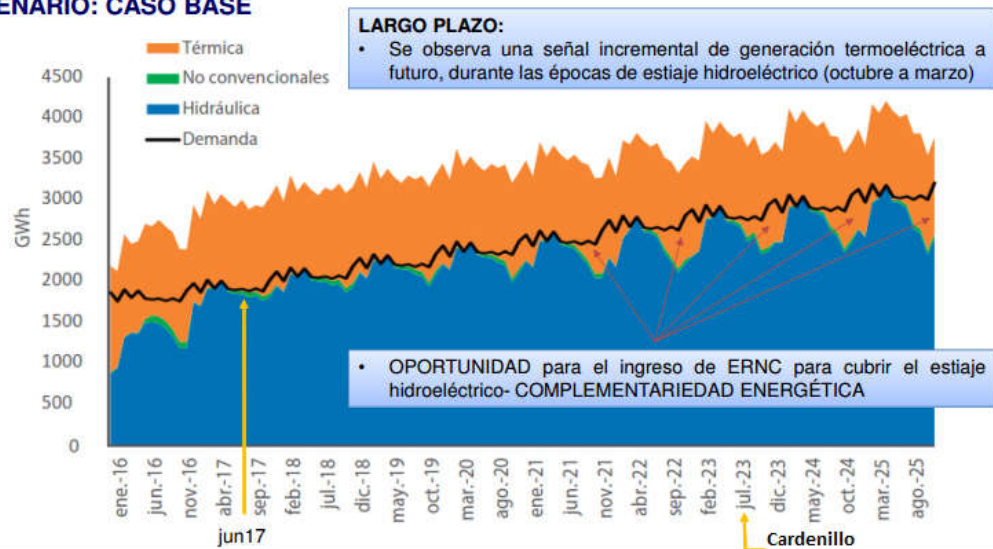


Figura 4.14. Abastecimiento del SIN con hidrología promedio

Fuente: CELEC EP, integración ERNC al SIN ecuador, comentarios. Ing. Jorge Ortiz, 2017.

Es necesario recalcar el desempeño de la matriz generadora de energía eléctrica durante el desempeño anual, lo cual permite estudiar el ingreso de la tecnología CSP propuesta al mercado nacional, permitiendo un adecuado desempeño, además de un comportamiento ambientalmente amigable.

La central termosolar propuesta ingresaría al SIN amparado por “Ley Orgánica de Servicio Público de Energía Eléctrica – LOSPEE”, según el artículo 26 que se encuentra descrita en el punto 2.4.1 de este estudio, en donde posee preferencia para ser despachada en cualquier momento en tanto pueda entregar capacidad de generación, razón por la cual es necesario conocer el estilo de funcionamiento de la central, en donde se ha optado por utilizar un funcionamiento similar al observado previamente en la sección 4.3, con sistema de almacenamiento. Brindando una curva de oferta en bornes de generación constante para cada uno de los días, como se muestra en la Figura 4.15.

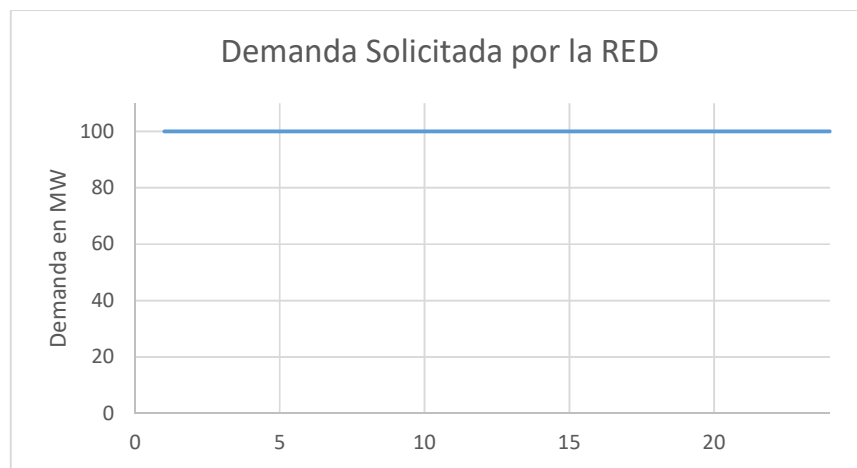


Figura 4.15 Curva de demanda seleccionada para la simulación de desempeño.

Para el análisis del desempeño de la central, se utilizará el programa SAM System Advisor Model en donde se modelará el desempeño de la central a lo largo del año, pudiéndose notar el comportamiento de la misma al variar diferentes condiciones.

- Comportamiento Central y Recurso Solar

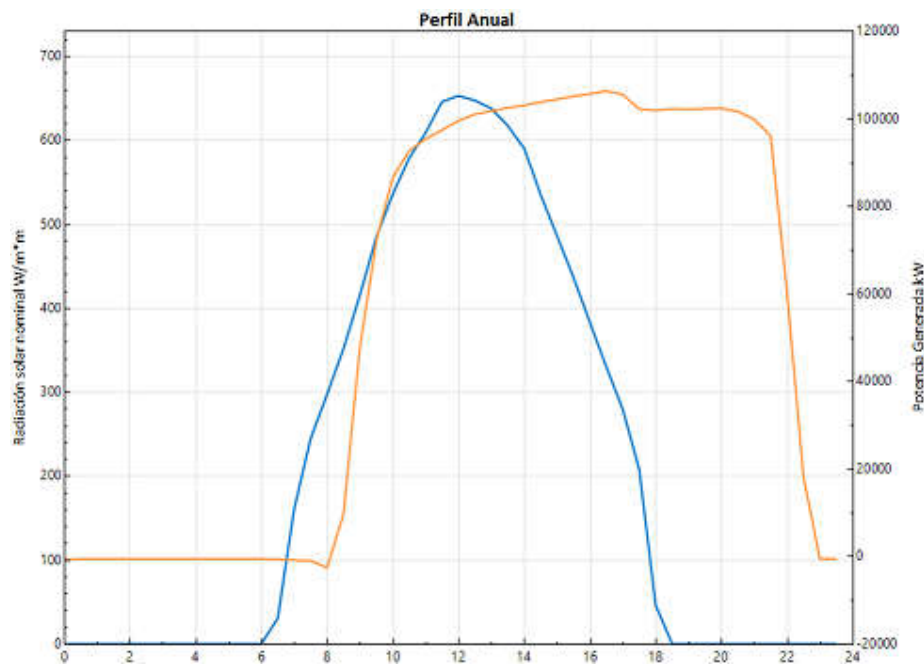


Figura 4.16 Desempeño de central (naranja) y recurso solar incidente (azul) promedio anual.

Fuente: SAM

Debido a las necesidades energéticas de la demanda se requiere de especial énfasis en el pico que se presenta a las 19h00, razón por la cual se puede apreciar en la Figura 4.16 el comportamiento adecuado del almacenamiento térmico permitiendo a la central alcanzar picos durante este horario y mantener un adecuado desempeño hasta las 22h00.

El recurso solar presente en el sistema es capaz de suministrar energía suficiente para la central a partir de las 10h00 de la mañana.

Para conocer el desempeño de la central en cada uno de los meses, se puede observar el Anexo E

- Comportamiento Central y Almacenamiento

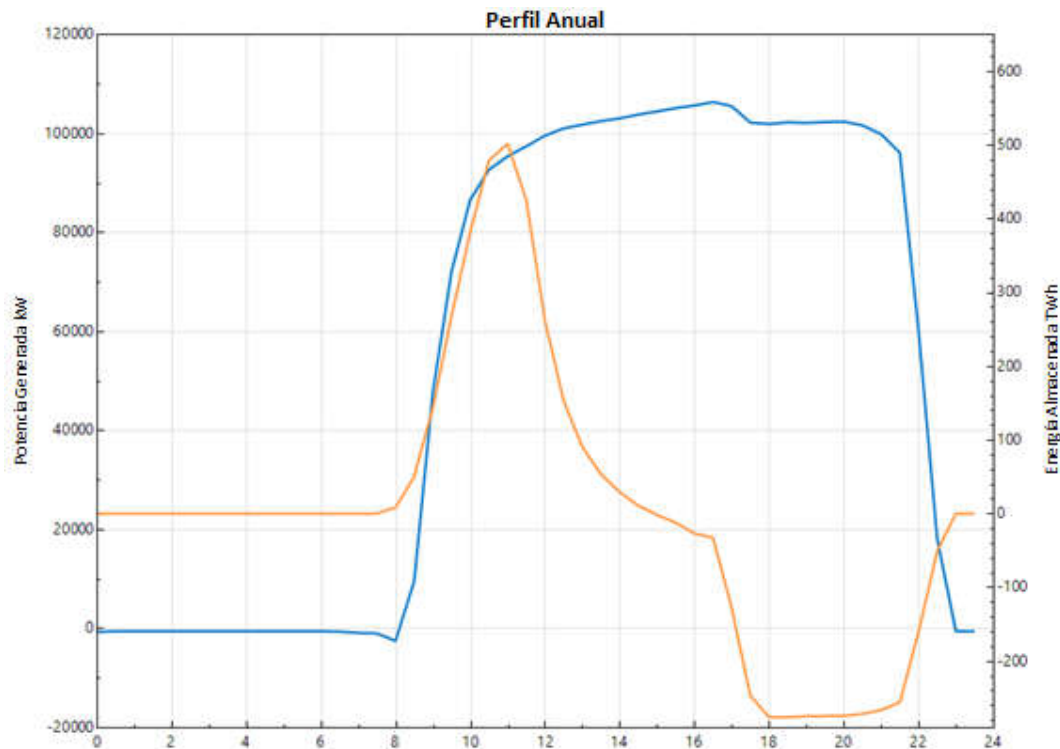


Figura 4.17 Desempeño de central (azul) y energía térmica almacenada (naranja) promedio anual.

Fuente: Sam

El almacenamiento térmico se considera uno de los principales componentes de la central, especialmente debido a su relación con la generación en las horas de máxima demanda, observándose en la Figura 4.17 que éste alcanza la temperatura máxima de diseño hasta las 11h00 por lo que puede suministrar energía hasta las 21h00 permitiendo a la central ser más competitiva en el mercado eléctrico.

Para conocer el desempeño de la central en cada uno de los meses, observar el Anexo E.

4.5. Análisis Económico para la planta solar térmica de Canal Parabólico. (PTC)

Para el análisis económico es necesario considerar las inversiones en infraestructura, operación y mantenimiento (O&M) del proyecto, contrastando estos valores con el flujo de caja anual por venta de electricidad.

En la Tabla 4.5 se presenta el desglose de inversiones por cada sección del proyecto durante la fase inicial, es decir para una potencia de 100 MW. Los valores de referencia han sido tomado del programa SAM (System Advisor Model), pues dentro de su análisis consideran los precios actuales (Enero, 2018) para la simulación.

El escenario de compra para la extensión de terreno necesario no contempla el pago de impuestos, asumiendo que el Estado sea quien adquiriría los bienes.

Costos Directos	Dólares (\$)
Adecuación de terreno	99,996,600.00
Campo Solar	340,897,504.00
Sistema transmisor de fluido	136,359,008.00
Almacenamiento	114,947,368.00
Bloque de Potencia	128,800,000.00
Balance de la planta	13,440,000.00
Subtotal	834,440,480.00
Contingencia	51,490,616.00
Total	885,931,096.00
Costos Indirectos	
Compra de terreno	\$ 8,298,176.00
Total	894,229,272.00
Costo de Instalación por KW	8,942.29

Tabla 4.5. Costo de inversión de la central

Fuente: SAM (System Advisor Model)

No se considera el impuesto al IVA en el proyecto debido a que las leyes de tributación son variables en el tiempo por la falta de seguridad jurídica en el estado ecuatoriano.

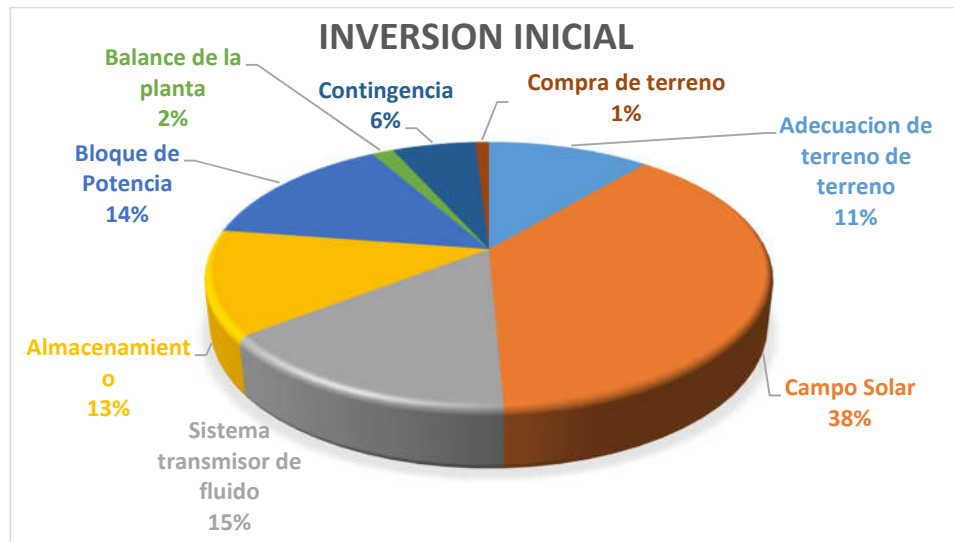


Figura 4.18 Gráfico correspondiente a la inversión inicial en la central.

Fuente: Los autores

Como se puede observar en la Figura 4.18 la mayor inversión corresponde al campo solar debido a la gran cantidad de concentradores utilizados para alcanzar la potencia propuesta y las horas de almacenamiento requeridas.

- **Costos de operación y mantenimiento**

El valor de los costos de operación y mantenimiento de la central se puede estimar mediante la siguiente ecuación [22]:

$$y = 0.0317 * x^{-0.2099} \quad (30)$$

Donde:

x Es el tamaño de la central en MWe

y Es el costo de operación y mantenimiento anual de la central.

Con lo cual el costo de operación y mantenimiento se puede estimar en un valor de:

$$y = 0.0317 * 100^{-0.2099} \quad (31)$$

$$y = 0.0120 \text{ \$/KWh}$$

La producción anual de electricidad obtenida de la simulación en el programa SAM asciende a:

$$421,007,200 \text{ KWh}$$

Por lo que los costos de operación y mantenimiento ascienden a:

\$ 5,052,086.40

Los valores de precio de venta de energía a aplicarse varían desde el precio comercial de 9 ctvs de dólar por *KWh*, a 25.77 ctvs de dólar según tarifa preferencial para generadores termosolares y a 40ctvs de dólar valor cancelado actualmente a los generadores solares fotovoltaicos. [23] A continuación en la Figura 4.19 se detalla el flujo de caja para cada uno de los valores citados previamente:

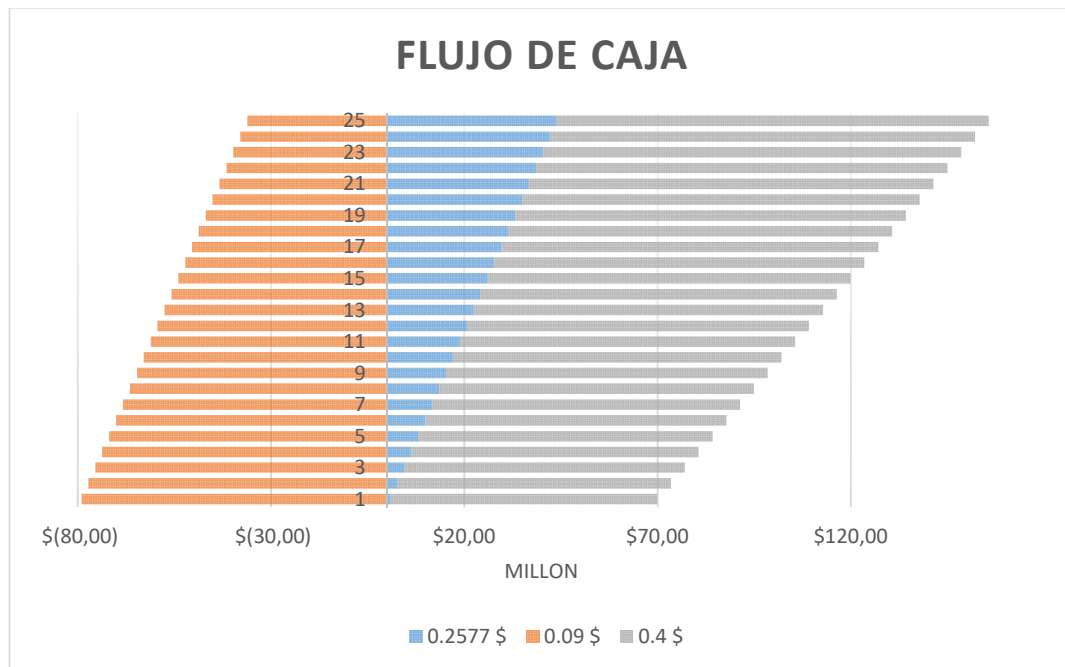


Figura 4.19 Flujo de caja anual en Millones de \$
Fuente: Los autores

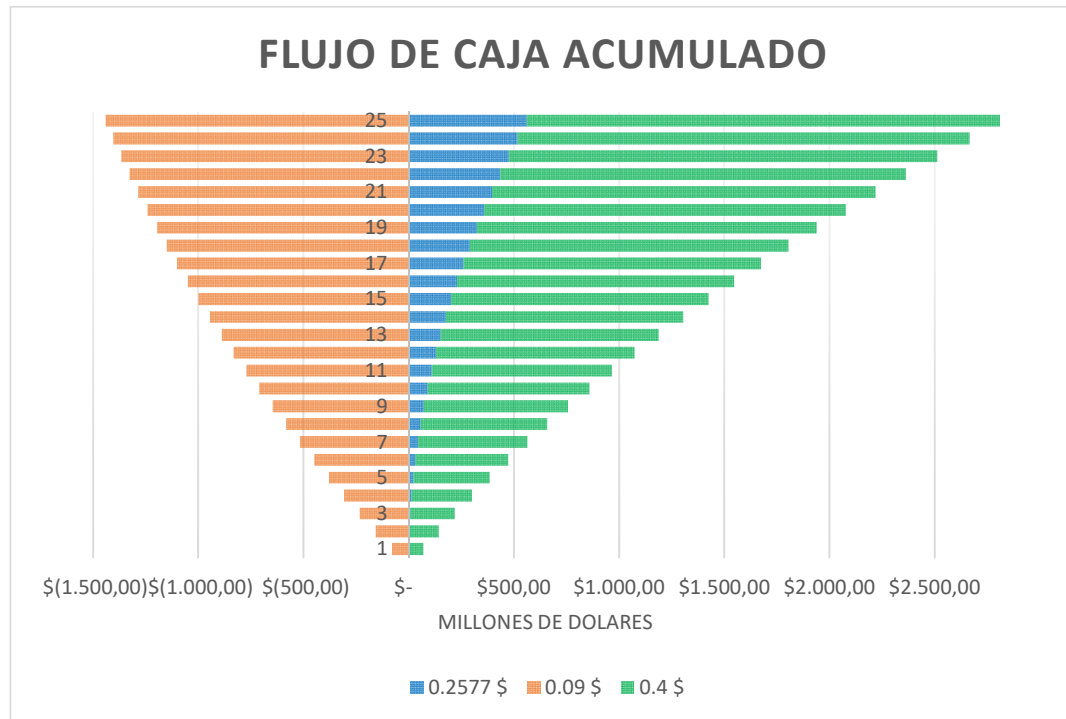


Figura 4.20 Flujo de caja acumulado en Millones de \$

Fuente: Los autores

Es notorio que la tarifa de venta del kWh otorga diferentes perspectivas al proyecto construido en estos momentos, razón por la cual es necesario observar más indicadores financieros dentro del sistema para determinar un valor de inversión. En la Figura 4.19 y 4.20 se observa que el flujo de dinero en el proyecto es positivo a partir de la comercialización de KWh a una tarifa de 25.77 centavos de dólar, mientras que con la tarifa actual de 9 centavos de dólar el proyecto no experimenta retorno de efectivo en ningún momento, en el otro extremo una tarifa similar a la cancelada a los generadores fotovoltaicos otorga un flujo positivo de efectivo desde el primer año y en grandes cantidades.

- **VAN**

El valor actual neto consiste en estimar la rentabilidad del proyecto evaluando el comportamiento del flujo de caja de éste para cada uno de los periodos de retorno anual en este caso, la inversión inicial y la tasa de descuento, utilizando un 6% tomado como referencia de artículos similares.[22]

$$VAN = -M_0 + \sum_{n=1}^{25} \frac{M_n}{(1+i)^n} \quad (32)$$

Donde,

- M_0 Es la inversión inicial del proyecto
 M_n Es el flujo de caja correspondiente al año n
 i Es la tasa de descuento para el proyecto

Al igual que el flujo de caja se puede calcular los valores de VAN para diferentes tarifas de venta de kWh , por lo que la Figura 4.21 se señala el comportamiento del mismo:

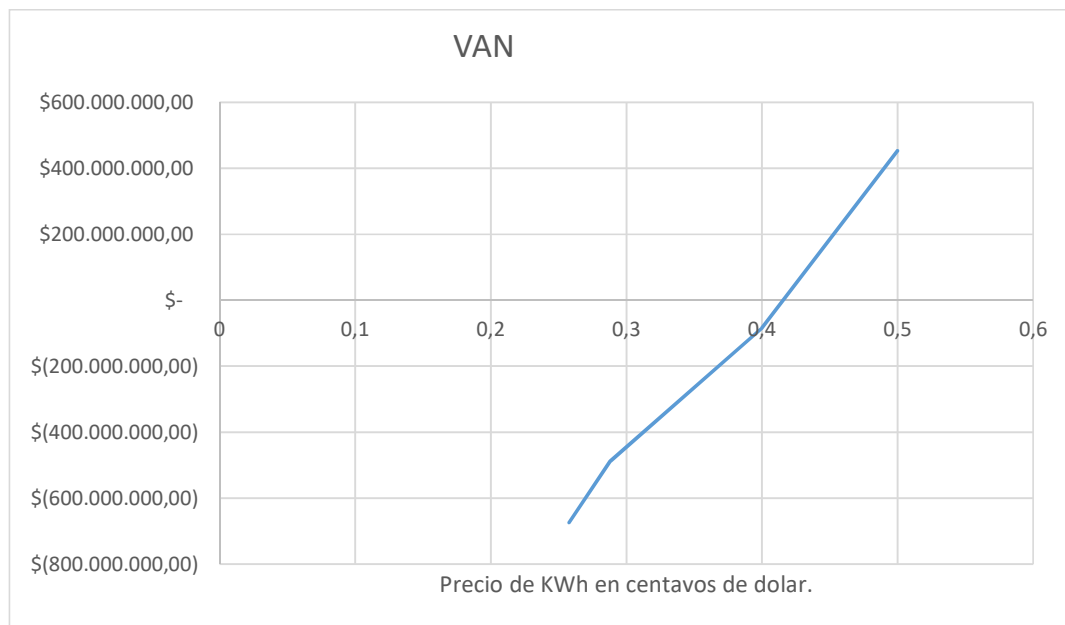


Figura 4.21 VAN en millones de dólares en función de la tarifa de venta del KWh en dólares.

Fuente: Los autores

Un valor positivo de VAN permite reconocer al proyecto como viable y financieramente sustentable mientras que un valor menor que cero señala que el proyecto no es adecuado financieramente. En el caso de la Figura 4.21 a partir de la comercialización del KWh a una tarifa de 41 centavos de dólar se puede apreciar un VAN positivo, muy por encima de los valores que ya brindan un flujo positivo como se observó en la Figura 4.20

- TIR

La tasa interna de retorno, nos muestra el valor de i (interes) tal que el VAN sea cero para un determinado proyecto, es decir, utilizado para comparar la rentabilidad del proyecto con la rentabilidad de colocar la misma cantidad de dinero en una entidad financiera, para el caso de la central solar térmica concentrada el valor del TIR se calcula para diferentes tarifas de electricidad.

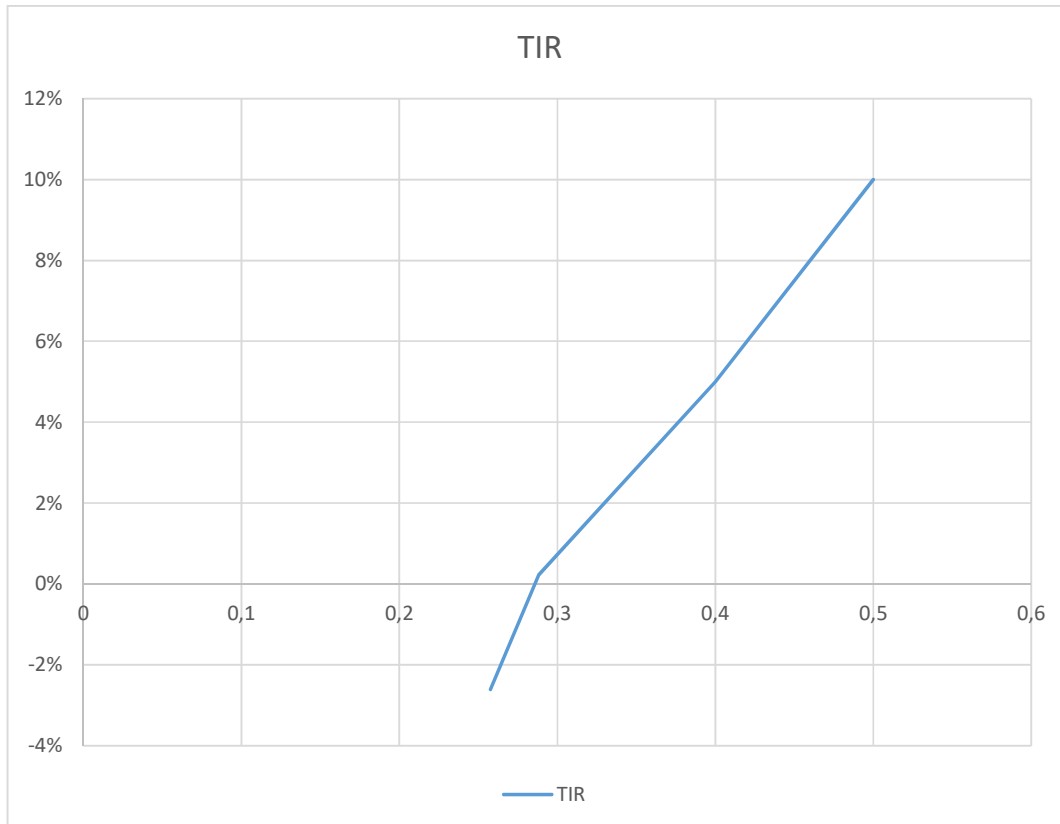


Figura 4.22 TIR para la central en función de la tarifa para KWh en dólares.

Fuente: Los autores

La Figura 4.22 señala que a partir de \$ 0.29 aproximadamente por KWh el proyecto empieza a tener una tasa de retorno positiva; es decir, experimenta ganancia por el capital invertido.

- **Análisis de Sensibilidad.**

Es necesario admitir que en términos de rentabilidad financiera el proyecto presenta considerables deficiencias para su desarrollo, como se observa en las Figuras 4.19 a 4.22. Por ello los autores plantean la hipótesis para la posible construcción del proyecto mediante convenios de cooperación internacional en donde la inversión se asume en partes iguales, además de una proyección de disminución de costes de instalación (USD/kW) al 50%, siendo necesario para este análisis establecer una tarifa fija de facturación de energía vendida al sistema nacional. Razón por la cual se fija un precio de 0.154\$/KWh el cual es impuesto por los autores debido a que este valor otorga el punto de equilibrio, es decir, brinda un TIR para el proyecto de cero, siempre y cuando los costos de inversión estén en el 50% de los costos mostrados en la Tabla 4.5, pudiéndose realizar una variación en el precio de inversión obteniendo finalmente el valor del TIR y VAN a medida que estos precios disminuyen.

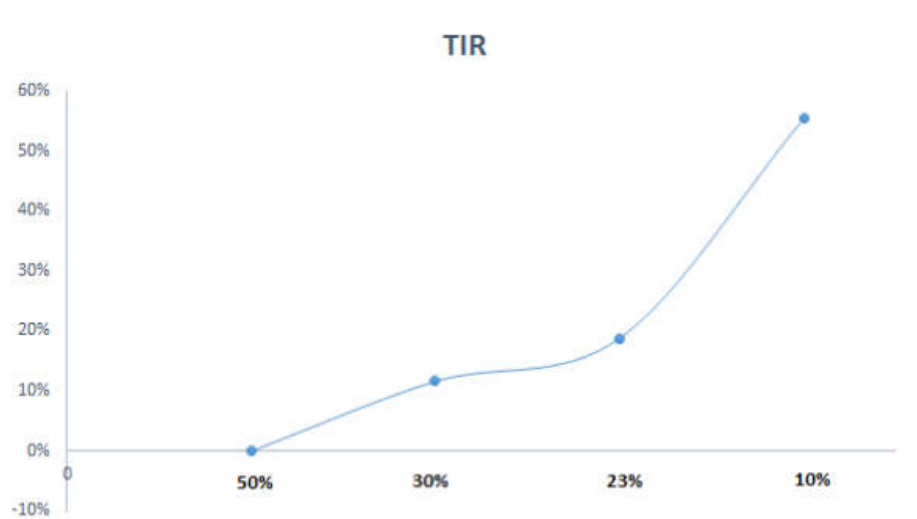


Figura 4.23 TIR para la central en función disminución de costos.

Fuente: Los autores

Como es posible apreciar en la Figura 4.23, el valor de la tasa interna de retorno es positivo con la tarifa mencionada a partir de que los costos totales de la central estén a menos del 50% de los costos actuales para la generación.

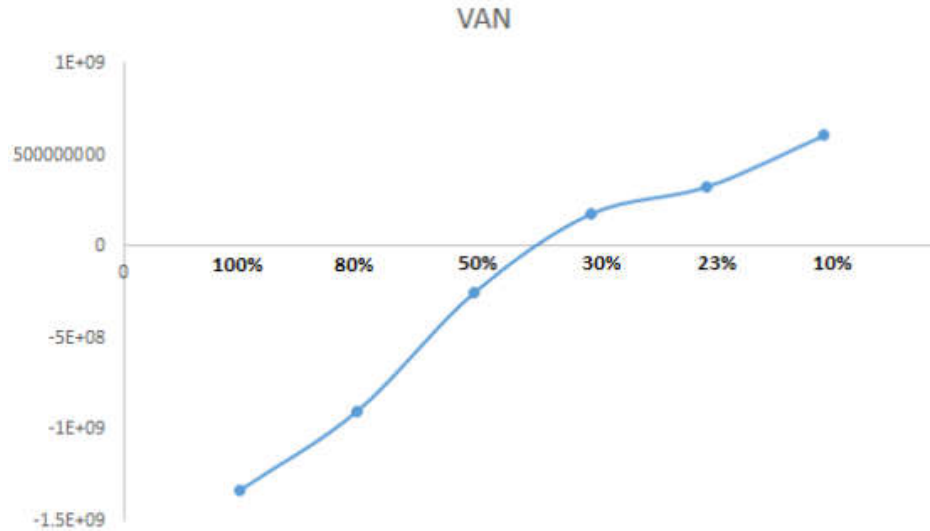


Figura 4.24 VAN para la central en función disminución de costos.

Fuente: Los autores

Como se muestra en la Figura 4.24, el proyecto experimenta un VAN positivo a partir de una disminución menor al 50% de los costos de instalación, estos resultados serán analizados más adelante con una perspectiva de soluciones y críticas a las propuestas.

4.6. Análisis de sensibilidad (nivel nacional)

La necesidad de complementariedad energética se manifiesta durante el periodo de estiaje (Figura 4.25) debido a la escasa presencia de lluvias, tanto en la cuenca oriental como en la del Pacífico, durante la temporada final del año. Por esta razón, la presencia de tecnologías como la propuesta debe ser analizada para el país desde la óptica de beneficio mayoritario a la población y la preservación del medio ambiente. Proyectos como el propuesto puede solventar una necesidad energética durante el periodo de mayor necesidad, como ya se mencionó, promoviendo el desarrollo sostenible del país. Las prestaciones tecnológicas de una planta de generación termoeléctrica de similares características a la descrita en este trabajo pueden aportar un enfoque diferente para el desarrollo energético nacional y servir de punto de comparación con la propuesta de generación termosolar.

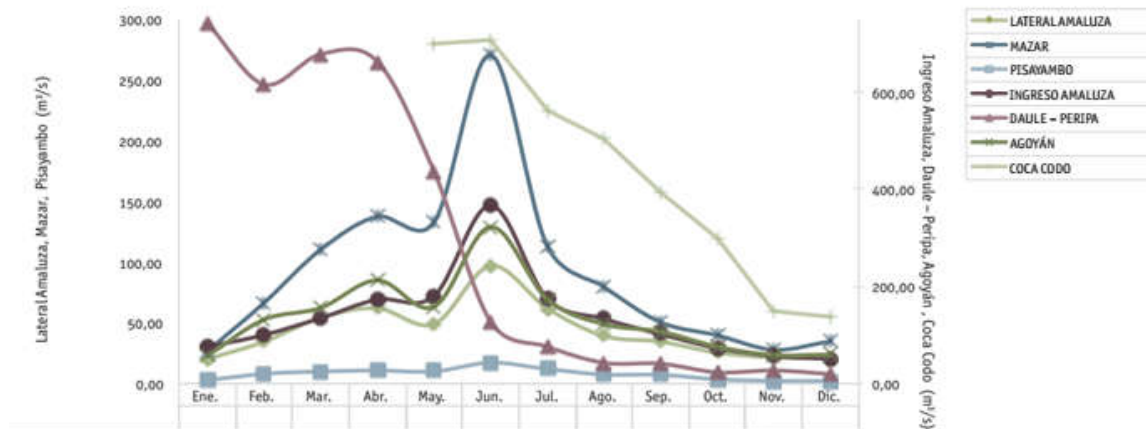


Figura 4.25 Caudales de ingreso a diferentes centrales hidroeléctricas año 2016

Fuente: (CENACE, 2016)

4.6.1 Central Térmica.

A fin de conocer el potencial beneficio de la central termosolar propuesta, se emplea un análisis comparativo, tomando como referencia la tecnología implementada en la zona de Miraflores sector Refinería de Esmeraldas (Esmeraldas-Ecuador), donde actualmente existe generación termoeléctrica mediante residuo de petróleo. (CENACE, 2016). Concretamente, se analizarán los datos estadísticos de la central Termoesmeraldas II. Esta central tiene 96 MW de potencia instalada y se encuentra en fase de operación, luego de que el Estado ecuatoriano realizó una inversión de 101 millones de dólares para su construcción.

Para efectos de comparación en la central Termoesmeraldas II, se asume una producción de energía anual de 477 224.992 GWh dando como resultado un factor de utilización de 0.56 en la central. La energía considerada deberá ser producida por la central térmica solar concentrada analizada en la sección 4.5, cabe recalcar que deben ser comparadas en cuanto a la producción de energía se refiere. Considerando un consumo de combustibles, costos de los mismos y tarifa nacional para este tipo de generación, que según el Informe Anual de (CENACE 2016) establece un costo de 0.44 \$/galón de residuo y un rendimiento de la central de 17.15KWh/Galón, es posible establecer un consumo de 27.826,530 galones de combustible para este tipo de central y una tarifa de 4.62 ctvs de dólar por kWh (CENACE, 2016). Con el análisis previo, se tiene como resultado los siguientes valores.

$$VAN = -121,875,892.34$$

$$TIR = -15\%$$

Los valores presentados anteriormente (VAN y TIR) se deben a la accesibilidad a bajo costo de energía renovable en la matriz ecuatoriana, razón por la cual durante el año 2016 el precio de venta del *KWh* por parte de Termoesmeraldas II tuvo que acoplarse dentro de los márgenes de competitividad, dando como resultado una escasa participación en el mercado, dicha información repercute en descartar la rentabilidad al construir una central similar en el futuro dentro del territorio nacional.

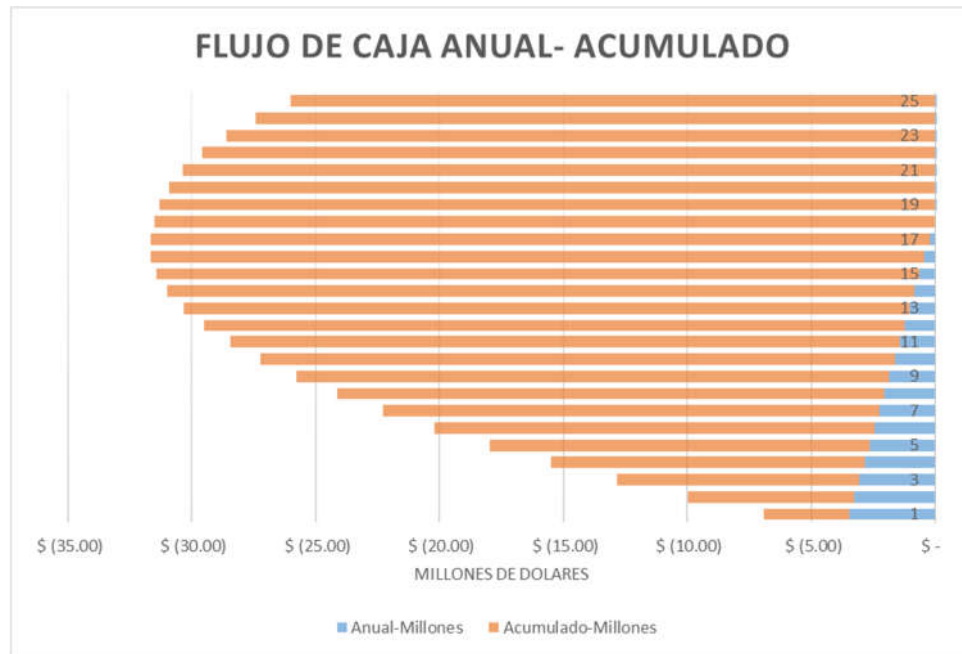


Figura 4.26 Flujo de Caja de central Térmica en millones de dólares.

Fuente: Los autores.

La Figura 4.26 señala un valor negativo de flujo de caja acumulado, además de recalcar los valores de VAN y TIR negativos para este tipo de inversión, aunque se presente una tarifa menor. Actualmente es necesario considerar el desplazamiento de este tipo de central, suponiendo un ahorro de \$19.868.639,89 anuales en gastos de combustibles y operativos consumidos por la central térmica.

Es notorio que la inversión en la tecnología térmica de residuo de petróleo representa apenas el 11% de la inversión en centrales de concentración solar térmica, sin embargo el alto costo ambiental en un momento de cambio a tecnologías menos contaminantes en las diferentes matrices energéticas mundiales sitúa en el debate la aplicación permanente de estas tecnologías.

El crecimiento de demanda justifica la implementación de nuevos bloques de generación en el país, más aún donde la inversión en proyectos eléctricos está dirigida por el Estado ecuatoriano, pero es necesario considerar un valor no cuantificado en los informes del operador nacional de energía CENACE,

en donde los costos de importación de materias primas para la elaboración de fuel oil usado en los arranques y paradas de la central Termoesmeraldas II que alcanzó la suma de 74.3 millones de dólares en el primer trimestre de 2016. (Reporte del sector Petrolero, 2016)

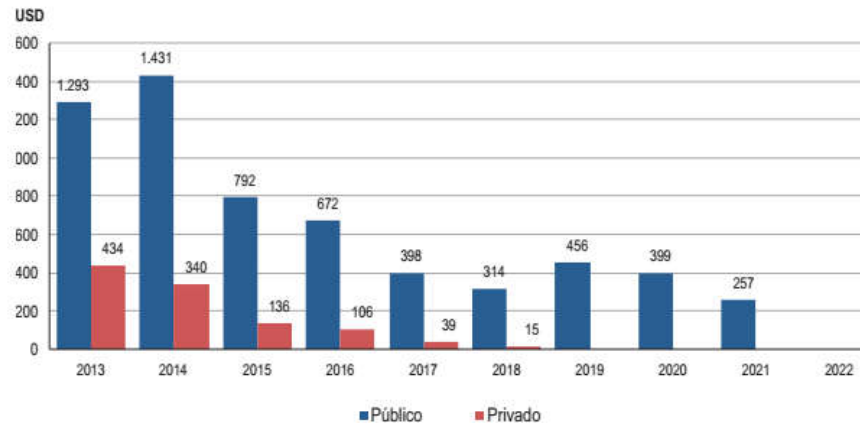


Figura 4.27 Inversiones en el sector eléctrico por sectores.

Fuente: (Plan de Electrificación Nacional 2013).

La coyuntura nacional busca la estabilidad para el desarrollo energético, pues la inversión en proyectos públicos y privados que satisfacen la demanda es constante, como se muestra en la Figura 4.27. Mientras que la presencia de grandes generadores a partir de hidroelectricidad permite obtener un margen de variación en la tarifa eléctrica regulado por la capacidad de agua almacenada en los diferentes puntos del país, los beneficios macroeconómicos no consideran el bienestar social al mantener condiciones presentes hasta el momento, donde la termoelectricidad es cada vez menos utilizada, esto es un excelente incentivo para nuevas tecnologías basadas en energía renovable.

4.6.2 Factores favorables para la adopción de la tecnología solar de concentración.

Una de las grandes bondades de los planes de expansión basados en energías renovables, y en particular en las tecnologías termosolares, es que permiten una reducción considerable de las emisiones de CO₂, como se presentó en el análisis ambiental de la central, proyectando al país con nuevos proyectos amigables con el medio ambiente.

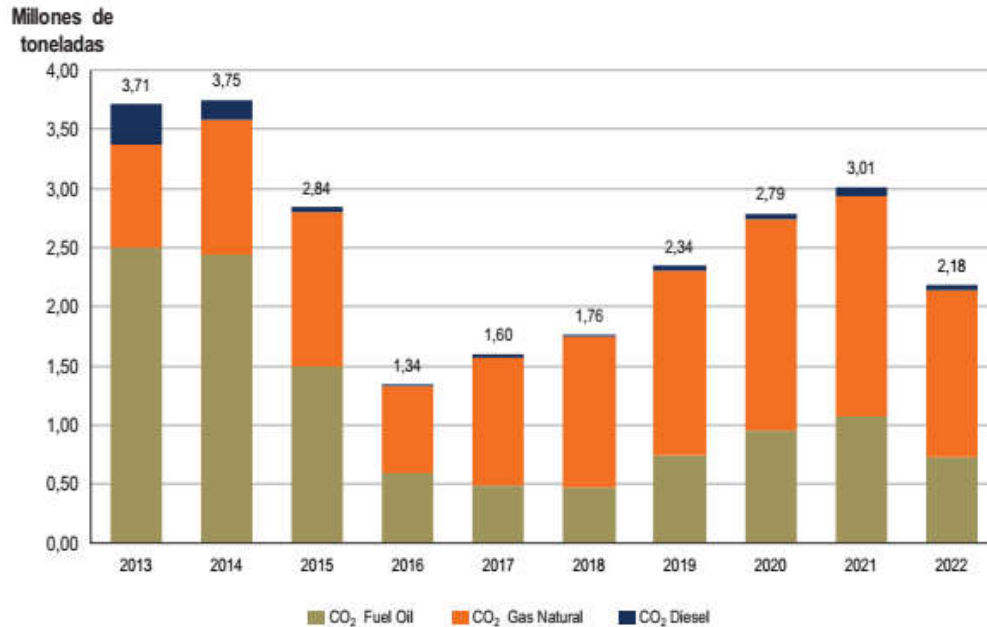


Figura 4.28 Emisiones de CO₂ por tipo de combustible. (Plan de Electrificación Nacional 2013).

En la Figura 4.28 se observa la disminución de emisiones debido al ingreso de los nuevos proyectos hidroeléctricos a partir del año 2015, notándose una nueva recuperación en cuanto a la emisión de partículas a la atmósfera a partir de 2019. Es aquí donde la innovación y desarrollo de nuevas tecnologías podrán modificar la proyección nacional en cuanto a emisiones.

Por tal razón, es posible estimar la cantidad de toneladas que se prevén evitar al momento de desarrollar este proyecto de generación termosolar, amigable con el medio ambiente.

Adicionalmente, a partir de la información presentada por parte del gobierno ecuatoriano es posible concluir que el factor de emisión del sistema nacional interconectado (año 2014) está expresado por la siguiente ecuación (**Factor de emisión de CO₂ del sistema nacional Interconectado**)

$$Emission = f_{emission} * MWh \quad (33)$$

Donde:

$f_{emission}$ Es el factor obtenido en el estudio con un valor de $0.7979 \left(t \frac{CO_2}{MWh} \right)$

Para el caso de la central se evitarán la emisión correspondiente a un total de 421,007 MWh, como se calculó en la sección 4.5.

$$\text{Emisión} = 0.7079 * 477224$$

$$\text{Emisión} = 337826.86 \text{ tCO}_2$$

Entonces, es posible plantear un nuevo ingreso para el proyecto a partir del comercio de CO₂, una realidad presente a la fecha y con un costo de 10.20 \$/tonelada de CO₂ cotización con fecha 28/01/2018 (Sendeco,2018) pudiéndose obtener un ingreso extra para el proyecto de: \$ 3,445,833.97 obtenido de la valoración de las emisiones con el precio cotizado por comercialización de CO₂, se debe adicionar los recursos ahorrados por consumo de combustible que dan una totalidad de \$ 19,868,639.89, al considerar el ahorro e ingreso total durante un periodo de 25 años, vida útil del proyecto otorga valores de: \$ 496,715,997.17 lo cual corresponde a un 56% de la inversión total inicial.

4.7. Análisis Ambiental

4.7.1 Estudio de impacto ambiental

Para el análisis de los impactos ambientales del proyecto propuesto STP en el ecosistema, se elaborará la matriz de impactos en donde son necesarios parámetros para su evaluación correspondiente a once símbolos. [24]

Signo: corresponde a la naturaleza del efecto, siendo este negativo o positivo.

Intensidad (IN): se refiere al grado de incidencia de la acción sobre el factor. (Baja=1, Media=2, Alta=4, Muy Alta=8, Total= 12).

Extensión (EX): se refiere al área de influencia teórica del impacto en relación con el entorno (Puntual=1, Parcial= 2, Extenso= 4, Total= 8).

Momento (MO): plazo de manifestación del impacto, es el tiempo que transcurre entre la aparición de la acción y el comienzo del efecto sobre el factor del medio considerado (inferior a un año 1, de 1-5 años 2 y mayor a 5 años un valor de 1).

Persistencia (PE): se refiere al tiempo que permanecería el efecto desde su aparición (inferior a un año 1, de 1-10 años 2 y mayor a 10 años un valor de 4).

Reversibilidad (RV): se refiere a la posibilidad de reconstrucción del factor afectado por el proyecto. (Corto plazo =1, Medio plazo= 2, Irreversible= 4).

Recuperabilidad (MC): se refiere a la posibilidad de reconstrucción, total o parcial, del factor afectado como consecuencia del proyecto. (Recuperable de manera inmediata= 1, a Medio Plazo= 2, Mitigable= 4, Irrecuperable= 8).

Sinergia (SI): este atributo contempla el reforzamiento de dos o más efectos simples. (Sin sinergismo= 1, Sinérgico= 2, Muy sinérgico= 4).

Acumulación (AC): este atributo da idea del incremento progresivo de la manifestación del efecto. (Simple= 1, Acumulativo= 4).

Efecto (EF): este atributo se refiere a la relación causa-efecto, es decir, a la forma de manifestación del efecto sobre un factor, como consecuencia de una acción. (Directo =4, Indirecto= 1).

Periodicidad (PR): la periodicidad se refiere a la regularidad de manifestación del efecto (periódico = 2, irregular = 1 y continuo = 4).

Importancia del impacto (I): la importancia del impacto ambiental viene definida por un número que se deduce mediante el modelo propuesto, en función de cada símbolo considerado. [25]

$$I = \pm (3IN + 2EX + MO + PE + RV + SI + AC + EF + PR + MC) \quad (34)$$

En base a la ecuación 34 se obtiene valores variables entre 13 y 76, considerándose los efectos como

- ✚ **Compatibles**, cuando los valores son igual o menor a 25. Se trata de aquél impacto cuya recuperación es inmediata tras el cese de la actividad, y no precisa medidas protectoras o correctoras.
- ✚ **Moderado**, se han identificado como moderado los impactos que se encuentren con valores entre 25 y 50. Se consideran aquellos cuya recuperación no precisa prácticas protectoras.
- ✚ **Severo**, se encuentra entre valores superiores a 50 y hasta 75. Para la recuperación de las condiciones del medio, exige la adecuación de medidas protectoras o correctoras
- ✚ **Crítico**, toman valores mayores a 75 y se considera aquél cuya magnitud es superior al umbral aceptable. Con él se produce una pérdida permanente de las condiciones ambientales.

Con estos antecedentes, se procede a elaborar la matriz de impactos del proyecto ubicando en las columnas las actividades o acciones, tanto en la etapa de construcción como en la etapa de operación. Por otro lado, en las columnas de la matriz se ubican los factores o parámetros ambientales a evaluar. Ver Figura 4.29.

	Matriz de Identificación de Impactos planta solar.																
			Fase de Construcción						Fase de Operación.								
Categoría	Componentes Ambiental	Acciones	Acondicionamiento área del terreno y caminos	Tránsito de Maquinaria	Cimentadores	Montaje de las instalaciones	Zanjas	Drenajes	Generación de emergencia eléctrica	Accesos	Torre/Receptor	Campo solar	Sistemas turbogeneradores	Caldera de combustión de gas natural	Sistemas auxiliares de la planta	Instalaciones eléctricas de la planta	Edificaciones
		Parámetros															
FÍSICO	Aire	Calidad del aire	X	X	X		X	X	X					X			
		Ruidos	X	X	X		X	X					X		X		
	Agua	Aguas Subterráneas			X											X	
		Aguas Superficiales															
	Suelo	Suelo y Morfología	X	X	X		X										
		Ocupación y usos del suelo	X	X	X	X					X	X	X	X	X	X	X
BIOLÓGICO	Flora	Flora y vegetación	X									X					
	Fauna	Fauna	X	X	X						X	X					
SOCIOECONÓMICO	Social	Paisaje		X		X					X	X		X			X
		Infraestructuras		X						X							
		Vías pecuarias		X													
	Económico	RRNN (Combustibles fósiles)							X					X		X	
		Generación de Empleo	X		X	X	X	X	X					X		X	

Rango	Calificación	Color
0-25	Compatibles	
25-50	Moderado	
50-75	Severo	
>75	Critico	

Figura 4.29. Matriz de impacto
Fuente:[26]

La matriz permite observar los impactos presentes para la planta solar:

Impacto sobre la calidad del aire.- En fase de **construcción** se ve afectado por emisión de partículas difusas provocadas por los movimientos de la tierra y tránsito de maquinaria. En fase de **operación** destaca el carácter positivo ya que existe el uso de energía renovable. Considerando este impacto como **moderado**.

Impacto acústico.- En fase de **construcción** existe el aumento de potencia acústica derivado de las labores de construcción de planta afectando principalmente a la fauna. En la fase de **operación** se tiene que las fuentes generadoras de ruido serán la turbina de vapor, bombas, planta de tratamiento de agua, etc...valorado el impacto como **compatibles**. [26]

Impacto sobre las aguas subterráneas y superficiales.- En la fase de **construcción** no se ve mucho, ya que el único impacto podría ser por el derrame accidental de aceites, combustibles, etc... En la fase de **operación** la planta requiere de agua para cubrir las pérdidas en los circuitos de refrigeración y vapor seguidamente del consumo del personal. Valorado como **compatibles** y **moderado** respectivamente.

Impactos sobre el suelo y la morfología del terreno.- En la fase de **construcción** de la obra, debido a la preparación del terreno para la disposición de la planta. Se ha valorado como **compatibles** al acondicionamiento de la superficie y tránsito de maquinarias. A la realización de cimentaciones y apertura de zanjas se ha valorado como **moderado**.

Impactos sobre la ocupación y uso de suelo.- Cambio del uso del suelo, debido a que la zona donde se pretende instalar la planta es dedicada a cultivos. En la fase de **construcción** debido a la realización de cimentaciones para la torre, edificios, los que permanecerán en la fase de **operación**. Ha sido valorado como **compatibles** en la primera fase y **moderado** en la segunda debido a su carácter permanente.

Impactos sobre flora y vegetación.- En la fase de **construcción** deberá realizarse el desbroce de la vegetación para la instalación de la planta. La fase de **operación** vendrá dada por la ocupación del suelo y la compactación debido al tránsito vehicular para la limpieza y manteniendo de los espejos. Valorado dicho impacto como **compatibles**.

Impactos sobre la fauna.- Las especies con mayor fragilidad son las aves debido a molestias por el tránsito vehicular, realización de excavaciones, cimentaciones, ruido, etc. Esto implica la pérdida del hábitat. Estos impactos tanto en la fase de **construcción** como de **operación** son valorados como **moderado**.

Impacto sobre las infraestructuras y la red de servicios.- En la fase de construcción los impactos sobre la infraestructuras vendrán determinados por la necesidad de tránsito a adecuaciones ya realizadas. En cambio en la fase de operación son consideradas mínimas, entonces valorado como **compatibles**.

Impacto sobre las vías pecuarias.- En la fase de **construcción** como de **operación** no se considera necesario transitar por las vías pecuarias cercanas, ya que existen otros caminos rurales próximos. Se ha valorado como **compatibles**.

Impactos sobre el paisaje.- En la fase de **construcción** vendrán dados por las infraestructuras temporales necesarias para la obra, el parque de maquinaria, el acopio de estructuras, etc... En la fase de **operación** son producidos por la existencia de elementos artificiales de grandes dimensiones. Valorando el impacto como **compatible** debido a la presencia de maquinaria y **moderado** por la presencia de la instalación.

Impactos sobre los recursos naturales (consumo de combustibles).- Esto se da en las fases de **operación**, debido a que el sistema térmico de la planta se completa con una instalación auxiliar comúnmente de combustible, por lo que se ha valorado como **moderado**.

Impactos sobre el medio socioeconómico.- En la fase de **construcción** se genera un impacto positivo, debido a la generación de empleo, beneficios económicos en empresas de suministro, maquinaria, etc... En la fase de **operación** se genera zonas de nuevos puestos de trabajo, sin contar con la contratación de servicios externos que es un beneficio económico indirecto.

4.7.2 Plan de manejo ambiental

Introducción.

El Plan de Manejo Ambiental se elabora tomando en cuenta los resultados obtenidos en la matriz de Impactos Ambientales, poniendo mayor énfasis a los impactos que nos generan mayores problemas en las etapas de construcción y operación. A fin de dar una idea clara de lo que contiene este plan, se presentan los objetivos y principales programas o actividades del mismo.

Lo que se busca es impulsar la adopción de nuevas tecnologías renovables de generación eléctrica en el Ecuador y convertirse en un buen referente en planes de manejo ambiental aplicados a esta clase de proyectos.

Objetivos

- 1) Garantizar el cumplimiento de las medidas protectoras y correctoras durante el desarrollo, ejecución, funcionamiento y abandono del proyecto propuesto.
- 2) Comprobar el ajuste del impacto real de la actuación al previsto en la evaluación de impacto ambiental.

Plan de manejo ambiental en la fase de construcción.

- Informe de seguimiento ambiental.
- Informe final de seguimiento ambiental.
- Formación ambiental de los trabajadores.
- Delimitación de zona ocupacional.
- Control de labores de mantenimiento de los vehículos y maquinaria de obra.
- Recuperación de las zonas afectadas por el tránsito de la maquinaria.
- Localización y caracterización de las zonas de almacenamiento.
- Riego de caminos.
- Emisiones de gases procedentes de los vehículos y maquinarias de obra.
- Niveles sonoros de las maquinarias.
- Gestión de residuos peligrosos.
- Residuos de tala y desbroce.
- Control de vertido de aguas sanitarias.
- Protección de la fauna frente a la electrocución y colisión con la línea eléctrica aérea de evacuación.

Plan de manejo ambiental en la fase de operación.

- Informe de seguimiento ambiental en fase de operación.
- Delimitación de la zona de ocupación.
- Taller o zona de mantenimiento de la maquinaria.

- Mantenimiento de la maquinaria.
- Residuos peligrosos.
- Control de emisiones de la instalación auxiliar de combustión de gas natural de la planta.
- Control del ruido de funcionamiento de la planta termosolar.
- Efluentes generadores en la instalación de agua.
- Seguimiento de la fauna.

Plan de manejo ambiental en la fase de abandono.

- Desmantelamiento de la instalación.
- Restauración de la zona ocupada por la planta termosolar.

Abandono

- ✓ Una vez terminada la vida útil de las diferentes estructuras del proyecto, se procederá a su reciclaje en la medida de lo posible, o a su retirada a un vertedero autorizado. En el caso de que existan sustancias catalogadas como peligrosas se procederá a su entrega a un gestor autorizado de residuos peligrosos.
- ✓ Concluida la fase de explotación de la planta termosolar, se procederá al desmantelamiento de ésta, devolviendo el terreno a su estado original, eliminando las cimentaciones y permitiendo la revegetación natural de la zona.

Capítulo V: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.

5.1 Conclusiones

La necesidad de suplir un crecimiento sostenido de demanda eléctrica en la República del Ecuador es el eje de nuevos estudios investigativos en la búsqueda de fuentes de energía que prioricen lo expuesto en la Constitución actual, enfocados en tecnologías que aprovechan recursos complementarios y necesarios en la matriz energética. Inclusive se puede aprovechar el recurso solar estudiado en el presente trabajo analizando otras tecnologías similares como la concentración mediante líneas de Fresnel, Disco parabólico e incluso la utilización de paneles solares.

Como resultado de lo analizado referente al recurso solar, cuya fuente inicial es el Atlas Solar del ex CONELEC, se concluye que el Ecuador posee escasas zonas con la radiación solar directa suficiente para la implementación de la tecnología propuesta, pues presentan una radiación menor a las encontradas en proyectos tomados como referencia en el análisis.

La información brindada por la empresa pública de generación CELEC EP, considera aspectos obviados en el Atlas Solar del Ecuador, por lo que los autores intersectan las diversas fuentes, concluyendo que la mejor zona para la implementación de esta tecnología es Zapotillo en la provincia de Loja, sin marginar un análisis futuro en Playas-General Villamil, provincia de Guayas.

El presente trabajo no contempla el alcance de un análisis de pre-factibilidad, por lo que se puede concluir que los resultados aquí presentados brindan directrices para futuros estudios, recalcando que lo que se obtuvo en el aspecto del recurso solar puede ser aprovechado por tecnologías ya existentes, brindando además al estado mejores y nuevas alternativas de inversión para el cambio de la matriz energética, manteniendo la integridad ambiental como señalan los indicadores.

La tecnología considerada (Planta solar térmica mediante Canal Parabólico) se debe a la madurez obtenida a lo largo de los años y ciertas ventajas que presenta frente a las otras que utilizan el mismo principio de generación, no se debe descartar el uso de otras tecnologías como (Planta solar térmica mediante Receptor Central) ya que en un futuro según [11] va a tener los menores costos en el mercado mundial.

La potencia de generación planteada en el análisis es de 300MW, debido a que el futuro crecimiento de la demanda energética en el país requiere el ingreso de un nuevo bloque de generación de energía deseando primordialmente que la nueva fuente sea renovable.



Este proyecto se plantea desarrollarlo en tres etapas de 100MW permitiendo escalabilidad en su integración al sistema.

El proyecto planteado consideró un almacenamiento de seis horas debido al pico de demanda presente en las horas iniciales nocturnas (7pm – 9pm). Gracias al simulador SAM (System Advisor Model) se concluye que el comportamiento de la central es el esperado cubriendo el pico de demanda y con un restante de dos horas más de energía. Es necesario brindar la directriz investigativa hacia la hibridación en la misma central mediante otras fuentes renovables o no renovables en la cogeneración, buscando que la mayor parte de tiempo la planta se encuentre generando.

Los indicadores financieros del proyecto VAN y TIR poseen como intervalo de análisis en el tiempo 25 años a partir de la inversión inicial. Como se puede observar en los flujos de caja considerando diferentes tarifas (precio de mercado actual grandes generadores, regulación del CONELEC 001/013, mayor precio cancelado durante el año 2016 a generadores fotovoltaicos) y brindando como tal diferentes desempeños donde la tarifa se convierte en el pilar fundamental de decisión, los análisis financieros sacan a la luz la inviabilidad de las tarifas para generadores grandes (100MW) que convierten a este proyecto en inviable; se concluye que en las circunstancias actuales la central significaría un gasto sostenido en el tiempo para el inversor sin periodo de retorno alguno para un inversionista privado.

Al ser la inversión por parte del estado los beneficios son varios, primeramente desplazaría gran parte de la termoelectricidad evitándose el gasto económico en la compra de combustibles para las centrales termoeléctricas, otro beneficio sería ponerle al Ecuador como un país pionero en Latinoamérica para la investigación y generación de patentes relacionadas con este proyecto termo solar y por último ya que el estado al estar obligado a solventar el crecimiento de la demanda energética eléctrica, al confiar en este tipo de tecnología crea un portafolio de alternativas que permiten obtener soberanía energética.

Finalmente dentro del análisis está el aspecto ambiental, el cual para el caso de la planta de canal parabólico, presenta impactos moderados y compatibles lo que lleva a pensar en la implementación de este tipo de centrales debido a la reducción de emisiones de CO_2 y la protección de una zona potencial en recursos turísticos en el sur del país brindando mejoras a la población local y generando empleo directo durante la construcción e indirecto durante la operación y mantenimiento.

5.2 Recomendaciones

El Ecuador al contar con un mapa solar elaborado por el CONELEC como uno de los pocos archivos de información del recurso, crea la necesidad de contrastar lo presentado con nuevas fuentes de información, obteniendo ciertas contradicciones respecto al recurso disponible en algunas zonas del país. Debido a ello, se recomienda realizar una actualización del mapa solar ecuatoriano, en donde se considere diferentes archivos de información y se complemente con mediciones actualizadas en campo.

Las medidas gubernamentales y acuerdos internacionales en búsqueda del desarrollo sostenible impulsan la implementación e investigación de tecnologías de generación eléctrica a través de fuentes renovables como la aquí presentada, en donde sus costos de instalación y comercialización de energía tienden a ser competitivos con las tecnologías ya implementadas en el Ecuador. Por ahora debido al alto coste que esta tiene su viabilidad es desfavorable por lo menos en los próximos 5 años; razón por la cual los gobiernos deberán considerar la cooperación internacional para la introducción de estos proyectos en el Ecuador.

Se recomienda realizar mediciones en campo en el sitio propuesto. Asimismo, es necesario realizar un estudio de factibilidad debido a que proyectos de este tipo se ven afectados directamente por el tamaño y desempeño de la central, pudiendo aumentar o disminuir su inversión, y consecuentemente los costos asociados a la tecnología escogida pueden variar.

Uno de los pilares fundamentales que resalta en la implementación de un proyecto de este tipo se observa en los beneficios: económicos, sociales y principalmente ambientales, debido a que si la energía es comercializada con beneficios de despacho y tarifa sobre la termoelectricidad a más de generar ganancias económicas, se reduce el uso de combustibles fósiles, actualmente importados; y como beneficio extra minimiza la contaminación ambiental. Con la existencia de estas plantas de generación de energía eléctrica la creación de empleo surge de manera inmediata a los pobladores del sector generándoles ingresos económicos, infraestructura, educación y principalmente un mejor estilo de vida, como se ha podido observar en los proyectos recientemente entregados en el Ecuador las comunidades aledañas son las principalmente beneficiadas.

BIBLIOGRAFÍA

- [1] D. Bullejos Martín, "Optimización De La Estrategia De Operación En Plantas De Generación De Electricidad Con Colectores Solares Cilindro Parabólicos (Cpc-Segs) De 50Mw," p. 253, 2016.
- [2] Ecuador, "Ley Organica del servicio publico de energia Electrica, Registro Oficial No.418," pp. 1–28, 2015.
- [3] D. Cañar, "Energía Solar Térmica para generación de electricidad en el Ecuador," p. 94, 2014.
- [4] H. Joga and A. Acosta, "Diseño de una planta termosolar de receptor central con sales fundidas como fluido de trabajo y sistema de almacenamiento," p. 170, 2012.
- [5] L. C. Enriquez, *Nueva generacion de centrales termosolares con colectores solares lineales acoplados a ciclos supercriticos de potencia*. 2017.
- [6] D. Bishoyi and K. Sudhakar, "Modeling and performance simulation of 100 MW PTC based solar thermal power plant in Udaipur India," *Case Stud. Therm. Eng.*, vol. 10, pp. 216–226, 2017.
- [7] M. H. Ahmed and A. M. A. Amin, "Thermal Analysis of the Performance of Linear Fresnel Solar Concentrator," *J. Clean Energy Technol.*, vol. 4, no. 5, pp. 316–320, 2015.
- [8] C. Espejo and R. García, "La energía solar termoeléctrica en España," *An. Geogr.*, vol. 30, no. i, pp. 81–105, 2010.
- [9] H. L. Zhang, J. Baeyens, J. Degréve, and G. Cacères, "Concentrated solar power plants: Review and design methodology," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 22, pp. 466–481, 2013.
- [10] V. Ruíz *et al.*, "Evaluación del potencial de energía solar termoeléctrica: Estudio tecnico PER 2011 - 2020," *Idae*, p. 216, 2011.
- [11] Estela, Greenpeace, and SolarPACES, "Solar Thermal Electricity - Global Outlook 2016," p. 114, 2016.
- [12] Greenpeace, "Energía Solar Térmica de Concentración," *Iscoro82*, p. 88, 2009.
- [13] P. Roldán, "E[1] P. Roldán, 'Evaluación De Las Energías Renovables No Convencionales Factibles De Desarrollarse En El Ecuador,' no. December 2009, pp. 1–203, 2009.valuación De Las Energías Renovables No Convencionales Factibles De Desarrollarse En El Ecuador," no. December 2009, pp. 1–203, 2009.
- [14] L. Tecpetrol; Galarza, "Estadística Anual y Multianual del Sector Eléctrico Ecuatoriano," p. 208, 2017.



- [15] J. Cedeño and M. C. Donoso, *Atlas Pluviométrico del Ecuador. Año 2010*. 2010.
- [16] A. Mokhtari, M. Yaghoubi, P. Kanan, and A. Vadiie, "Thermal and Optical Study of Parabolic Trough Collectors of T Γ Θ Σ," no. January, 2007.
- [17] M. Á. G. López, "Central termosolar de 50 MW en Murcia con colectores cilindro parabólicos," 2012.
- [18] E. A. C. ABUÍN, "Diseño Y Análisis Técnico- Económico De Una Central Solar Termoeléctrica Con Almacenamiento Térmico En El Norte De Chile," p. 135, 2012.
- [19] Siemens, "The unrivaled benchmark in solar receiver efficiency Precise engineering ensures peak performance - Siemens UVAC 2010," pp. 1–2, 2010.
- [20] D. Serrano García, "Cálculo, Diseño y Análisis de una Central Termosolar de Colectores Cilíndrico- Parabólicos operando con Sales Fundidas," p. 223, 2012.
- [21] I. Fernández, "Estudio numérico del flujo de sales fundidas en un receptor central de torre mediante Fluent," 2012.
- [22] R. Andres and M. Covarrubias, "Facultad De Ciencias Físicas Y Matemáticas," 2014.
- [23] Regulación N° CONELEC - 001/13, "Regulación del Consejo Nacional de Electricidad para: 'La participación de los generadores de energía eléctrica producida con Recursos Energéticos Renovables No Convencionales.'" pp. 3–6, 2014.
- [24] G. B. Losada, "Análisis de ciclo de vida de una central termosolar," p. 126, 2011.
- [25] T. Tsoutsos, N. Frantzeskaki, and V. Gekas, "Environmental impacts from the solar energy technologies," *Energy Policy*, vol. 33, no. 3, pp. 289–296, 2005.
- [26] M. Csp, "Estudio De Impacto Ambiental Linea Area 132 Kv Alhorines - Benejama Central De Producción De Energía Eléctrica," 2008.

APÉNDICES

Apéndice 1

Determinación de la distribución de probabilidad para los puntos seleccionados

- Punto 33 (X=564345.569 ;Y=9505894.26)
Para el punto 33 se proceden con la ayuda de un software computarizado a determinar los valores de radiación media y desviación estándar.

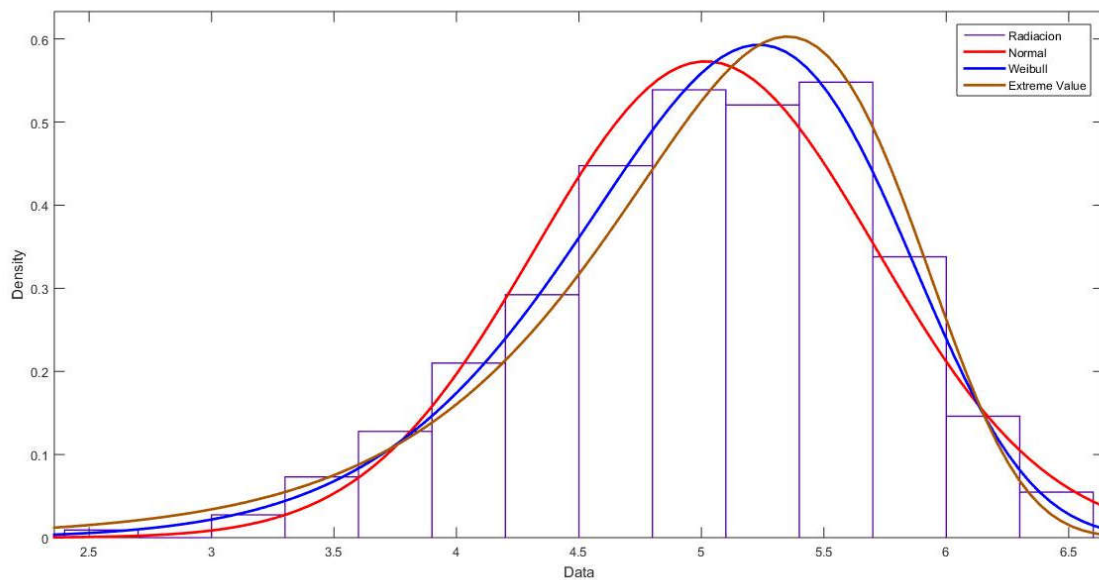


Figura A1.1. Histograma y funciones de distribución para la radiación diaria en el punto 33.

Fuente: Los autores

En donde se selecciona la distribución de probabilidad valor extremo (extreme value) con lo cual los valores estadísticos son:

$$\mu = 4,58 \frac{KWh}{\text{día } m^2}$$

$$\sigma = 1,08 \frac{KWh}{\text{día } m^2}$$

- **Punto 34 (X=564349.042;Y=9510315.95)**

Para el punto 34 se proceden con la ayuda de un software computarizado a determinar los valores de radiación media y desviación estándar.

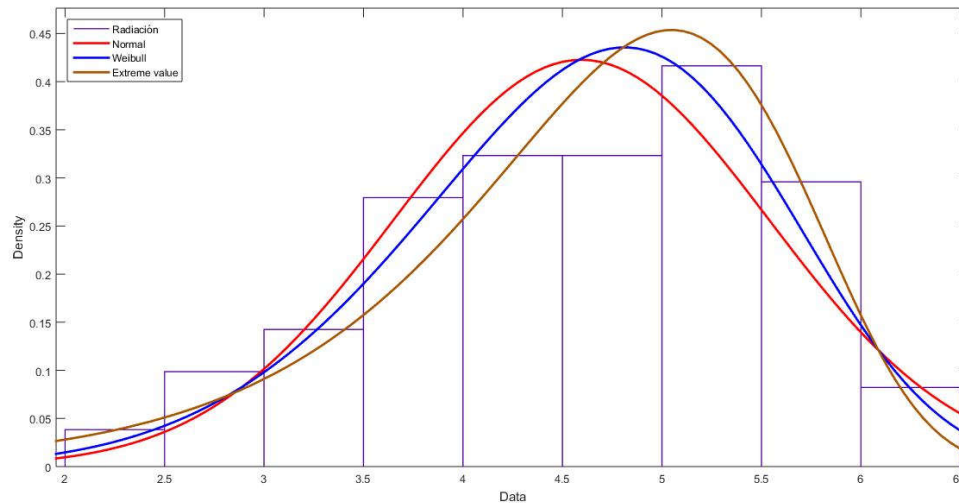


Figura A1.2. Histograma y funciones de distribución para la radiación diaria en el punto 34.

Fuente: Los autores

En donde se selecciona la distribución de probabilidad Weibull con lo cual los valores estadísticos son:

$$\mu = 5,0178 \frac{KWh}{\text{día } m^2}$$

$$\sigma = 0,4945 \frac{KWh}{\text{día } m^2}$$

Apéndice 2

Los valores seleccionados para evaluar la función de eficiencia son los siguientes:

Coeficiente	Unidades	Valor
n0		0.756
K0	W/m ² K	0.1
K1	W/m ² k ²	0.0005
Ta	°C	Promedio por día
T.entrada_campo	°C	290°
T.salida_campo	°C	500°
Factor de eficiencia		0.96

Tabla A2.1. Coeficientes Utilizados para evaluar la función de rendimiento

Fuente: [18]

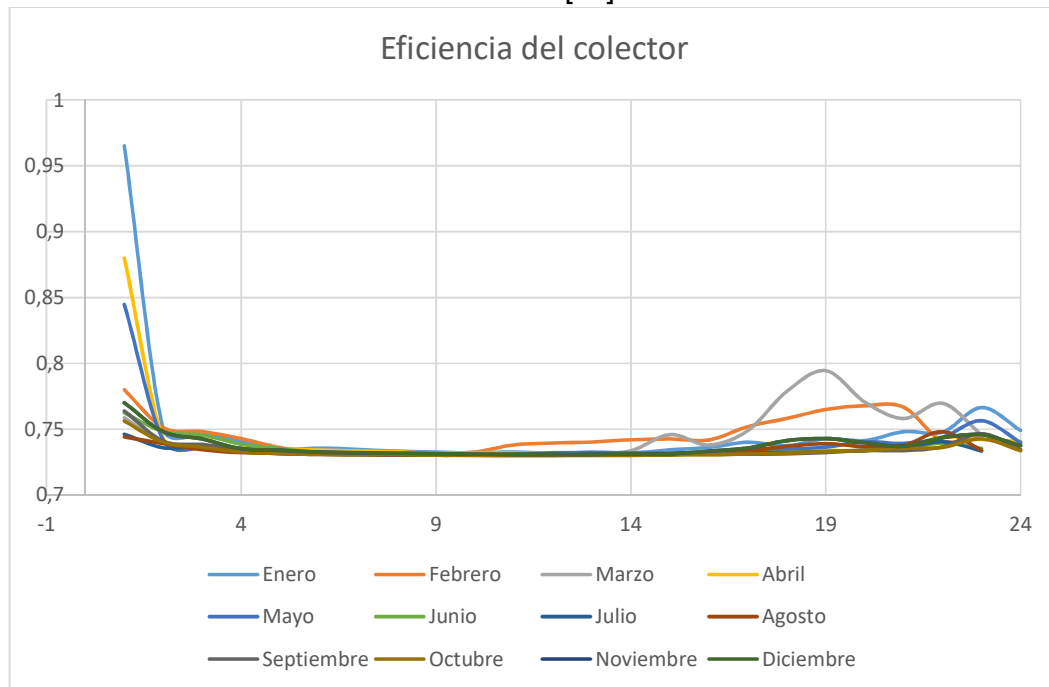


Figura A2.1. Eficiencia del colector durante el año.

Fuente: Los autores

Con la eficiencia promedio de:

$$\mu = 0.739$$

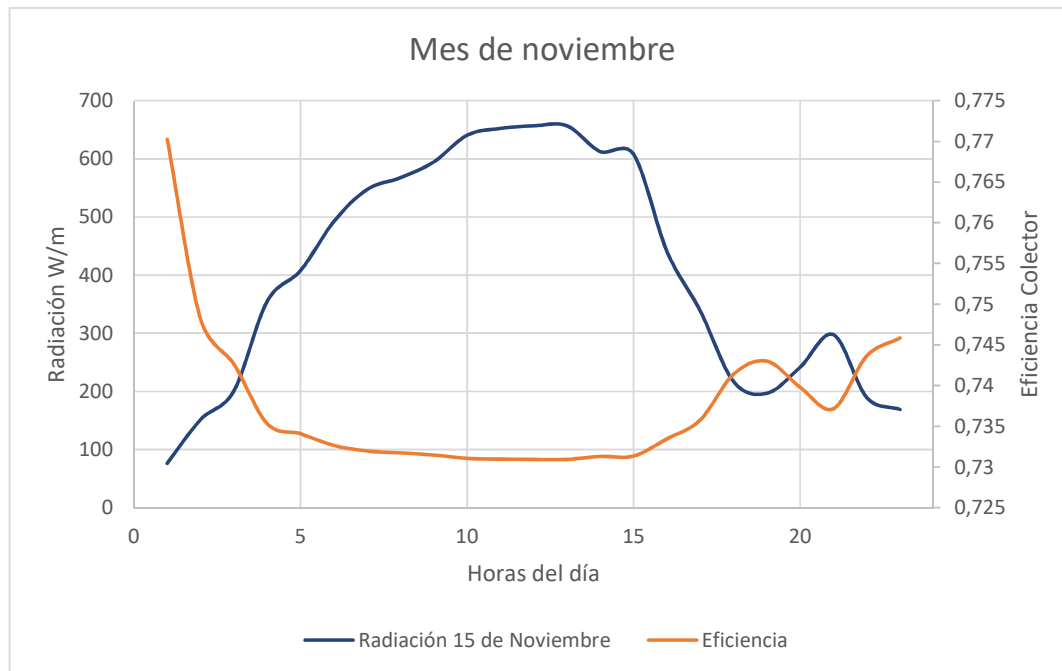


Figura A2.2. Eficiencia del colector durante el año.

Fuente: Los autores

Apéndice 3

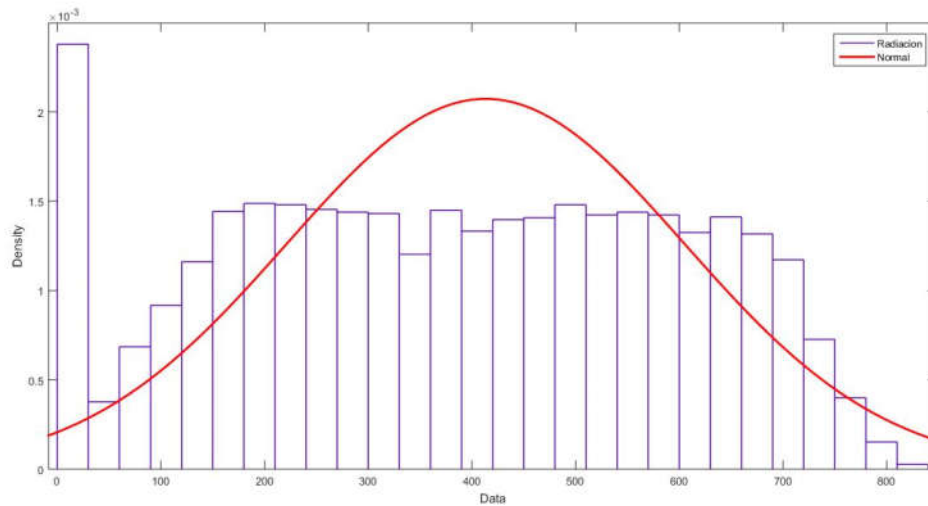


Figura A3.1. Histograma y función de distribución de Radiación cada media hora para los 365 días.

Fuente: Los autores

$$\mu = 413.193 \frac{W}{m^2}$$

$$\sigma = 192.461 \frac{W}{m^2}$$

Para estimar la media de la muestra, fue necesario discriminar los valores cercanos a cero y mayores además de aplicar la ecuación 23

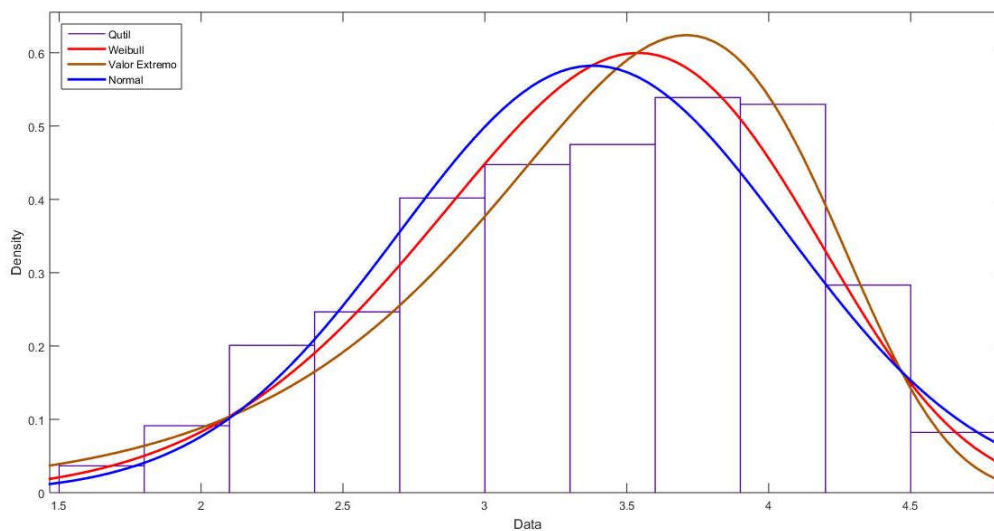


Figura A3.2. Histograma y función de distribución de Qutil anual.

Fuente: Los autores

En esta distribución se ha seleccionado la distribución de valor extremo (Extreme Value) que nos brinda las siguientes condiciones para la aplicación de dimensionamiento:

$$\mu = 3.369 \frac{KWh}{dia m^2}$$

$$\sigma = 0.571 \frac{KWh}{dia m^2}$$

Es posible graficar el valor de la Qutil promedio anual a lo largo de un día.

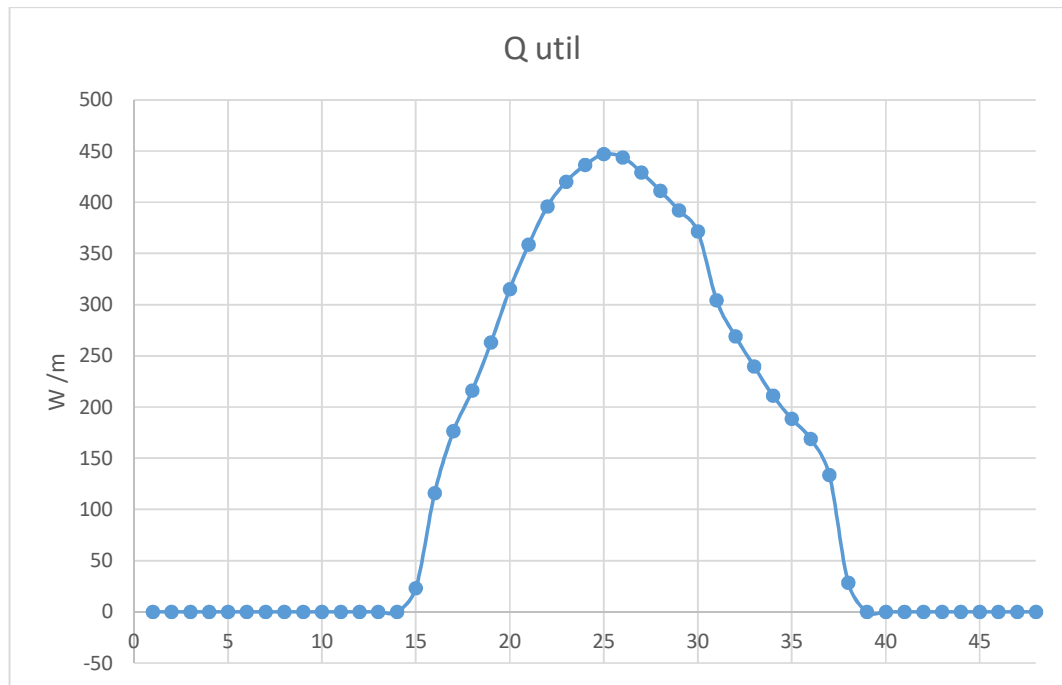


Figura A3.3. Qutil a lo largo de un día cada 30 minutos.

Fuente: Los autores.

Es necesario recalcar, que los puntos de radiación presentados en la Figura A3.3 a lo largo del eje de las ordenadas corresponden a la radiación cada 30 minutos de un día, señalando que el día estudiado es el promedio de todos los días durante 15 años.

$$Q_{util_día}max = 446.7 \frac{W}{m^2}$$

ANEXOS

Anexo A.

- Tabla de energía acumulada para cada uno de los puntos durante un año.

ID	X	Y	Z	NOMBRE	ENERGÍA	STATUS
1	769357,039	9948003,18	2868	Chimborazo	1280,627042	Rechazado
2	773811,955	9948001,63	3039	Chimborazo	1271,569917	Rechazado
3	822832,079	32095,0946	2734	Ibarra	1152,2165	Rechazado
4	822830,866	36522,0049	2709	Ibarra	1546,901375	Rechazado
5	822829,496	40948,9155	2476	Ibarra	1735,610667	Rechazado
6	827286,227	40950,3835	2758	Ibarra	1796,948417	Rechazado
7	827288,846	32096,2452	3514	Ibarra	1284,651125	Rechazado
8	827287,616	36523,3142	3034	Ibarra	1548,659542	Rechazado
9	818378,713	14386,9468	3304	Volcán Cayambe	1436,978667	Rechazado
10	818379,137	9960,19385	3004	Volcán Cayambe	1443,801125	Rechazado
11	822835,797	9960,54603	3111	Volcán Cayambe	1424,106042	Rechazado
12	822835,367	14387,4555	3116	Volcán Cayambe	1583,417458	Rechazado
13	827292,179	14387,9713	3289	Volcán Cayambe	1751,831667	Rechazado
14	827292,616	9960,90313	3635	Volcán Cayambe	1895,759333	Candidato
15	831749,596	9961,26514	4321	Volcán Cayambe	2232,038292	Candidato
16	831749,153	14388,4942	3767	Volcán Cayambe	1774,086042	Rechazado
17	168250,847	14388,4942	4442	Volcán Cayambe	1228,89975	Rechazado
18	168250,404	9961,26514	4765	Volcán Cayambe	1691,094917	Rechazado
19	172707,821	14387,9713	4331	Volcán Cayambe	1107,616208	Rechazado
20	172707,384	9960,90313	4356	Volcán Cayambe	988,083375	Rechazado
21	564382,058	9554532,65	372	Volcán Cayambe	1511,472458	Rechazado
22	564385,188	9558954,29	184	Loja Norte	1507,548417	Rechazado
23	568825,713	9558951,05	215	Loja Norte	1413,203375	Rechazado
24	568822,367	9554529,38	593	Loja Norte	1444,494042	Rechazado

25	573262,71	9554525,89	434	Loja Norte	1376,212292	Rechazado
26	573266,272	9558947,6	369	Loja Norte	1353,982542	Rechazado
27	559914,246	9514740,96	273	Loja Norte	1803,354667	Rechazado
28	559920,567	9523584,27	299	Loja Sur	1698,698125	Rechazado
29	559917,421	9519162,62	301	Loja Sur	1736,989167	Rechazado
30	559911,041	9510319,3	212	Loja Sur	1828,033208	Candidato
31	559907,808	9505897,64	173	Loja Sur	1781,717792	Rechazado
32	559923,685	9528005,92	335	Loja Sur	1677,083458	Rechazado
33	564345,569	9505894,26	153	Loja Sur	1831,458458	Candidato
34	564349,042	9510315,95	257	Loja Sur	1847,414042	Candidato
35	564355,894	9519159,33	306	Loja Sur	1719,3165	Rechazado
36	564352,483	9514737,64	296	Loja Sur	1794,197708	Rechazado
37	564359,274	9523581,01	311	Loja Sur	1684,601	Rechazado
38	564362,622	9528002,68	350	Loja Sur	1662,69575	Rechazado
39	568801,591	9527999,22	441	Loja Sur	1690,325167	Rechazado
40	568798,011	9523577,52	351	Loja Sur	1716,514083	Rechazado
41	568794,399	9519155,8	297	Loja Sur	1718,920833	Rechazado
42	568790,753	9514734,09	204	Loja Sur	1745,823708	Rechazado
43	568787,073	9510312,36	168	Loja Sur	1819,864	Rechazado
44	568783,361	9505890,64	150	Loja Sur	1834,737625	Candidato
45	573240,592	9527995,53	447	Loja Sur	1671,5525	Rechazado
46	573221,186	9505886,77	153	Loja Sur	1787,29225	Rechazado
47	573229,055	9514730,29	192	Loja Sur	1757,089083	Rechazado
48	573232,936	9519152,04	265	Loja Sur	1741,816667	Rechazado
49	573236,782	9523573,79	326	Loja Sur	1711,504667	Rechazado
50	573225,138	9510308,53	164	Loja Sur	1802,606958	Rechazado
51	577663,239	9510304,47	153	Loja Sur	1745,188167	Rechazado
52	577659,047	9505882,67	239	Loja Sur	1772,25475	Rechazado
53	577667,393	9514726,26	180	Loja Sur	1743,458917	Rechazado
54	577679,63	9527991,61	355	Loja Sur	1631,786917	Rechazado
55	577675,589	9523569,83	298	Loja Sur	1695,180958	Rechazado
56	577671,51	9519148,05	282	Loja Sur	1721,98625	Rechazado
57	582114,433	9523565,64	280	Loja Sur	1660,930083	Rechazado
58	582110,121	9519143,82	215	Loja Sur	1670,284	Rechazado
59	582105,769	9514721,99	171	Loja Sur	1697,807125	Rechazado
60	582101,377	9510300,16	168	Loja Sur	1748,044333	Rechazado
61	582096,946	9505878,32	255	Loja Sur	1744,384708	Rechazado
62	582118,705	9527987,46	310	Loja Sur	1638,572292	Rechazado
63	586534,884	9505873,73	234	Loja Sur	1689,722333	Rechazado
64	586539,555	9510295,61	213	Loja Sur	1704,906042	Rechazado
65	586544,184	9514717,48	226	Loja Sur	1657,261417	Rechazado
66	586548,771	9519139,35	210	Loja Sur	1652,929583	Rechazado
67	586557,82	9527983,07	288	Loja Sur	1616,12825	Rechazado
68	586553,317	9523561,21	241	Loja Sur	1634,190083	Rechazado
69	590996,977	9527978,46	324	Loja Sur	1576,236167	Rechazado

70	590992,242	9523556,55	253	Loja Sur	1584,298833	Rechazado
71	590987,464	9519134,65	281	Loja Sur	1615,772833	Rechazado
72	590982,642	9514712,74	294	Loja Sur	1614,606583	Rechazado
73	590977,775	9510290,82	286	Loja Sur	1668,729375	Rechazado
74	590972,864	9505868,9	251	Loja Sur	1671,966958	Rechazado

Tabla A.1 Energía de recurso solar acumulada durante un año.

- Tabla de recurso solar y localización para cada ubicación potencial indicada por CELEC EP

ID	X	Y	Z	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
1	769357,039	9948003,18	2868	3,75	3,1	2,47	2,59	3,25	3,69	4,31	4,42	3,61	3,72	3,64	3,51
2	773811,955	9948001,63	3039	3,74	3,04	2,26	2,54	3,28	3,87	4,22	4,62	3,59	3,64	3,49	3,45
3	822832,079	32095,0946	2734	3,37	2,45	2,25	2,37	3,09	3,49	4,02	3,67	3,62	3,42	3,16	2,89
4	822830,866	36522,0049	2709	4,58	3,59	3,02	3,32	3,96	4,12	5,02	5,08	4,49	4,45	4,51	4,65
5	822829,496	40948,9155	2476	4,96	3,75	3,4	4,03	4,78	5	5,64	5,73	4,95	4,88	4,83	5,01
6	827286,227	40950,3835	2758	5,08	3,94	3,71	4,29	5,01	5,42	5,9	5,6	5,14	5,14	4,92	4,83
7	827288,846	32096,2452	3514	3,81	2,77	2,36	2,92	3,64	4,11	4,39	4,14	3,76	3,51	3,3	3,47
8	827287,616	36523,3142	3034	4,51	3,43	3,2	3,61	4,27	4,39	5,04	4,84	4,51	4,56	4,34	4,12
9	818378,713	14386,9468	3304	4,06	3,09	2,43	2,76	3,74	4,62	5,31	5,47	4,4	3,87	3,83	3,58
10	818379,137	9960,19385	3004	4,18	3,3	2,74	2,87	3,7	4,42	5,14	5,25	4,32	3,96	3,77	3,74
11	822835,797	9960,54603	3111	4,35	3,3	2,69	2,72	3,5	4,31	5,03	5,01	4,25	4,13	3,73	3,73
12	822835,367	14387,4555	3116	4,41	3,53	2,86	3,18	4,24	5,26	5,79	5,71	4,74	4,29	4,04	3,92
13	827292,179	14387,9713	3289	4,74	3,82	3,13	3,88	5,1	5,85	6,16	6,04	5,08	4,66	4,27	4,76
14	827292,616	9960,90313	3635	5,4	4,62	3,49	3,95	5,11	6,24	6,49	6,34	5,18	4,97	4,91	5,56
15	831749,596	9961,26514	4321	6,09	5,54	3,82	5,02	6,17	7,37	7,75	7,2	6,51	5,78	5,78	6,3
16	831749,153	14388,4942	3767	4,76	4,02	3,07	4,14	5,2	5,66	6,16	5,56	5,15	4,7	4,66	5,18
17	168250,847	14388,4942	4442	3,99	3,01	2,35	3,17	3,38	3,44	3,65	3,29	3,35	3,55	3,41	3,78
18	168250,404	9961,26514	4765	5,03	3,98	2,68	3,87	4,7	5,42	5,83	4,97	4,81	4,5	4,69	5,08
19	172707,821	14387,9713	4331	3,51	2,32	1,97	2,57	3,08	4,03	3,5	2,93	3	2,97	3,26	3,23
20	172707,384	9960,90313	4356	3,01	2,2	1,83	2,45	2,9	2,99	3,17	2,65	2,7	2,78	2,81	2,94
21	564382,058	9554532,65	372	3,09	2,61	3,28	3,8	4,07	4,14	4,68	5,39	5	4,95	4,87	3,7
22	564385,188	9558954,29	184	2,91	2,45	3,17	3,62	3,93	4,23	4,79	5,41	5,1	5,16	4,97	3,71
23	568825,713	9558951,05	215	2,61	2,32	3,01	3,45	3,76	3,97	4,58	5,19	4,78	4,73	4,55	3,41
24	568822,367	9554529,38	593	2,89	2,43	3,03	3,6	3,88	3,89	4,5	5,29	4,9	4,74	4,7	3,52
25	573262,71	9554525,89	434	2,72	2,35	2,99	3,42	3,71	3,99	4,44	5	4,58	4,44	4,28	3,23



26	573266,272	9558947,6	369	2,56	2,23	2,83	3,29	3,74	3,83	4,39	4,98	4,59	4,41	4,32	3,25
27	559914,246	9514740,96	273	4,13	3,45	4,13	4,71	4,97	4,86	5,33	5,62	5,65	5,71	5,66	4,98
28	559920,567	9523584,27	299	3,59	3,07	3,82	4,32	4,7	4,66	5,17	5,58	5,49	5,5	5,35	4,49
29	559917,421	9519162,62	301	3,79	3,2	3,88	4,43	4,8	4,72	5,24	5,61	5,58	5,6	5,48	4,68
30	559911,041	9510319,3	212	4,46	3,85	4,34	4,79	5,09	4,82	5,22	5,5	5,51	5,64	5,67	5,13
31	559907,808	9505897,64	173	4,33	3,62	4,22	4,77	5	4,71	5,07	5,31	5,41	5,51	5,5	5,04
32	559923,685	9528005,92	335	3,48	3,05	3,79	4,24	4,57	4,71	5,15	5,65	5,49	5,4	5,23	4,26
33	564345,569	9505894,26	153	4,56	3,89	4,47	4,88	5,12	4,82	5,2	5,41	5,47	5,56	5,56	5,18
34	564349,042	9510315,95	257	4,58	3,96	4,5	4,92	5,16	4,84	5,23	5,5	5,54	5,64	5,62	5,16
35	564355,894	9519159,33	306	3,77	3,05	3,79	4,41	4,8	4,72	5,19	5,59	5,58	5,49	5,42	4,61
36	564352,483	9514737,64	296	4,05	3,48	4,1	4,62	4,95	4,87	5,32	5,62	5,66	5,66	5,64	4,91
37	564359,274	9523581,01	311	3,56	2,97	3,69	4,31	4,7	4,67	5,17	5,59	5,5	5,42	5,33	4,37
38	564362,622	9528002,68	350	3,41	2,96	3,7	4,25	4,55	4,65	5,11	5,69	5,51	5,32	5,18	4,21
39	568801,591	9527999,22	441	3,48	3,04	3,65	4,33	4,62	4,7	5,21	5,79	5,62	5,38	5,31	4,33
40	568798,011	9523577,52	351	3,67	3	3,82	4,34	4,7	4,72	5,25	5,73	5,61	5,52	5,43	4,52
41	568794,399	9519155,8	297	3,74	2,98	3,79	4,37	4,77	4,72	5,2	5,62	5,58	5,53	5,46	4,63
42	568790,753	9514734,09	204	3,97	3,33	3,92	4,52	4,87	4,77	5,17	5,51	5,53	5,48	5,46	4,76
43	568787,073	9510312,36	168	4,43	3,93	4,46	4,88	5,07	4,83	5,19	5,45	5,48	5,52	5,52	4,98
44	568783,361	9505890,64	150	4,54	3,98	4,46	4,93	5,1	4,89	5,22	5,47	5,51	5,54	5,53	5,09
45	573240,592	9527995,53	447	3,42	2,84	3,63	4,22	4,59	4,66	5,19	5,78	5,59	5,35	5,24	4,33
46	573221,186	9505886,77	153	4,27	3,82	4,28	4,76	4,95	4,76	5,14	5,47	5,51	5,45	5,41	4,87
47	573229,055	9514730,29	192	4,11	3,51	4,11	4,59	4,87	4,74	5,18	5,5	5,51	5,44	5,39	4,72
48	573232,936	9519152,04	265	3,87	3,2	3,91	4,47	4,84	4,79	5,23	5,66	5,61	5,49	5,44	4,64
49	573236,782	9523573,79	326	3,67	2,94	3,69	4,35	4,72	4,7	5,27	5,73	5,65	5,49	5,4	4,55
50	573225,138	9510308,53	164	4,25	3,8	4,4	4,79	5,04	4,83	5,22	5,51	5,52	5,46	5,47	4,9
51	577663,239	9510304,47	153	4,03	3,56	4,13	4,54	4,84	4,78	5,18	5,54	5,42	5,35	5,26	4,66
52	577659,047	9505882,67	239	4,13	3,54	4,21	4,61	4,89	4,73	5,22	5,65	5,55	5,49	5,34	4,81
53	577667,393	9514726,26	180	3,97	3,38	4,04	4,52	4,86	4,8	5,2	5,58	5,5	5,38	5,34	4,64
54	577679,63	9527991,61	355	3,32	2,79	3,45	4,06	4,49	4,54	5,1	5,66	5,52	5,25	5,22	4,13



55	577675,589	9523569,83	298	3,68	2,97	3,55	4,29	4,77	4,76	5,21	5,69	5,59	5,37	5,33	4,4
56	577671,51	9519148,05	282	3,84	3,17	3,82	4,42	4,79	4,78	5,22	5,66	5,54	5,39	5,33	4,55
57	582114,433	9523565,64	280	3,47	2,84	3,57	4,26	4,65	4,68	5,12	5,64	5,49	5,28	5,21	4,28
58	582110,121	9519143,82	215	3,56	2,99	3,65	4,33	4,68	4,66	5,09	5,59	5,42	5,28	5,19	4,35
59	582105,769	9514721,99	171	3,83	3,17	3,83	4,39	4,72	4,76	5,16	5,58	5,4	5,3	5,16	4,4
60	582101,377	9510300,16	168	4,02	3,45	4,13	4,5	4,84	4,8	5,2	5,63	5,5	5,4	5,28	4,63
61	582096,946	9505878,32	255	3,96	3,28	3,93	4,47	4,87	4,79	5,25	5,73	5,58	5,43	5,28	4,65
62	582118,705	9527987,46	310	3,41	2,92	3,54	4,15	4,49	4,53	5,04	5,61	5,47	5,26	5,17	4,18
63	586534,884	9505873,73	234	3,76	3	3,68	4,27	4,74	4,74	5,18	5,63	5,47	5,32	5,18	4,44
64	586539,555	9510295,61	213	3,76	3,07	3,87	4,42	4,69	4,76	5,18	5,63	5,49	5,38	5,19	4,49
65	586544,184	9514717,48	226	3,71	3,03	3,63	4,2	4,61	4,64	5,01	5,52	5,38	5,31	5,06	4,27
66	586548,771	9519139,35	210	3,64	3,03	3,58	4,24	4,53	4,57	5,02	5,53	5,38	5,3	5,15	4,25
67	586557,82	9527983,07	288	3,31	2,85	3,47	4,06	4,51	4,43	4,98	5,58	5,39	5,24	5,13	4,06
68	586553,317	9523561,21	241	3,47	2,92	3,49	4,18	4,52	4,57	5,04	5,53	5,39	5,22	5,14	4,15
69	590996,977	9527978,46	324	3,18	2,77	3,23	3,87	4,34	4,37	4,96	5,57	5,33	5,13	5,03	3,92
70	590992,242	9523556,55	253	3,39	2,78	3,31	3,93	4,41	4,44	4,92	5,46	5,27	5,12	4,99	3,95
71	590987,464	9519134,65	281	3,51	2,84	3,48	4,08	4,48	4,54	4,96	5,5	5,35	5,17	5,04	4,08
72	590982,642	9514712,74	294	3,47	2,79	3,52	4,14	4,54	4,56	5	5,49	5,33	5,13	4,93	4,07
73	590977,775	9510290,82	286	3,58	2,9	3,57	4,2	4,63	4,71	5,18	5,65	5,53	5,33	5,18	4,29
74	590972,864	9505868,9	251	3,6	2,88	3,58	4,17	4,64	4,69	5,24	5,67	5,52	5,35	5,18	4,32

Tabla A.2 Valores de radiación media $KWh/m^2 - día$

ANEXO B

- Mapa de sitios potenciales analizados con puntos de radiación mayor a $5 \text{ kWh/m}^2 - \text{día}$.

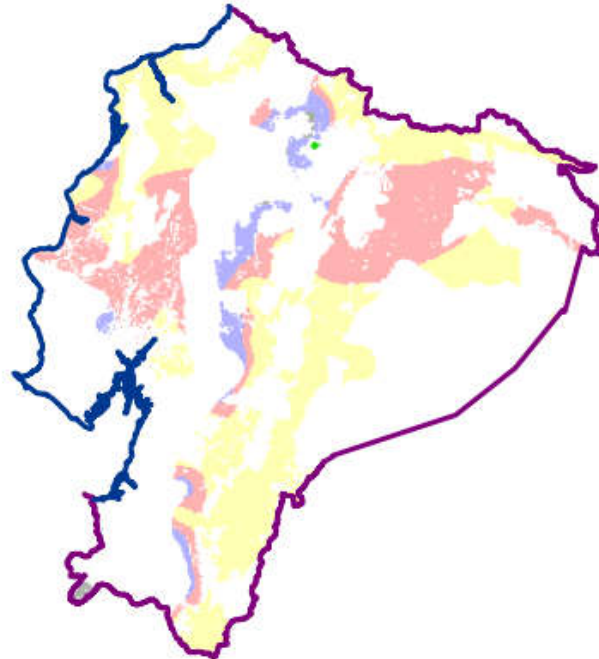


Figura B.1. Enero

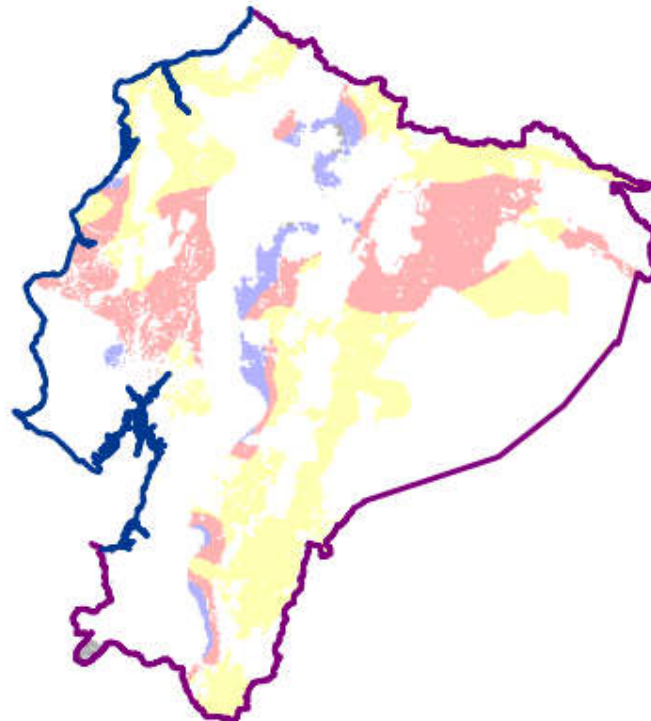


Figura B.2 Febrero

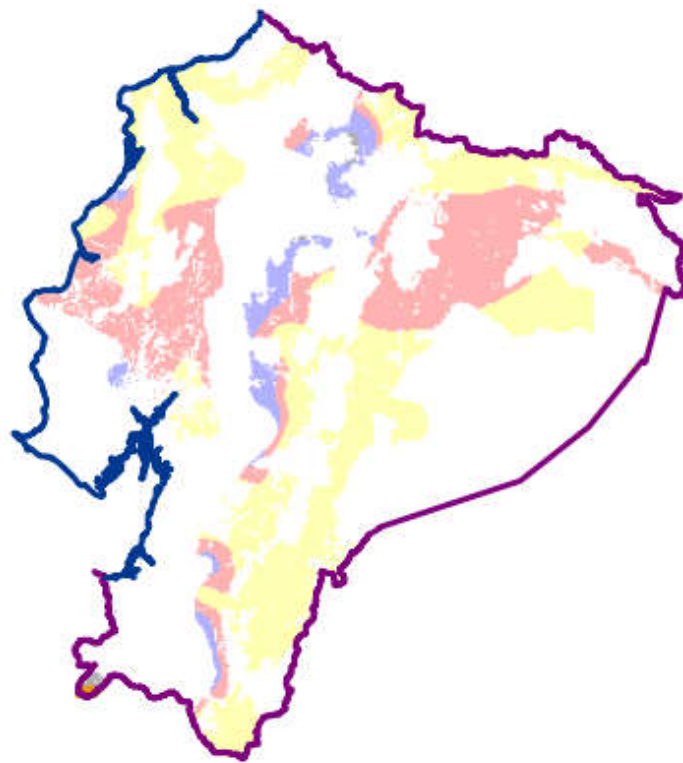


Figura B.3 Marzo

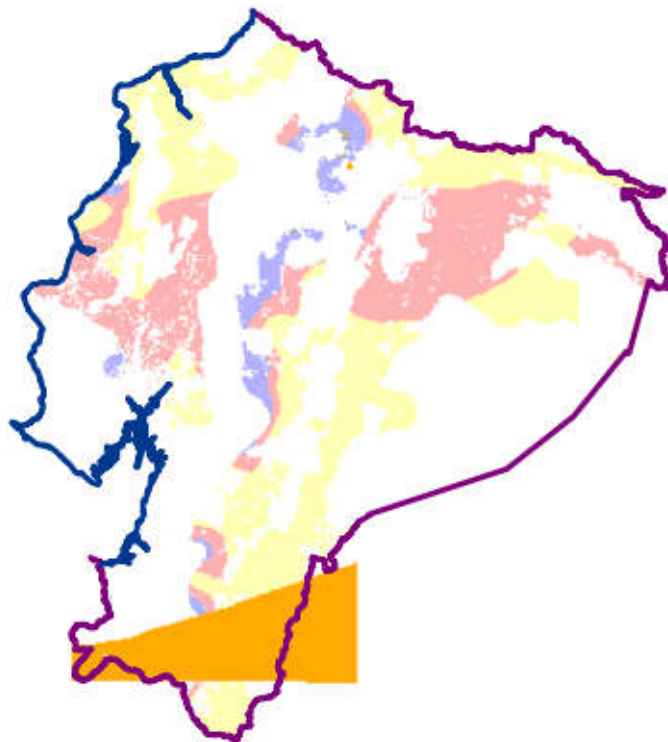


Figura B.4 Abril

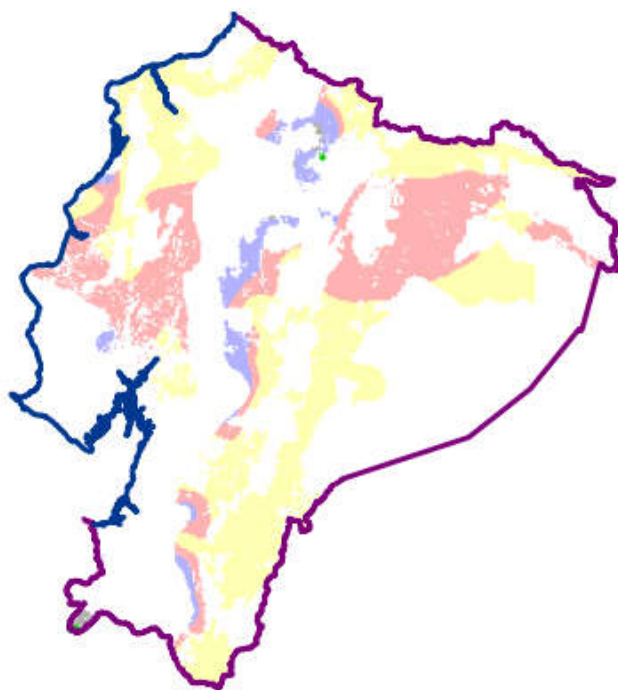


Figura B.5 Mayo

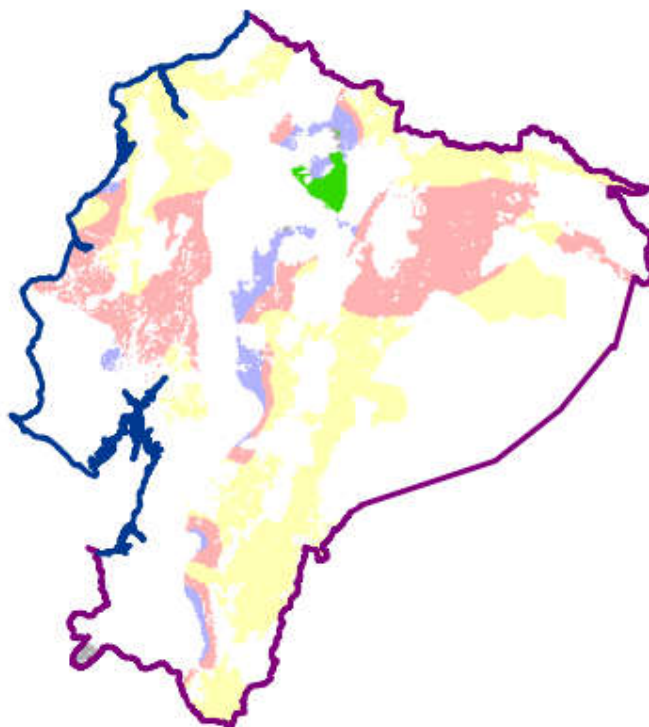


Figura B.6 Junio

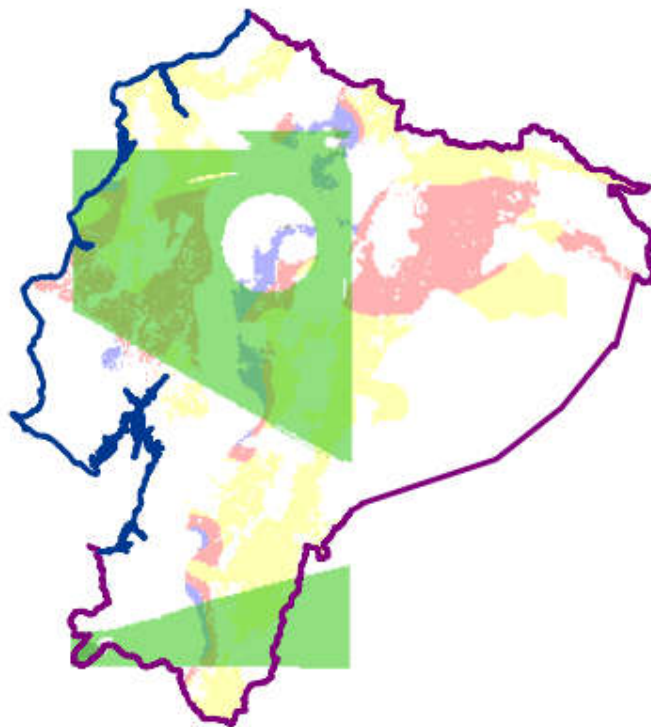


Figura B.7 Julio

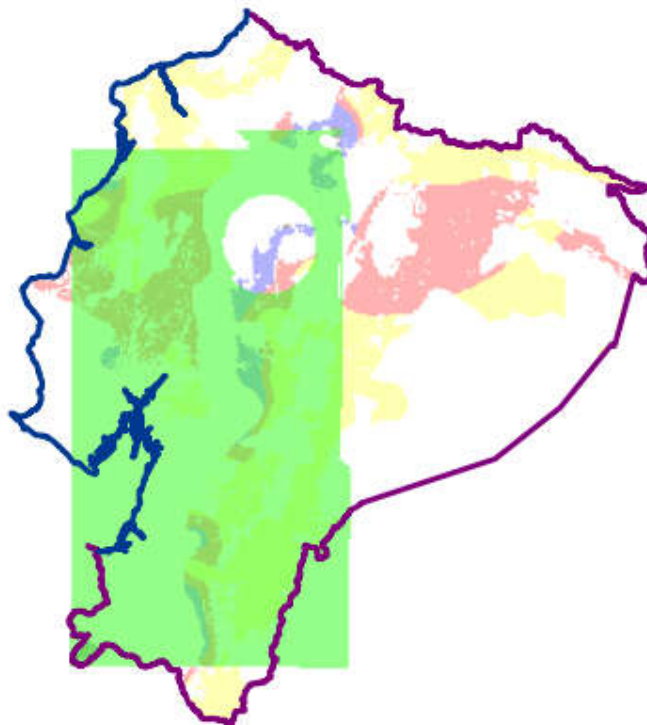


Figura B.8 Agosto

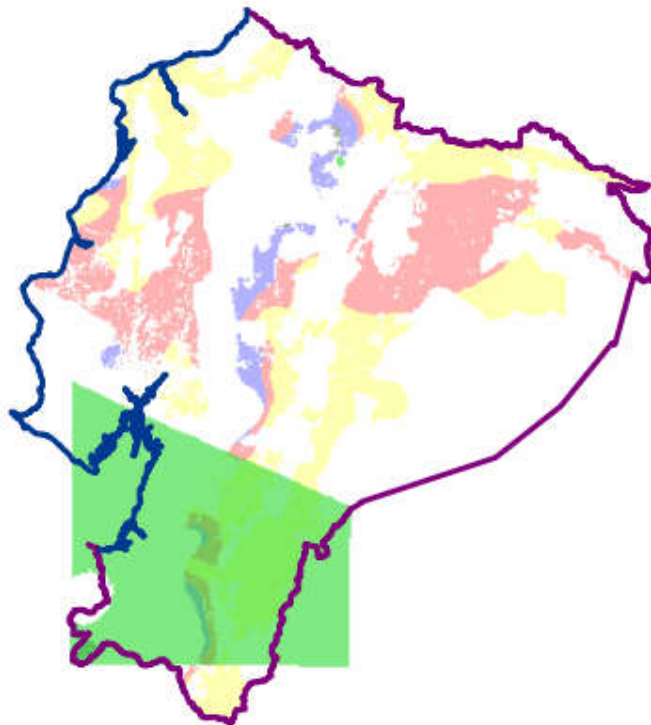


Figura B.9 Septiembre

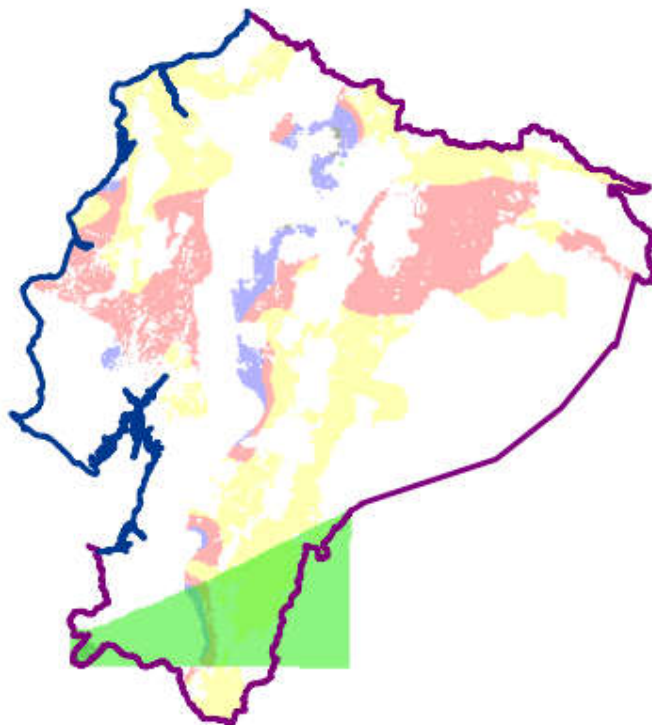


Figura B.10 Octubre

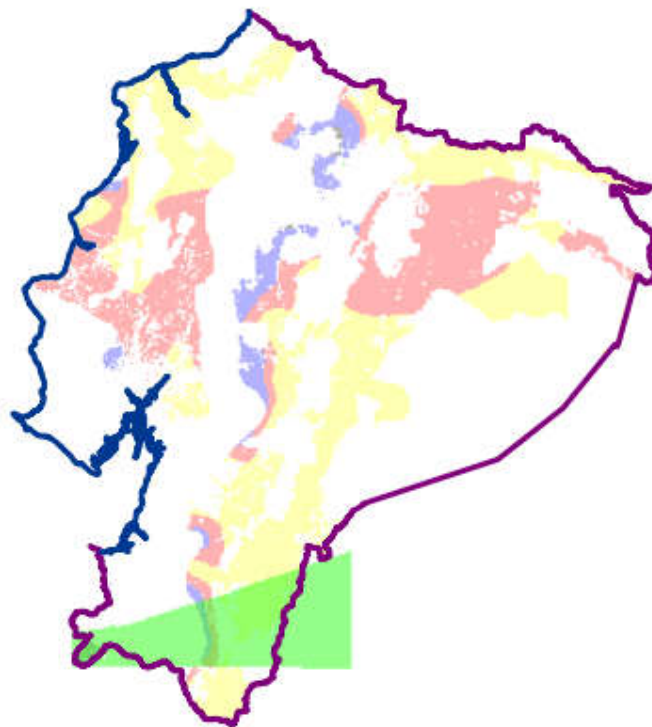


Figura B.11 Noviembre

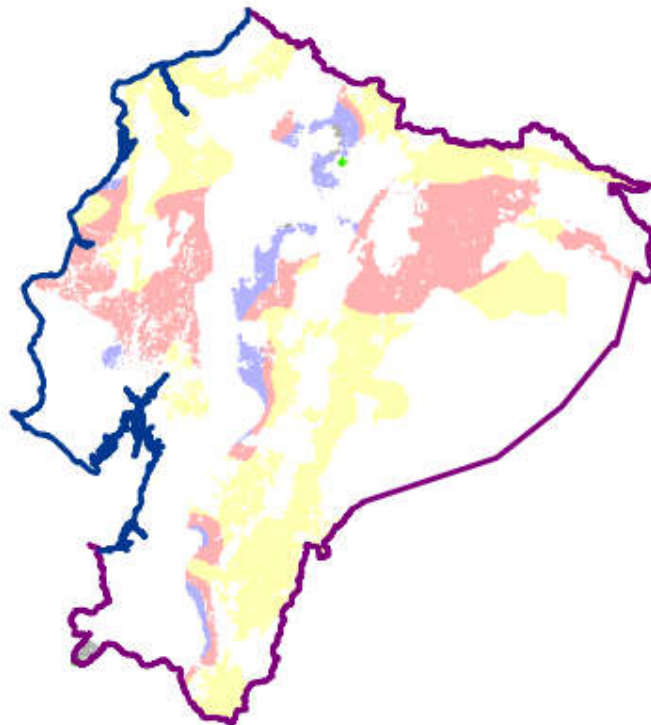


Figura B.12 Diciembre

ANEXO C

- Punto 33

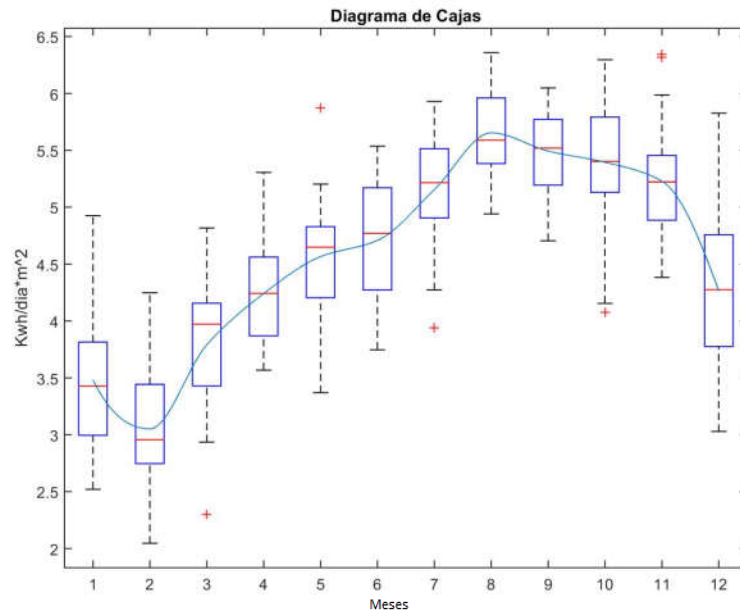


Figura C.1 Radiación promedio durante 15 años de análisis para cada mes.
Fuente: los autores.

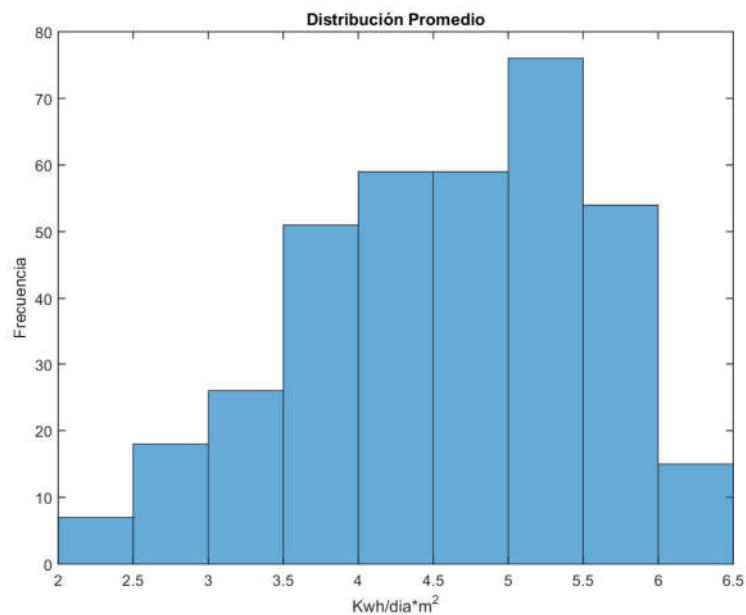


Figura C.2 Frecuencia de radiación promedio durante 15 años de análisis para cada mes.
Fuente: los autores.

- Punto 35

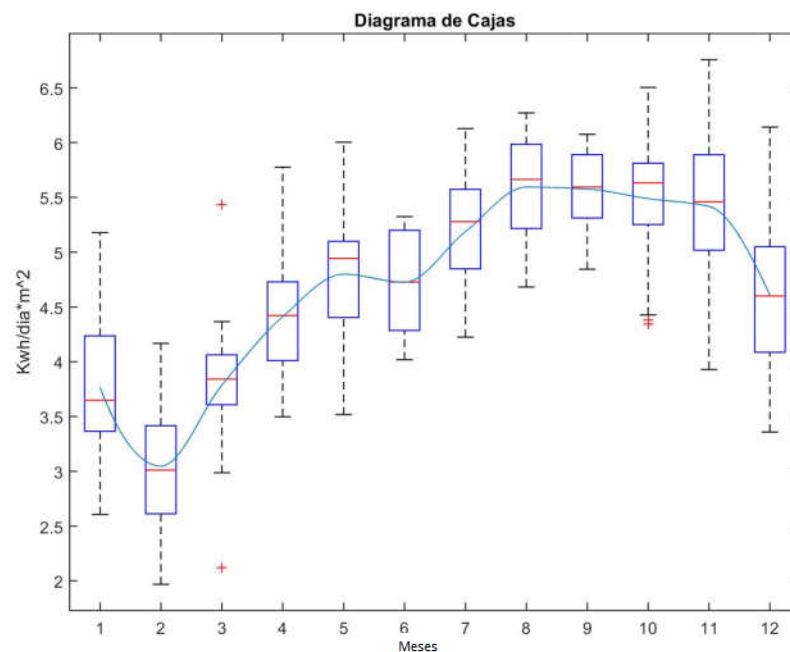


Figura C.3 Radiación promedio durante 15 años de análisis para cada mes.
Fuente: los autores.

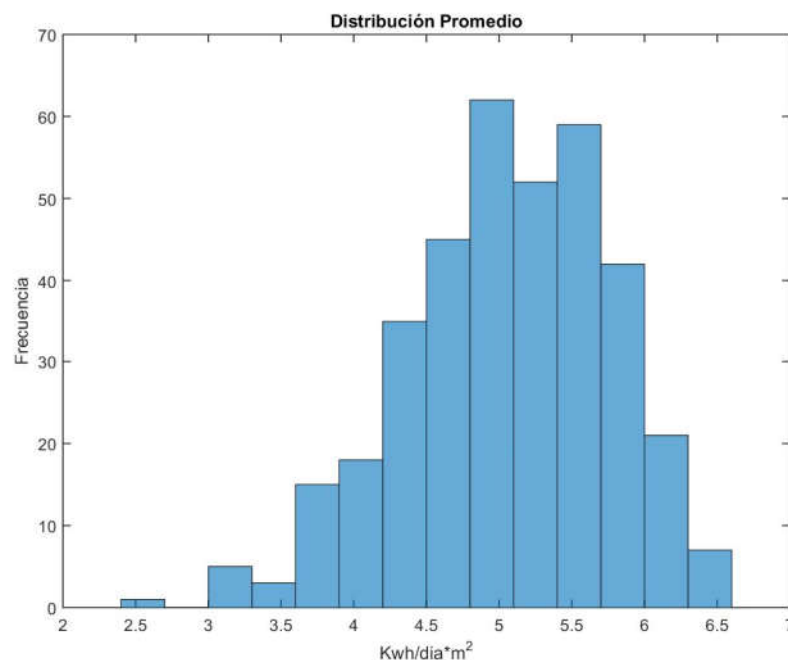


Figura C.4 Frecuencia de radiación promedio durante 15 años de análisis para cada mes.
Fuente: los autores

- Punto 40

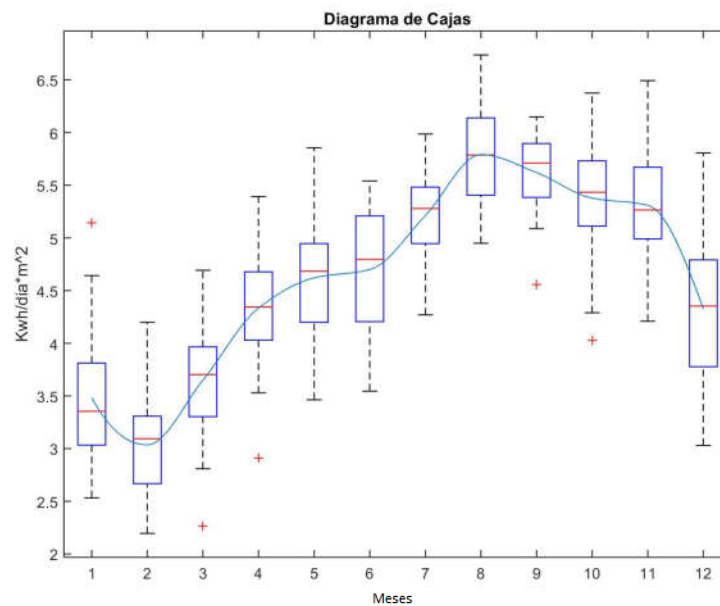


Figura C.5 Radiación promedio durante 15 años de análisis para cada mes.
Fuente: los autores.

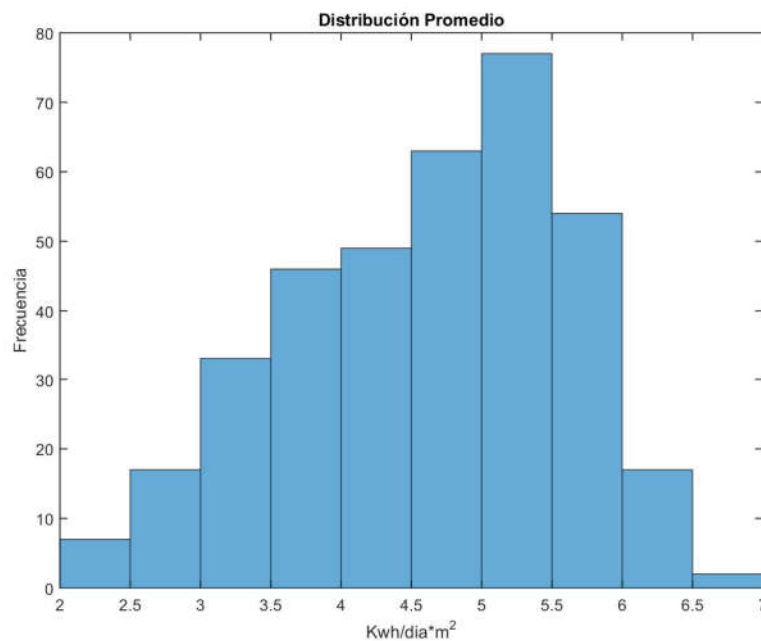


Figura C.6 Frecuencia de radiación promedio durante 15 años de análisis para cada mes.
Fuente: los autores.

- Punto 41

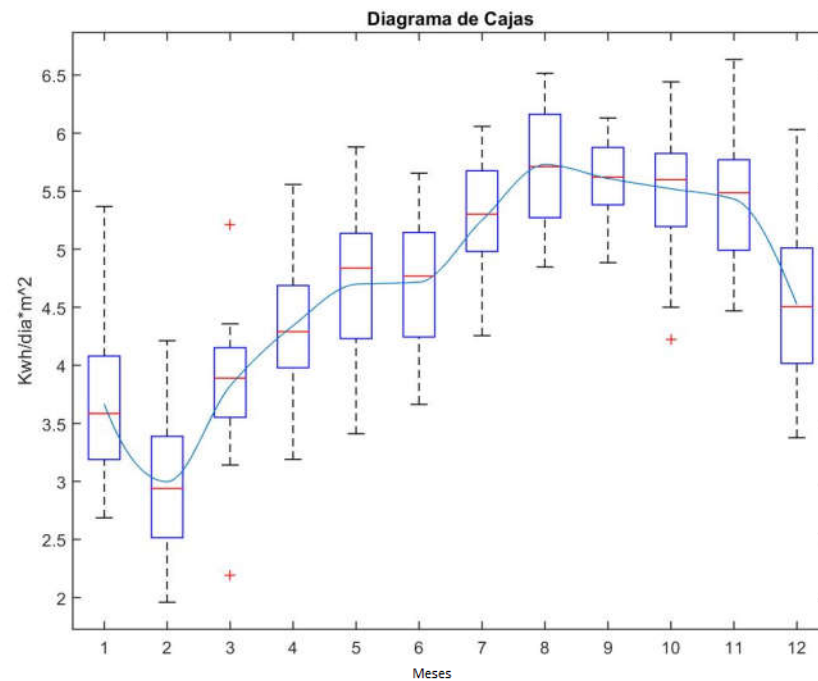


Figura C.7 Radiación promedio durante 15 años de análisis para cada mes.
Fuente: los autores.

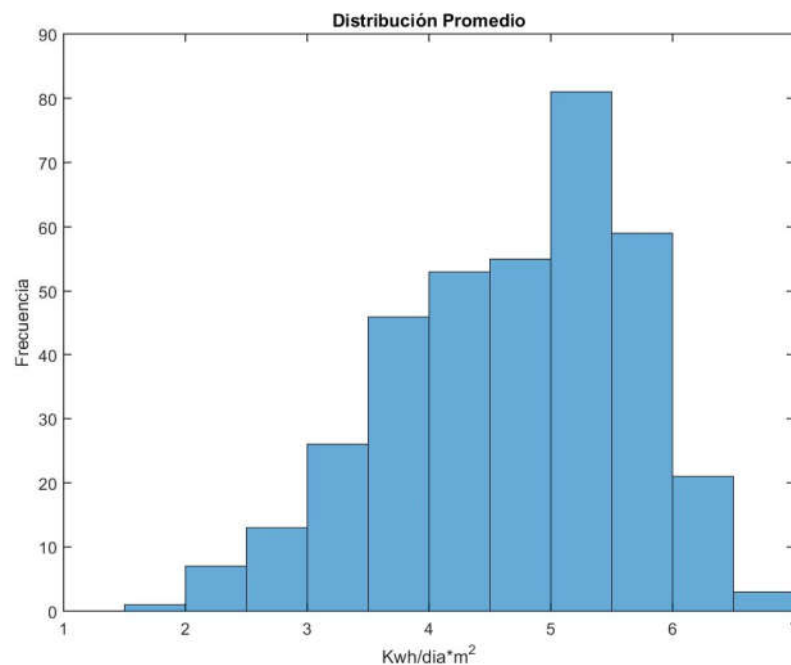


Figura C.8 Frecuencia de radiación promedio durante 15 años de análisis para cada mes.
Fuente: los autores.

- Punto 42

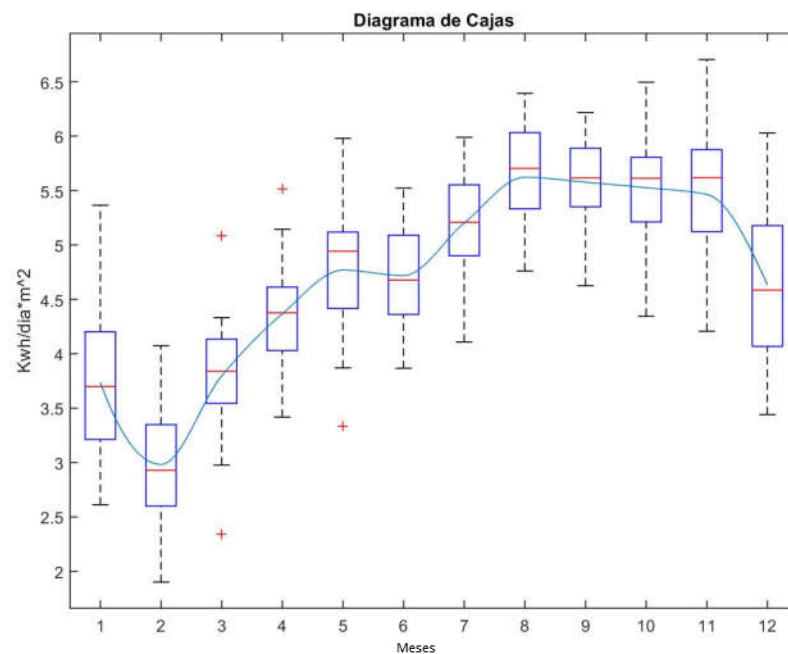


Figura C.9 Radiación promedio durante 15 años de análisis para cada mes.
Fuente: los autores.

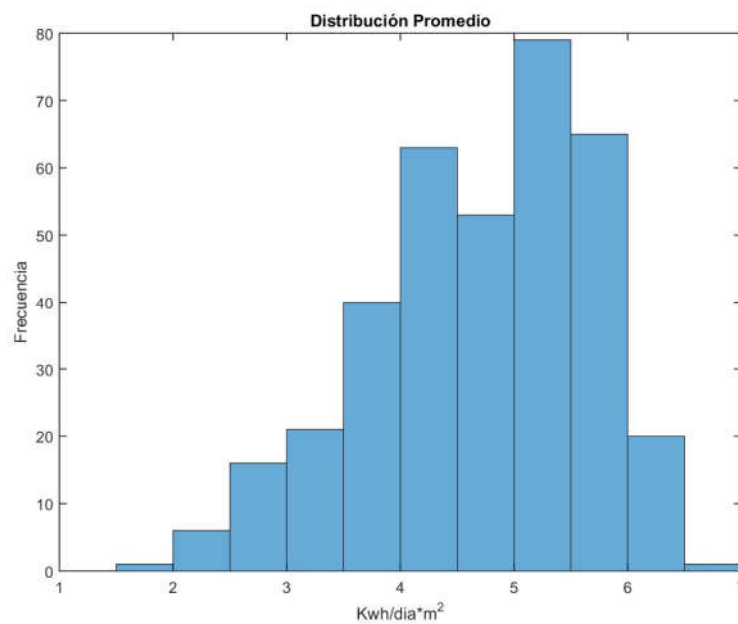


Figura C.10 Frecuencia de radiación promedio durante 15 años de análisis para cada mes.
Fuente: los autores.

- Punto 46

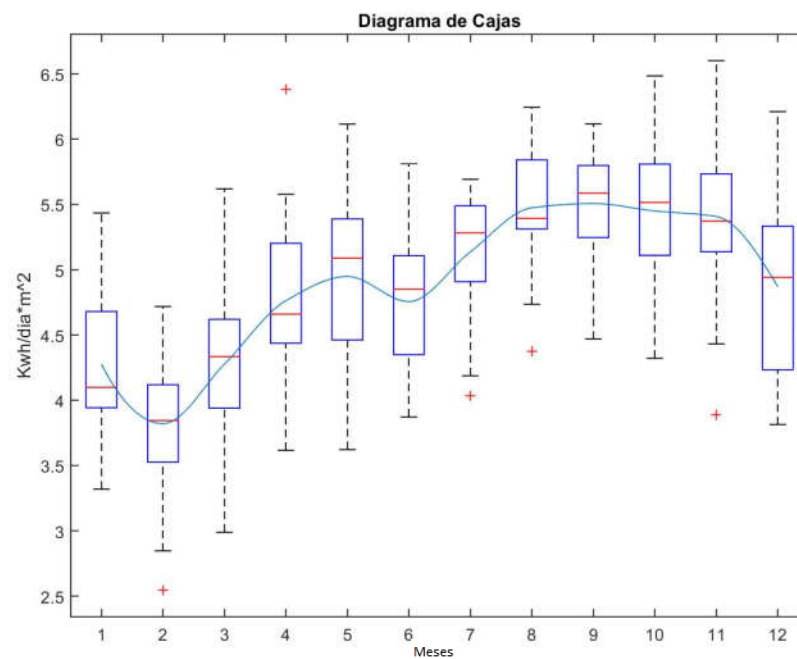


Figura C.11 Radiación promedio durante 15 años de análisis para cada mes.

Fuente: los autores.

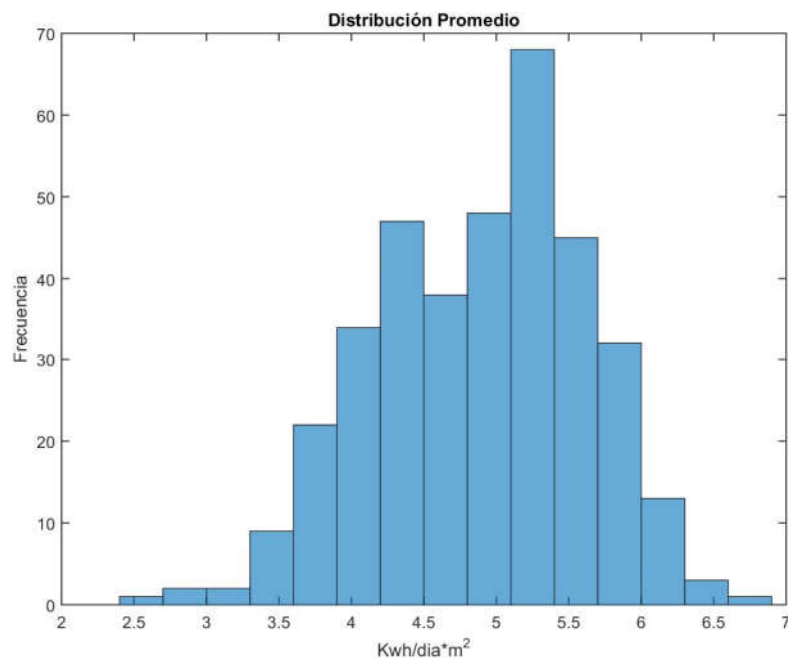


Figura C.12 Frecuencia de radiación promedio durante 15 años de análisis para cada mes.

Fuente: los autores.

- Punto 47

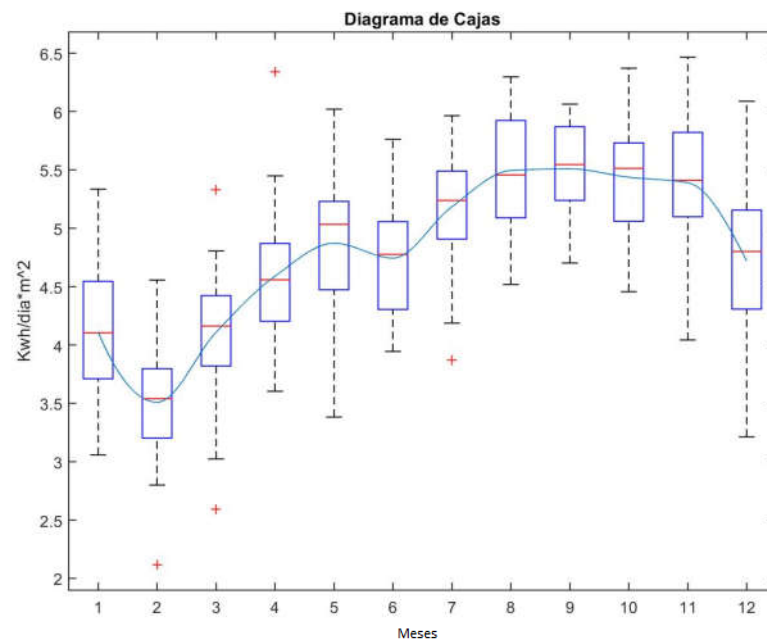


Figura C.13 Radiación promedio durante 15 años de análisis para cada mes.

Fuente: los autores.

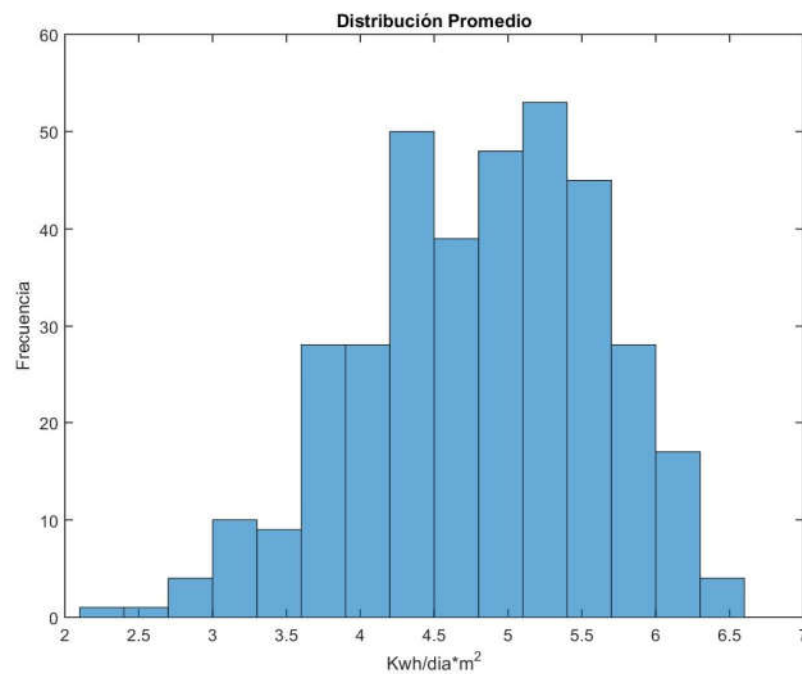


Figura C.14 Frecuencia de radiación promedio durante 15 años de análisis para cada mes.

Fuente: los autores.

- Punto 48

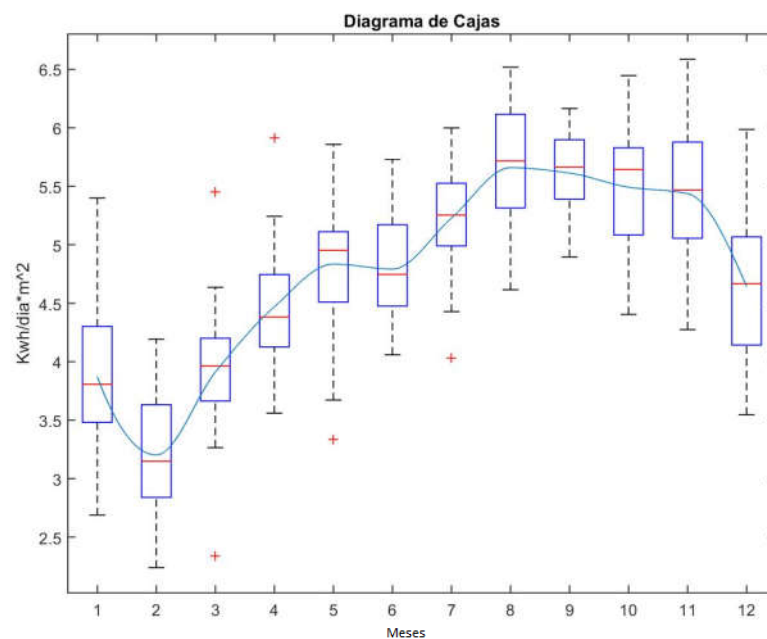


Figura C.15 Radiación promedio durante 15 años de análisis para cada mes.
Fuente: los autores.

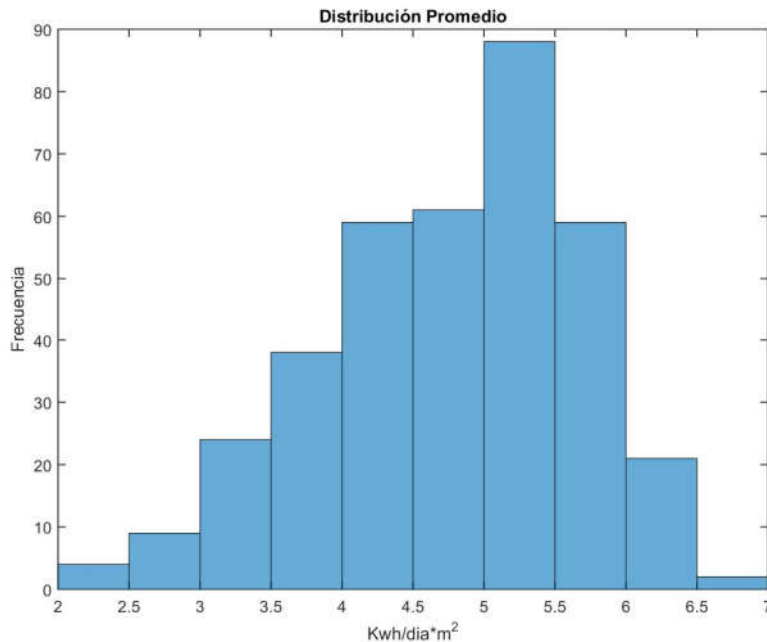


Figura C.16 Frecuencia de radiación promedio durante 15 años de análisis para cada mes.
Fuente: los autores.

ANEXO D

- Normales mensuales de precipitación en el Ecuador (GPCC4)

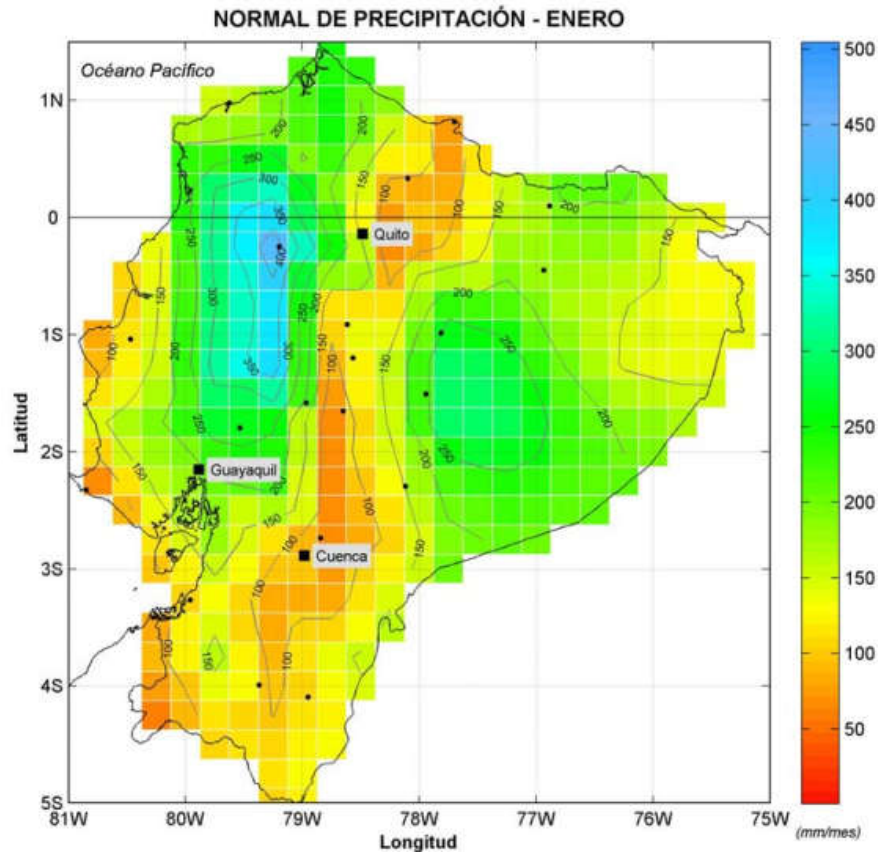


Figura D.1. Climatología de precipitación para enero.

Fuente: [15]

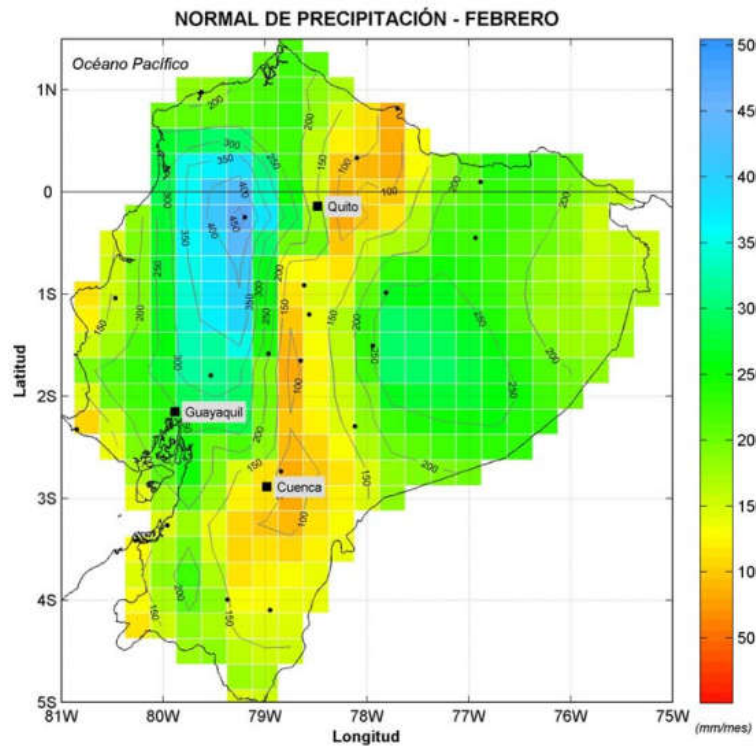


Figura D.2 Climatología de precipitación para febrero.
Fuente: [15]

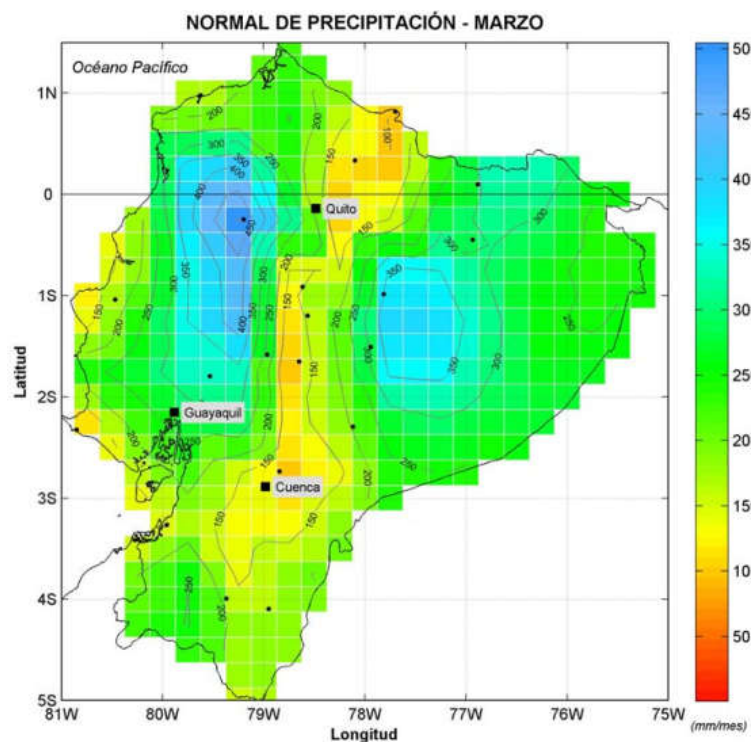


Figura D.3 Climatología de precipitación para marzo.
Fuente: [15]

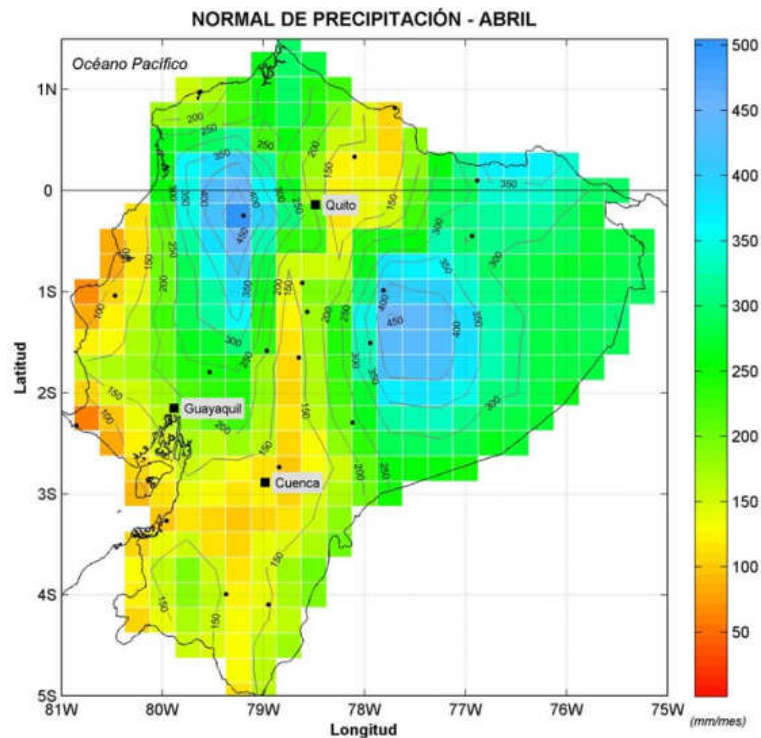


Figura D.4 Climatología de precipitación para abril.

Fuente: [15]

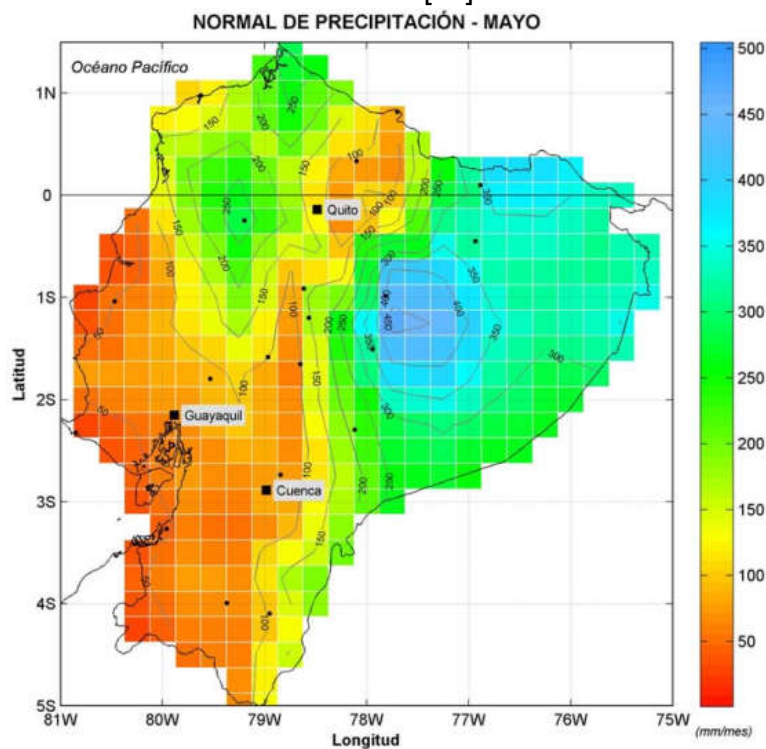


Figura D.5 Climatología de precipitación para mayo.

Fuente: [15]

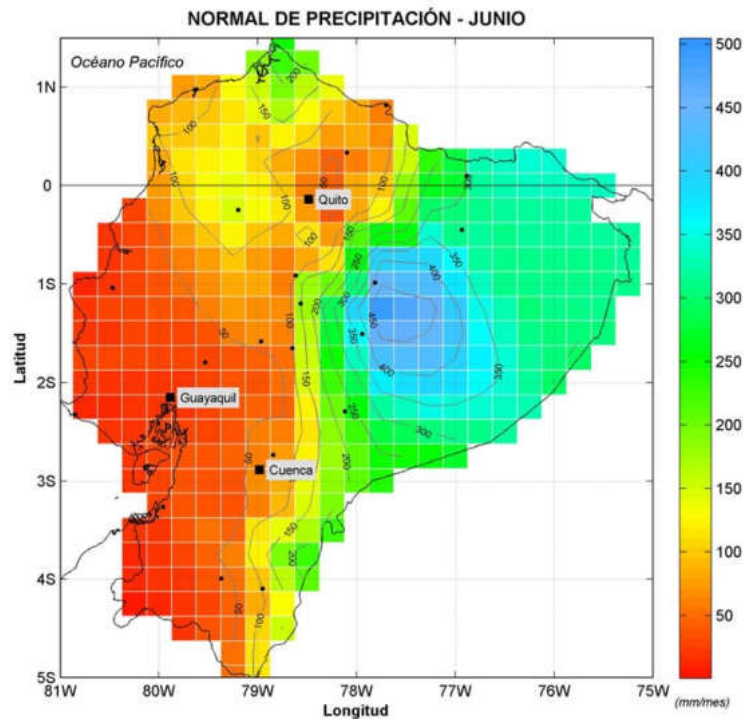


Figura D.6 Climatología de precipitación para junio.
Fuente: [15]

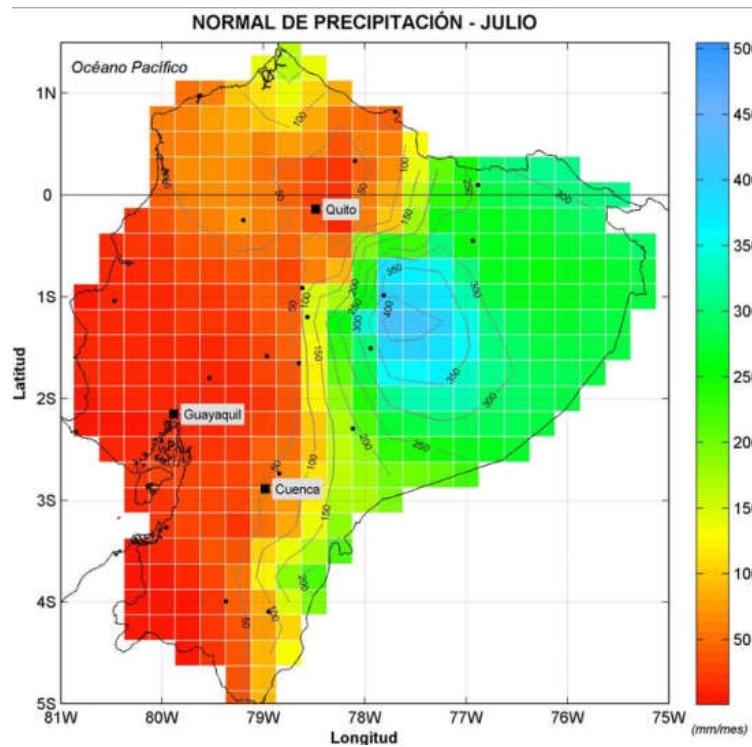


Figura D.7 Climatología de precipitación para julio.
Fuente: [15]

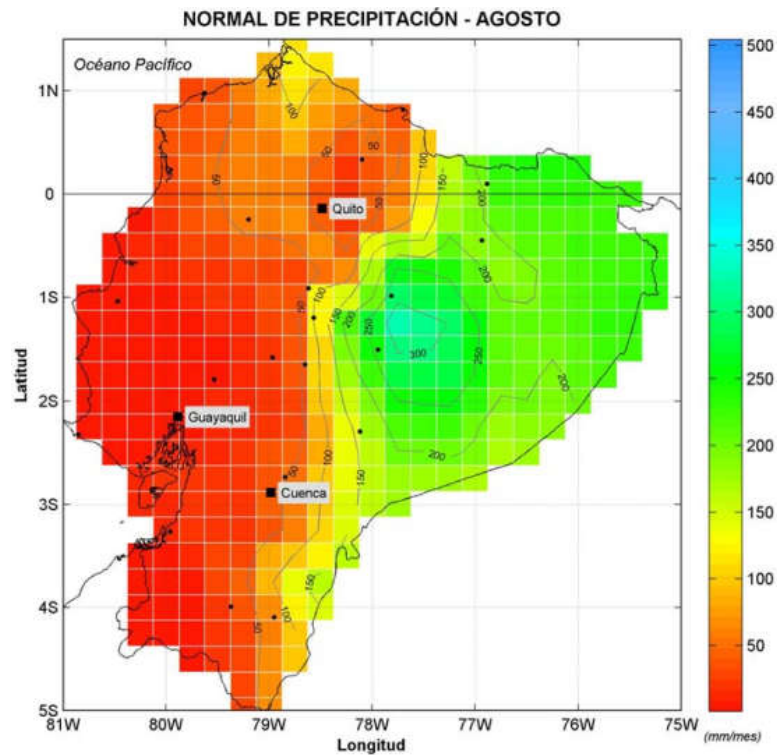


Figura D.8 Climatología de precipitación para agosto.

Fuente: [15]

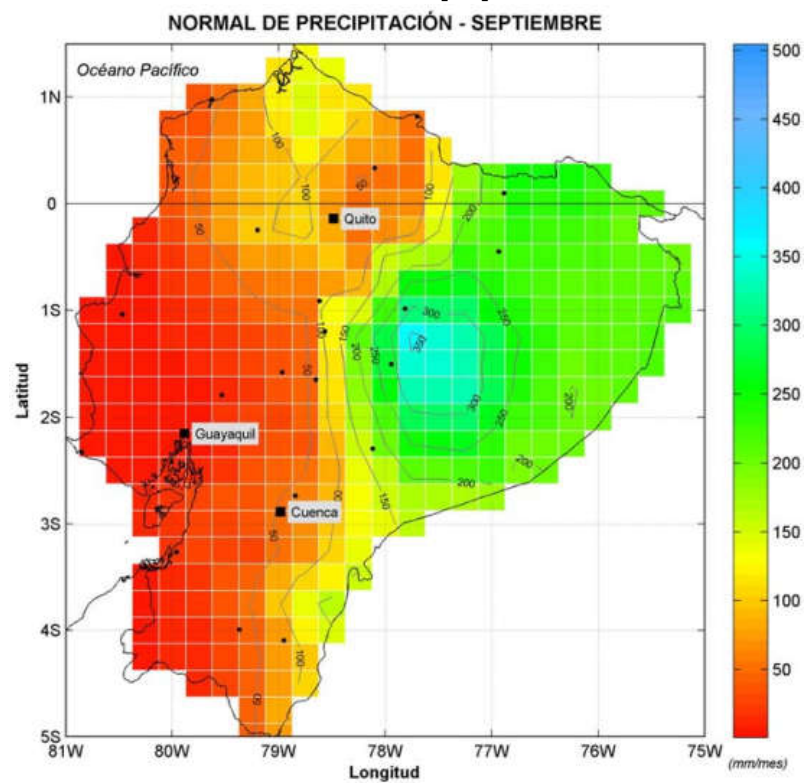


Figura D.9. Climatología de precipitación para septiembre.

Fuente: [15]

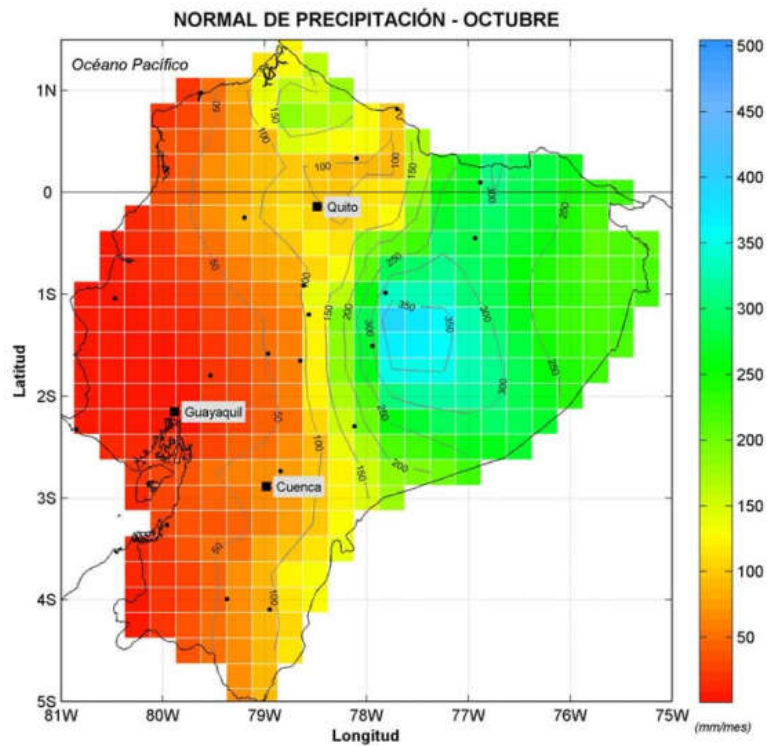


Figura D.10 Climatología de precipitación para octubre.
Fuente: [15]

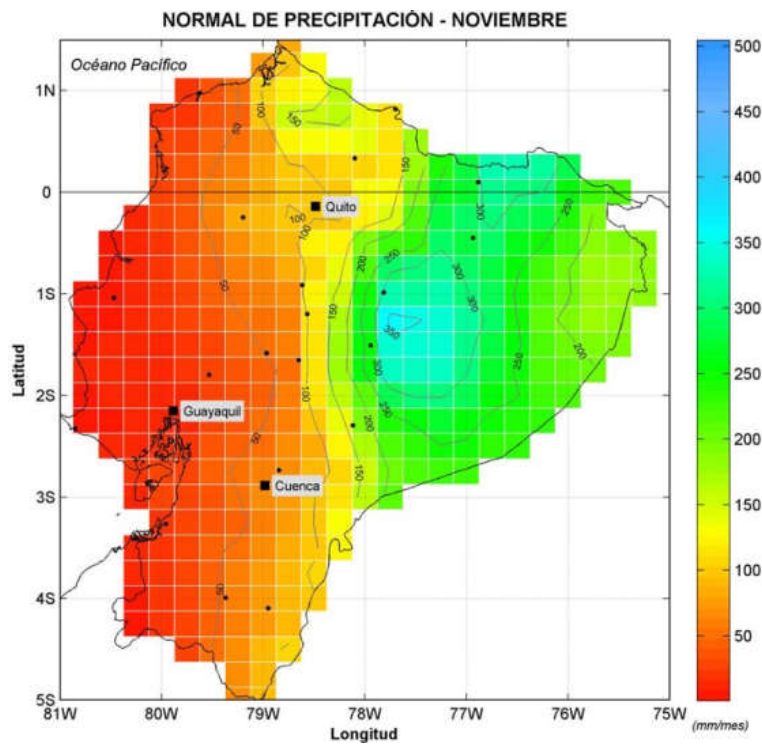


Figura D.11 Climatología de precipitación para noviembre.
Fuente: [15]

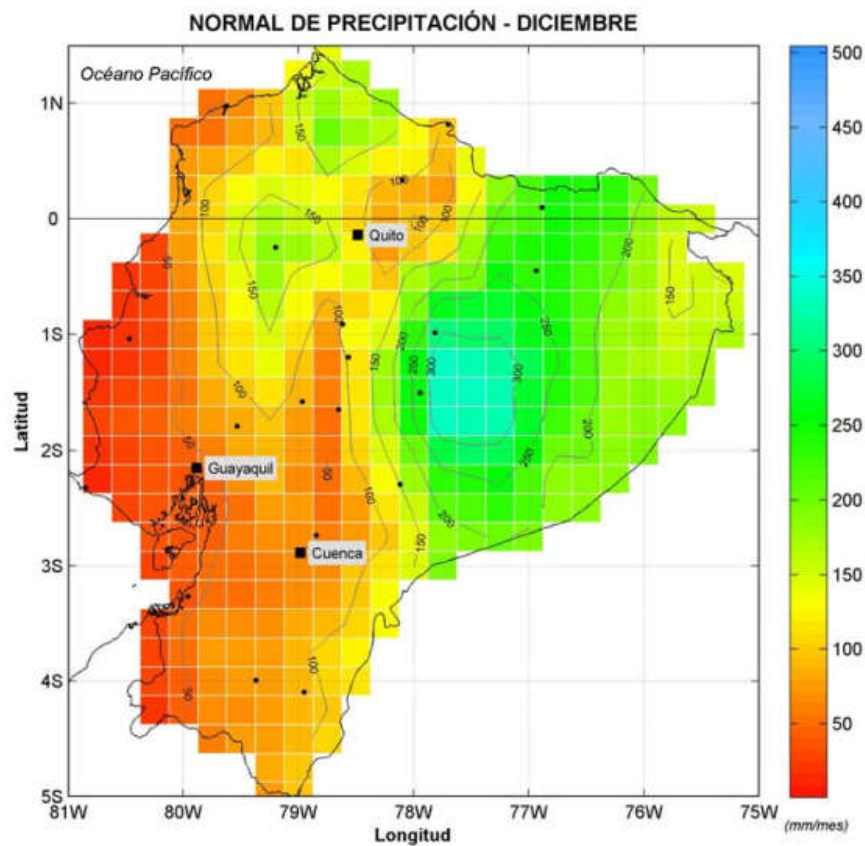


Figura D.12 Climatología de precipitación para diciembre.
Fuente: [15]

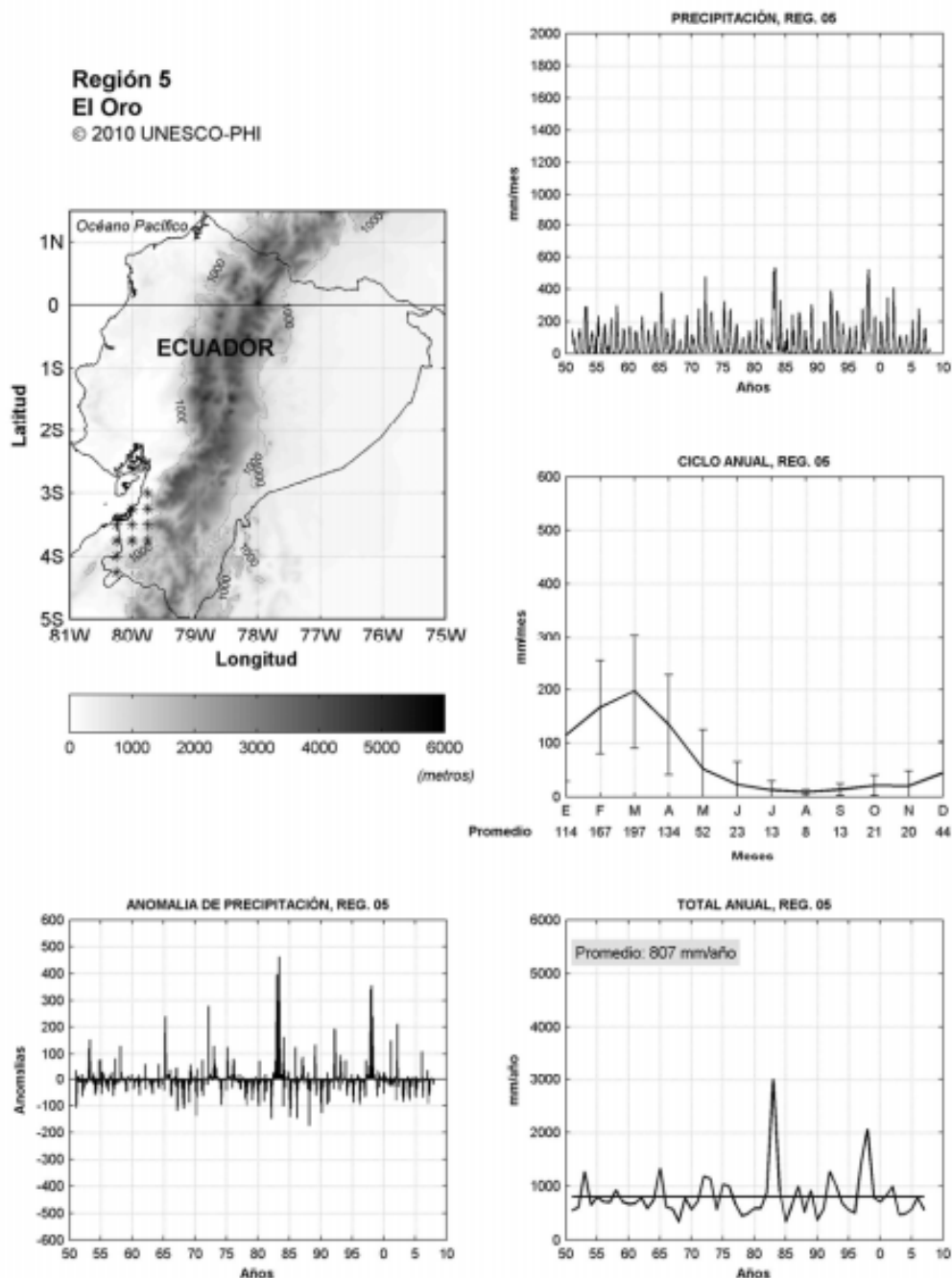


Figura D.13 Región 5 (El Oro): Ubicación de los puntos de grilla correspondientes a la región indicada, la cual es marcada con símbolos de asteriscos. Registro mensual de la precipitación (período 1951-2007), ciclo anual (reportado con una barra de error igual a una desviación estándar), total anual y anomalía mensual de precipitación.

Fuente: [15]

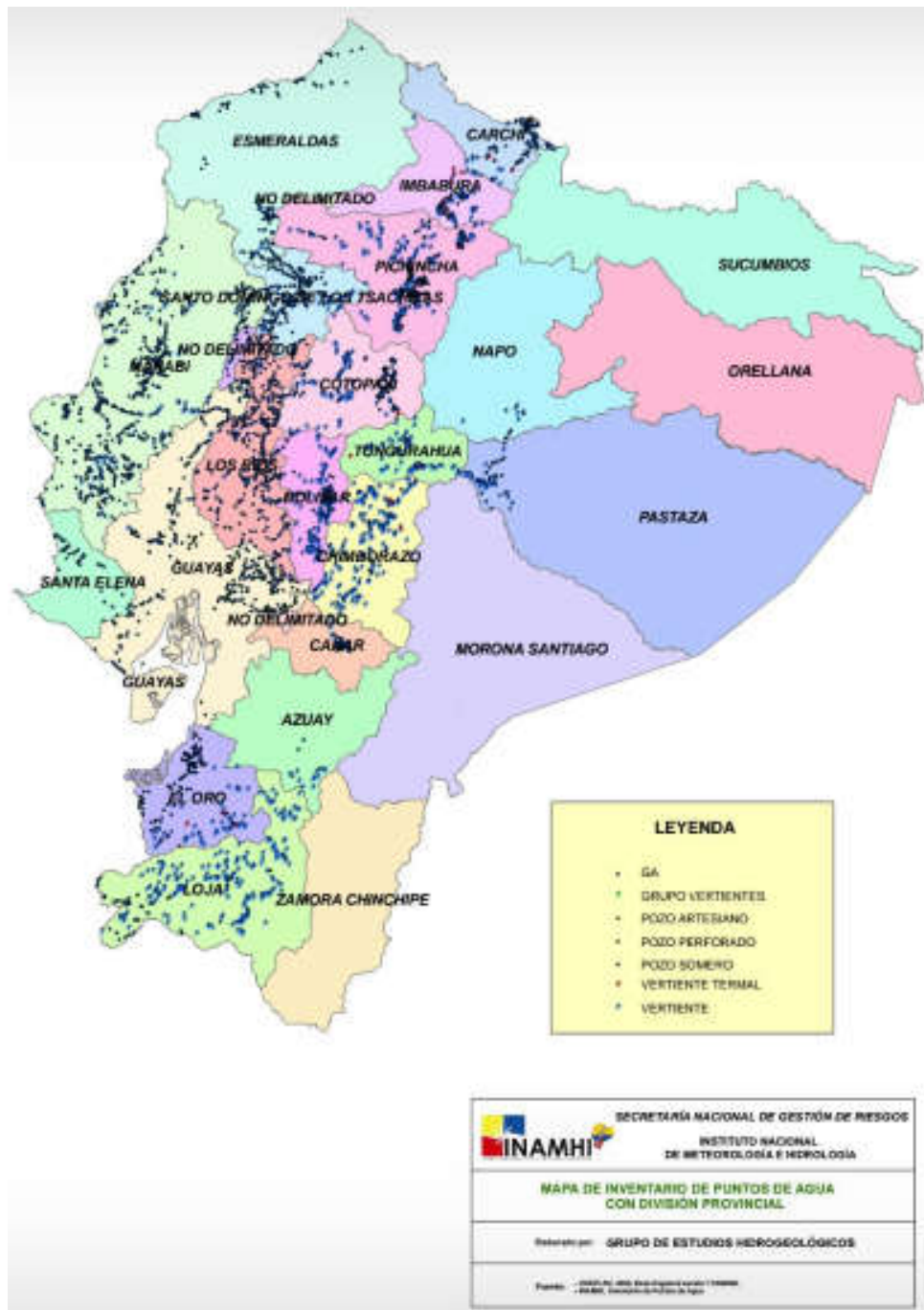


Figura D.14 Mapa inventario total de las provincias del Ecuador.

Fuente: documentos-INAMHI

ANEXO E

- **Desempeño de la central recurso solar incidente y potencia generada.**

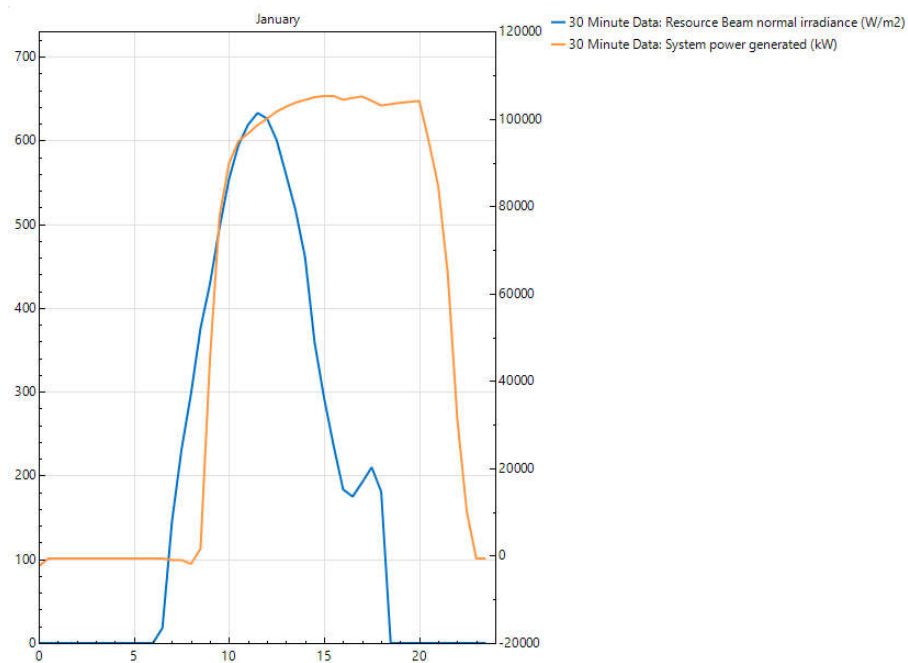


Figura E.1 Desempeño e incidencia en Enero
Fuente: SAM

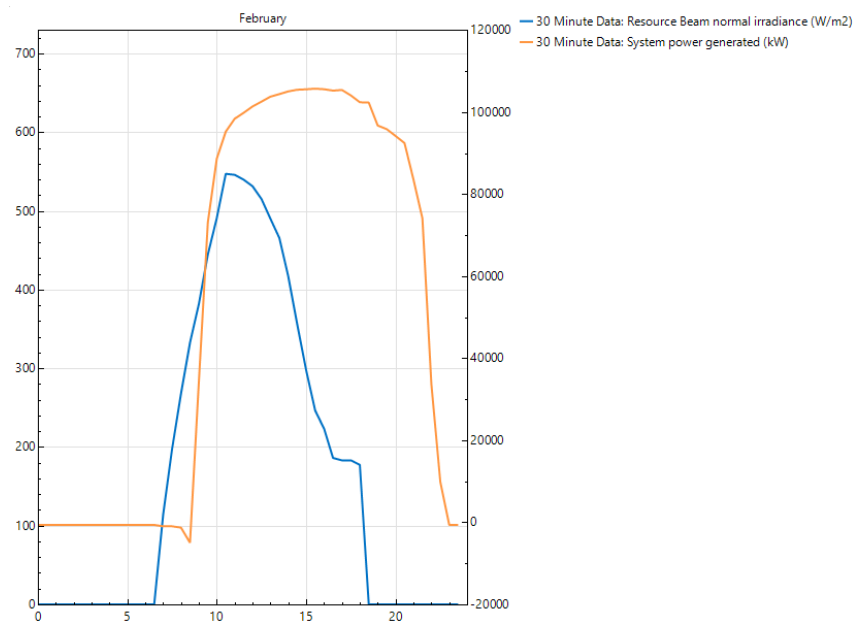


Figura E.2 Desempeño e incidencia en Febrero
Fuente: SAM

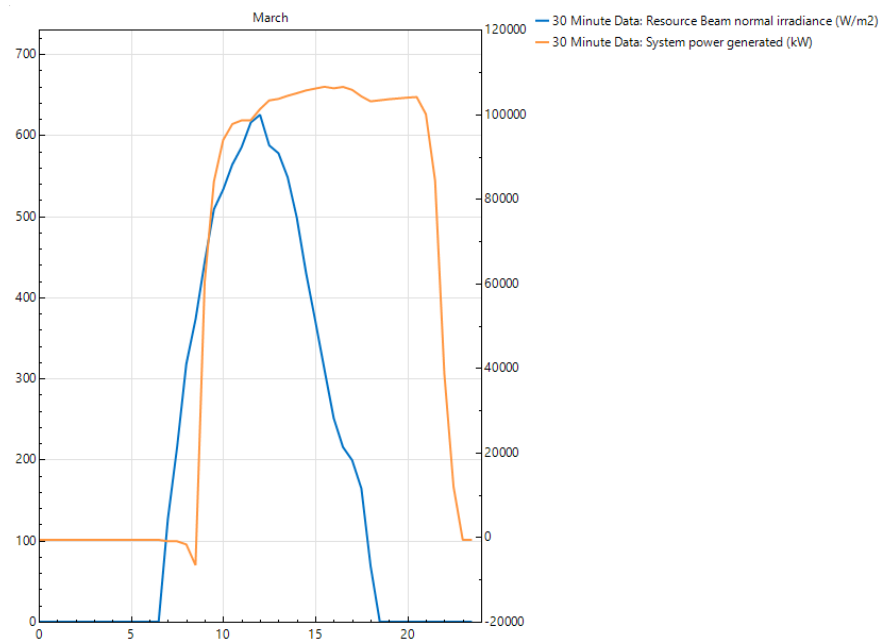


Figura E.3 Desempeño e incidencia en Marzo

Fuente: SAM

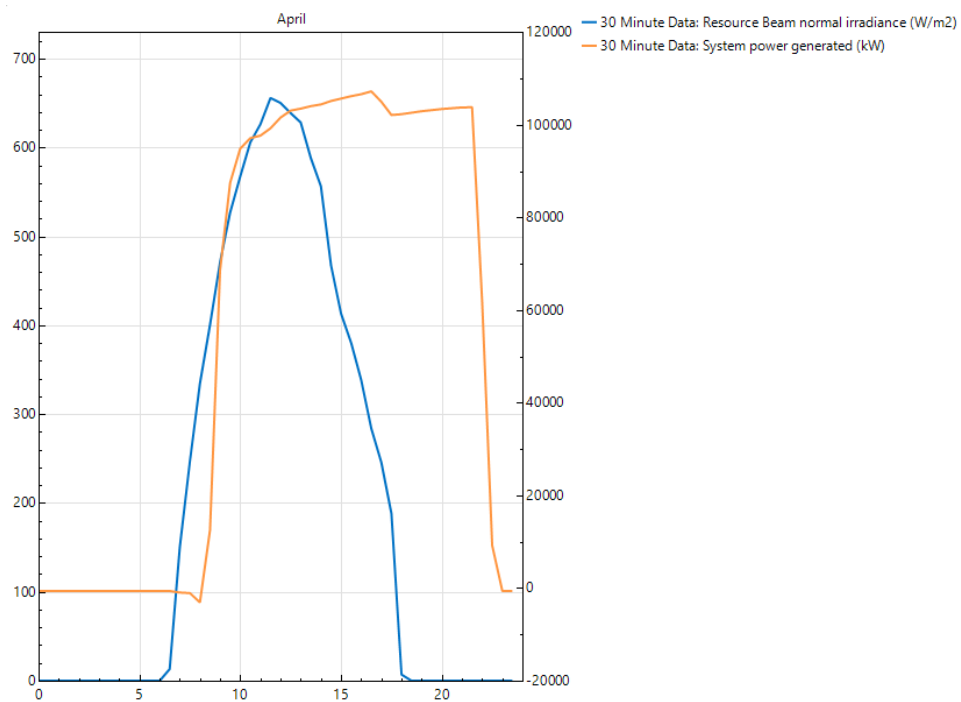


Figura E.4 Desempeño e incidencia en Abril.

Fuente: SAM

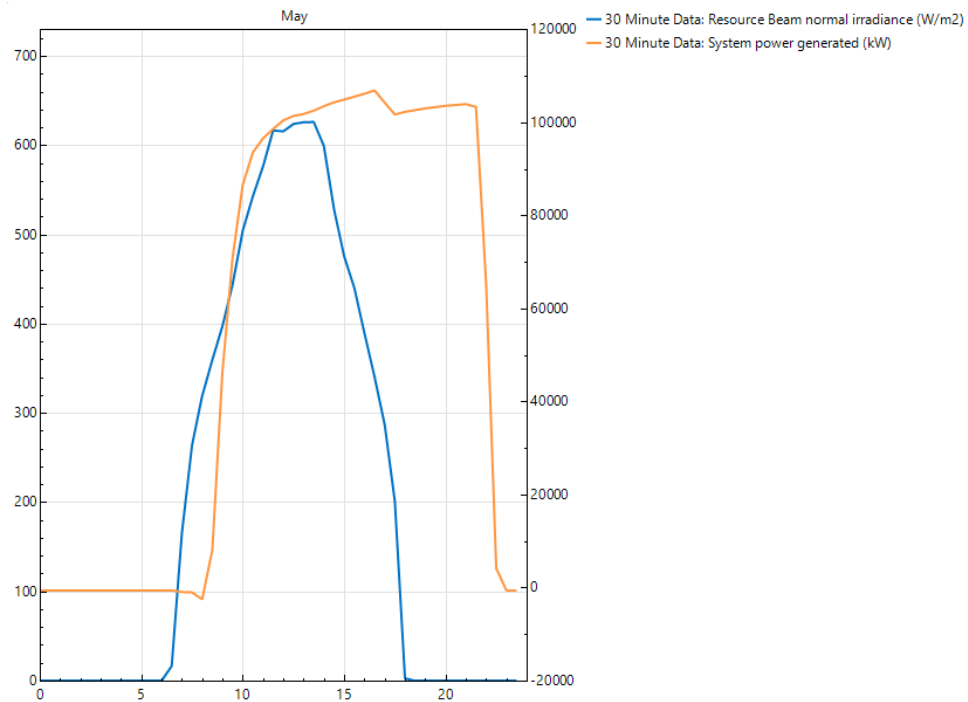


Figura E.5 Desempeño e incidencia en Mayo
Fuente: SAM

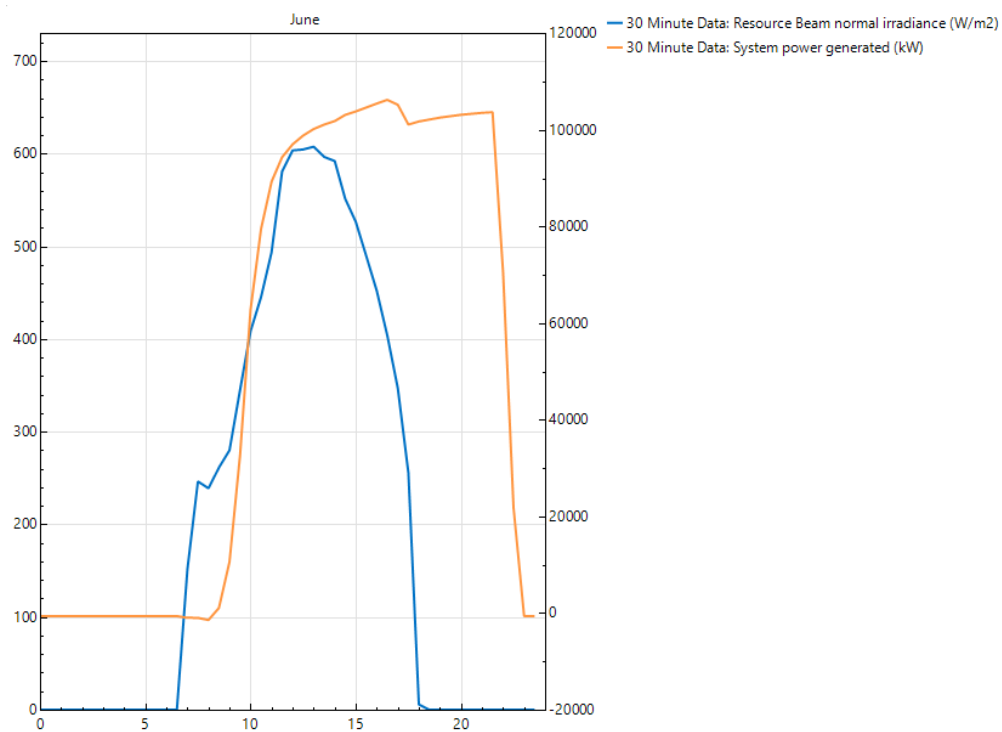


Figura E.6 Desempeño e incidencia en Junio.
Fuente: SAM

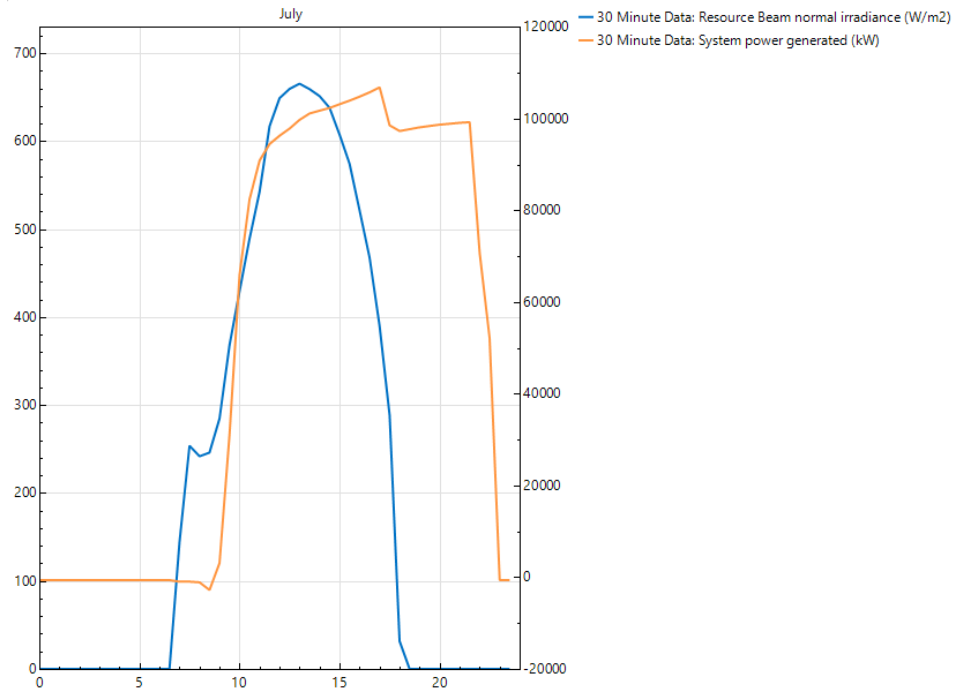


Figura E.7 Desempeño e incidencia en Julio
Fuente: SAM

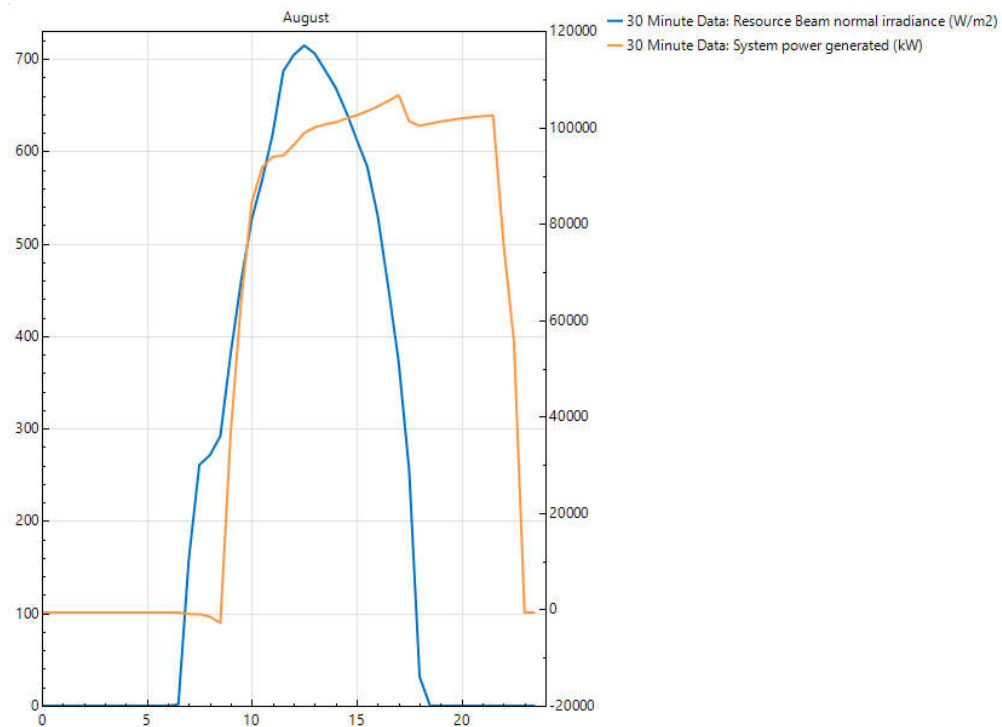


Figura E.8 Desempeño e incidencia en Agosto
Fuente: SAM

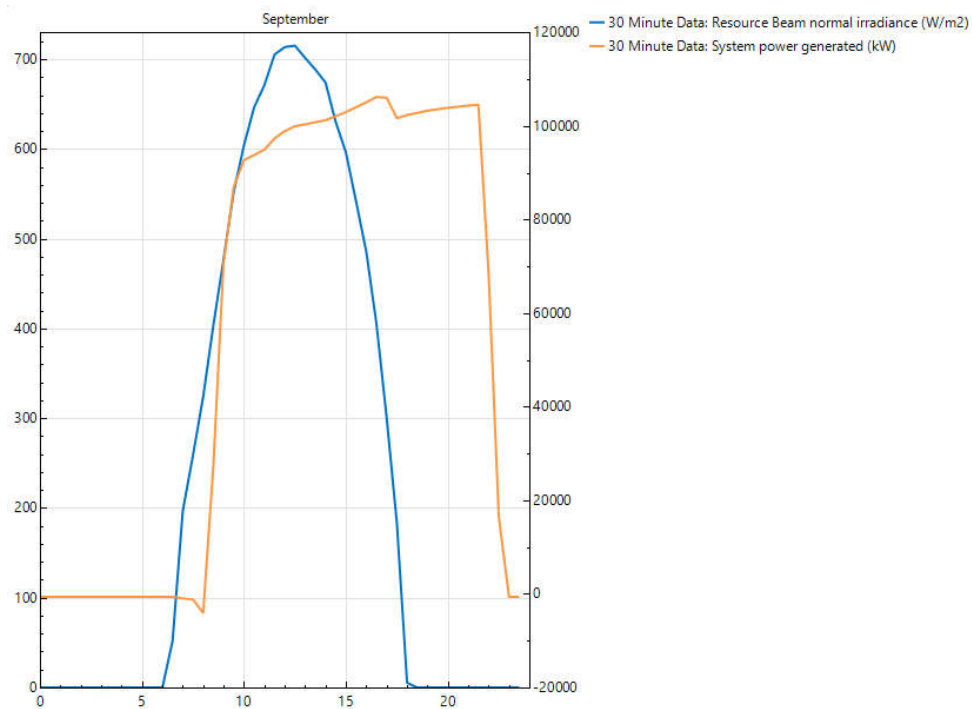


Figura E.9 Desempeño e incidencia en Septiembre

Fuente: SAM

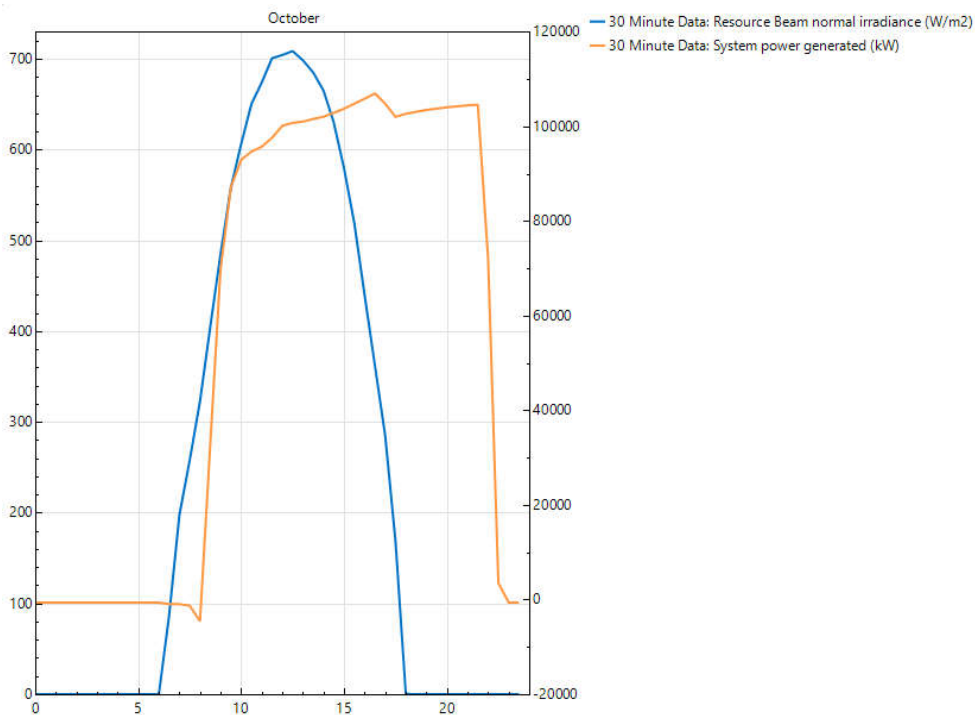


Figura E.10 Desempeño e incidencia en Octubre

Fuente: SAM

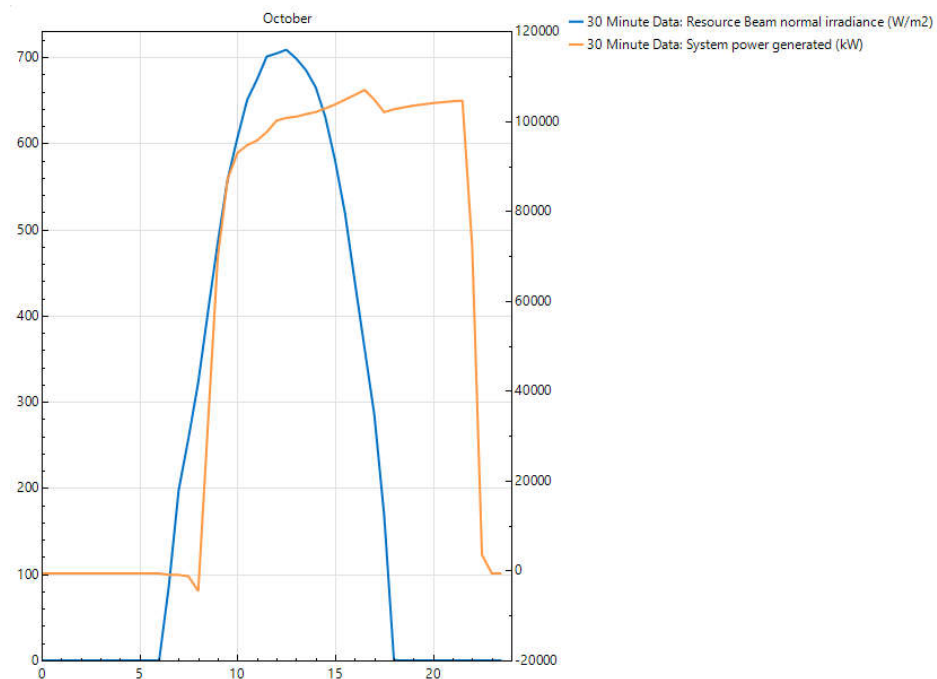


Figura E.11 Desempeño e incidencia en Noviembre
Fuente: SAM

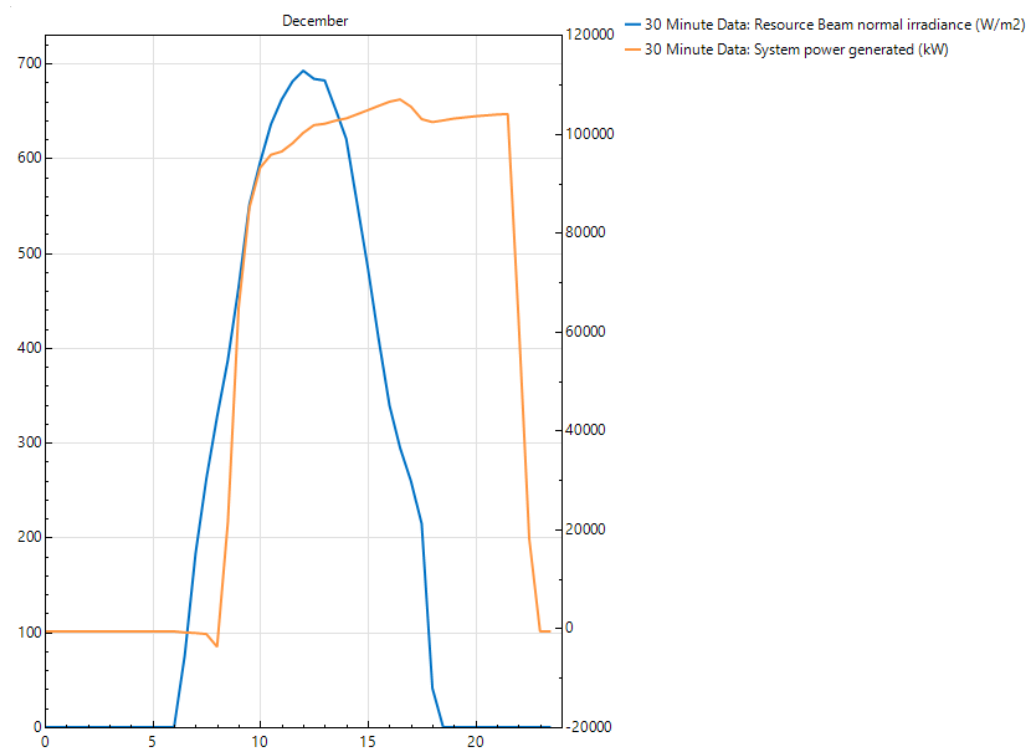


Figura E.12 Desempeño e incidencia en Diciembre.
Fuente: SAM

- **Desempeño de la central en potencia generada y horas de almacenamiento**

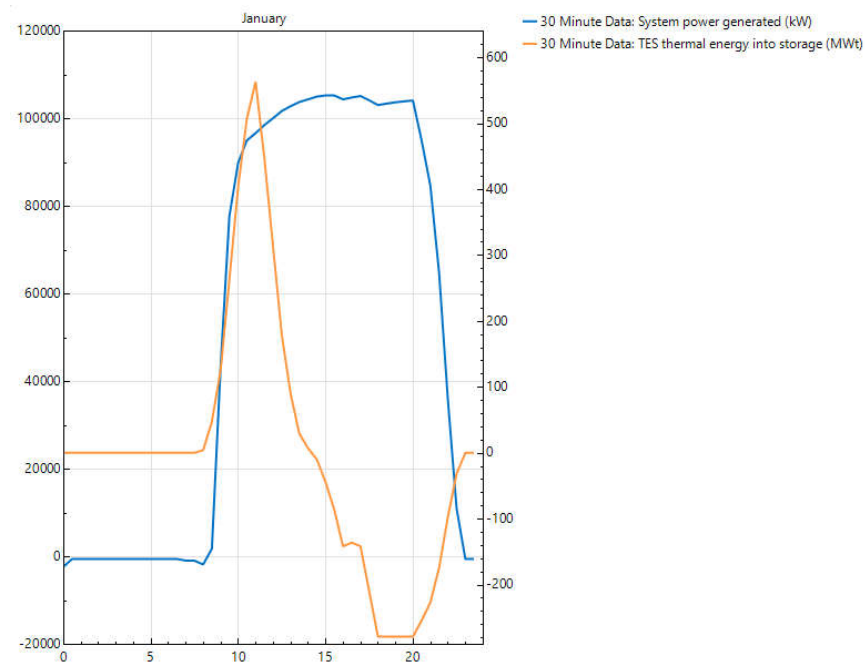


Figura E.13 Potencia Generada y Almacenamiento térmico Enero.

Fuente: SAM

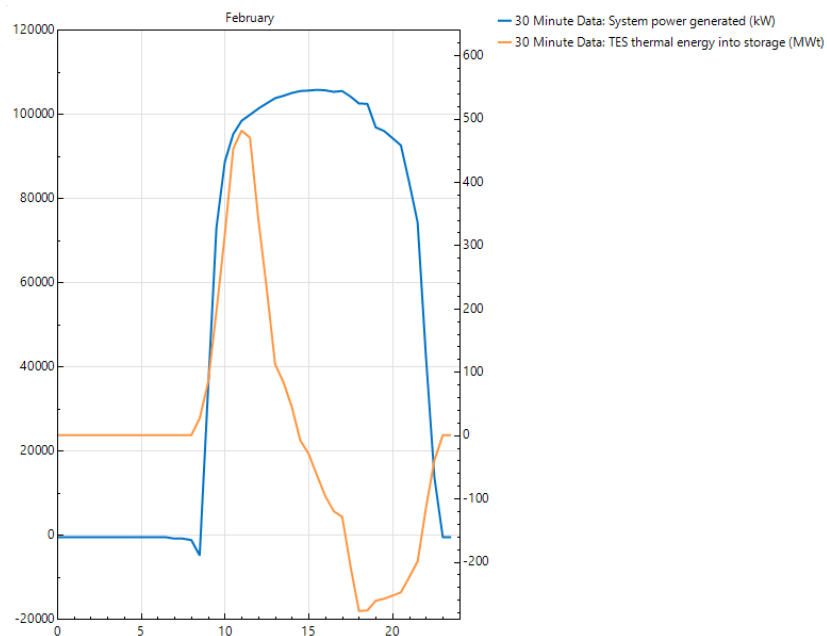


Figura E.14 Potencia Generada y Almacenamiento térmico Febrero.

Fuente: SAM

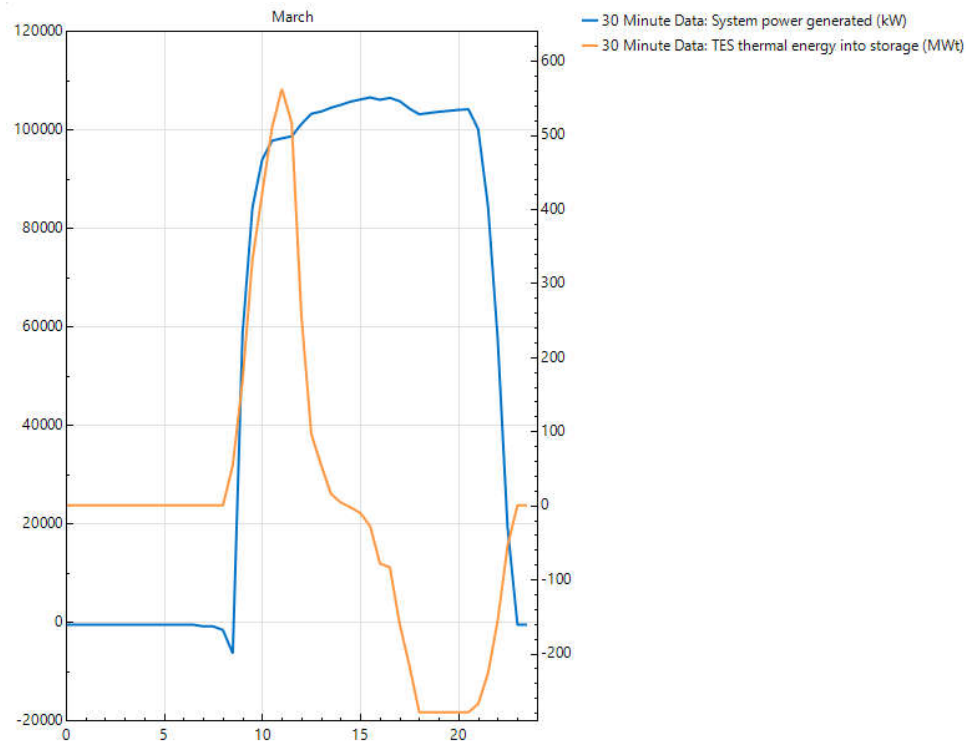


Figura E.15 Potencia Generada y Almacenamiento térmico Marzo.
Fuente: SAM

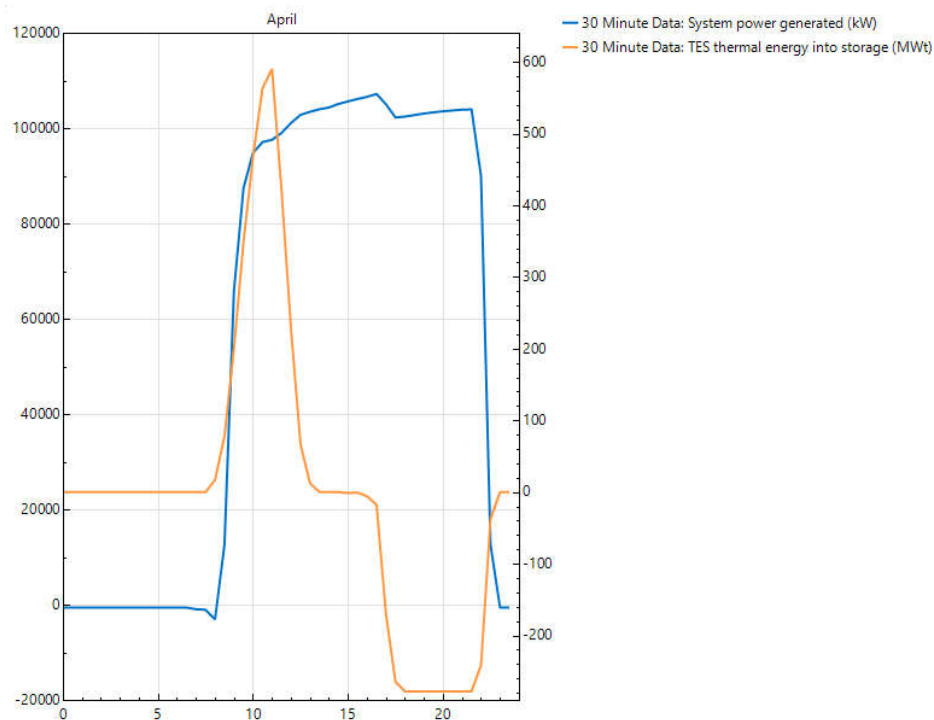


Figura E.16 Potencia Generada y Almacenamiento térmico Abril.
Fuente: SAM

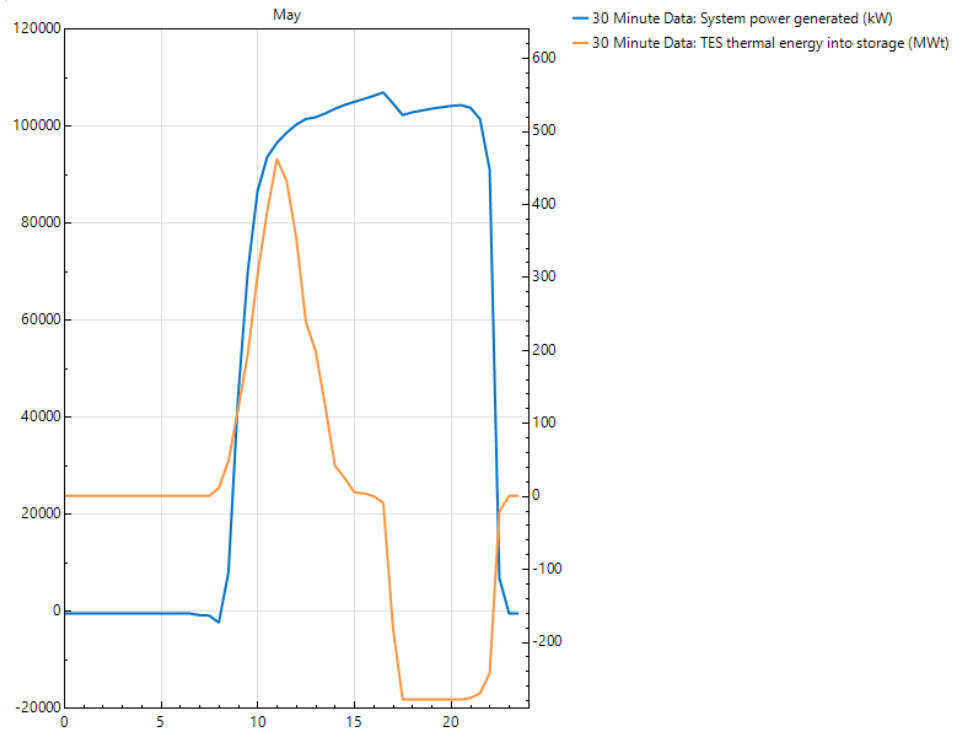


Figura E.17 Potencia Generada y Almacenamiento térmico Mayo.

Fuente: SAM

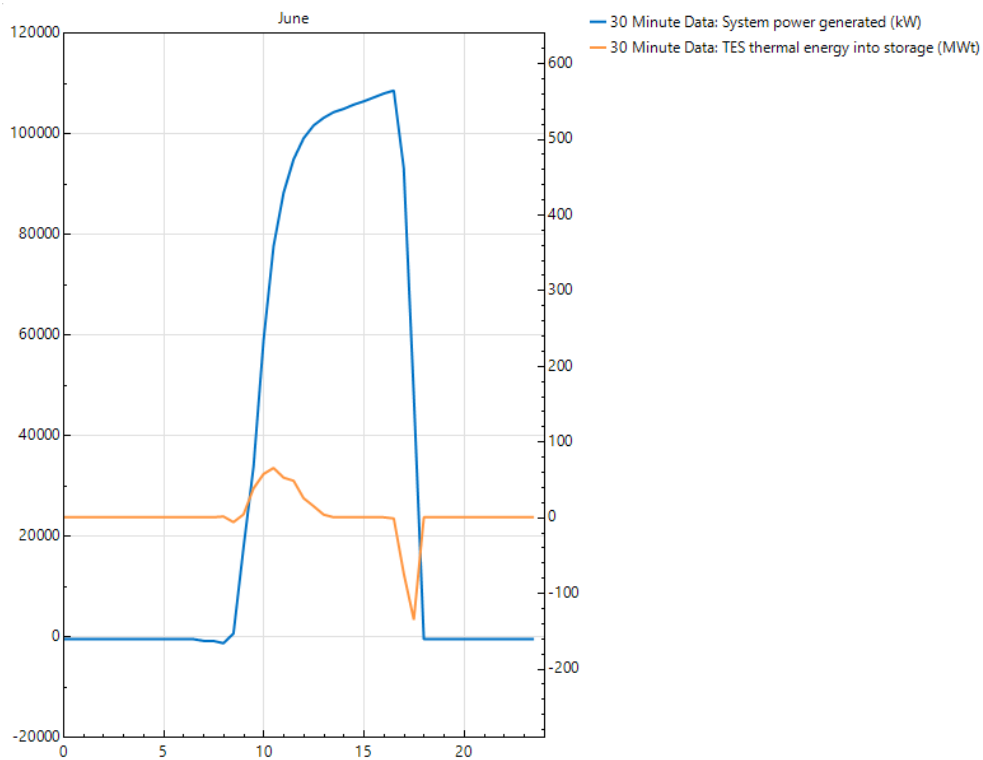


Figura E.18 Potencia Generada y Almacenamiento térmico Junio.

Fuente: SAM

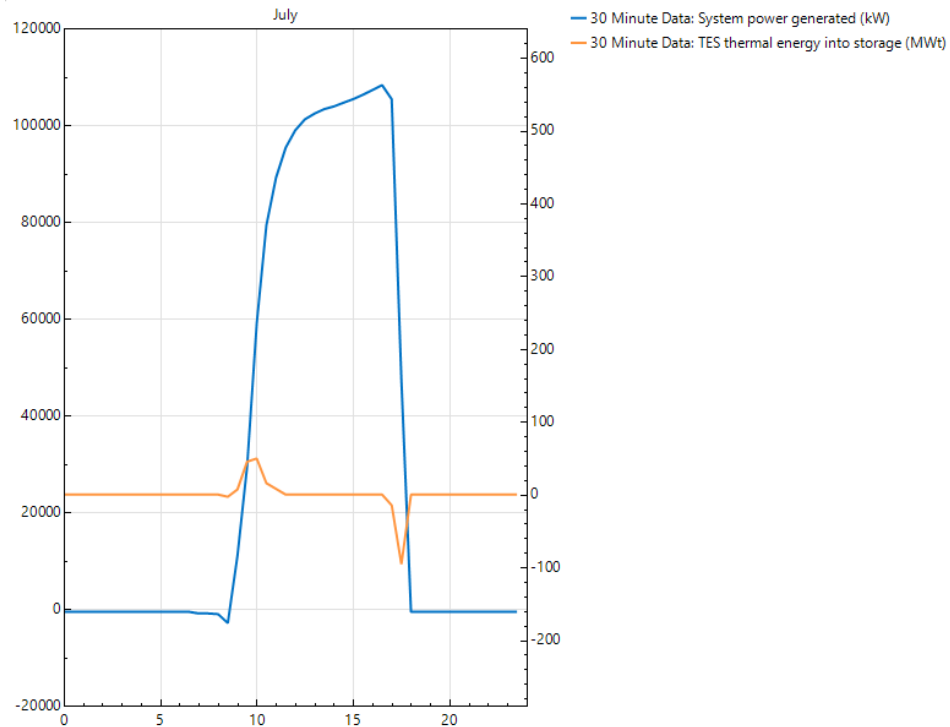


Figura E.19 Potencia Generada y Almacenamiento térmico Julio.
Fuente: SAM

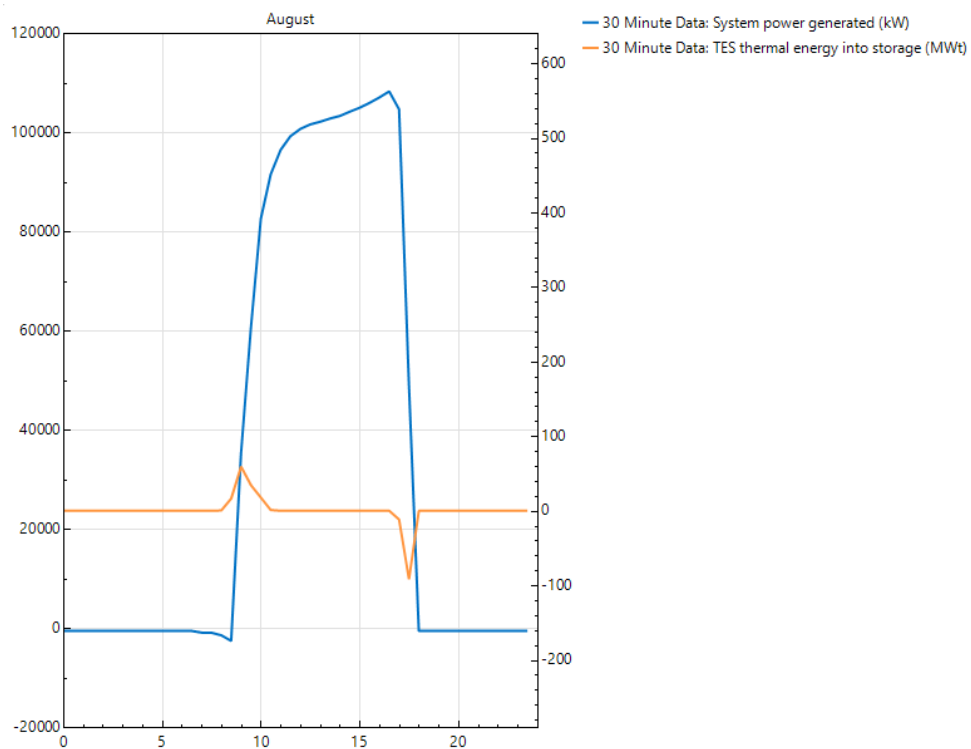


Figura E.20 Potencia Generada y Almacenamiento térmico Agosto.
Fuente: SAM

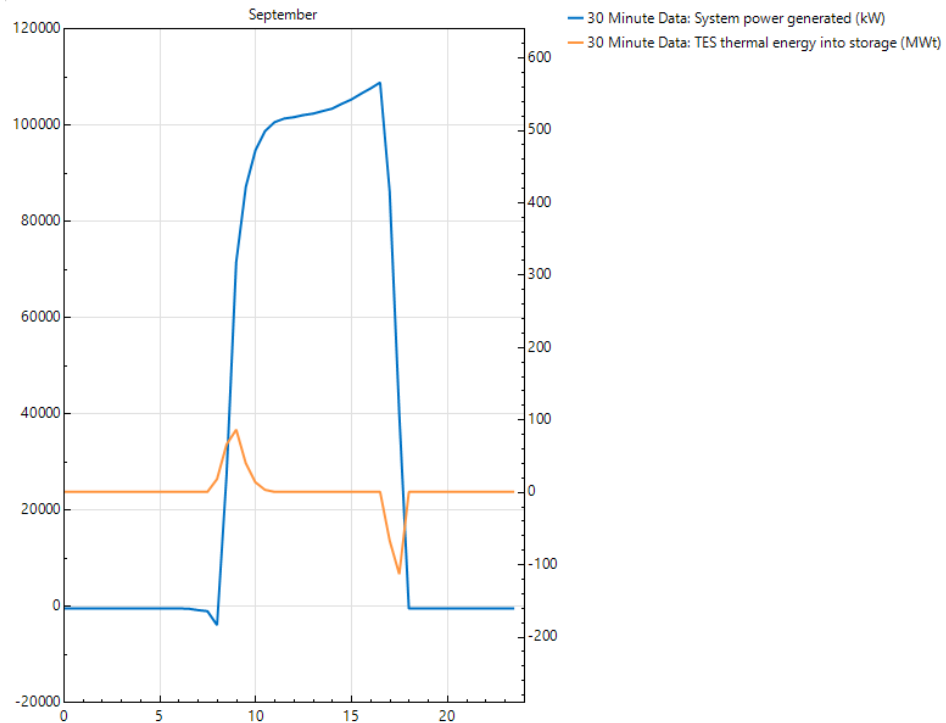


Figura E.21 Potencia Generada y Almacenamiento térmico Septiembre.
Fuente: SAM

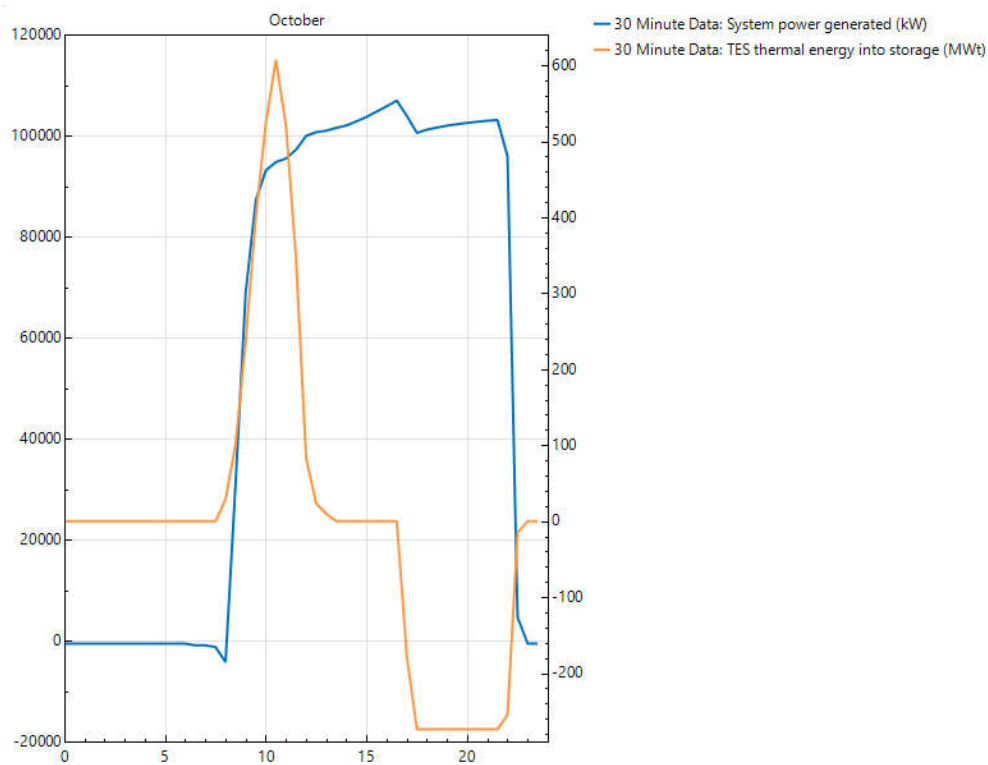


Figura E.22 Potencia Generada y Almacenamiento térmico Octubre.
Fuente: SAM

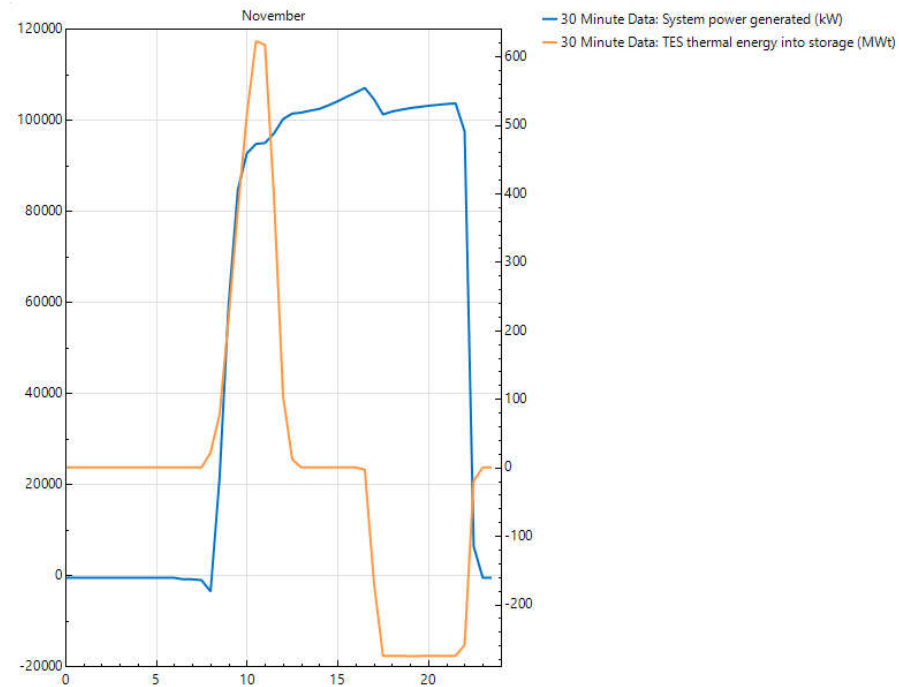


Figura E.23 Potencia Generada y Almacenamiento térmico Noviembre.

Fuente: SAM

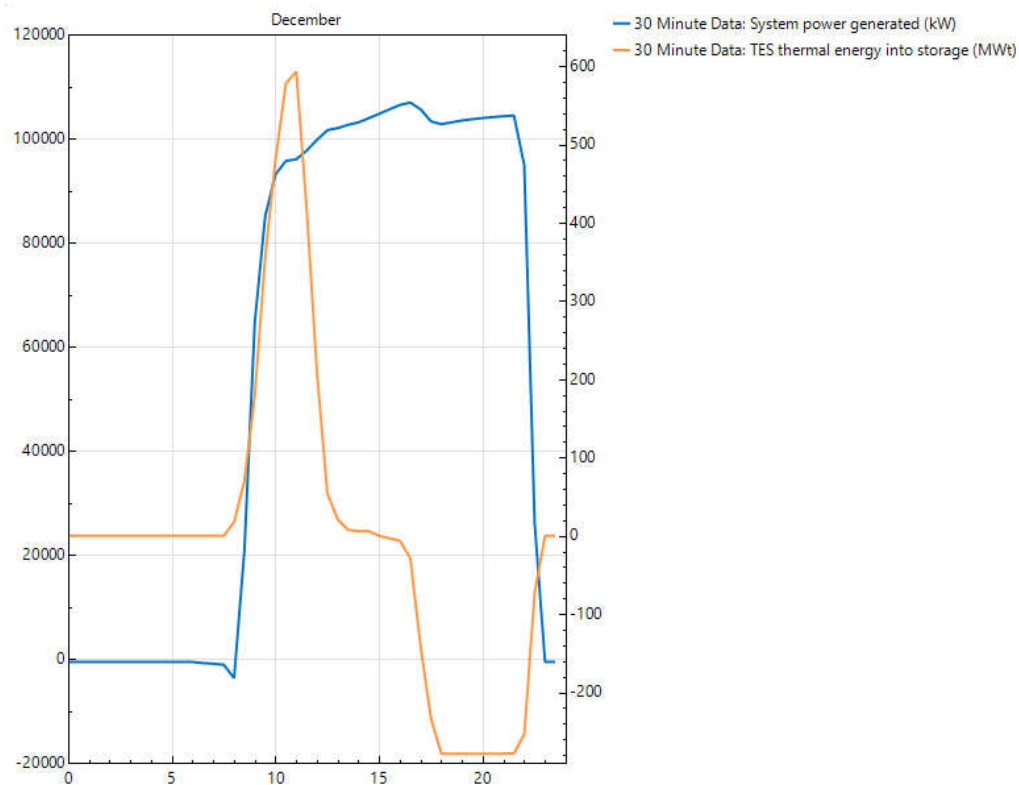


Figura E.24 Potencia Generada y Almacenamiento térmico Diciembre.

Fuente: SAM