



ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL



FACULTAD DE INGENIERÍA MECÁNICA

**“SENSIBILIDAD DE LA ENERGÍA PERDIDA EN EL RECEPTOR
DEBIDO AL CONTROL DEL CAMPO DE ESPEJOS DE UN
COLECTOR LINEAL FRESNEL”.**

**TRABAJO DE TITULACIÓN PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE
INGENIERA MECÁNICA**

SUNTAXI SOTO ANDREA ALEXANDRA
andrea.suntaxi@epn.edu.ec

DIRECTOR:

DR. ORDÓÑEZ MALLA FREDDY
freddy.ordóñez@epn.edu.ec

Quito, Septiembre 2019

CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por **ANDREA ALEXANDRA SUNTAXI SOTO**, bajo mi supervisión.

Dr. Freddy Ordóñez Malla

DIRECTOR DE PROYECTO

DECLARACIÓN

Yo, **ANDREA ALEXANDRA SUNTAXI SOTO**, declaro bajo juramento que el trabajo aquí descrito es de mi autoría; que no ha sido previamente presentado para ningún grado o calificación profesional; y, que he consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

A través de la presente declaración cedo mis derechos de propiedad intelectual correspondiente a este trabajo, a la Escuela Politécnica Nacional, según lo establecido por la Ley de Propiedad Intelectual, por su Reglamento y por la normativa institucional vigente.

Andrea Alexandra Suntaxi Soto

AGRADECIMIENTO

Este trabajo es fruto del amor y la dedicación de mis padres, Jorge y Ximena, los padres más maravillosos que son la combinación perfecta de: amor, dulzura, sabiduría, trabajo, y muchas cualidades más. Sin ustedes esto nunca fuera posible.

A mi abuelita Erlinda, la mujer más maravillosa que existe, quien con su sonrisa y sus cariños me motivan a ser mejor cada momento. De igual manera a mis ángeles en el cielo, mi abuelo Carlos (+) y mi bisabuelo Amador (+), sé que siempre están pendientes de mí y se encuentran tan felices como yo en este momento.

A mi hermana, Daniela, quien es, ha sido y será mi mayor fortaleza, gracias por todas tus palabras, por motivarme y acompañarme a lo largo de mi carrera, nunca dejarme sola y siempre darme ánimos para continuar. Hermana te amo.

A Sofía, quien con su inocencia, travesuras, ocurrencias, y alegría, ilumina mis días. De igual manera a mis tíos, Fredy y María Angélica, mis segundos padres, gracias por todo su amor y cuidados desde que era pequeña hasta ahora.

A mis amigos de la Universidad, en especial a Paúl, Diego, David Steven, Esteban y Rafael que más que amigos son mis hermanos. Gracias por todos los días vividos, en mi corazón siempre los llevo presentes. Sus palabras, cariño y consejos serán siempre mi mejor refugio.

A mi enamorado Willy, en quien encontré los sentimientos más hermosos, tu eres todo para mí, a tu lado nunca nada es imposible. Gracias mi amor por acompañarme durante esta etapa. Simplemente te amo.

A la Facultad de Ingeniería Mecánica y sus profesores, donde pase los años más hermosos de mi vida, cada profesor dejó en mí un legado para siempre. En especial al: Dr. Víctor Guerrero, Dr. Jesús López y al Ing. Carlos Díaz, de quienes siempre recibí los mejores consejos.

A mi director de tesis, Dr. Freddy Ordoñez, gracias por su confianza desde que empezamos el proyecto, por ser mi guía, y compartirme todo su conocimiento.

A Fraunhofer Chile, en especial a Alois Salmon y Mercedes Ibarra, gracias por permitirme ser parte de un gran lugar y equipo, donde viví una experiencia inigualable.

DEDICATORIA

Este trabajo es dedicado a la persona que más amo en el mundo, mi padre Jorge. Él me enseñó a amar esta carrera y siempre ser la mejor. Papi te amo.

Dedico además este trabajo a mi grupo de amigos: David P., David L., Bryan, Rafael, Esteban, Diego, Paúl A., Paúl N., Jefferson, Mateo, Miguel, Ricardo, Santiago, Steven, Sebastián, Jaime, John, cada uno de ustedes ocupan un espacio importante en mi corazón, recuerden siempre que los adoro.

ÍNDICE DE CONTENIDO

CERTIFICACIÓN.....	i
DECLARACIÓN.....	ii
AGRADECIMIENTO	iii
DEDICATORIA	iv
ÍNDICE DE CONTENIDO	v
ÍNDICE DE FIGURAS.....	vii
ÍNDICE DE TABLAS.....	ix
RESUMEN.....	xi
ABSTRACT	xii
Glosario de términos.....	xiii
INTRODUCCIÓN.....	1
Pregunta de Investigación.....	2
Objetivo General.....	2
Objetivos Específicos.....	2
1. MARCO TEÓRICO	3
1.1. Contexto mundial energético	3
1.2. Situación energética actual en el Ecuador	5
1.3. Contexto mundial de las tecnologías de Concentración Solar Térmica.	8
1.4. Situación de la energía solar térmica en el Ecuador.....	9
1.5. Tecnologías de concentración solar térmica (CST).....	10
1.6. Colector lineal Fresnel(LFC)	13
1.6.1. Aplicaciones de los Colectores Lineal Fresnel	14
1.6.2. Componentes de un Colector lineal Fresnel	16
1.6.3. Unidad de Control de un Colector lineal Fresnel.....	18
1.7. Investigaciones desarrolladas	20
2. METODOLOGÍA.....	23
2.1. Descripción de la metodología	23
2.2. Descripción del Colector lineal Fresnel.....	25
2.3 Procedimiento para el cálculo de la energía anual	28
2.4. Subsistema 1: Inclinación de los reflectores	30
2.4.1. Geometría solar	30
2.4.2. Cálculo de la posición horizontal y ángulo de inclinación de los reflectores.....	33

2.5. Subsistema 2: Energía instantánea	35
2.5.1. Software de Monte Carlo con Ray Tracing (MCRT) - Solstice	35
2.5.2. Cálculo de datos de entrada para simulación del Colector lineal Fresnel(LFC) en Solstice	39
2.6. Cálculo de la energía anual para cada configuración mediante el Método de integración por Monte Carlo	42
3. RESULTADOS Y DISCUSIÓN	45
3.1. Validación de los resultados de energía instantánea obtenidos con Solstice.	45
3.2. Determinación del número de rayos para la obtención de la energía instantánea.	47
3.3. Determinación del número de “eventos” para el cálculo de la energía anual.	49
3.4. Resultados de energía anual obtenida en el Colector lineal Fresnel para diferentes tiempos de posicionamiento.....	51
3.5. Resultados de la energía anual obtenida en el Colector lineal Fresnel para diferentes rangos de tolerancias de motores a paso	53
3.6. Estudio de parámetros que influyen en el tiempo de posicionamiento de los reflectores.	57
3.6.1. Irradiancia Normal Directa (DNI).....	57
3.6.2. Slope error:.....	59
3.6.3. Horas del día	62
3.6.4. Posición geográfica	65
4. CONCLUSIONES, RECOMENDACIONES Y TRABAJOS FUTUROS.....	70
4.1. Conclusiones	70
4.2. Recomendaciones	71
4.3. Trabajos futuros	71
Referencias Bibliográficas.....	72
ANEXO I. Glosario de términos útiles para la resolución de la geometría solar.	78
ANEXO II. Ejemplo de cálculo para una configuración.....	80
ANEXO III. Manejo de Solstice	84

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.1. Perfiles de crecimiento del consumo de energía primaria mundial.....	3
Figura 1.2. Principales Fuentes de energía en el Ecuador para el año 2016.	5
Figura 1.3. Consumo anual energético del Ecuador por sectores.	5
Figura 1.4. Potencia Nominal en Generación de energía eléctrica para marzo del 2019. .	7
Figura 1.5. Participación de las (Fuentes renovables (excluyendo energía Hidráulica).	7
Figura 1.6. Países con proyectos representativos en CST.....	8
Figura 1.7. Mapa mundial de irradiación normal directa, con media anual y diaria.....	9
Figura 1.8. Atlas solar del Ecuador.	10
Figura 1.9. Elementos principales y tipos de conversión en tecnologías CST.....	11
Figura 1.10. Tipos de tecnología CST.....	12
Figura 1.11. Funcionamiento de un LFC.	13
Figura 1.12. Principio de funcionamiento de los LFC.	14
Figura 1.13. Seguimiento por motores individuales por fila.	18
Figura 1.14. Seguimiento por un solo motor con filas de espejos acopladas mecánicamente.	18
Figura 1.15. parámetros requeridos para el cálculo del ángulo de inclinación de cada reflector.....	19
Figura 2.1. Principio para estudio de tiempo de posicionamiento.....	24
Figura 2.2. Principio para estudio del rango de tolerancia de los motores paso a paso. .	25
Figura 2.3. a) Características geométricas del campo de reflectores de un LFC b) Características geométricas del receptor del colector LFC.	26
Figura 2.4. Diagrama de flujo de la herramienta computacional.....	28
Figura 2.5. Diagrama de bloques para el modelo óptico	29
Figura 2.6. Sistema de Coordenadas de un observador para calcular la posición solar...	32
Figura 2.7. Ángulos de inclinación, posición solar y posición de los reflectores.	34
Figura 2.8. Algoritmo de integración por Monte Carlo empleado por Solstice para una reflexión.....	37
Figura 2.9. Algoritmo de integración por el método de Monte Carlo aplicado a un Colector lineal Fresnel.	38
Figura 2.10. Procedimiento para realizar simulaciones en Solstice.....	39
Figura 2.11. Línea de comando para ejecución de Solstice.	39
Figura 2.12. Definición de Solstice para ángulos solares.....	41
Figura 3.1. Flujo de energía instantáneo para diferentes números de rayos.	48
Figura 3.2. Energía anual obtenida en el receptor de un LFC para diferentes tamaños de muestra.....	50
Figura 3.3. Energía anual vs. tiempo de posicionamiento.....	53
Figura 3.4. Energía anual para diferentes tiempos de posicionamiento y rangos de tolerancia. A) Tiempos de posicionamiento negativos B) tiempos de posicionamiento positivos.....	55
Figura 3.5. Comparación entre las pérdidas de energía debido al tiempo de posicionamiento y las pérdidas de energía debido al rango de tolerancia de los motores.	56
Figura 3.6. Energía anual vs. tiempo de posicionamiento en los modelos: DNI y DNI con clear sky.	58

Figura 3.7. Comparación de los porcentajes de pérdidas anuales para diferentes tiempos de posicionamiento en los modelos de DNI y DNI con clear sky.	58
Figura 3.8. Energía anual vs. tiempos de posicionamiento para diversos slope error.	60
Figura 3.9. Comparación de porcentaje de pérdidas de energía anual entre tiempos de posicionamiento y slope error	61
Figura 3.10. Comparación de porcentaje de pérdidas de energía anual entre rangos de tolerancia y slope error	61
Figura 3.11. DNI vs. hora del día para: 1 de julio y 21 de junio.	62
Figura 3.12. Energía obtenida en el receptor del LFC. a lo largo de las horas del día. a) 21 de Junio b) 1 de Julio.....	64
Figura 3.13. Comparación de los valores de Irradiancia Normal Directa en las ciudades de Quito y Santiago de Chile.	65
Figura 3.14. Energía anual obtenida para diferentes tiempos de posicionamiento en las ciudades de Quito y Santiago de Chile.	67
Figura 3.15. Comparación de los porcentajes de pérdidas por tiempos de posicionamiento en las ciudades de Quito y Santiago de Chile.	68
Figura 3.16. Energía anual para reflectores ideales y reflectores de slope error= 8 [mrad], en las ciudades de Quito y Santiago.....	69
Figura III.1. Parámetros necesarios para el primer archivo YAML.....	84
Figura III.2. Tipos de modelos solares en Solstice.	85
Figura III.3. Definición de la entidad "reflectores " en Solstice.....	86
Figura III.4. Definición de la entidad "target " en Solstice	86
Figura III.5. Estructura segundo archivo YAML.	88
Figura III.6. Ejemplo de archivo de salida de Solstice.	89
Figura III.7. Descripción por línea de resultado en Solstice.....	89

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1.1. Participación de las energías renovables para cada sector final de consumo energético.....	4
Tabla 1.2. Fuentes de energía secundaria mayormente empleadas por cada sector final de consumo energético en el Ecuador.....	6
Tabla 1.3. Análisis del estado actual y perspectivas de las tecnologías CST.....	12
Tabla 1.4. Plantas eléctricas existentes con LFC.....	15
Tabla 1.5. Estado tecnológico actual de los componentes de un Colector lineal Fresnel.....	16
Tabla 1.6. Características de los tipos de configuración de la unidad de control.....	19
Tabla 2.1. Tiempo de posicionamiento de los reflectores.....	24
Tabla 2.2. Rangos de tolerancia de motores paso a paso comerciales.....	25
Tabla 2.3. Ubicación del Colector lineal Fresnel.....	25
Tabla 2.4. Características geométricas del Colector lineal Fresnel.....	27
Tabla 2.5. Ecuaciones para el cálculo de la hora solar.....	30
Tabla 2.6. Ecuaciones para cálculo de los ángulos de posición solar.....	31
Tabla 2.7. Cálculos para obtener las componentes unitarias de la posición solar.....	32
Tabla 2.8. Ecuaciones de las componentes unitarias del vector solar.....	33
Tabla 2.9. Ecuaciones para el cálculo de la posición de los reflectores.....	33
Tabla 2.10. Ecuaciones para el cálculo del ángulo de inclinación de cada reflector.....	34
Tabla 2.11. Parámetros involucrados para el cálculo del flujo obtenido en el receptor de un colector.....	36
Tabla 2.12. Datos de entrada.....	40
Tabla 2.13. Calidad del valor estimado en función del rango del error relativo.....	43
Tabla 2.14. Ecuaciones para obtener la energía anual mediante el método de Monte Carlo.....	43
Tabla 2.15. Parámetros para la distribución uniforme continua.....	44
Tabla 3.1. Geometría del Colector lineal Fresnel.....	45
Tabla 3.2. Propiedades ópticas del Colector lineal Fresnel.....	45
Tabla 3.3. Parámetros solares.....	45
Tabla 3.4. Comparación de resultados entre Labex Solstice y la herramienta computacional desarrollada.....	46
Tabla 3.5. Parámetros fijos de simulación para estudio de convergencia del número de rayos a emplear.....	47
Tabla 3.6. Flujo de energía obtenido para diferentes números de rayos.....	47
Tabla 3.7. Energía anual para diferentes tamaños de muestra (N).....	49
Tabla 3.8. Energía anual para diferentes tiempos de posicionamiento.....	51
Tabla 3.9. Energía anual para diferentes tiempos de posicionamiento y rangos de tolerancia de los motores de la unidad de control.....	53
Tabla 3.10. Energía anual obtenida para diferentes tiempos de posicionamiento en los modelos: DNI y DNI con clear sky.....	57
Tabla 3.11. Energía anual obtenida para diferentes tiempos de posicionamiento y slope error.....	59
Tabla 3.12. Energía horaria obtenida el 1 de julio y 21 de junio para diferentes tiempos de posicionamiento.....	62
Tabla 3.13. Características de la locación geográfica a comparar.....	65

Tabla 3.14. Energía anual para diferentes tiempos de posicionamiento en Santiago de Chile	66
Tabla 3.15. Energía anual para diferentes tiempos de posicionamiento en Santiago de Chile y Quito.	67
Tabla 3.16. Energía y pérdidas de energía por slope error para las ciudades de Quito y Santiago.	68
Tabla I.1. Glosario de términos útiles para resolución de la geometría solar.....	78
Tabla II.1. Datos de entrada para el ejemplo de cálculo.....	80
Tabla II.2. Posición solar para el ejemplo de cálculo.....	80
Tabla II.3. Ángulos solares para el ejemplo de cálculo.....	81
Tabla II.4. Componentes unitarias solares para el ejemplo de cálculo.	81
Tabla II.5. Posición de los reflectores para el ejemplo de cálculo,.....	81
Tabla II.6 Resumen de posición de los reflectores para el ejemplo de cálculo.	82
Tabla II.7. Ecuaciones para cálculo del ángulo de inclinación en el ejemplo de cálculo. .	82
Tabla II.8. Resumen de ángulos de inclinación por reflector.	82
Tabla III.1. Materiales y propiedades ópticas en Solstice.	87
Tabla III.2. Parámetros para definir la geometría de entidades en Solstice.....	88

RESUMEN

El presente trabajo tiene como objetivo encontrar los parámetros óptimos de la unidad de control en un sistema de concentración solar- Colector Lineal Fresnel (LFC, por sus siglas en inglés), tiempos de posicionamiento, y precisión de los motores en función de la energía anual perdida. El trabajo inicia con una recopilación bibliográfica de la situación energética desde la perspectiva de demanda y fuentes de consumo a nivel mundial y en el Ecuador, se centra en la energía térmica y su potencial para el Ecuador, investigando además la situación tecnológica actual de los Colectores Lineal Fresnel (LFC) a nivel mundial.

Se desarrolló una herramienta computacional; que permite el cálculo de la energía anual obtenida en un Colector lineal Fresnel mediante el método de integración de Monte Carlo, donde las simulaciones para la obtención de la energía instantánea son realizadas con el software de MCRT (Monte Carlo con Ray Tracing)- Solstice.

En función de la energía anual perdida en el colector se determinó, que el tiempo óptimo de posicionamiento de los reflectores es de 120 [s], con una precisión en los motores para el posicionamiento de los reflectores de 0.1 [°] si se emplean reflectores ideales.

Se analizaron los factores que afectan el tiempo de posicionamiento de los reflectores concluyendo que el error de inclinación de los reflectores influye para la determinación de los mismos, caso contrario ocurre con la posición geográfica donde se encuentra ubicado el LFC.

Palabras claves: Energía anual, Monte Carlo con Ray Tracing (MCRT), Integración por Monte Carlo, tiempo de posicionamiento, precisión.

ABSTRACT

The aims of the present work is find the opticals parameters for the control unit: the positioning time, and the accuracy required in the motors of the control unit according to the annual energy lost in a solar concentration system- LFC.

The work starts with a literature review of the energy situation from the perspective of demand and consumption source in the worldwide and Ecuador, focuses on the thermal energy and its potential for implementation in Ecuador, also investigating the current situation of the Linear Fresnell Collector (LFC).

A computational tool was developed, which allows the calculation of the annual energy obtained in a Linear Fresnell Collector by the Monte Carlo integration method, where the simulations to obtain the instantaneous energy are carried out with the Monte Carlo with Ray Tracing software- Solstice.

In base of the annual energy lost in the collector, it was determined that the optimum time for positioning the reflectors is 120 [sec], with accuracy of 0.1 [°] for the motors employed in the positioning of the reflectors, if ideals reflectors were used.

The factors that affect the positioning time of the reflectors were analyzed and it was concluded that the slope error, as well as the geographic position where the LFC is located, influences for the determination of this parameter.

Keywords: Annual energy, Monte Carlo with Ray Tracing (MCRT), integration by Monte Carlo method, positioning time, accuracy.

Glosario de términos

DNI	Irradiancia Normal Directa [W/m ²]
L _{loc}	Longitud de la localidad [°]
L _{ST}	Meridiano estándar [°]
Lat	Latitud de la localidad [°]
n	Número del día del año
E	Ecuación del tiempo [min]
B	Factor para cálculo de la ecuación del tiempo
H _R	Hora solar [min]
H _{ST}	Hora local [min]
A _{ap}	Área de apertura del LFC [m]
w _{LFC}	Ancho del LFC [m]
L _{LFC}	Largo del LFC [m]
R _C	Radio de Concentración
L _{Ref}	Longitud de los reflectores [m]
w	Ancho de los reflectores [m]
sep	Separación horizontal entre los reflectores [m]
num	Número de reflectores
H	Altura receptor- reflectores [m]
θ	Ángulo de inclinación reflectores secundarios
w _{Rec}	Ancho del receptor [cm]
w _{Sec}	Ancho de los reflectores secundarios [cm]
ω	Ángulo horario [°]
δ	Declinación [°]
θ _s	Ángulo de cenit solar [°]
α _s	Ángulo de altura solar [°]
φ _s	Ángulo de azimut solar [°]
S	Vector Solar
S _x	Componente en x del vector solar
S _y	Componente en y del vector solar
S _z	Componente en z del vector solar
S _{xz}	Componente en el plano xz del vector solar
Ref ₁	Posición en x del primer reflector [m]
d	Diferencia [m]
Ref _n	Posición del n-ésimo reflector [m]

β_i	Ángulo de posición del reflector [°]
α_T	Ángulo de incidencia solar [°]
ϕ_i	Ángulo de inclinación del reflector (i) [°]
$\pm \text{tol}$	Rango de tolerancia de los motores paso a paso [°]
P	Flujo solar incidente [W] sobre una superficie
I_{sun}	Intensidad solar
ν	Frecuencias del espectro solar
r_1	Primera superficie donde se produzca reflexión.
$H(x)$	Función de prueba
r_0	Ubicación del sol
ω_0	Dirección del sol
I_i	Término recursivo para representación de las múltiples reflexiones
$w(x)$	Pesos de Monte Carlo
$f(x)$	Función de densidad de probabilidad para la selección de la muestra del método de Monte Carlo
\bar{z}	Valor aproximado del método de Monte Carlo
σ_N	Incertidumbre numérica del método de Monte Carlo
R	Error relativo
$\langle E \rangle$	Energía anual obtenida en un LFC
$Fecha_{inic}$	Fecha de inicio para el cálculo de la energía en un LFC
$Fecha_{fin}$	Fecha de finalización para el cálculo de la energía en un LFC
$e(x_i)$	Energía instantánea
ρ	Valor aleatorio entre 0 y 1 seleccionado con una distribución uniforme continua

SENSIBILIDAD DE LA ENERGÍA PERDIDA EN EL RECEPTOR DEBIDO AL CONTROL DEL CAMPO DE ESPEJOS DE UN COLECTOR LINEAL FRESNEL.

INTRODUCCIÓN

La demanda energética en el Ecuador y a nivel mundial aumenta continuamente, donde los combustibles fósiles siguen siendo en la actualidad la fuente de energía primaria mayormente empleada [1] [2] [3]. Sin embargo, en estudios de proyecciones de crecimiento de las fuentes de energía primaria, el uso de los combustibles fósiles decaerá en los próximos años, dando paso al uso de energías renovables para satisfacer la demanda energética empleando principalmente energía solar. [4]

En el callejón interandino del Ecuador, la irradiación normal directa anual (DNI) (parámetro fundamental para tecnologías de aprovechamiento solar por concentración) ,es elevada, principalmente en las provincias de: Pichincha, Cotopaxi, Imbabura, Loja y las Islas Galápagos [5]. Además la región ecuatorial se caracteriza por presentar poca variación del recurso solar a lo largo del año, con lo cual las tecnologías de concentración solar térmica (CSP) son altamente prometedoras para satisfacer la demanda energética.

Los Colectores Lineal Fresnel (LFC, por sus siglas en inglés), son una de las cuatro tecnologías de concentración solar térmica. Los mismos que concentran la radiación solar incidente en una superficie absorbadora con la ayuda de superficies reflectivas (espejos) ubicados varios metros por debajo de la misma. Sus principales aplicaciones se centran en la producción de energía eléctrica y en generar calor de procesos para industrias, aunque en la actualidad nuevos campos se están desarrollando. [6]

La unidad de control de los Colectores Lineal Fresnel, es un componente importante ya que posiciona los reflectores en su respectivo ángulo de inclinación, a fin de reflejar la máxima radiación posible hacia la superficie absorbadora. Inadecuados valores en los parámetros de control (tiempos de posicionamiento de los reflectores, rangos de tolerancia de los motores) generan pérdidas considerables de energía en el sistema. En la literatura revisada se encontraron pocos estudios referentes a la unidad de control de los Colectores Lineal Fresnel y los parámetros óptimos para la misma. La mayoría de estudios se han centrado principalmente en las unidades de control para tecnologías de torres de concentración.

En el presente trabajo se pretende encontrar los parámetros adecuados de la unidad de control para un Colector lineal Fresnel, en base a la energía anual perdida en el mismo, para lo cual se desarrolla una herramienta computacional programada en lenguaje Python que obtiene la energía anual del Colector lineal Fresnel por medio de un software de Monte Carlo con Ray Tracing (MCRT).

Pregunta de Investigación

¿Cuáles son los valores óptimos de: tiempo de posicionamiento de los reflectores y rangos de tolerancia de los motores de la unidad de control para minimizar la energía anual perdida en el Colector lineal Fresnel?

Objetivo General

Determinar la sensibilidad de la energía perdida en el receptor debido al control del campo de espejos de un Colector lineal Fresnel.

Objetivos Específicos

- Desarrollar un programa mediante el método de Monte Carlo que permita conocer la energía anual obtenida en el receptor.
- Obtener los valores óptimos de tiempo de posicionamiento y precisión de motores del campo de reflectores del LFC.

1. MARCO TEÓRICO

A continuación, se presenta un breve estado de la situación energética a nivel mundial y del Ecuador en términos de: demanda energética y fuentes de energía primaria.

Además se muestra el potencial de las tecnologías de concentración solar térmica principalmente de los Colectores Lineal Fresnel incluyendo el estado actual de la tecnología, nuevos avances tecnológicos, y aplicaciones para este tipo de sistema.

1.1. Contexto mundial energético

A nivel mundial, existe la necesidad de una rápida transición hacia los sistemas energéticos de baja emisión de carbono [7], con lo cual las energías renovables cobran importancia sobre los combustibles fósiles. De acuerdo a la Figura 1.1, para el año 2019 la demanda de combustibles fósiles continua siendo elevada. Sin embargo en proyecciones hasta el 2040, se identifica un decrecimiento en la demanda de las mismas exceptuando el gas natural. Se evidencia además un aumento en el uso de fuentes renovables, así como en la energía nuclear.

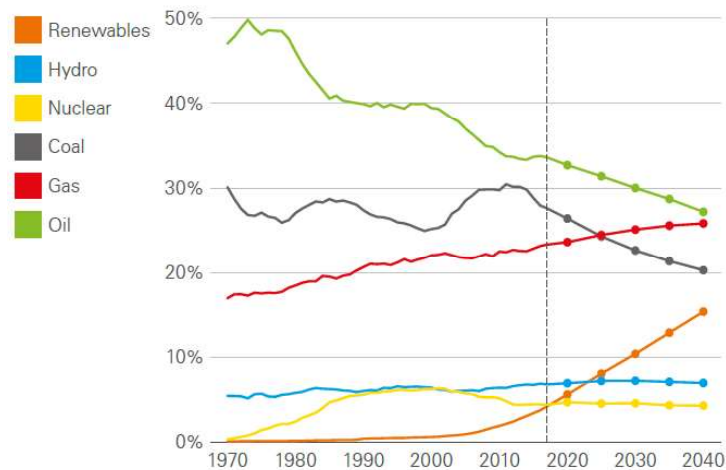


Figura 1.1. Perfiles de crecimiento del consumo de energía primaria mundial.

(Fuente: [4])

Actualmente, las energías renovables participan solventando el 18.2% del consumo final mundial de energía. De este porcentaje el 10.4% pertenece a las tecnologías modernas provenientes de energías renovables (energía solar, eólica, geotérmica y biocombustible). [3]. Estos porcentajes de participación se consiguieron gracias al:

- Aumento en la capacidad instalada de energías renovables.

- Disminución del precio de la electricidad proveniente de fuentes renovables.
- Objetivos y regulaciones en diferentes ciudades y países que fomentan la utilización de energías limpias [7] .

Los tres sectores principales de consumo para el mercado energético son: calentamiento y enfriamiento, transporte y electricidad. En la Tabla 1.1 se recopila las principales formas de participación de las energías renovables para cada sector final de consumo energético.

Tabla 1.1. Participación de las energías renovables para cada sector final de consumo energético.

Sector final de consumo energético	CF [%]	ER [%]	Fuentes de energías renovables
Calentamiento y enfriamiento	48	27	La mayor participación del uso de energías renovables para este sector se debe a la biomasa (16.4%) y al uso de electricidad proveniente de fuentes renovables.
Transporte	32	3	La participación de las energías renovables es reducida y se encuentra liderada por el uso de biocombustibles, y electricidad proveniente de fuentes renovables.
Generación Eléctrica	20	25	El sector de electricidad presenta el mayor crecimiento en el uso de las energías renovables. En el 2018, a nivel mundial para la generación de electricidad se produjeron: 249.4 [TWh] por fuentes renovables (27.1%), y 663.0 [TWh] por fuentes no renovables (72.9%). El continente europeo es en la actualidad, quien produce la mayor cantidad de electricidad a base de fuentes renovables, con un 37.4% de participación de las mismas.

(Fuente: [8], [3])

***Nota:** **CF**= Porcentaje de consumo del sector respecto al consumo final mundial de energía, **ER**= Participación de las energías renovables.

1.2. Situación energética actual en el Ecuador

La matriz energética primaria del Ecuador se encuentra dominada al igual que en muchos países de la región, por la producción de combustibles fósiles, con una producción de 543 mil BEP/ diarios en el 2015 [1].

Según el último Balance Nacional Energético, presentado por el Gobierno Ecuatoriano en el 2017, la producción de energía primaria anual alcanzó 225 millones de BEP. La Figura 1.2 muestra las principales fuentes de energía para el Ecuador, se identifica que el 88% de energía proviene del petróleo, el 4% del gas natural, mientras que la energía que se obtuvo por recursos renovables únicamente representó el 7% [9]

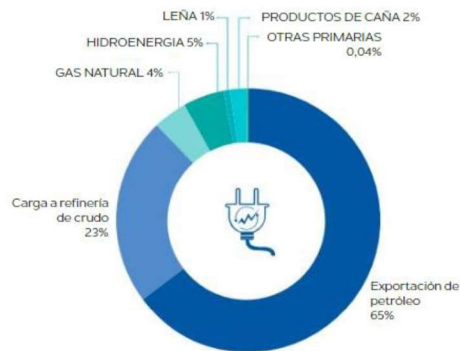


Figura 1.2. Principales Fuentes de energía en el Ecuador para el año 2016.

(Fuente: [9])

El consumo anual de energía del Ecuador ha aumentado en un 71% entre los años 2000 y 2015, con una tasa de crecimiento del 4.5% anual. En la Figura 1.3, se identifica que los principales sectores de consumo energético en el país son: Transporte, industria y sector residencial con un 46%, 19% y 13% de consumo respectivamente. [9]

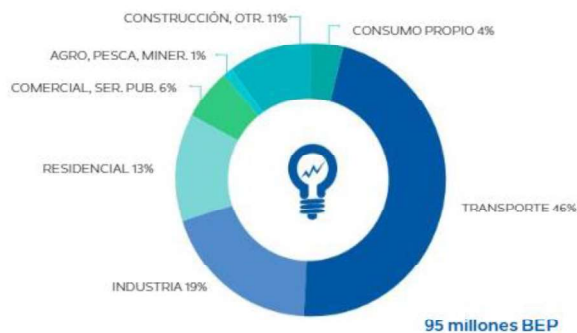


Figura 1.3. Consumo anual energético del Ecuador por sectores.

(Fuente: [9])

En la Tabla 1.2 se identifica las fuentes de energía secundaria mayormente empleadas por cada sector final de consumo así como la tendencia que tendrá la demanda energética para los próximos años.

Tabla 1.2. Fuentes de energía secundaria mayormente empleadas por cada sector final de consumo energético en el Ecuador.

Sector final de consumo	CFE [%]	FES [%]	PERSPECTIVA DE DEMANDA ENERGÉTICA PARA PRÓXIMOS AÑOS	
Transporte	46	Diésel: 45% Gasolina: 43% Fuel oil : 6% Otras: 6%	↑	Crecimiento del parque automotor que presenta una tasa de crecimiento del 8.8% anual, Aumento poblacional, y del PIB. [10]
Industria	19	Diésel: 38% Electricidad: 31% Biomasa: 13% Otras: 18%	↑	Aumento de la actividad económica del país [11] [1]
Residencial, comercial	13	<u>Comercial:</u> Electricidad: 54% Diésel: 36% Gas licuado: 7% Otras: 3% <u>Residencial:</u> Gas licuado: 52% Electricidad: 35% Leña: 13%	↑	Aumento poblacional el cual presenta una tasa de crecimiento del 1.4% [12]. Aumento de demanda de viviendas reflejado por el número de permisos de construcción con una tasa de crecimiento del 13.2% entre los años 2016 y 2017 [13] Crecimiento del sector urbano del 30% frente al crecimiento del -4% del sector rural, evidenciado en los últimos 15 años.

*Nota: CFE= Porcentaje de consumo del sector respecto al consumo final de energía en el Ecuador, FES= Fuentes de energía secundaria, ↑= Perspectiva de aumento de demanda.

Con respecto a las energías renovables en el Ecuador, estas son empleadas mayoritariamente para la generación de energía eléctrica. En la Figura 1.4 se muestra con los datos hasta marzo del 2019, que de los 8680.35 [MW] de potencia nominal en

generación de energía eléctrica en el país, el 60.76% proviene de fuentes renovables (energía hidráulica 58.45%, y biomasa con un 1.66%). [14].



1. Potencia Nominal en Generación de Energía Eléctrica		MW	%
Energía Renovable 	Hidráulica	5.073,65	58,45%
	Eólica	21,15	0,24%
	Fotovoltaica	27,63	0,32%
	Biomasa	144,30	1,66%
	Biogas	7,26	0,08%
Total Energía Renovable		5.273,99	60,76%
No Renovable 	Térmica MCI	2.022,64	23,30%
	Térmica Turbogas	921,85	10,62%
	Térmica Turbovapor	461,87	5,32%
Total Energía No Renovable		3.406,35	39,24%
Total Potencia Nominal		8.680,35	100,00%

Figura 1.4. Potencia Nominal en Generación de energía eléctrica para marzo del 2019.

(Fuente: [14])

En la actualidad, entre las (Fuentes de energía renovables modernas en el Ecuador se cuenta con: leña, melaza, bagazo de caña, jugo de caña, energía eólica y solar. [9]. La Figura 1.5 muestra que la producción de este tipo de energía se encuentra liderada por el bagazo de caña con un 69% y leña con un 30%. Los productos de caña son empleados primordialmente para añadir calor a procesos industriales o para la generación eléctrica. Por su parte la leña es empleada para la cocción de alimentos [1]. En cuanto a la energía eólica y solar estas son empleadas únicamente para generación eléctrica, con una producción de 135 [GWh].

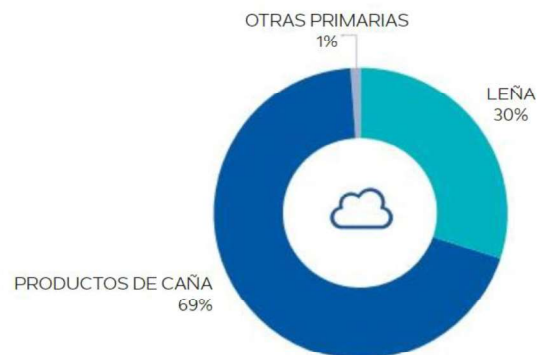


Figura 1.5. Participación de las Fuentes renovables (excluyendo energía Hidráulica).

(Fuente: [14])

Como se identifica en la Figura 1.4 y Figura 1.5 en el Ecuador existe poca participación de las energías renovables exceptuando la energía hidráulica. El porcentaje de participación de la energía solar es casi nulo y únicamente proviene de la energía solar fotovoltaica, con

lo cual la energía solar por concentración solar térmica tiene una nula participación energética en el país, pese al gran potencial del mismo para la implementación de este tipo de tecnologías [21].

1.3. Contexto mundial de las tecnologías de Concentración Solar Térmica.

La radiación directa normal, es el parámetro más importante para las tecnologías de concentración térmica (CST por sus siglas en inglés), las mismas que son capaces de aprovechar la energía a lo largo del día. Para el 2017, la capacidad instalada a nivel mundial fue de 4.9 [GW] (1.8% de la producción energética mundial), con un promedio de crecimiento anual del 2% [3], se estima que las tecnologías de concentración solar puedan cubrir el 7% de electricidad mundial para el 2030 y el 25% para el 2050; convirtiéndose en una tecnología altamente prometedora [15].

La Figura 1.6 muestra un mapa mundial donde se identifican los países con proyectos en tecnologías CSP, liderados por: España, Estados Unidos, China e India con: 53, 52, 24 y 11 proyectos respectivamente [16].



Figura 1.6. Países con proyectos representativos en CST.

(Fuente: [16])

Para el año entrante se espera la puesta en marcha de nuevos proyectos en: Australia, MENA (Medio Oeste- Norte de África), mientras que en América Latina se ejecutará el proyecto “Cerro Dominador” ubicado en Arica -Chile, el mismo que abastecerá con 200 [MW] a la red nacional, de los cuales 150 [MW] provendrán de energía solar térmica [17].

1.4. Situación de la energía solar térmica en el Ecuador

El recurso solar es una función de la posición geográfica del planeta, lugares como el Mar Rojo y el Norte de Chile presentan los máximos valores de irradiancia solar global con más de 2700 [KWh/m² anuales].

En la Figura 1.7 se muestra el mapa mundial de irradiancia normal directa (DNI) componente de interés para las tecnologías de concentración solar térmica y generación fotovoltaica [18]; se observa que Latinoamérica es un continente que presenta un recurso solar elevado, con valores de irradiancia normal directa máximos de 2700 [KWh/m² anuales] en los países de: Chile, Perú y Bolivia.

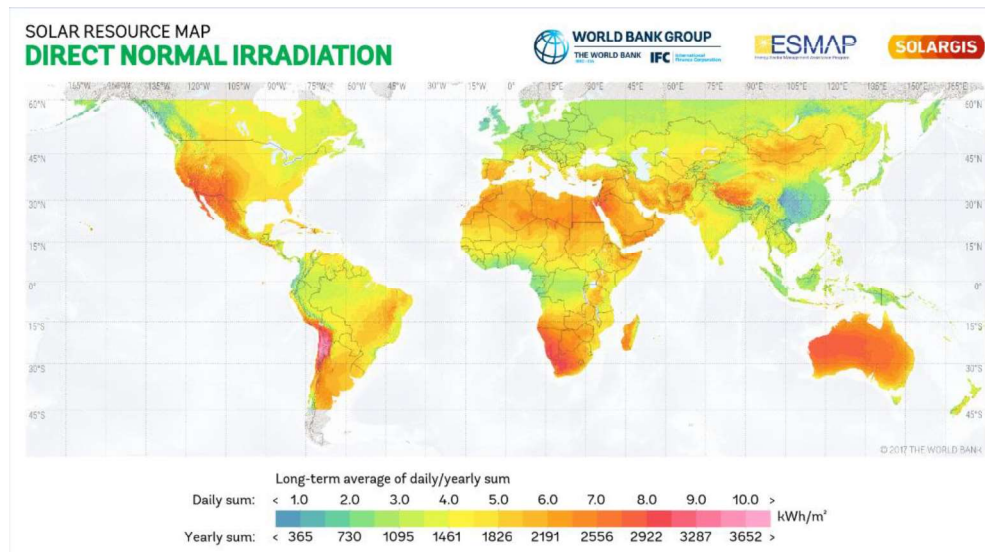


Figura 1.7. Mapa mundial de irradiancia normal directa, con media anual y diaria.

(Fuente: [19])

En la Figura 1.8 se muestra el Atlas solar del Ecuador. De acuerdo al mapa, Ecuador posee un recurso solar relativamente elevado con valores de DNI de alrededor de 4.6 [KWh/m² diarios] [1], donde las provincias de: Pichincha, Imbabura, Chimborazo y Loja presentan los máximos valores de DNI, con valores que oscila entre 5.5 y 6.0 [KWh/m² diarios] [20], haciéndolos ideales para tecnologías de concentración solar térmica, al considerar que la implementación de este tipo de concentradores es preferente por rentabilidad económica en zonas donde la DNI es abundante (>5 [KWh/m² diarios]) [9]. Además el aprovechamiento del recurso solar en latitudes ecuatoriales resulta ventajoso gracias a la poca variabilidad del mismo a lo largo del año. [21]

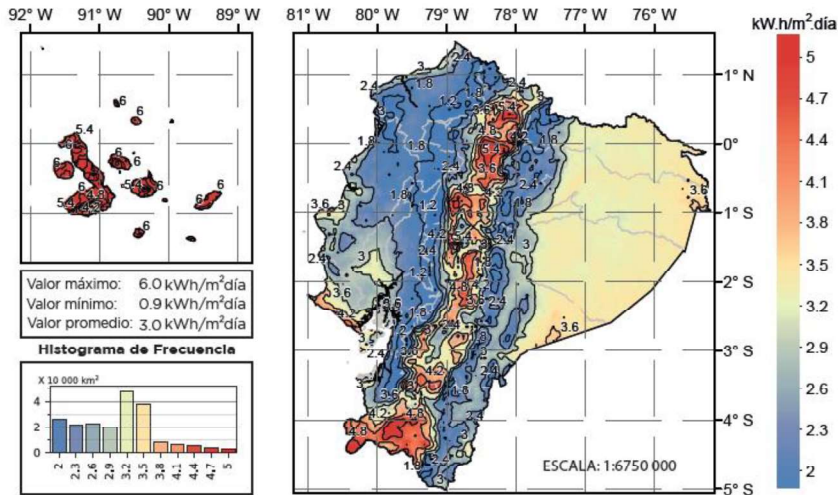


Figura 1.8. Atlas solar del Ecuador.

(Fuente: [5])

Ecuador, no posee aún proyectos relacionados a tecnologías de concentración solar térmica. Únicamente se ha trabajado en colectores solares de baja temperatura, principalmente para dotar de agua caliente sanitaria en viviendas otorgadas por el Ministerio de Desarrollo Urbano y Vivienda (MIDUVI). [1]

1.5. Tecnologías de concentración solar térmica (CST)

Las tecnologías de concentración solar térmica (CSP, por sus siglas en inglés), convierten la energía solar en energía térmica para la generación directa o indirecta de calor, electricidad o ambas; siendo una tecnología idónea para obtener calor para: refrigeración, calor en procesos industriales, y desalinización. La energía térmica es obtenida al aumentar la densidad de flujo de radiación solar en el receptor; con la ayuda de un campo de concentración formado por elementos ópticos. [22]

Los principales componentes de las tecnologías CST son: campo óptico de concentración, receptor, unidad de seguimiento de uno o dos ejes dependiendo de tipo de tecnología, un medio térmico o fluido de trabajo (HTF), unidad de almacenamiento y sistema de control. En la Figura 1.9, se ilustra los elementos principales en las tecnologías de concentración térmica, así como los tipos de conversión que se llevan a cabo.

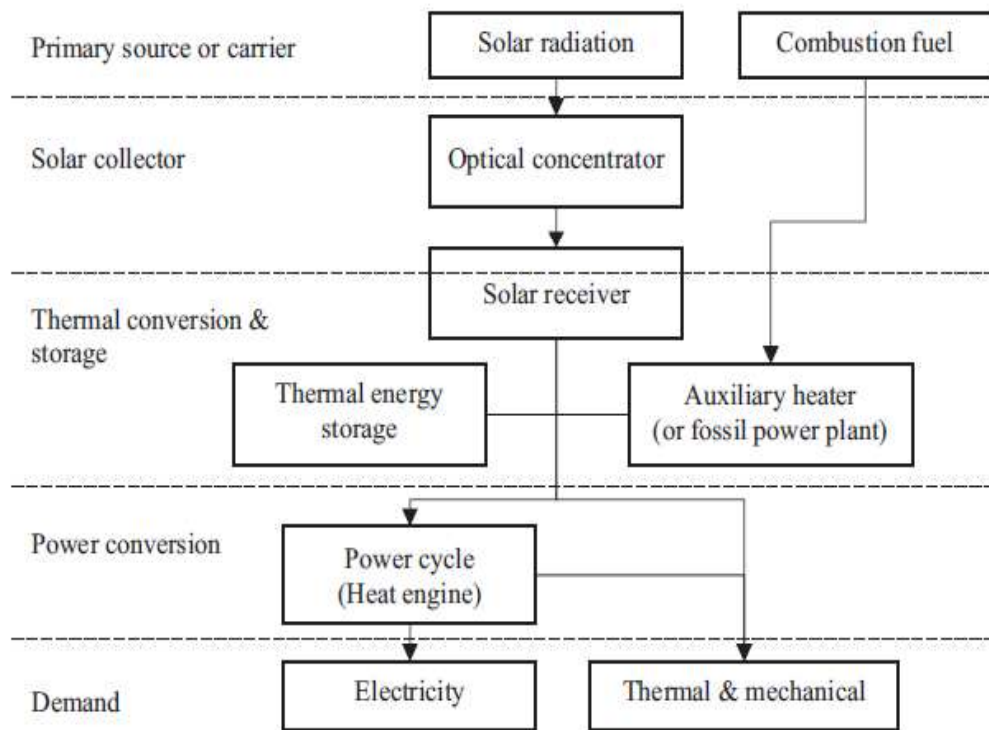


Figura 1.9. Elementos principales y tipos de conversión en tecnologías CST.

(Fuente: [23])

Existen 4 tipos de tecnologías de concentración solar térmica: Colectores de cilindro parabólico (PTC), colectores lineales Fresnel (LFC), torre de energía solar (TSP) y colectores de disco parabólico Stirling (PDC) [24]. Las dos primeras tienen un foco lineal, es decir concentran la radiación a lo largo de un receptor lineal que generalmente es un tubo evacuado con cubierta de vidrio para aislamiento, estos tipos de tecnología utilizan una unidad de seguimiento de 1 eje. Por el contrario, el disco Stirling y torre central son tecnologías de foco fijo, ya que concentran la radiación en un punto definido del receptor, y su unidad de seguimiento es de dos ejes [23]. En la Figura 1.10, se presentan los 4 tipos de tecnologías CST así algunos proyectos relevantes de cada una.



Figura 1.10. Tipos de tecnología CST.

(Fuente: [23])

En la Tabla 1.3 se comparan las principales características de las cuatro tecnologías CST: eficiencia, temperatura de operación, radio de concentración, costos relativos, porcentaje de ocupación de tierra y perspectivas de desarrollo.

Tabla 1.3. Análisis del estado actual y perspectivas de las tecnologías CST.

Punto de análisis	TIPO DE TECNOLOGÍA CST			
	PTC	LFC	TSP	PDC
Eficiencia de conversión de energía solar a electricidad	23-27%	18-22%	20-27%	30-31.25%
Porcentaje de conversión anual de energía solar a electricidad	15-16%	8-10%	15-17%	26%
Temperatura de operación [°C]	310-550	250-280	300-2000	150-1500
Radio de concentración	70-100	10-40	600-1000	1500-4000
Costo relativo	Grande	Mediano	Mediano	Pequeño
Ocupación de tierra	Pequeño	Muy pequeño	Alto	Muy alto
Enfriamiento de agua [L/ MWh]	3000	3000	1500	-
Perspectivas de desarrollo	Limitado	Significante	Muy significativa	Alto Potencial

(Fuente: [25])

1.6. Colector lineal Fresnel(LFC)

Los colectores lineal Fresnel son un tipo de tecnología de concentración solar que pertenece a la familia CST. Consiste en un conjunto de espejos alargados ligeramente curvados (reflectores) ubicados cerca del suelo que concentran la radiación solar incidente en un receptor ubicado a varios metros de altura de ellos donde se produce la conversión de energía solar en energía térmica, cada fila de espejos posee una unidad de seguimiento solar de un solo eje para posicionar a cada reflector en su respectivo ángulo de inclinación produciendo reflexión especular para concentrar la radiación solar incidente en el receptor. En la Figura 1.11 se ilustra los principales componentes de un Colector lineal Fresnel. [26]

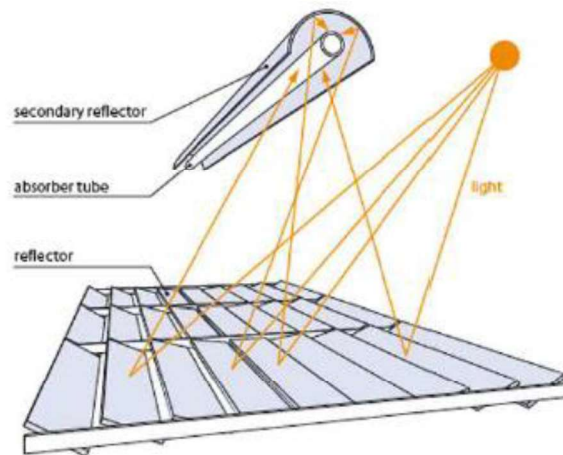


Figura 1.11. Funcionamiento de un LFC.

(Fuente: [27])

El nombre de esta tecnología se debe a los lentes Fresnel desarrollados en Francia durante el siglo XVIII por Augustin Jean Fresnel (1788-1827). Este tipo de lentes se basaron en el principio de recortar una superficie óptica continua (lentes o espejos) en superficies discontinuas para reducir el ancho de las mismas, y por tanto su volumen y espesor, a coste de una pérdida en la calidad de la imagen [28]. El colector lineal Fresnel mantiene el mismo principio: Recortar un concentrador parabólico en divisiones angulares generando piezas horizontales, donde cada una de ellas sigue el movimiento del sol de manera individual para obtener el mismo efecto óptico como si se trabajara con el elemento completo. En la Figura 1.12 se muestra el principio aplicado por un lente Fresnel así como el principio en los LFC.

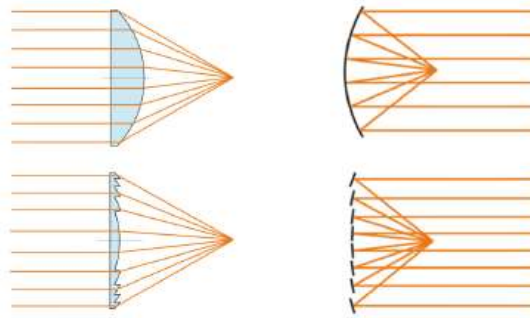


Figura 1.12. Principio de funcionamiento de los LFC.

(Fuente: [28])

Las ventajas que presentan este tipo de tecnologías son: tecnología limpia que aprovecha el recurso solar, costos relativos bajos en comparación a las demás tecnologías CST con una reducción de hasta un 55% en los costos que los colectores de cilindro parabólico, menores costos de limpieza y mantenimiento, operación sencilla para generación directa de vapor, su receptor es fijo con lo cual no se requiere de conexiones flexibles en los extremos del receptor, permiten trabajar a presiones elevada de hasta 55 [bar], distribución uniforme de la radiación en el receptor presentando menor stress térmico, uso eficiente del suelo, etc. [29], [28], [30], [31].

1.6.1. Aplicaciones de los Colectores Lineal Fresnel

Entre las principales aplicaciones de los LFC se encuentra: producción de electricidad, sistemas de cogeneración, refrigeración, desalinización, entre otras. [6]

La generación de energía eléctrica consiste en el uso del vapor generado por los colectores Fresnel para impulsar turbinas que a su vez generen energía eléctrica principalmente mediante el ciclo termodinámico Rankine. [32] [33]

En la actualidad, los estudios acerca los colectores lineal Fresnel se centran en esta aplicación, muchos de ellos se dedican a la comparación entre esta tecnología y los concentradores de cilindro parabólico (PTC) a fin de determinar la tecnología viable para producción eléctrica [34], otra parte de la literatura se centra en el estudio de los costos financieros y energéticos de estas dos tecnologías de concentración solar lineal para producción eléctrica, en la Tabla 1.4 se resumen las principales plantas para producción de electricidad que emplean colectores lineal Fresnel a nivel mundial.

Tabla 1.4. Plantas eléctricas existentes con LFC.

Nombre	País	Potencia [MW]	Fluido de trabajo	Área [m ²]	Fecha de inicio	Estado Actual
Alba Nova I	Francia	12	Agua	-	2015	-
Augustin Fresnel 1	Francia	0.25	Agua	-	2012	-
Dacheng Dunhuang	China	50	Sales fundidas		-	B.C
Dadri ISCC Plant	India	14	Agua	33000	2017	B.C
Dhursar	India	125	Agua	-	2014	Operando
eCare	Marruecos	1	Agua	10000	2010	-
eLLO	Francia	9	Agua	153000	2018	B.C
FRESEMO	España	0.8	Agua	-	2007	-
Huaneng	China	1.5	Agua	-	2012	-
IRESEN	Marruecos	1	Aceite mineral	11400	2016	BC
Kimberlina	USA	5	Agua	25988	2008	No operando
Liddel	Australia	3	Agua	18490	2012	No operando
Puerto Errado 1	España	1.4	Agua	25792	2009	Operando
Puerto Errado 2	España	30	Agua	302000	2012	Operando
Rende	Italia	1	Aceite diatérmico	9780	2014	Operando
Urat	China	50	Aceite térmico	-	-	B.C
Zhangbei	China	50	Agua	-	-	B.C
Zhangjiakou	China	50	Agua	-	-	B.C

(Fuente: [6])

Nota: (B.C = Bajo construcción)

Los colectores lineal Fresnel son empleados también para sistemas de cogeneración o trigeneración en donde las salidas del sistema son electricidad acompañados de la producción de: frío, calor o agua dulce. [35]

En el campo de la refrigeración, se ha encontrado también aplicaciones de los Colectores Lineal Fresnel, principalmente para procesos de refrigeración por absorción. Existen actualmente plantas de refrigeración con COP= 1.10-1.25, donde el 75% del calor generado para refrigeración proviene de energía solar de este tipo de tecnología [36].

Otro sin número de novedosa aplicaciones se ha encontrado para los colectores lineales Fresnel como son: procesos de desalinización para producción de agua dulce [37], cocinas solares [38], pirolisis [39], o para producción de luz mediante fibra óptica [40].

1.6.2. Componentes de un Colector lineal Fresnel

En la Tabla 1.5 se describe brevemente el estado tecnológico actual de los componentes de un Colector lineal Fresnel: base, soporte, unidad de control, reflectores primarios y secundarios y receptor.

Tabla 1.5. Estado tecnológico actual de los componentes de un Colector lineal Fresnel.

Componente	Función	Estado actual de la Tecnología	Desafíos
Base	Fijar el Colector lineal Fresnel al suelo.	Las bases pueden ser cimentadas, o se puede emplear tornillos de tierra; todo depende del estudio de cargas de viento así como de las condiciones del suelo del lugar donde se pretende implementar el colector.	Emplear materiales que generen menor impacto ambiental y menores costos.
Soportes	Soportar el receptor del Colector lineal Fresnel a varios metros de altura del suelo, soportar los; reflectores, soportes	En la actualidad, existen tres tipos de soportes: estructura con poste, tipo A y tipo rectangular.	Reducir las sombras generadas debido a la estructura de soporte, y el material requerido para el mismo

	de los reflectores, y motores.		
Unidad de seguimiento y control	Posicionar a cada fila de reflectores en su respectivo ángulo e inclinación.	Existen dos configuraciones: cada reflector es impulsado por su propio motor o las filas adyacentes de espejos son acopladas mecánicamente y comparten motor.	Uso de sistemas de control cerrado Estandarizar los componentes de esta unidad a fin de reducir los costos.
Reflectores primarios	Concentrar la radiación solar incidente en el receptor mediante el principio de reflexión especular. Se encuentran formados de dos componentes: espejos, y estructura de soporte del espejo	En la actualidad se emplean espejos de vidrio: laminado, monolítico, o se emplean hojas de aluminio. Dependiendo del tipo de material a emplear el diseño de la estructura de soporte del espejo varía.	Estudios de tratamientos superficiales en los reflectores que permitan en aumento de la reflectividad de los mismos. Desarrollo de materiales auto limpiantes o resistentes al rayado
Receptor	Conversión de la energía solar en calor. Su principal componente es el absorbedor	Los absorbedores son generalmente un tubo de acero con revestimiento selectivo, o un conjunto de tubos de acero.	Uso de fluidos calo portadores que permitan aumentar la temperatura de operación. Mejora de los revestimientos.

(Fuente: [31])

1.6.3. Unidad de Control de un Colector lineal Fresnel

Dentro de los componentes de un Colector lineal Fresnel se encuentra la unidad de control, la misma que posiciona cada fila de espejos a su respectivo ángulo de inclinación, a fin de que reflejen la máxima radiación solar incidente en el receptor. En la Figura 1.13 y Figura 1.14 se muestra las dos configuraciones para la unidad de control, al considerar que todos los reflectores se posicionan a una misma velocidad angular: Seguimiento por motores individuales por fila, o seguimiento por un solo motor con filas de espejos acopladas mecánicamente [29].

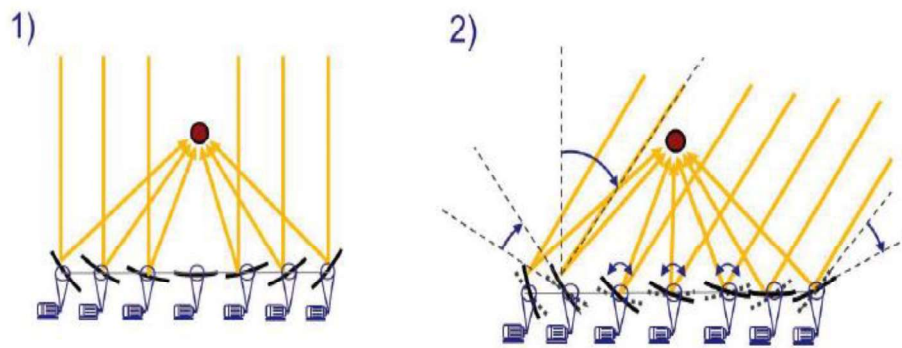


Figura 1.13. Seguimiento por motores individuales por fila.

(Fuente: [29])

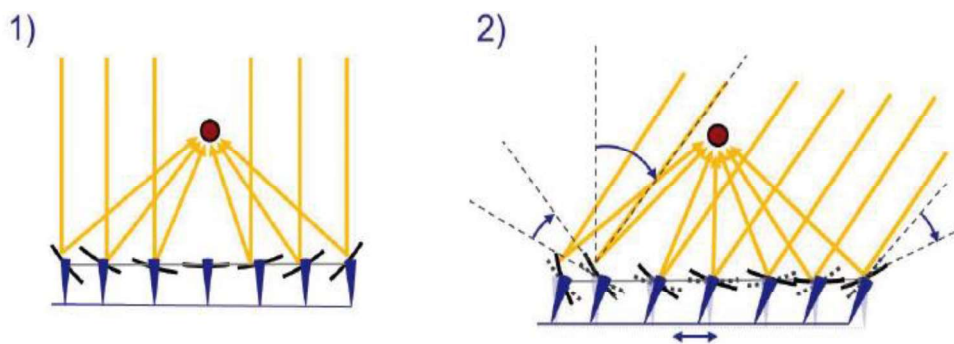


Figura 1.14. Seguimiento por un solo motor con filas de espejos acopladas mecánicamente.

(Fuente: [29])

En la Tabla 1.6 se señalan las principales características de cada tipo de configuración para realizar el movimiento de los reflectores.

Tabla 1.6. Características de los tipos de configuración de la unidad de control.

TIPO DE SEGUIMIENTO	CARACTERÍSTICAS
<p align="center">Seguimiento por motores individuales por fila</p>	<ul style="list-style-type: none"> - Sistema convencional para posicionamiento de reflectores - El control de cada espejo es más flexible. - Permite un rango de giro de 360° por elemento - Mayor precisión - Útiles para casos de: emergencia, desenfoque, almacenamiento, mantenimiento, condiciones climáticas críticas, o limpieza - Costo individual menor
<p align="center">Seguimiento por un solo motor con filas de espejos acopladas mecánicamente</p>	<ul style="list-style-type: none"> - Costo final menor - Sistema de acople mecánico sencillo. - Menor espacio para la ubicación de la unidad de control

(Fuente: [29])

El ángulo de inclinación de cada fila de reflectores (ϕ_i) es diferente y depende de dos ángulos: El primer ángulo (β_i) se calcula empleando la distancia entre la fila del reflector y el eje central del colector (d_i), con la altura reflector- receptor (H); el segundo ángulo (α_T) es de la posición solar [28]. En la Figura 1.15 se muestra los parámetros requeridos para el cálculo del ángulo de inclinación de cada reflector.

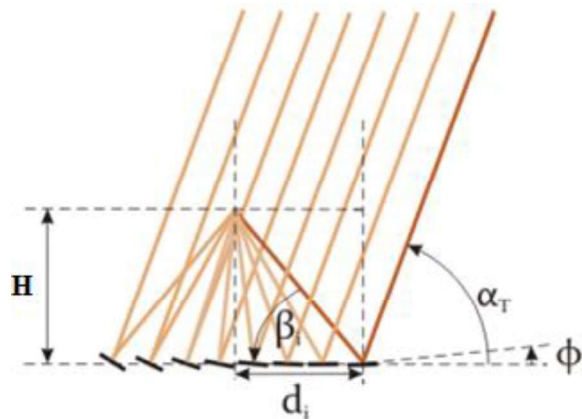


Figura 1.15. Parámetros requeridos para el cálculo del ángulo de inclinación de cada reflector.

(Fuente: [28])

El ángulo (β_i) permanecerá constante, consecuentemente el ángulo de inclinación (ϕ_i) dependerá únicamente del ángulo de posición solar (α_T).

El movimiento solar es continuo, y la posición solar para un observador en la Tierra variará con los parámetros de: fecha, hora, latitud y longitud de cálculo [41]; sin embargo, el movimiento de los espejos a lo largo del día no podrá ser continuo. Con lo cual se requiere un estudio de sensibilidad de la energía anual pérdida en el receptor, a fin de conocer el tiempo óptimo de posicionamiento de los reflectores, donde se minimice las pérdidas de energía en el sistema.

En la unidad de control, se emplean circuitos abiertos o cerrados. El principal elemento del circuito de control son los motores a paso que permiten posicionamiento de los reflectores en su respectivo ángulo de inclinación; los motores a paso son un tipo de motor que permite el posicionamiento preciso en una posición dentro de su rango de posiciones mediante pulsos.

Los Colectores Lineal Fresnel se caracterizan por la elevada precisión [42] requerida en la unidad de control para el posicionamiento de los reflectores en el ángulo de inclinación, con lo cual, es necesario incluir los valores de tolerancias de los motores dentro del estudio de sensibilidad, a fin de determinar el valor maximice la energía en el receptor.

1.7. Investigaciones desarrolladas

Los sistemas de concentración solar térmica (CST), buscan concentrar la máxima cantidad de radiación solar incidente en un área pequeña (receptor) gracias al principio de reflexión; sin embargo esta reflexión no será en un 100% especular debido a las imperfecciones en los reflectores (macro o micro imperfecciones) que generan errores como: error de especularidad, slope error, error de forma, error de reflexión y error de posicionamiento; los mismos que deben ser caracterizados para obtener un correcto diseño óptico de los reflectores [43].

El error de posicionamiento (tracking error), cubre: errores debido al: tiempo de posicionamiento, errores por apuntamiento incorrecto, errores de cálculo en la posición solar, así como errores debidos a la precisión de los mecanismos de posicionamiento [44]. La mayoría de investigaciones se centran en determinar la distribución que siguen este tipo de error, es el caso de Cooper F. [43] quien en su estudio compara las distribuciones Gaussiana y de Rayleigh con el Método Monte Carlo Inverso, determinando que ambas distribuciones se adaptan a este fenómeno ya que proporcionan resultados similares, sin

embargo al emplear la distribución de Rayleigh los resultados convergen más rápido debido a que no requiere la resolución de la función de error inversa.

Sallaberry F. [45]., en su estudio analiza la precisión que se requiere en un colector de cilindro parabólico al modificar el ángulo de incidencia longitudinal (IAM) para diferentes fechas del año, de acuerdo a la metodología presentada en la AEN CTN 206/SC 117 que permite determinar la precisión requerida en paneles fotovoltaicos. El estudio se realiza con la ayuda de un inclino metro digital y simulaciones en un software de ray Tracing. Se concluye que el valor máximo de precisión a emplear para este tipo de colector es de $\pm 0.4^\circ$ con el cual se obtienen 0.317% de pérdidas ópticas.

Díaz Félix [46] realiza el estudio de error de posicionamiento para el campo de heliostatos de un sistema de concentración de torre central mediante el método de Monte Carlo, se determinó que las principales fuentes de error por posicionamiento para este tipo de colector se debe a: inclinación de los pedestales o desplazamientos angulares de los mecanismos de seguimiento. Para la realización del estudio se emplean diferentes valores de error de posicionamiento, en el estudio se determinó que la precisión para posicionar el campo de heliostatos debe ser máximo de $\pm 0.2^\circ$. Se determina además que la distribución Gaussiana es la que ajusta de mejor manera la representación de este tipo de error.

Para el caso de Colectores Lineal Fresnel, existen pocos estudios relacionados al error de posicionamiento, es el caso de Kincaid [47] [48], quien analiza el performance del colector al realizar un análisis de sensibilidad de los errores ópticos- mecánicos mediante un modelo de ray Tracing, se concluye que los parámetros de: desplazamiento horizontal y vertical de los reflectores en conjunto, slope error de los reflectores secundarios y el desplazamiento vertical del tubo absorbedor no afectan en el performance de un LFC, caso contrario ocurre con: error de posicionamiento de los reflectores, flexión en los reflectores, desplazamiento horizontal del receptor o desplazamiento vertical de los reflectores secundarios, que generan pérdidas de energía en el colector. El trabajo concluye recordando que pueden existir errores durante la instalación y puesta en marcha del colector que pueden afectar el rendimiento del mismo.

Zheng J. [42] , por su parte se centra en los factores de: tiempo, excentricidad de la estructura de los reflectores, orientación del colector, altura del receptor, ángulo de latitud solar y su respectiva influencia en el error de posicionamiento (tracking error). De acuerdo al estudio, la orientación es un parámetro de influencia para la generación de este error principalmente en la orientación Norte- Sur para las horas de puesta del sol; el error de

posicionamiento también se ve afectado cuando existen desviaciones en los centros de rotación de los reflectores, o cálculos errados en la elevación solar. Con un error de posicionamiento del 0.1° la energía pérdida en receptor puede aumentar en un 10%.

Además, el estudio de Perini [49] muestra cómo se realiza el posicionamiento de los reflectores, el mismo que consiste en realizar una comparación entre el ángulo de inclinación de los reflectores con la elevación solar, si la diferencia entre estos dos ángulos supera los 0.5° , el controlador se encargará de posicionar nuevamente los reflectores. Este procedimiento de comparación se realiza cada 20 [ms].

Sin embargo; en las investigaciones desarrolladas no se ha determinado los parámetros para la unidad de control: tiempos de posicionamiento, ni precisión de los mecanismos de seguimiento; con lo cual será necesario realizar un estudio de sensibilidad de la energía anual perdida en el Colector lineal Fresnel debido a estos parámetros de control para determinar sus valores idóneos.

Por otra parte, para el cálculo de la energía anual de un Colector lineal Fresnel muchos trabajos realizan aproximaciones de este valor como es el caso de: Bellos quien emplea los 12 días representativos del año, o una fracción del periodo del que desea estimar la energía e infiere los resultados. Huang [50] [51] por su parte emplea una integración diaria (0-365 días) para conocer la energía anual obtenida en un LFC. Hongn [52] en su trabajo usa los ángulos horarios máximos y mínimos, mientras que Nieto [53] emplea los 4 días representativos del movimiento de traslación de la Tierra. Para este trabajo se propone el cálculo de la energía anual mediante el Método de Monte Carlo, un método numérico que permite conocer el valor medio de la población de una variable (aleatoria o discreta), mediante el promedio de una muestra obtenida con una función de densidad de probabilidad (PDF por sus siglas en inglés) previamente definida. [54]

2. METODOLOGÍA

A continuación, se presenta la descripción del problema y la metodología a emplear. Se desarrolla una herramienta computacional la misma que permitirá el cálculo de la energía anual mediante el método de integración por Monte Carlo, adicionalmente se explican los parámetros de entrada empleados para las simulaciones en Solstice que permiten la obtención de resultados instantáneos de energía.

2.1. Descripción de la metodología

El sol realiza un movimiento continuo, con lo cual la posición solar para un observador en la Tierra varía con los parámetros de: fecha, hora, latitud y longitud de cálculo [41]; sin embargo, el movimiento de los espejos a lo largo del día no podrá ser continuo sino discreto. Con lo cual, se requiere realizar un estudio de sensibilidad en base de la energía anual perdida en el receptor para determinar los valores óptimos en la unidad de control.

El primer parámetro a estudiar es el tiempo de posicionamiento, los mismos que pueden ser en adelanto o retraso. Un tiempo de posicionamiento en adelanto significa que los reflectores se posicionarán en sus respectivos ángulos de inclinación segundos antes de la posición solar real; por su parte un tiempo de posicionamiento en retraso significa que los reflectores se ubicarán en sus ángulos de inclinación respectivos segundos después de la posición solar real.

Para cada tiempo de posicionamiento en adelanto o retraso se deberá obtener la energía anual en el receptor, mediante el principio ilustrado en la Figura 2.1 el mismo que consiste en mantener constante el ángulo de inclinación (\varnothing_i) del reflector y variar la posición solar real, a la posición solar que esta tendría en el tiempo de posicionamiento de los reflectores $[(\alpha_T)_t]$.

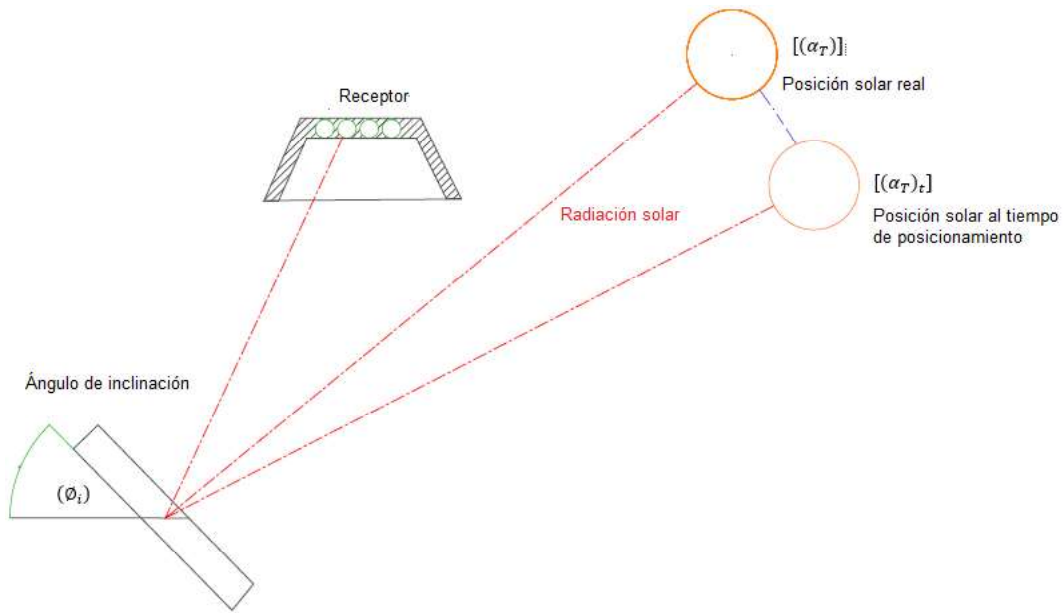


Figura 2.1. Principio para estudio de tiempo de posicionamiento.

En la Tabla 2.1 se muestra los tiempos de posicionamiento en adelanto y retraso a estudiar. Para cada tiempo de posicionamiento la energía anual obtenida será comparada con la energía que se obtuviera si el movimiento de los reflectores fuera continuo (Tiempo de posicionamiento 0 [s]).

Tabla 2.1. Tiempo de posicionamiento de los reflectores.

Tiempo de posicionamiento de los reflectores					
Tiempos de posicionamiento en adelanto [s]					
-360	-300	-240	-180	-120	-60
Tiempos de posicionamiento en retraso [s]					
360	300	240	180	120	60

El segundo parámetro de estudio es el rango de tolerancia de los motores de unidad de control. Este valor afecta en el correcto posicionamiento de los reflectores en su respectivo ángulo de inclinación, en la Figura 2.2 se ilustra el principio a emplear: para una posición solar definida se calcula los ángulos de inclinación de cada reflector y a cada valor angular se le adiciona un valor aleatorio que se encuentre en el rango de [- tolerancia, +tolerancia].

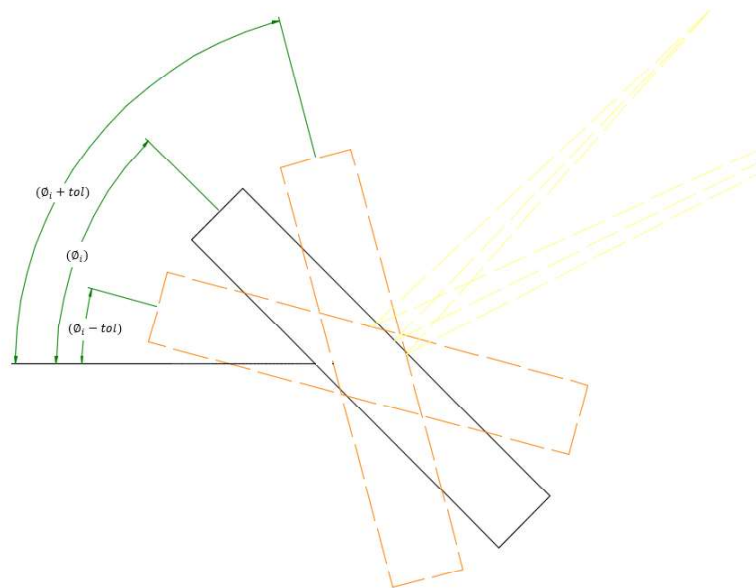


Figura 2.2. Principio para estudio del rango de tolerancia de los motores paso a paso.

En la Tabla 2.2 se señalan valores de rangos de tolerancia comerciales de motores paso a paso, para cada uno de ellos se deberá calcular la energía anual obtenida y compararla con la energía que se obtiene si se trabaja con motores ideales (tolerancia= 0 [°]).

Tabla 2.2. Rangos de tolerancia de motores paso a paso comerciales.

Rango de tolerancia de los motores [°]					
0.05	0.1	0.2	0.3	0.4	0.5

2.2. Descripción del Colector lineal Fresnel

El presente estudio se desarrollará para un Colector lineal Fresnel ubicado en la ciudad de Quito- Ecuador. Las características de la locación donde se encuentra ubicado el colector se detallan en la Tabla 2.3.

Tabla 2.3. Ubicación del Colector lineal Fresnel.

UBICACIÓN GEOGRÁFICA	
Ciudad	Quito
Latitud	-0.2298 °
Longitud	78.488 °
Huso horario	GTM -5

La geometría óptica del Colector lineal Fresnel, se tomará con referencia al estudio previo de optimización geométrica para latitudes Ecuatoriales desarrollado por Nieto [53], además se usa como referencia el estudio de desempeño térmico de un receptor trapezoidal lineal de Fresnel realizado por Jaramillo [55]. En la Figura 2.3 se observa el esquema del Colector lineal Fresnel con sus principales parámetros.

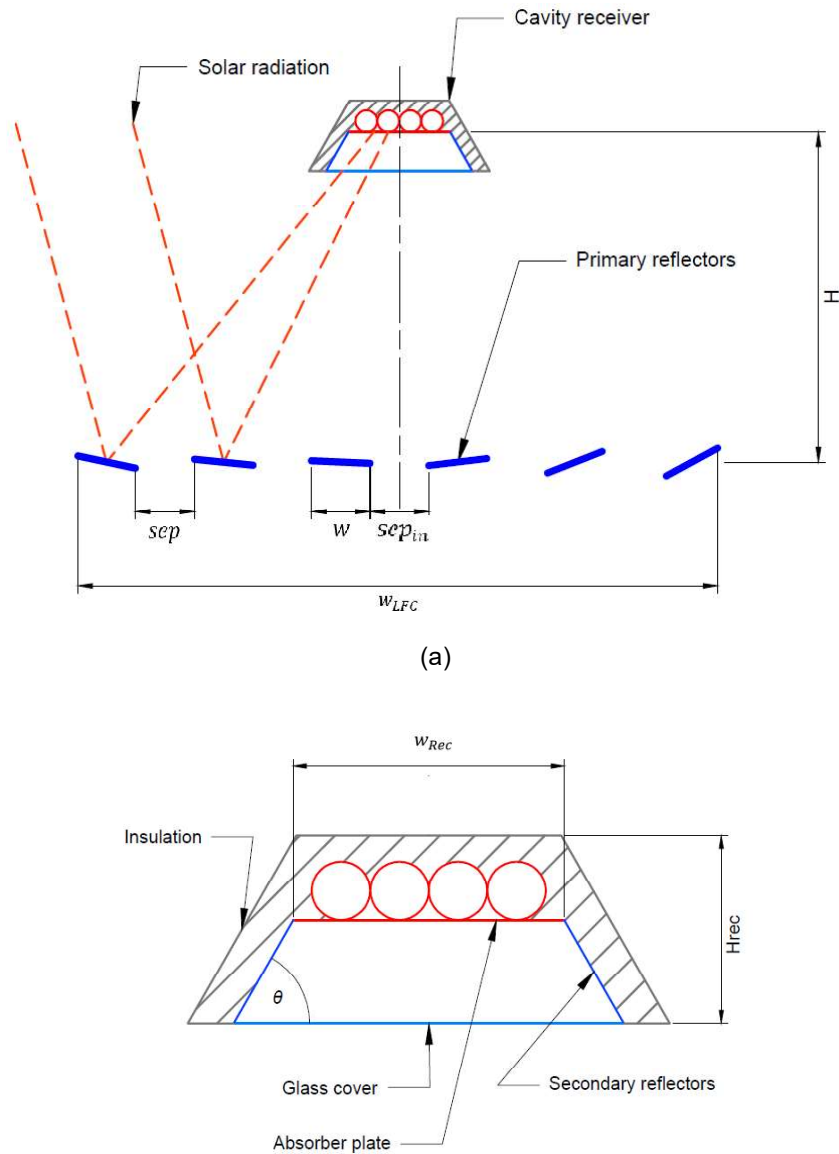


Figura 2.3. a) Características geométricas del campo de reflectores de un LFC b) Características geométricas del receptor del colector LFC.

La Tabla 2.4 recopila las características geométricas del campo de reflectores, así como del receptor y los reflectores secundarios

Tabla 2.4. Características geométricas del Colector lineal Fresnel.

COMPONENTE	DESCRIPCIÓN	SIMBOLO	VALOR	UNIDAD
COLECTOR LINEAL FRESNEL	Área de apertura	A_{ap}	20	m ²
	Ancho del LFC	w_{LFC}	4	M
	Largo del LFC	L_{LFC}	10	M
	Radio de Concentración	R_C	20	-
CAMPO DE REFLECTORES	Longitud de los reflectores	L_{Ref}	10	M
	Ancho de los reflectores	w	0.1	m
	Separación horizontal entre los reflectores	sep	0.1	m
	Número de reflectores	num	20	-
RECEPTOR	Altura receptor- reflectores	H	4	m
	Ancho del receptor	w_{Rec}	17.94	cm
	Ancho de los reflectores secundarios	w_{Sec}	7.10	cm
	Ángulo de inclinación reflectores secundarios	θ	60	°

2.3 Procedimiento para el cálculo de la energía anual

En la Figura 2.4 se muestra el diagrama de flujo a resolver a fin de calcular la energía anual obtenida en el receptor del Colector lineal Fresnel, para su resolución existen dos componentes: El modelo óptico mediante el cual se obtiene valores de energía instantánea y método de integración por Monte Carlo que permite la obtención de la energía anual acompañado de su incertidumbre numérica. El código de programación para la resolución del diagrama de flujo presentado es programado con Python [56].

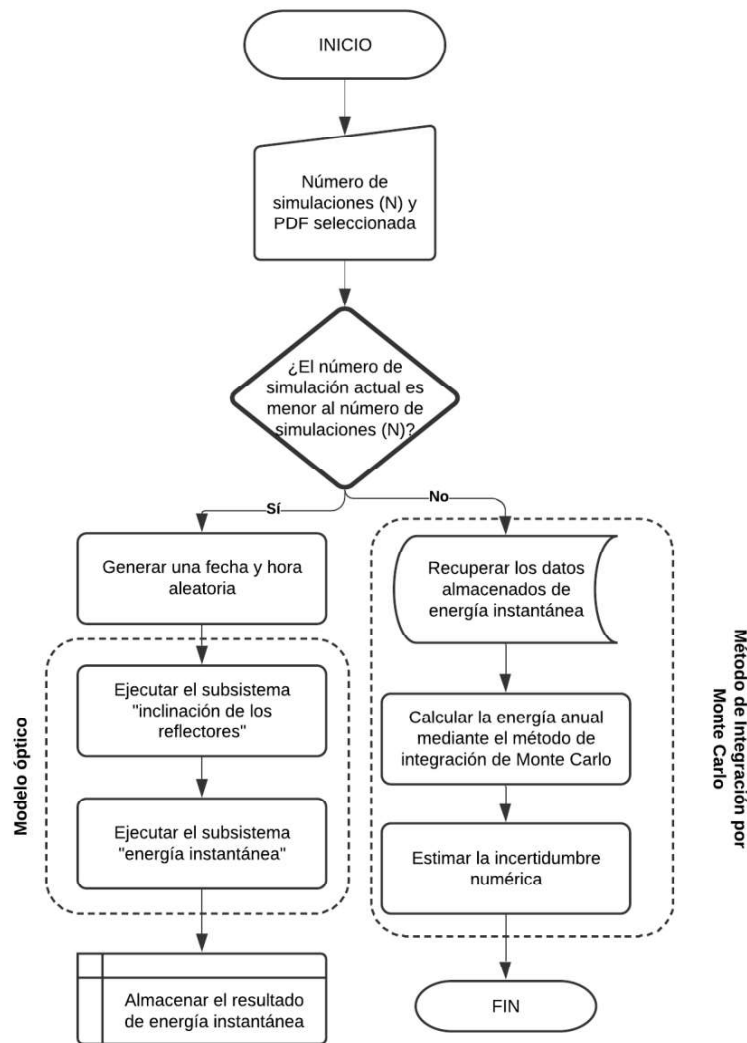


Figura 2.4. Diagrama de flujo de la herramienta computacional.

El modelo óptico se encuentra compuesto de dos sub sistemas, en la Figura 2.5 se esquematiza un diagrama de bloques a fin de identificar los parámetros de entrada y salida de cada subsistema.

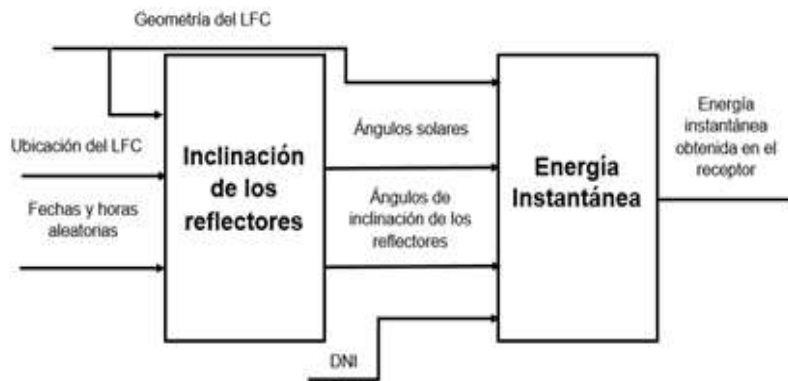


Figura 2.5. Diagrama de bloques para el modelo óptico

El primer subsistema a resolver es “inclinación de los reflectores”, el mismo que permite conocer los ángulos solares así como la inclinación de los espejos del campo de reflectores del Colector lineal Fresnel para una fecha y hora de entrada.

Los resultados del primer subsistema, acompañados de la DNI y geometría del Colector lineal Fresnel son los datos de ingreso para el segundo subsistema denominado “Energía Instantánea”, el mismo que permite determinar el flujo de energía instantáneo obtenido en el receptor del LFC. Para la resolución de este subsistema se emplea un software de Monte Carlo con Ray Tracing (MCRT)- Solstice.

Con los datos de energía instantánea se calcula la energía anual de un Colector lineal Fresnel mediante el método de integración de Monte Carlo, un método numérico que permitirá conocer el valor de energía anual mediante una muestra de valores de energía instantánea obtenida en diferentes instancias del año.

2.4. Subsistema 1: Inclinación de los reflectores

El subsistema inclinación de los reflectores, calcula la posición solar y el ángulo de inclinación del campo de reflectores para una fecha y hora específica. En la actual sección se presenta los cálculos que se deben realizar a fin de obtener los valores de salida del subsistema.

2.4.1. Geometría solar

A continuación, se presentan las fórmulas empleadas para el cálculo de los parámetros solares: hora solar, ángulos solares y vector unitario solar. Mencionados valores servirán como dato de entrada para obtener los valores de energía instantánea así como para el cálculo de los ángulos de inclinación de cada espejo del campo de reflectores. A fin de entender el concepto de los términos empleados en esta sección se adjunta como Anexo 1 un glosario de los términos empleados.

- **Hora solar y ángulo horario**

Para aplicaciones de energía no es conveniente trabajar con la hora local, con lo que resulta necesario emplear la hora solar, en donde el tiempo depende la ubicación del observador. En la Tabla 2.5 se presentan los principales parámetros con sus respectivas ecuaciones que permitirán el cálculo de la hora solar y el ángulo horario.

Tabla 2.5. Ecuaciones para el cálculo de la hora solar.

Parámetro	Unidades	Ecuación de Cálculo
Factor B para cálculo ecuación del tiempo	[-]	$B = \frac{(n - 1)360}{365}$
Ecuación del tiempo	[min]	$E = 229.2 * (0.000075 + 0.001868 \cos B - 0.03207 \operatorname{sen} B - 0.014615 \cos 2B - 0.04089 \operatorname{sen} 2B)$
Hora Estándar	[min]	-
Hora Solar	[min]	$H_r - H_{ST} = 4 * (L_{ST} - L_{loc}) + E$

- **Ángulos de posición solar para un observador en la Tierra.**

Los ángulos solares necesarios para definir la posición solar y por lo tanto la dirección de la radiación solar incidente para un observador ubicado en un plano relativo a la Tierra son: cenit, azimut, y elevación. En la Tabla 2.6 se detalla las fórmulas necesarias el cálculo de cada uno.

Tabla 2.6. Ecuaciones para cálculo de los ángulos de posición solar

Parámetro	Unidades	Ecuación de Cálculo
Ángulo horario	[°]	$\omega = 15(H_r - 12)$ Mañana (-), tarde (+)
Declinación	[°]	$\delta = 23.45 * \text{sen}\left(360 \frac{284 + n}{365}\right)$
Ángulo del cenit solar	[°]	$\cos \theta_s = \cos \text{Lat} * \cos \delta * \cos \omega + \sin \text{Lat} * \sin \delta$
Ángulo de altura solar	[°]	$\alpha_s = 90^\circ - \theta_s$
Azimut solar	[°]	$\cos \phi_s' = \frac{\cos \delta \cos \omega \sin \text{Lat} - \sin \delta \cos \text{Lat}}{\cos(90 - \theta_s)}$ si $\omega > 0 \therefore \phi = \phi_s'$ si $\omega < 0 \therefore \phi = -\phi_s'$

Nota: Para emplear la ecuación para el cálculo del azimut es necesario que el ángulo horario esté en [rad]

- **Cálculo del vector unitario solar**

Para definir el vector solar unitario es necesario establecer un sistema de coordenadas con origen en el observador (reflector primario). En la Figura 2.6 se indica el sistema de coordenadas trazado, el mismo se forma por un plano horizontal que contiene las direcciones norte- sur y este-oeste; el eje vertical por su parte será dirigido hacia el firme del observador (cenit). Nota: Las direcciones sur, oeste y cenit serán positivas. [57]

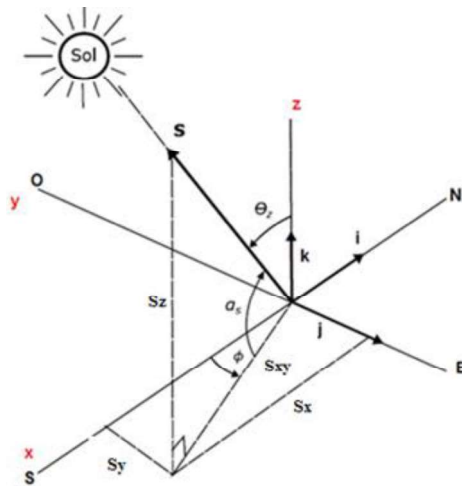


Figura 2.6. Sistema de Coordenadas de un observador para calcular la posición solar.

El vector posición solar unitario para un observador en la Tierra queda definido por el vector:

$$\vec{S} = S_x \vec{i} + S_y \vec{j} + S_z \vec{k} \quad (2.1.)$$

En la Tabla 2.7 se muestra los cálculos para obtener la componente unitaria por cada dirección.

Tabla 2.7. Cálculos para obtener las componentes unitarias de la posición solar

Triángulo S-Sz-Sxy	Triángulo Sx- Sy- Sxy
$\cos \theta = \sin \alpha = \frac{S_z}{S} [1]$ $S_{xy} = S * \cos \alpha = S * \sin \theta [2]$	$S_y = \sin \phi * S_{xy}$ <p>Reemplazando [2]:</p>

	$\frac{S_y}{S} = \sin \phi * \sin \theta \quad [3]$ <p>Reemplazando [2]:</p> $S_x = \cos \phi * S_y$ $\frac{S_x}{S} = \cos \phi * \sin \theta \quad [4]$
--	--

La Tabla 2.8 resume las fórmulas del cálculo de cada componente del vector unitario solar.

Tabla 2.8. Ecuaciones de las componentes unitarias del vector solar

Componente Unitaria	Ecuación de cálculo
S_x	$\cos \phi * \sin \theta$
S_y	$\sin \phi * \sin \theta$
S_z	$\cos \theta$

2.4.2. Cálculo de la posición horizontal y ángulo de inclinación de los reflectores

Los reflectores se ubicarán simétricamente a cada lado del receptor del Colector lineal Fresnel, sus posiciones horizontales serán fijas y dependerán de los valores de: separación, ancho y número de espejos. En la Tabla 2.9 se resumen las fórmulas necesarias para el cálculo de la posición de cada reflector.

Tabla 2.9. Ecuaciones para el cálculo de la posición de los reflectores

Nombre	Sigla	Fórmula	Unidades
Posición en x del primer reflector	(Ref ₁)	$Ref_1 = -\left[\frac{sep + w}{2} + (sep + w) * \left(\frac{num}{2} - 1\right)\right]$	[m]
Diferencia	(d)	$d = w + sep$	[m]
Posición del n-ésimo reflector	(Ref _n)	$Ref_n = Ref_1 + d(n - 1)$	[m]

***Nota:** Los reflectores son nombrados de izquierda a derecha

Además, cada fila de reflectores del campo de espejos tiene un ángulo de inclinación específico, el mismo que cumple con la Ley de Snell Descartes a fin de reflejar la radiación solar incidente en el receptor del Colector lineal Fresnel[15]; el ángulo de inclinación de cada reflector (ϕ_i) es función de dos ángulos:

1. Ángulo de posición de los espejos (β_i)

2. Ángulo de incidencia solar (α_T).

El cálculo de estos ángulos se realiza mediante el método propuesto por Youssef Elmaanaoui [58]. En la Figura 2.7 se ilustra la definición de cada ángulo, por su parte en la Tabla 2.10 se muestran las ecuaciones necesarias a calcular.

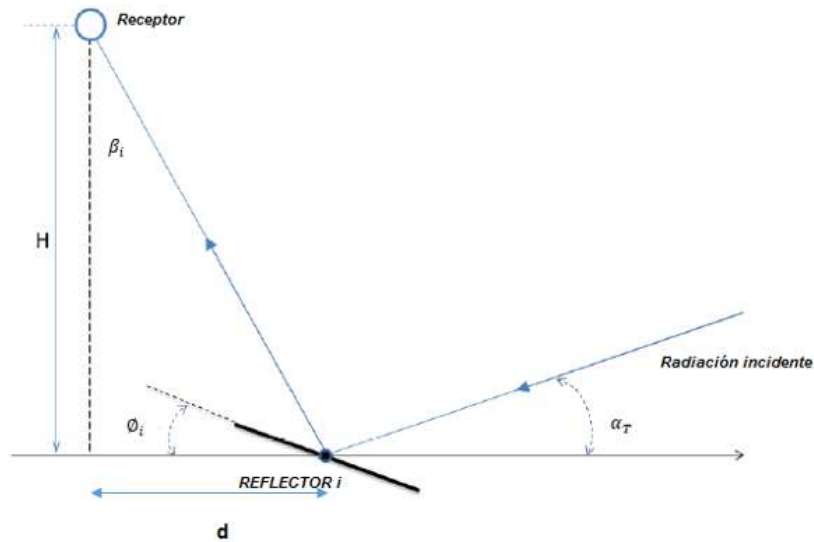


Figura 2.7. Ángulos de inclinación, posición solar y posición de los reflectores.

Tabla 2.10. Ecuaciones para el cálculo del ángulo de inclinación de cada reflector.

Nombre	Sigla	Fórmula	Unidades	Observación
Ángulo de posición del reflector	β_i	$\beta_i = \tan^{-1}\left(\frac{d_i}{H}\right)$	[°]	-
Ángulo de incidencia solar	α_T	$\alpha_T = \tan^{-1}\left(\frac{\sin \phi * \cos \alpha}{\sin \alpha}\right)$	[°]	Ecuación únicamente para colectores Este Oeste
Ángulo medio	ϕ_i	$\phi_i = \frac{\alpha_T - \beta_i}{2}$	[°]	-

En el Anexo II se presenta un ejemplo de cálculo de los ángulos solares, así como de la posición horizontal y ángulo de inclinación para cada fila de reflectores, en una fecha y hora específica.

2.5. Subsistema 2: Energía instantánea

El subsistema 2 calcula la energía instantánea obtenida en el receptor de un Colector lineal Fresnel, para la resolución de este subsistema se emplea un software de Ray Tracing con Monte Carlo (MCRT)- Solstice. En la actual sección se presenta las ecuaciones que resuelve internamente el software, así como los datos de ingreso para la ejecución del mismo.

2.5.1. Software de Monte Carlo con Ray Tracing (MCRT) - Solstice

Solstice es un software libre y de código abierto empleado para el diseño de sistemas de concentración solar, fue desarrollado por el programa francés Meso Star- SAS. Este software de trazado de rayos emplea el método de integración por Monte Carlo, un método numérico flexible y eficiente para simular características de concentración de colectores solares. Este método estadístico toma en consideración los fenómenos de radiación ya que los mismos coinciden en la realidad física con el transporte de fotones. [59], [60] [61].

El algoritmo de Monte Carlo consiste en emplear una muestra aleatoria de rayos de potencia conocida, e identificar el camino que realiza cada uno de ellos desde el sol hasta los elementos ópticos de un concentrador solar, mostrar las interacciones y afectaciones ante eventos de: emisión, reflexión, refracción, absorción; etc.; con el objetivo de obtener la integral del número de rayos que llegaron al objetivo (target) que permite el cálculo de la potencia útil obtenida en el receptor para el muestreo de rayos realizado. Al emplear este algoritmo se puede identificar de igual manera los rayos que no llegaron, y los perdidos por procesos de absorción o sombras, calculando con estos rayos la potencia perdida en el colector solar.

Con Solstice se obtiene el flujo solar concentrado sobre un objetivo (target), para lo cual internamente soluciona la integral recursiva que representa el flujo solar incidente (P) sobre una superficie (2.3). [62] [63]

$$P = \int_{S_R} ds(r_1) \int_{\Omega_{sun}} d\omega_0 |\mathbf{n}(r_1) \cdot \omega_0| \frac{DNI}{\Omega_{sun}} H(r_0 \in sun) I_1 \quad (2.2)$$

$$I_i = \int_{2\pi} d\omega_i p''(\omega_i | \omega_{i-1}) |\mathbf{n}(r_i) \cdot \omega_i| [H(r_i \in Target) + H(r_i \in S_R) I_{i+1}] \quad (2.3)$$

Las ecuaciones (2.2) y (2.3) se encuentran basados en dos suposiciones:

- A. La radiación no interactúa con la atmósfera a nivel del suelo.

B. La dependencia espectral de la intensidad del sol (I_{sun}) se encuentra inmerso en la definición de la irradiancia normal directa (DNI), considerando que las propiedades ópticas son constantes para todo el rango del espectro solar, representado mediante la integral sobre todas las frecuencias del espectro solar. La ecuación (2.4) representa la definición de la DNI.

$$DNI = \int_{v_{min}}^{v_{max}} dv \int_{\Omega_{sun}} d\omega_0 I_{Sun}(\omega_0 \cdot v) \quad (2.4)$$

En la Tabla 2.11 se presenta la definición de los parámetros mostrados en las ecuaciones (2.2), (2.3) y (2.4).

Tabla 2.11. Parámetros involucrados para el cálculo del flujo obtenido en el receptor de un colector.

TÉRMINO	ECUACIÓN	DEFINICIÓN
$\int_{v_{min}}^{v_{max}} dv$	(2.4.)	Integral sobre todas las frecuencias del rango espectral
$\int_{S_R} ds(r1)$	(2.2.)	Integral de superficie ejecutada sobre la primera superficie donde se produzca reflexión.
$H(x)$	(2.2.) (2.3.)	Función de prueba. Los resultados de las función toman los valores : $H(x) = 1$ si $x = TRUE$, $H(x) = 0$ si $x = FALSE$
r_0, ω_0	(2.2.)	Representan los valores de ubicación y dirección del sol respectivamente. Emplean la función $H(x)$, a fin de determinar que el origen de la radiación solar incidente sea en el sol.
I_i	(2.3.)	Indicador del término recursivo, donde se presentan las múltiples reflexiones que realizarán los rayos hasta llegar a su objetivo. Los valores de: $H(r_{i+1} \in Target)$: La intersección consecuente entre la radiación incidente y el material está dentro del receptor, entonces la función $H(x)$ toma el valor de 1 y se considera como realización guardada. $H(r_{i+1} \in S_R)$: La intersección posterior entre la radiación incidente y el material se encuentra en un elemento del colector que no es el receptor, será necesario emplear nuevamente la ecuación (2.3) a

		fin de calcular la nueva reflexión y su respectiva intersección. Si no se produce ninguno de los caso de intersección presentados, el rayo es considerado como perdido.
$p''(\omega_i \omega_{i-1})$	(2.3.)	Función de reflectancia bidimensional

(Fuente: [63])

Para que el método de Monte Carlo sea implementado será necesario realiza ciertas reformulaciones a la integral, a fin de poder emplearlo. Roccia J. [62] en su trabajo muestra las reformulaciones necesarias de realizar, de igual manera explica las funciones de distribución de probabilidad empleadas con sus respectivos pesos. En la Figura 2.8 se ilustra el algoritmo de integración de Monte Carlo empleado por Solstice a fin de obtener el flujo solar concentrado.

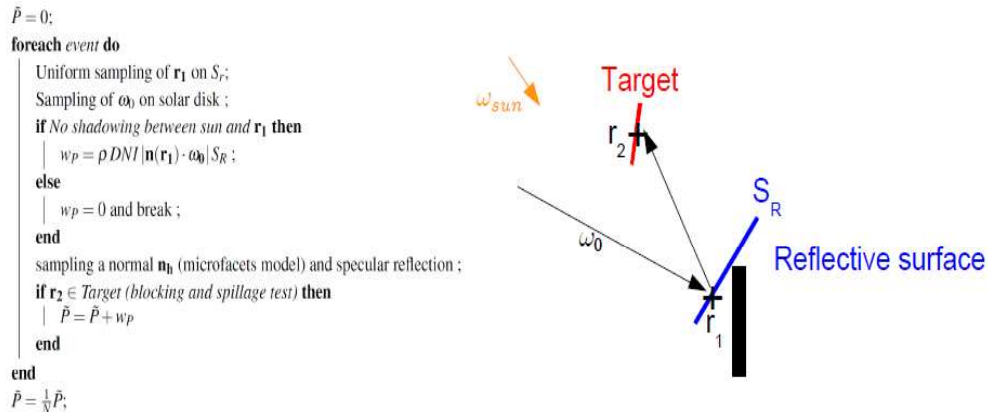


Figura 2.8. Algoritmo de integración por Monte Carlo empleado por Solstice para una reflexión.

(Fuente: [63])

El algoritmo inicia tomando una muestra de la superficie reflectante (r_1) con la cual se muestrea el centro del disco solar de dirección ω_0 y ubicación r_0 . Si no se produce sombras entre el rayo y la superficie reflectante se calcula el peso de Monte Carlo, y la dirección de r_2 mediante los principios de reflexión especular y reflexión por micro facetes. Si con la dirección de r_2 se impacta en el receptor (target) se almacena en dato de potencia y se repite el proceso para los N rayos, finalmente con los resultados de potencia almacenados se obtiene el flujo concentrado en el receptor con su respectiva incertidumbre numérica.

En la Figura 2.9 se esquematiza el algoritmo de Monte Carlo para un Colector lineal Fresnel, para su resolución se sigue el proceso ilustrado para una reflexión (Figura 2.8) sin embargo para este caso es desarrollado en múltiples reflexiones. El proceso de trazado de rayos inicia desde el sol, continua con reflexión de la radiación solar con los reflectores primarios, la transmitancia del rayo a través de la cubierta de vidrio, y su posterior reflexión en los reflectores secundarios hasta que el rayo alcanza el receptor donde se contabiliza el flujo solar concentrado. [64]

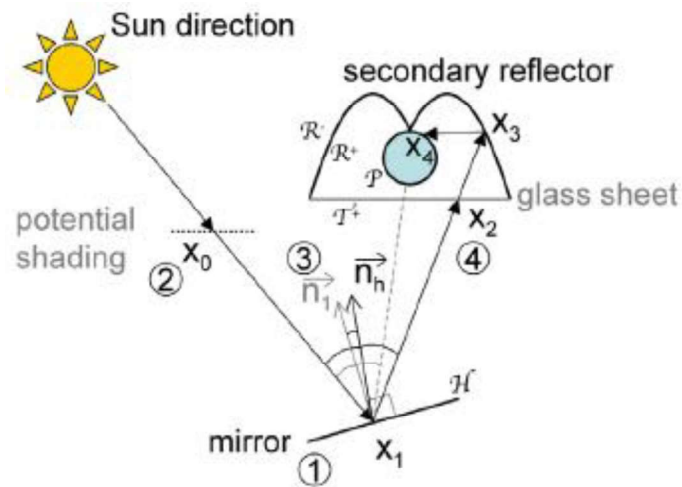


Figura 2.9. Algoritmo de integración por el método de Monte Carlo aplicado a un Colector lineal Fresnel.
(Fuente: [64])

2.5.2. Cálculo de datos de entrada para simulación del Colector lineal Fresnel(LFC) en Solstice

En la Figura 2.10, se presenta en forma general, el procedimiento que realiza Solstice para la ejecución de sistemas de Concentración Solar Térmica.

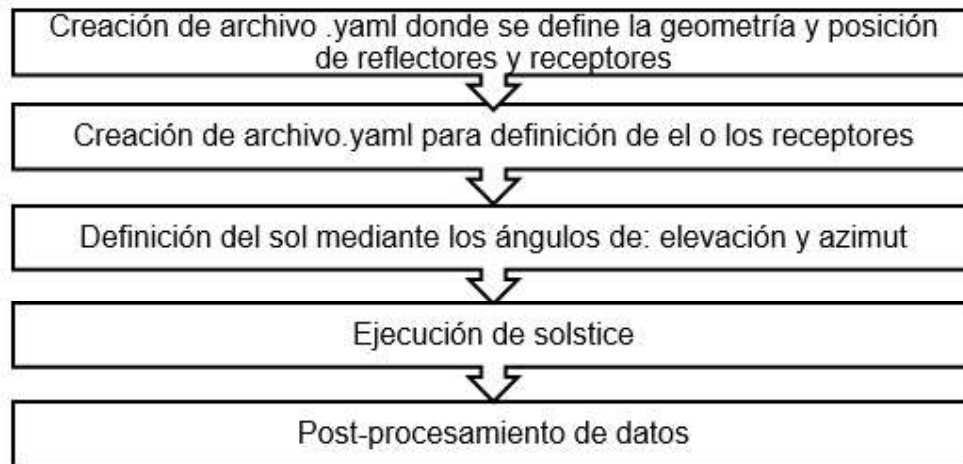


Figura 2.10. Procedimiento para realizar simulaciones en Solstice.

Para ejecutar una simulación en Solstice se requiere de: dos archivos de extensión yaml., los ángulos solares de: cenit y azimut, y el número de rayos a trazar. En la Figura 2.11 se muestra la línea de comando para la ejecución en Solstice con sus principales parámetros.

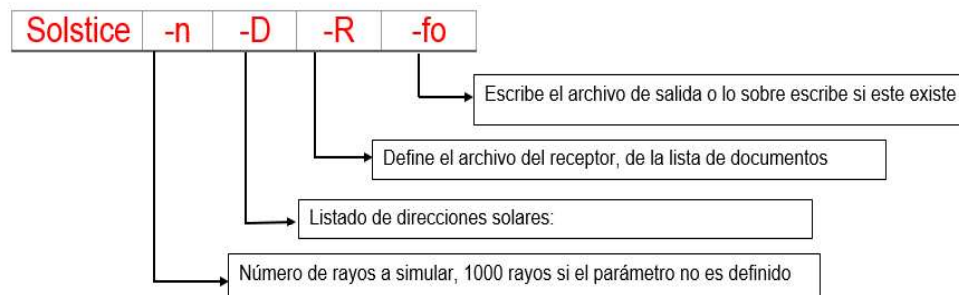


Figura 2.11. Línea de comando para ejecución de Solstice.

- Archivos yaml: En la Tabla 2.12 se muestran los datos utilizados para la creación de los archivos yaml. A fin de una mejor comprensión del significado de estos parámetros se presenta un anexo (Anexo III) de manejo de Solstice y la forma de creación de este tipo de archivos.

Tabla 2.12. Datos de entrada

DEFINICIÓN DEL SOL		
DNI	Los valores de DNI, son obtenidos de un año típico meteorológico (TMY por sus siglas en inglés), los cuales recogen los datos anuales por hora, que representan los valores meteorológicos habituales de una zona [65]. El TMY empleado, usa la base de datos 1998- 2015 de NREL (National Renewable Energy Laboratory), seleccionado por su resolución geográfica y temporal. Para latitudes ecuatoriales los datos de DNI se encuentran validados por Vaca [21].	
DEFINICIÓN DE ENTIDADES		
Tipo de entidad	Reflectores primarios	Reflector
	Reflectores secundarios	Reflector
	Receptor	Target
Materiales	Reflectores primarios	Mirror
	Reflectores secundarios	Mirror
	Receptor	Matte
Propiedades	Reflectores primarios	Refl.: 1.0, S.E: 0
	Reflectores secundarios	Refl.: 1.0, S.E: 0
	Receptor	Refl.: 0, S.E: -
Traslación	Reflectores primarios	Cálculo de acuerdo a la sección 2.4.2
	Receptor	(0,0,H)
Rotación	Reflectores primarios	Cálculo de acuerdo a la sección 2.4.2
	Reflectores secundarios	Izquierdo: $(0, -\theta, 0)$, Derecho: $(0, \theta, 0)$
	Receptor	(0,0,0)
Geometría	Reflectores primarios	Forma: Plana, Operación: AND
	Reflectores secundarios	Forma: Plana, Operación: AND
	Receptor	Forma: Plana, Operación: AND

*Nota: Refl.: Reflectividad, S.E: Slope error ¹

¹ Slope error: Error en la superficie normal de un reflector, causado por imperfecciones y defectos en el material de los espejos, este error produce una dispersión en la reflexión especular; provocando la disminución del rendimiento del colector. [44]

- Ángulos Solares: Solstice requiere para su ejecución de dos ángulos solares: azimut y cenit. Para Solstice, el ángulo azimutal es medido entre la proyección horizontal de la dirección solar y el eje X, mientras el ángulo cenital es el comprendido entre la dirección solar y su proyección horizontal. En la Figura 2.12 se muestra los ángulos de cenit y azimut definidos para Solstice.

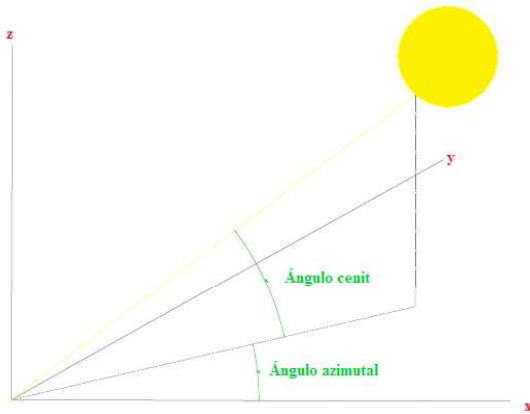


Figura 2.12. Definición de Solstice para ángulos solares.

2.6. Cálculo de la energía anual para cada configuración mediante el Método de integración por Monte Carlo

Para el cálculo de la energía anual obtenida en receptor del Colector lineal Fresnel, se emplea el método de Monte Carlo, un método numérico utilizado para la resolución de integrales complicadas mediante procesos estadísticos. Para comprender su aplicación en la ecuación (2.5) se describe una ecuación integral simple definida en el intervalo $[a, b]$.

$$\langle z \rangle = \int_a^b z(x) dx \quad (2.5.)$$

Considerando X como una variable aleatoria, sea esta continua o discreta, con una función de probabilidad ($f(x)$) seleccionada arbitrariamente. La función de probabilidad PDF puede ser introducida en la ecuación 2.5 a fin de obtener la formulación integral mediante el método de monte Carlo (IFMC).

$$\langle z \rangle = \int_a^b w(x) f(x) dx \quad (2.6.)$$

$$w(x) = \frac{z(x)}{f(x)} \quad (2.7.)$$

La resolución de la ecuación integral del método de Monte Carlo sigue el algoritmo de Monte Carlo que consiste en estimar el valor medio de la población mediante la evaluación de una muestra de la variable (de tamaño N), seleccionada con una función de probabilidad definida. El algoritmo de Monte Carlo se base en dos teoremas matemáticos: teorema de los grandes números y el teorema de límite central, con los cuales se puede obtener un valor estimado, ecuación (2.8) ,de la integral de Monte Carlo, conjuntamente con la incertidumbre numérica o error estándar del valor estimado (2.10). [54] [66]

$$\bar{z} = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N w_i \quad (2.8.)$$

$$w_i = \frac{z(x_i)}{f(x_i)} \quad (2.9.)$$

$$\sigma_N = \frac{1}{\sqrt{N-1}} * \sqrt{\left(\frac{1}{N} \sum_{i=1}^N w_i^2 \right) - \bar{z}^2} \quad (2.10.)$$

Briesmeister [67] en su trabajo busca determinar la calidad del valor estimado obtenido mediante el método de Monte Carlo basándose en el cálculo del error relativo $R = \bar{z} / \sigma_N$. En la tabla 2.13 se ilustra la calidad de un valor estimado en función de su error relativo.

Tabla 2.13. Calidad del valor estimado en función del rango del error relativo.

Calidad del valor estimado	
Rango de R	Calidad de la estimación
0.5-1	No aceptable
0.2-0.5	Mala
0.1-0.2	Cuestionable
<0.10	Generalmente aceptable
<0.05	Generalmente aceptable para detectores puntuales

(Fuente: [67])

En la Tabla 2.14 se muestra los parámetros y valores empleados para el cálculo de la energía anual mediante el método de integración por Monte Carlo.

Tabla 2.14. Ecuaciones para obtener la energía anual mediante el método de Monte Carlo.

Parámetro	Ecuación	
Energía anual	$\langle E \rangle = \int_{Fecha_{inic}}^{Fecha_{fin}} e(x) dx$	< E > representa la energía anual obtenida en el LFC, entre la fecha de inicio: 1 de Enero y las fecha de finalización: 31 de Diciembre
Valor estimado de la energía anual	$\bar{E} = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N w_i$	\bar{E} es el valor estimado de energía anual obtenida en el LFC, evaluado mediante N eventos de pesos w_i
Pesos de cada evento	$w_i = \frac{e(x_i)}{f(x_i)}$	w_i Representa el peso de cada evento, obtenido de la

Error estándar del
valor de energía
estimado

$$\sigma_N = \frac{1}{\sqrt{N-1}} * \sqrt{\left(\frac{1}{N} \sum_{i=1}^N w_i^2\right) - \bar{E}^2}$$

razón entre energía instantánea para la PDF seleccionada.

σ_N Representa el error estándar del valor estimado, se calcula en base al número de eventos, sus respectivos pesos y el valor estimado de energía anual.

La energía anual, es una variable aleatoria continua, para este caso de estudio se empleará una distribución uniforme continua. En la Tabla 2.15 se muestra la función de densidad de probabilidad (PDF), así como la generación de fechas aleatorias mediante la inversa de una CFD empleado mencionada distribución.

Tabla 2.15. Parámetros para la distribución uniforme continúa.

Función de distribución: DISTRIBUCIÓN UNIFORME CONTINUA	
Parámetro	Ecuación
Función de densidad de probabilidad (PDF)	$\frac{1}{Fecha_{fin} - Fecha_{inic}}$ <p>$Fecha_{fin} - Fecha_{inic}$ = Diferencia de tiempo en [s]</p>
Función de distribución acumulada (CDF)	$\frac{z - Fecha_{inic}}{Fecha_{fin} - Fecha_{inic}}$
Inversa de una CFD para generación de fechas aleatorias	$Fecha_{alea} = Fecha_{inic} + (Fecha_{fin} - Fecha_{inic}) * \rho$ <p>$\rho \rightarrow U(0,1)$</p>

3. RESULTADOS Y DISCUSIÓN

3.1. Validación de los resultados de energía instantánea obtenidos con Solstice.

A fin de comprobar que los resultados de energía instantánea que se obtienen mediante el cálculo de los parámetros de entrada (cálculo de la posición solar, cálculo de la inclinación de los reflectores, creación de los archivos yaml) más el software de Monte Carlo con Ray Tracing- Solstice son los correctos, se realiza una comparación entre los resultados obtenidos por el programa desarrollado con los mostrados por LABEX Solstice [68], para un Colector lineal Fresnel. La geometría, propiedades y locación del Colector lineal Fresnelson tomadas de Zhu [69] e ilustrados en la Tabla 3.1, Tabla 3.2 y Tabla 3.3 respectivamente.

Tabla 3.1. Geometría del Colector lineal Fresnel.

Especificaciones geométricas		
Ancho total del colector	12.8	[m]
Ancho efectivo del colector	12.5	[m]
Número de reflectores	100	-
Ancho del reflector	0.105	[m]
Distancia entre reflectores	0.115	[m]
Diámetro del tubo absorbedor	0.09	[m]
Altura receptor – reflectores	7	[m]

Tabla 3.2. Propiedades ópticas del Colector lineal Fresnel.

Propiedades ópticas			
Propiedades ópticas	Ref. Primarios	Absorbedor	Ref. Secundarios
Reflectividad	0.94	-	0.94
Absortividad	-	0.9	-
Slope error [mrad]	3	-	2

Tabla 3.3. Parámetros solares.

Especificaciones geométricas		
DNI	1000	[W/m ²]
Azimut	180	[°]
Cenit	40	[°]

En la Tabla 3.4 se muestra una comparación entre los resultados obtenidos por Labex Solstice y la herramienta computacional desarrollada para el cálculo de energía del Colector lineal Fresnel. Se indican los resultados de: Flujo potencial, flujo absorbido por el receptor, factor coseno, pérdidas por sombras, pérdidas por absorción y otras pérdidas. Además se incluye el error numérico generando en la herramienta computacional.

Tabla 3.4. Comparación de resultados entre Labex Solstice y la herramienta computacional desarrollada.

Resultado	Unidades	Labex Solstice	Herramienta Computacional	Error [%]
Cenit	[°]	40	40.3	0.75
Azimut	[°]	180	180.3	0.75
Flujo potencial	[KW]	659.4	659.4	0.0
Flujo absorbido	[KW]	368.1	385.9	4.8
Factor coseno	-	0.8	0.8	0.1
Pérdidas por sombras	[KW]	3.7	3.4	-7.1
Pérdidas por absorción	[KW]	34.0	34.1	-11.0
Otra Pérdidas	[KW]	153.8	136.9	0.4

A continuación se detallan las principales causas por las cuales se genera el error numérico:

- El software de Monte Carlo con Ray Tracing - Solstice, es un método estadístico por lo cual los resultados varían para cada realización pese a emplear los mismos parámetros de entrada y simulación.
- Para la herramienta computacional desarrollada, los valores de ángulos solares son calculados en base a una fecha y hora del año, es decir el valor de entrada es una fecha y hora donde se obtuvo una aproximación del cenit y azimut presentado en la tabla 3.3. La fecha y hora empleada es 21 de marzo a las 12 horas donde los valores de cenit y azimut son 40.30° y 180.3° respectivamente; difiriendo en un 0.75% de los ángulos empleados por LABEX.
- El máximo error generado es del 11% y se obtiene en las pérdidas por sombras, este error se debe a que Zhu [69] emplea una separación adicional de 0.01 [m] en los reflectores cercanos al eje central del colector; esta separación adicional es empleada por LABEX pero no es considerada en la herramienta computacional desarrollada, con lo cual la posición calculada para el reflector N°88 varía de 8.25 [m] (resultado obtenido por la herramienta computacional) a 8.62 [m] (resultado de

LABEX). Debido al cambio de posición de los reflectores, el porcentaje de bloqueo de rayos varía de 85% a 55%, para mencionado reflector.

- Los ángulos de inclinación de los reflectores para la herramienta computacional, son calculados de acuerdo a las fórmulas presentadas en la sección 2.4.2, sin embargo LABEX emplea la opción de auto rotación de los reflectores disponible en Solstice para posicionar a los reflectores.

3.2. Determinación del número de rayos para la obtención de la energía instantánea.

Para una simulación en el software de Solstice que permita conocer el flujo de energía instantáneo se requiere de los siguientes parámetros de simulación: 2 archivos de extensión yaml, los ángulos de cenit y azimut, y el número de rayos.

Solstice, al ser un software que emplea el método de integración de Monte Carlo (IFMC) depende del tamaño de eventos o ensayos simulados (número de rayos). A fin de determinar el número de rayos óptimo un estudio de convergencia es llevado a cabo, para el mismo se emplea la geometría del Colector lineal Fresnel presentada en la sección 2.3. En la tabla 3.5 se muestran los parámetros fijos de simulación, mientras que en la tabla 3.6 se muestra el flujo de energía instantáneo obtenido en el receptor para diferentes números de rayos con su respectiva incertidumbre numérica.

Tabla 3.5. Parámetros fijos de simulación para estudio de convergencia del número de rayos a emplear

Parámetros fijos de simulación		
Fecha	17/03/2019	DD/MM/AA
DNI	462.29	[W/m ²]
Azimut	184.6	[°]
Cenit	23	[°]

Tabla 3.6. Flujo de energía obtenido para diferentes números de rayos.

Número de rayos	Flujo de energía instantáneo [W]	Incertidumbre numérica [MW]	Error relativo (R)	Tiempo [s]
50	1108.3	388.9	0.35	9.4
500	1215.7	126.7	0.10	9.8

1000	1337.9	93.0	0.07	10.2
5000	1546.4	44.1	0.03	10.6
10000	1574.4	31.4	0.02	10.8
100000	1541.9	9.8	0.01	11.7
500000	1553.4	4.4	0.00	12.1
1000000	1549.6	3.1	0.00	13.4

En la Figura 3.1 se muestra el flujo de energía obtenido para diferentes números de rayos, como se observa a medida que el número de rayos aumenta la incertidumbre numérica disminuye, además a partir de los 10000 rayos los resultados de flujo obtenidos en el receptor convergen. De acuerdo a la Tabla 2.12 con el error relativo de 0.02 (error relativo para los 10000 rayos) la simulación es considerada “Generalmente aceptada para detectores puntuales”. El tiempo de simulación es de 11.7 [s] al emplear un mayor número de rayos el tiempo de simulación aumenta, con lo cual este parámetro es un factor importante debido al número de simulaciones que se deben realizar.

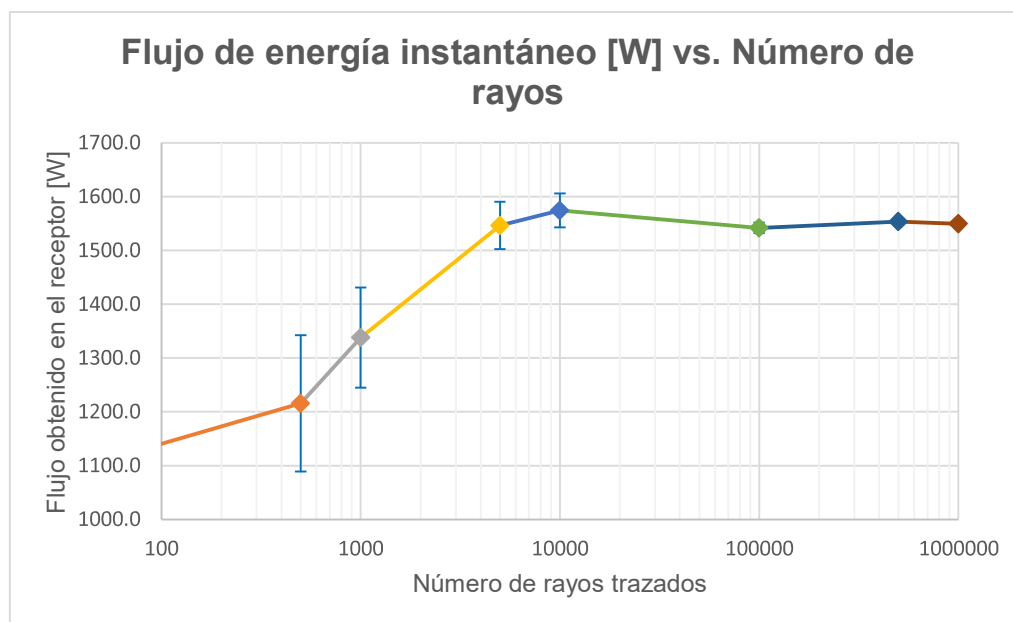


Figura 3.1. Flujo de energía instantáneo para diferentes números de rayos.

3.3. Determinación del número de “eventos” para el cálculo de la energía anual.

La energía anual es calculada en base al método de integración por Monte Carlo, al ser este un método estadístico es dependiente del tamaño de la muestra; es decir del número de fechas y horas analizadas donde se obtienen valores de energía instantánea. En la Tabla 3.7 se obtiene los resultados de energía anual obtenida para diferentes tamaños de muestra a fin de determinar el valor idóneo de la misma, cada resultado es acompañado de su respectiva incertidumbre numérica. La energía anual es calculada para el Colector lineal Fresnel descrito en la sección 2.2, sin embargo se realizó una modificación en el número de reflectores primarios de 20 a 5.

Tabla 3.7. Energía anual para diferentes tamaños de muestra (N).

Tamaño de muestra (N)	Energía Anual [MJ]	Incertidumbre numérica [MJ]	Error 1 [%] ²	Error 2 [%] ³	Tiempo [min]	Error relativo (R)
50	64238.1	8439.5	13.14	14.14	0.9	0.13
100	48980.2	5776.5	11.79	10	1.4	0.12
500	49857.8	2572.4	5.16	4.47	4.9	0.05
1000	50197.5	1828.5	3.64	3.16	12.2	0.04
2000	51144.6	1294.5	2.53	2.24	14.3	0.03
3000	50532.7	1053.7	2.09	1.83	30.1	0.02
4000	50552.2	915.6	1.81	1.58	39.0	0.02
5000	50742.3	820.8	1.62	1.41	42.4	0.02
5500	50943.4	782.7	1.55	1.35	45.2	0.02

Como se observa, a medida que el tamaño de muestra aumenta el valor de error 1 se aproxima a error 2, con lo cual emplear la aproximación 2 es correcto siempre que el tamaño de la muestra sea grande. En la Figura 3.2 se muestra los resultados de energía anual para diferentes tamaños de muestra con su respectiva incertidumbre numérica; como se observa en la gráfica a partir de 5000 “eventos”, los resultados de energía anual

² El error 1 es calculado empleando la ecuación $\sigma_N = \frac{1}{\sqrt{N-1}} * \sqrt{\left(\frac{1}{N} \sum_{i=1}^N w_i^2\right) - \bar{z}^2}$

³ El error 2 se calcula mediante la aproximación: $\sigma(z) \approx \frac{1}{\sqrt{N}}$

convergen con un error de 1.4%, y un error relativo del 0.02, el mismo que es considerado de acuerdo a la Tabla 2.12 como una simulación “Generalmente aceptada para detectores puntuales”. Emplear tamaños de muestras superiores aumentará el tiempo de simulación requerido.

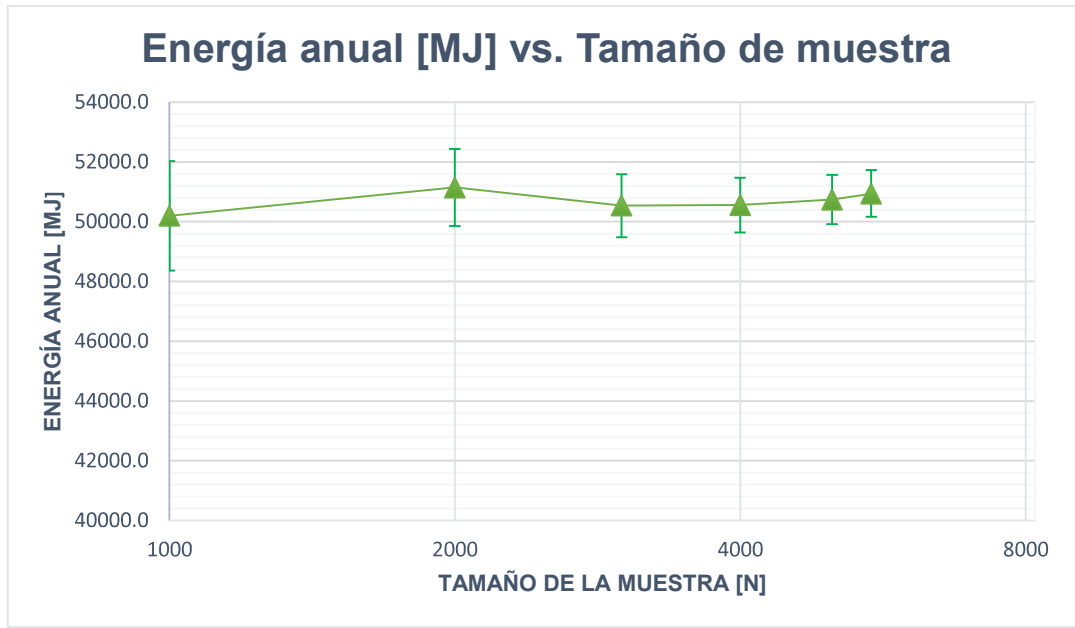


Figura 3.2. Energía anual obtenida en el receptor de un LFC para diferentes tamaños de muestra.

3.4. Resultados de energía anual obtenida en el Colector lineal Fresnel para diferentes tiempos de posicionamiento.

Para el estudio del tiempo de posicionamiento de los reflectores se esquematizan dos casos: En el primer caso se calcula la energía anual para los diferentes tiempos de posicionamiento en adelanto o retraso considerando que los reflectores varían su posición angular únicamente de la de la posición angular anterior a la posición angular para el tiempo de posicionamiento, es decir sin considerar las posiciones angulares intermedias. Por ejemplo, considerando que el tiempo de posicionamiento de los reflectores de es 60 [s] los reflectores permanecerán en sus posiciones angulares anteriores, una vez que transcurra el tiempo de posicionamiento (60 [s]) estos tomarán inmediatamente la posición angular calculada para el tiempo de posicionamiento. En el segundo caso de estudio se calcula la energía anual considerando el movimiento que realizan los reflectores desde su ángulo de inclinación anterior al ángulo de inclinación calculado para el tiempo de posicionamiento de los reflectores, es decir considerando las posiciones angulares intermedias que realiza el reflector para hasta alcanzar su nueva posición angular de tal manera que en un punto del movimiento de los reflectores, el ángulo de inclinación del reflector coincidirá con la posición solar real.

En la Tabla 3.8 se recopila la energía anual obtenida para cada caso en los tiempos de posicionamiento de adelanto y retraso, esta energía es comparada con la energía que se obtiene en el receptor del Colector lineal Fresnel si el movimiento de los espejos fuera continuo (tiempo de posicionamiento = 0 [s]), a fin de determinar el porcentaje de energía perdido en el colector.

Tabla 3.8. Energía anual para diferentes tiempos de posicionamiento.

CASO I					
Tiempo de posicionamiento [s]		Energía Anual [GJ]	Energía obtenida [%]	Energía Perdida [%]	
Adelanto	-360	45.8698	53.4459	-46.5541	↓
	-300	63.1531	73.5838	-26.4162	↓
	-240	75.3520	87.7976	-12.2024	↓
	-180	83.3224	97.0844	-2.9156	↓
	-120	85.6571	99.8047	-0.1953	↓
	-60	85.7423	99.9040	-0.0960	↓
0		85.8247	100	-	
Retraso	60	85.9145	100.1046	+0.1046	↑
	120	85.9779	100.1784	+0.1784	↑
	180	83.6243	97.4361	-2.5639	↓

	240	77.3432	90.1176	-9.8824	↓
	300	66.4401	77.4138	-22.5862	↓
	360	50.9891	59.4108	-40.5892	↓
CASO II					
	Tiempo de posicionamiento [s]	Energía Anual [GJ]	Energía obtenida [%]	Energía Perdida [%]	
Adelanto	-360	75.9123	89.6197	-10.3803	↓
	-300	80.1781	94.6557	-5.3443	↓
	-240	82.7815	97.7293	-2.2707	↓
	-180	84.3466	99.577	-0.423	↓
	-120	84.6101	99.888	-0.112	↓
	-60	84.6588	99.9455	-0.0545	↓
	0	85.8247	100	-	
Retraso	60	84.7491	100.052	+0.052	↑
	120	84.799	100.111	+0.111	↑
	180	84.5325	99.7964	-0.2036	↓
	240	83.2821	98.3202	-1.6798	↓
	300	81.0851	95.7265	-4.2735	↓
	360	77.3746	91.346	-8.654	↓

*NOTA: ↓ = Pérdida de energía en el colector Lineal Fresnel, ↑ = Ganancia de energía en el colector Lineal Fresnel

En la Figura 3.3 se muestra la energía anual obtenida en el receptor del Colector lineal Fresnel para diferentes tiempos de posicionamiento en adelanto o retraso, en cada caso. Como se observa en la figura las curvas obtenidas son simétricas, con lo cual en términos energéticos resulta similar emplear tiempos de posicionamiento en adelanto o en retraso, adicionalmente el tiempo de posicionamiento idóneo para ambos casos es de 120 [s]; tiempos de posicionamiento superiores generan mayores pérdidas de energía en el colector.

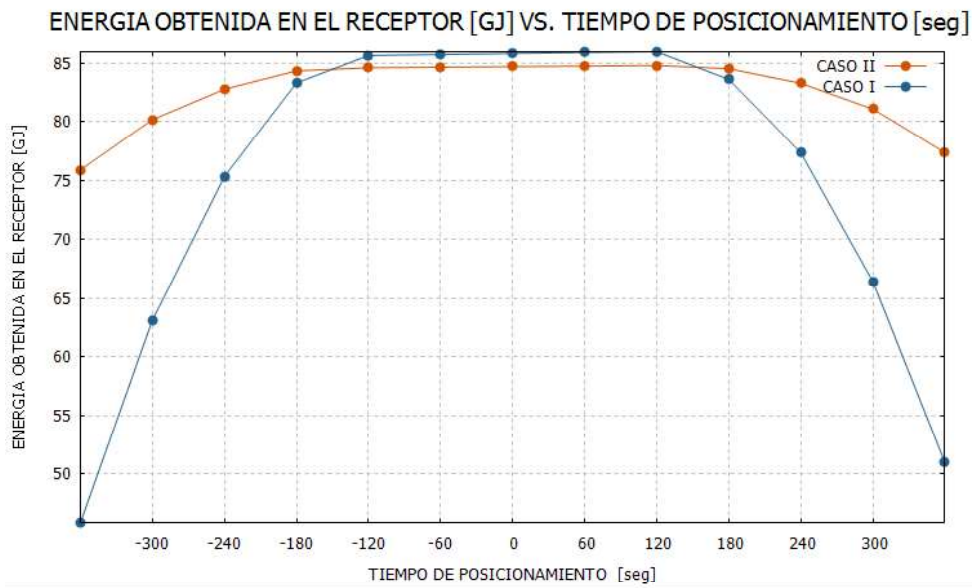


Figura 3.3. Energía anual vs. tiempo de posicionamiento

3.5. Resultados de la energía anual obtenida en el Colector lineal Fresnel para diferentes rangos de tolerancias de motores a paso

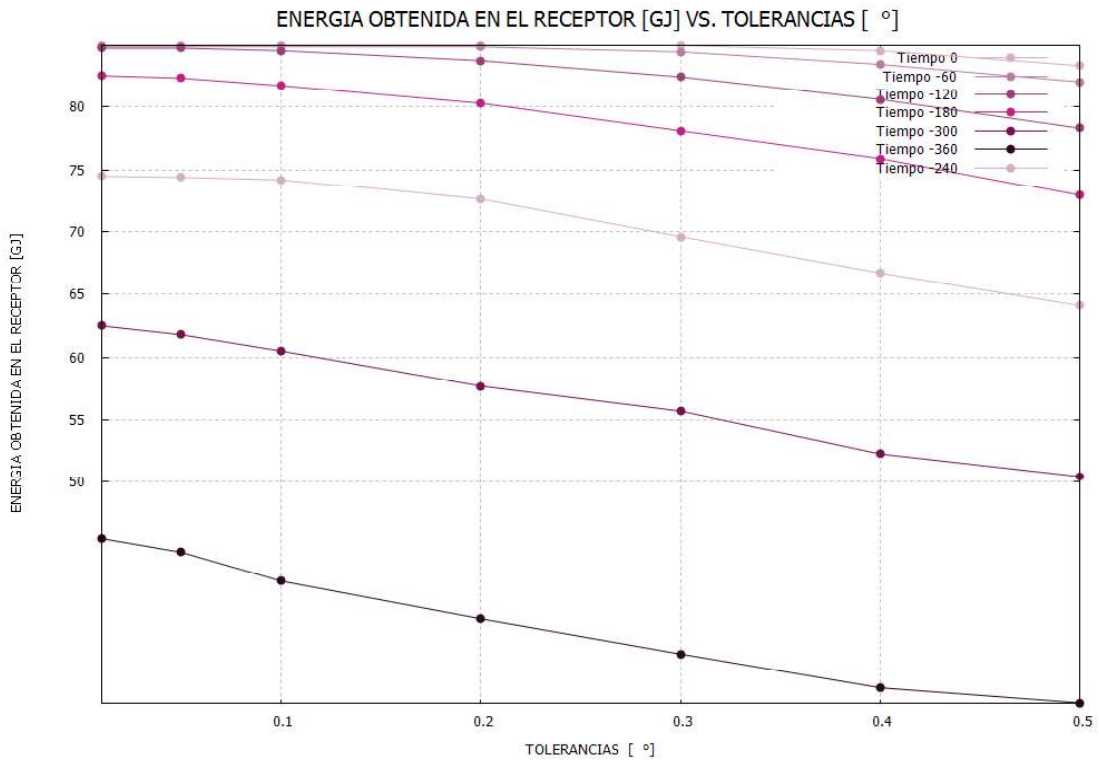
Los motores paso a paso empleados en la unidad de control cuentan con un rango de tolerancia, el mismo que afecta el correcto posicionamiento de los reflectores en su respectivo ángulo de inclinación. En la Tabla 3.9 se muestra la energía anual obtenida en el receptor para diferentes rangos de tolerancia de motores comerciales y simulando un movimiento continuo de los reflectores así como empleado diferentes tiempos de posicionamiento; la energía obtenida en cada caso es comparada con la energía que se obtiene en el receptor si los motores tuvieran un rango de tolerancia de 0° (motor ideal) y el movimiento de los reflectores fuera continuo, a fin de determinar el porcentaje de energía perdido en el colector.

Tabla 3.9. Energía anual para diferentes tiempos de posicionamiento y rangos de tolerancia de los motores de la unidad de control.

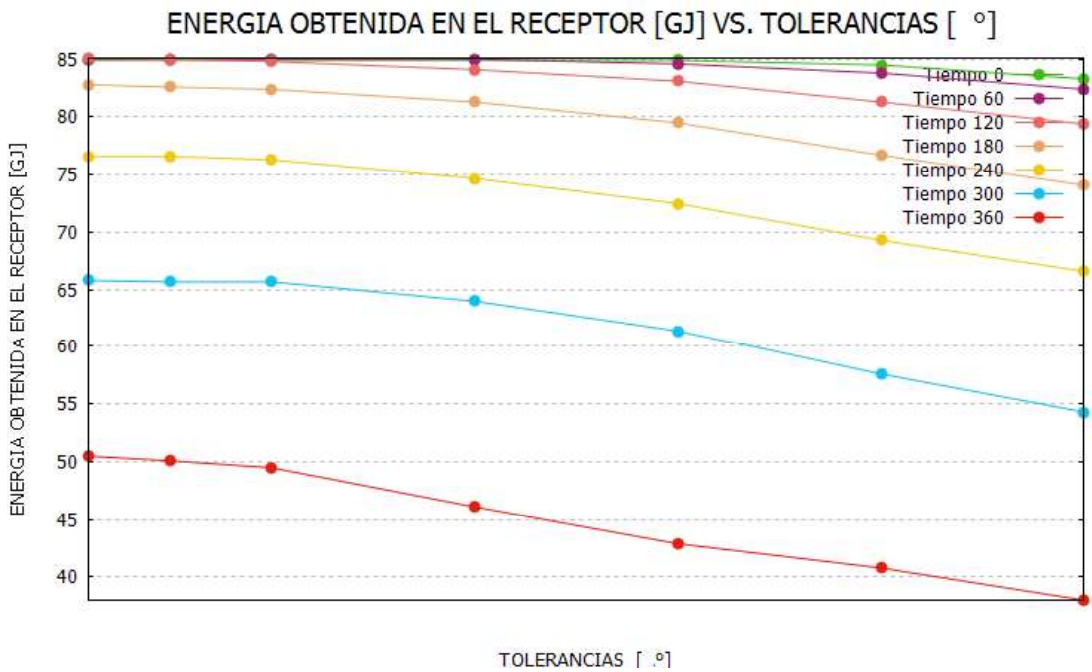
Tiempos de pos. [s]		Rangos de tolerancia [°]							
		0	± 0.01	± 0.05	± 0.1	± 0.2	± 0.3	± 0.4	± 0.5
		Energía anual obtenida en el receptor [GJ]							
Adelanto	-360	45.9	45.5	44.4	42.1	39.1	36.3	33.6	32.4
	-300	63.2	62.5	61.8	60.5	57.7	55.7	52.3	50.5
	-240	75.4	74.5	74.4	74.2	72.6	69.6	66.7	64.1
	-180	83.3	82.5	82.3	81.7	80.3	78.1	75.9	72.9

	-120	85.7	84.7	84.7	84.5	83.7	82.4	80.6	78.3
	-60	85.7	84.8	84.8	84.8	84.8	84.4	83.4	82.0
	0	85.825	85.8	84.9	84.9	84.9	84.9	84.9	84.5
Retraso	60	85.9	85.0	85.0	85.0	85.0	84.6	83.8	82.4
	120	86.0	85.1	85.0	84.8	84.1	83.1	81.3	79.4
	180	83.6	82.8	82.6	82.4	81.3	79.5	76.7	74.1
	240	77.3	76.6	76.6	76.3	74.7	72.5	69.3	66.6
	300	66.4	65.8	65.7	65.7	64.0	61.4	57.6	54.3
	360	51.0	50.5	50.1	49.5	46.1	42.9	40.8	38.0
Tiempos de pos. [s]	Rangos de tolerancia [°]								
	0	± 0.01	± 0.05	± 0.1	± 0.2	± 0.3	± 0.4	± 0.5	
	Energía anual perdida [%]								
Adelanto	-360	-46.6	-47.0	-48.3	-51.0	-54.4	-57.7	-60.8	-62.3
	-300	-26.4	-27.2	-28.0	-29.5	-32.8	-35.1	-39.1	-41.2
	-240	-12.2	-13.2	-13.3	-13.6	-15.4	-19.0	-22.3	-25.3
	-180	-2.9	-3.9	-4.1	-4.8	-6.4	-9.0	-11.6	-15.0
	-120	-0.2	-1.3	-1.3	-1.5	-2.5	-3.9	-6.1	-8.8
	-60	-0.1	-1.1	-1.2	-1.2	-1.2	-1.6	-2.8	-4.4
0	0.0	-1.0	-1.0	-1.0	-1.0	-1.1	-1.5	-2.9	
Retraso	60	0.1	-0.9	-0.9	-0.9	-1.0	-1.5	-2.4	-4.0
	120	0.2	-0.9	-0.9	-1.2	-2.0	-3.2	-5.3	-7.4
	180	-2.6	-3.5	-3.7	-4.0	-5.2	-7.3	-10.7	-13.7
	240	-9.9	-10.7	-10.8	-11.1	-13.0	-15.6	-19.3	-22.4
	300	-22.6	-23.3	-23.4	-23.5	-25.4	-28.5	-32.9	-36.8
	360	-40.6	-41.2	-41.6	-42.3	-46.3	-50.0	-52.5	-55.7

La Figura 3.6 muestra los resultados de la energía anual obtenida en el receptor del Colector lineal Fresnel para los diferentes tiempos de posicionamiento (adelanto y retraso) y diferentes rangos de tolerancia de los motores.



a)



b)

Figura 3.4. Energía anual para diferentes tiempos de posicionamiento y rangos de tolerancia. A) Tiempos de posicionamiento negativos B) tiempos de posicionamiento positivos

Como se observa en la Figura 3.4 para el tiempo de posicionamiento de 120 [s] en adelante o retraso, tiempo de posicionamiento óptimo para los reflectores, el máximo valor del rango de tolerancia es de ± 0.1 [°]. Si el tiempo de posicionamiento disminuye a 60 [s] el valor de tolerancia puede aumentar a ± 0.2 [°]. En la Figura 3.5 se compara para cada tiempo de posicionamiento las pérdidas de energía debido al tiempo de posicionamiento con las máximas pérdidas de energía debido al rango de tolerancia (calculadas para tolerancias de ± 0.5 [°]), concluyendo que las primeras son de mayor importancia; sin embargo a medida que el tiempo de posicionamiento aumenta las pérdidas debido al rango de tolerancia de los motores se incrementan.

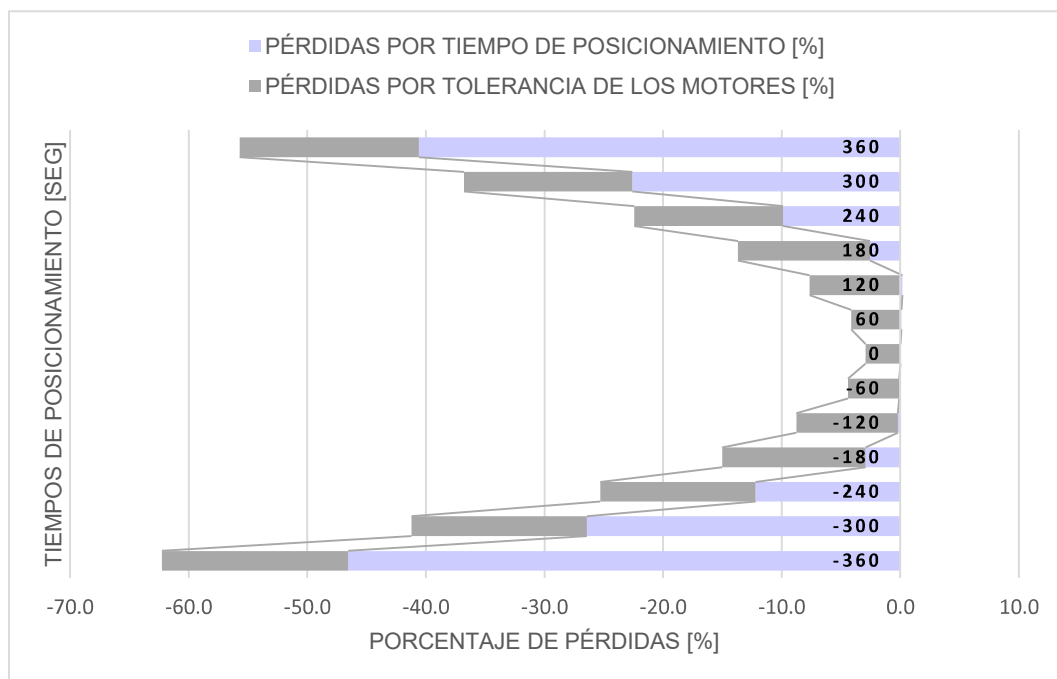


Figura 3.5. Comparación entre las pérdidas de energía debido al tiempo de posicionamiento y las pérdidas de energía debido al rango de tolerancia de los motores.

3.6. Estudio de parámetros que influyen en el tiempo de posicionamiento de los reflectores.

3.6.1. Irradiancia Normal Directa (DNI)

A fin de determinar la influencia de la Irradiancia Normal Directa (DNI) en el tiempo de posicionamiento, se realiza el estudio de la energía anual perdida en el receptor al modificar estos valores. Para este estudio se emplea la misma geometría y posición geográfica del Colector lineal Fresnel, modificando únicamente los valores de DNI al del modelo de cielo despejado (Clear Sky), los mismos son obtenidos de un año típico meteorológico (TMY) para la ciudad de Quito.

En la Tabla 3.10 se muestra los resultados de energía anual obtenida en el receptor del Colector lineal Fresnel para: DNI y DNI con modelo Clear Sky, además se incluye el porcentaje de pérdidas presentadas en el colector al comparar con la energía obtenida si el movimiento de los reflectores fuera continuo en cada caso (Tiempo de posicionamiento= 0 [s]).

Tabla 3.10. Energía anual obtenida para diferentes tiempos de posicionamiento en los modelos: DNI y DNI con clear sky.

Tiempo de posicionamiento [s]	DNI			DNI Modelo Clear Sky			
	Energía Anual [GJ]	Energía Perdida [%]		Energía Anual [GJ]	Energía Perdida [%]		
Adelanto	-360	45.870	-46.55	↓	104.127	-46.44	↓
	-300	63.153	-26.42	↓	143.439	-26.22	↓
	-240	75.352	-12.20	↓	171.179	-11.95	↓
	-180	83.322	-2.92	↓	189.227	-2.67	↓
	-120	85.657	-0.20	↓	194.271	-0.08	↓
	-60	85.742	-0.10	↓	194.334	-0.04	↓
0	85.825	-	-	194.419	-	-	
Retraso	60	85.915	0.10	↑	194.499	0.04	↑
	120	85.978	0.18	↑	194.449	0.02	↑
	180	83.624	-2.56	↓	188.626	-2.98	↓
	240	77.343	-9.88	↓	174.202	-10.40	↓
	300	66.440	-22.59	↓	149.384	-23.16	↓
	360	50.989	-40.59	↓	114.525	-41.09	↓

*NOTA: ↓= Pérdida de energía en el colector Lineal Fresnel, ↑= Ganancia de energía en el colector Lineal Fresnel

La Figura 3.6 muestra los resultados de energía anual para el modelo de: DNI y DNI con Clear Sky para diferentes tiempos de posicionamiento, como se observa ambas curvas son

simétricas y se identifica que a partir de los 120 [s] en adelante o retraso la energía perdida en el receptor aumenta considerablemente.

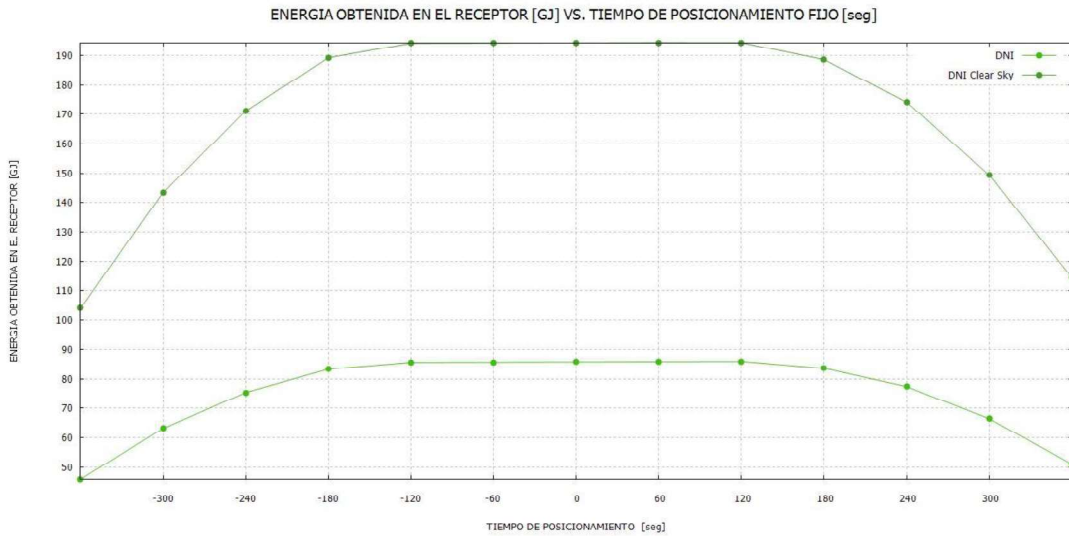


Figura 3.6. Energía anual vs. tiempo de posicionamiento en los modelos: DNI y DNI con clear sky.

En la Figura 3.7 se presentan la comparación de los porcentajes de pérdidas anuales en los dos modelos de DNI empleados para los diferentes tiempos de posicionamiento, como se observa en la imagen las pérdidas de energía son próximas, con lo cual se concluye que los tiempos de posicionamiento de los reflectores son independientes de los valores de Irradiancian Normal Directa (DNI).

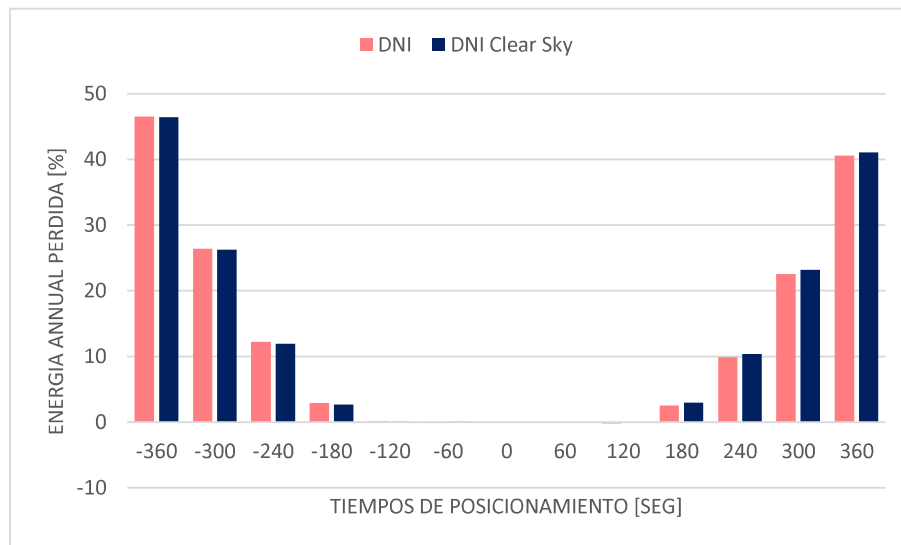


Figura 3.7. Comparación de los porcentajes de perdidas anuales para diferentes tiempos de posicionamiento en los modelos de DNI y DNI con clear sky.

3.6.2. Slope error:

El slope error de los reflectores primarios es tomado en consideración a fin de determinar el impacto del mismo en los tiempos de posicionamiento. Comercialmente, los valores de slope error de los reflectores primarios varían de 3 a 8 [mrad] [70]. En la Tabla 3.11 se muestra la energía anual obtenida para diferentes tiempos de posicionamiento y distintos slope error que pueden presentar los reflectores, además se presenta el porcentaje de energía anual perdida al compararlo con reflectores especulares perfectos (slope error= 0 [mrad]) con movimiento continuo (tiempo de posicionamiento= 0 [s]). Para este caso de estudio se mantiene la misma geometría y posición geométrica del Colector lineal Fresnel.

Tabla 3.11. Energía anual obtenida para diferentes tiempos de posicionamiento y slope error.

Tiempo de pos. [s]		Slope error [mrad]						
		0	3	4	5	6	7	8
		Energía anual obtenida en el receptor [GJ]						
Adelanto	-360	49.3	47.7	37.6	36.8	35.8	30.5	25.5
	-300	61.1	61.1	59.6	57.7	56.3	55.1	43.8
	-240	75.6	71.7	68.8	66.2	64.3	62.2	59.5
	-180	83.4	79.1	77.3	74.5	71.7	69.9	67.5
	-120	85.6	83.1	81.2	79.2	77.0	74.2	70.9
	-60	85.7	84.8	84.0	82.4	80.3	77.2	74.3
0		85.754	85.8	85.8	84.7	83.4	81.5	79.1
Retraso	60	85.8	85.3	84.2	82.7	80.5	77.6	74.7
	120	85.9	83.9	82.4	80.3	77.4	74.8	71.9
	180	83.9	80.3	78.1	75.2	72.1	69.1	68.3
	240	77.4	72.8	70.0	67.6	65.1	63.0	61.3
	300	66.5	62.1	59.9	58.1	56.9	55.3	50.0
	360	47.1	47.0	37.1	36.9	36.6	30.6	26.7
Tiempo de pos. [s]		Slope error [mrad]						
		0	3	4	5	6	7	8
		Energía Anual Perdida [%]						
Adelanto	-360	-42.5	-44.3	-56.1	-57.1	-58.2	-64.4	-70.3
	-300	-28.7	-28.7	-30.6	-32.7	-34.3	-35.8	-48.9
	-240	-11.8	-16.4	-19.8	-22.8	-25.0	-27.5	-30.6
	-180	-2.7	-7.7	-9.9	-13.1	-16.4	-18.5	-21.3
	-120	-0.2	-3.1	-5.3	-7.7	-10.2	-13.4	-17.3
	-60	-0.1	-1.1	-2.1	-3.9	-6.4	-9.9	-13.4
0		0.0	0.1	-1.2	-2.8	-4.9	-7.8	-12.0
R	60	0.1	-0.5	-1.8	-3.6	-6.1	-9.5	-12.9

120	0.2	-2.2	-3.9	-6.3	-9.8	-12.8	-16.1
180	-2.2	-6.3	-9.0	-12.3	-15.9	-19.5	-20.4
240	-9.7	-15.1	-18.3	-21.2	-24.0	-26.5	-28.6
300	-22.4	-27.6	-30.2	-32.2	-33.6	-35.5	-41.7
360	-45.0	-45.2	-56.7	-57.0	-57.3	-64.3	-68.9

La Figura 3.8 muestra los resultados de la energía anual obtenida en el receptor del Colector lineal Fresnel para diferentes tiempos de posicionamiento y slope error. Como se muestra en la figura a medida que la calidad del espejo de los reflectores disminuye (mayor slope error) el tiempo de posicionamiento de los mismos deberá ser menor a fin de disminuir las pérdidas de energía en el colector. Para el tiempo de posicionamiento de 120 [s] (tiempo óptimo de posicionamiento) el valor de slope error de los reflectores primarios no debe ser superior a 3 [mrad] a fin de obtener pérdidas menores al 3% de energía anual en el colector (pérdidas por tiempo de posicionamiento+ pérdidas por slope error). Valores de slope error de 5 [mrad] utilizados frecuentemente en referencias bibliográficas, requerirán tiempos de posicionamiento de 60 [s] para obtener pérdidas anuales de energía menores al 4%.

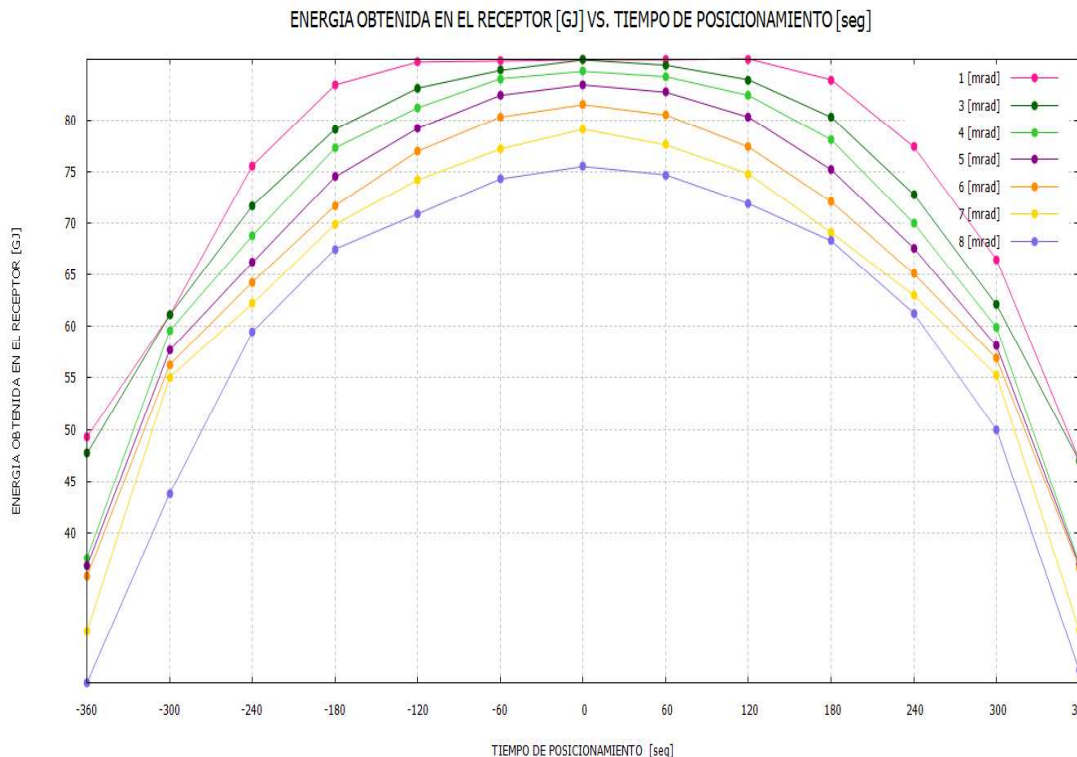


Figura 3.8. Energía anual vs. tiempos de posicionamiento para diversos slope error.

En la Figura 3.9 se compara para cada tiempo de posicionamiento las pérdidas anuales de energía debido al tiempo de posicionamiento con las pérdidas máximas de energía debidas

al slope error (estas pérdidas son calculadas para slope error de 8 [mrad]). Como se observa en la figura, las pérdidas debidas al tiempo de posicionamiento son superiores a las pérdidas por slope error, adicionalmente a medida que el tiempo de posicionamiento aumenta, las pérdidas por slope error también lo hacen.

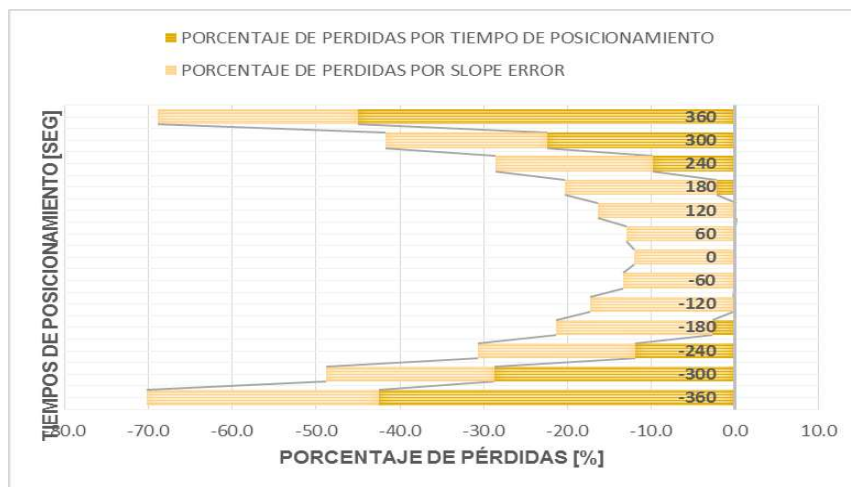


Figura 3.9. Comparación de porcentaje de pérdidas de energía anual entre tiempos de posicionamiento y slope error

La Figura 3.10 presenta una comparación entre las máximas pérdidas de energía anual por rangos de tolerancia (calculadas para tolerancia de ± 0.5 [°]) comparadas con las máximas pérdidas de energía anual por slope error (calculadas para slope error de 8 [mrad]), como se observa las segundas pérdidas son superiores con lo cual se concluye que para un mismo tiempo de posicionamientos a fin de disminuir las pérdidas anuales, es recomendable emplear espejos de mejor calidad (bajos slope error) a emplear motores de bajos rangos de tolerancia en la unidad de control.

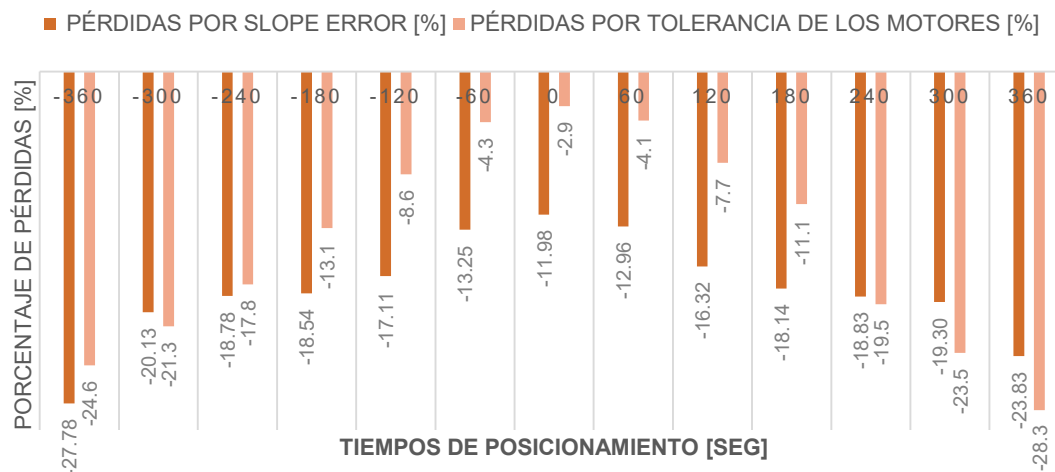


Figura 3.10. Comparación de porcentaje de pérdidas de energía anual entre rangos de tolerancia y slope error

3.6.3. Horas del día.

En la actual sección se pretende determinar para que horas del día y días del año el tiempo de posicionamiento de los reflectores tiene mayor relevancia y generan por lo tanto mayores pérdidas de energía en el colector, para lo cual se realiza un estudio de energía obtenida en el colector por horas para dos días arbitrarios del año: 21 de junio y 1 de julio.

En la Figura 3.11 se muestra las curvas de irradiancia normal directa (DNI) para ambos días, estos datos son obtenidos de un año típico meteorológico para la ciudad de Quito. Como se puede observar la curva de DNI para el 1 de julio es una curva homogénea, mientras que la curva de DNI para el 21 de junio es altamente variable.

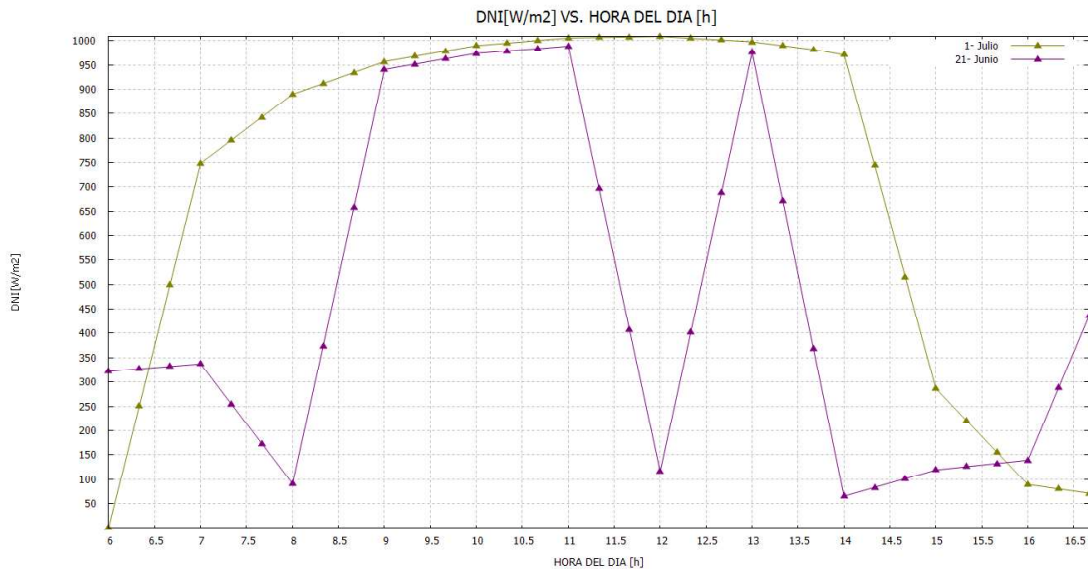


Figura 3.11. DNI vs. hora del día para: 1 de julio y 21 de junio.

En la Tabla 3.12 se presentan los resultados de energía horaria obtenida en el colector de 7 a 17 horas el 1 de julio y 21 de junio, los resultados son obtenidos tanto para un movimiento continuo de los reflectores (Tiempo de posicionamiento = 0 [s]), así como para diferentes tiempos de posicionamiento.

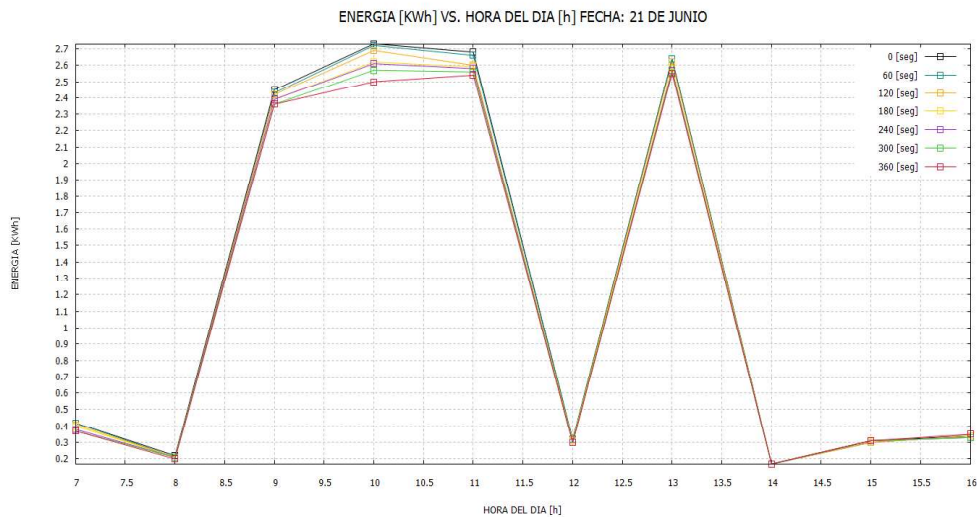
Tabla 3.12. Energía horaria obtenida el 1 de julio y 21 de junio para diferentes tiempos de posicionamiento.

Energía horaria obtenida en el receptor del LFC [KWh]							
Fecha: 21 de Junio							
Hora	Tiempo P. 0 [s]	Tiempos de posicionamiento en retraso [s]					
		60	120	180	240	300	360
7	0.42	0.42	0.41	0.40	0.38	0.37	0.37
8	0.22	0.21	0.21	0.21	0.21	0.21	0.20
9	2.45	2.43	2.42	2.39	2.39	2.36	2.36

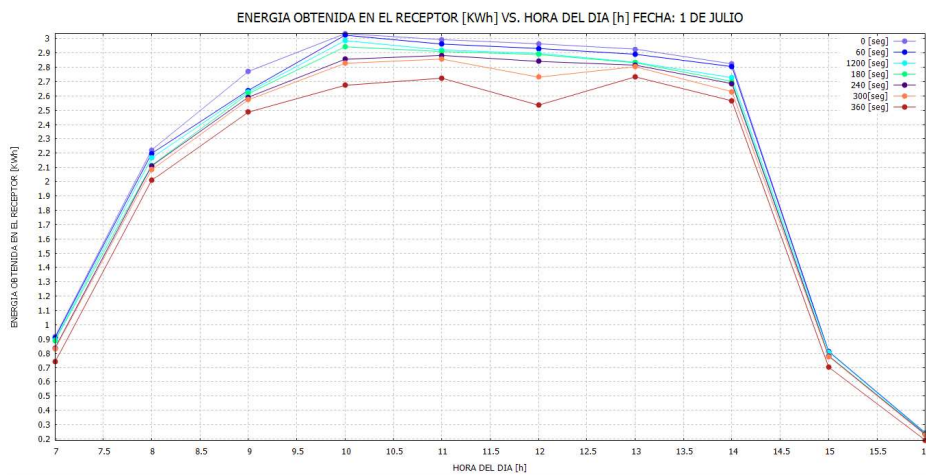
10	2.73	2.72	2.69	2.62	2.61	2.57	2.50
11	2.68	2.66	2.60	2.59	2.58	2.56	2.54
12	0.32	0.32	0.31	0.31	0.30	0.30	0.30
13	2.64	2.64	2.62	2.58	2.57	2.56	2.55
14	0.17	0.17	0.17	0.17	0.17	0.17	0.17
15	0.31	0.30	0.30	0.31	0.31	0.31	0.31
16	0.34	0.34	0.34	0.33	0.33	0.33	0.35
H		Tiempos de posicionamiento en adelanto [s]					
		-60	-120	-180	-240	-300	-360
7		0.42	0.41	0.40	0.38	0.37	0.37
8		0.21	0.21	0.21	0.21	0.21	0.20
9		2.43	2.39	2.39	2.37	2.36	2.35
10		2.71	2.65	2.62	2.60	2.55	2.45
11		2.66	2.59	2.58	2.58	2.56	2.53
12		0.31	0.31	0.31	0.30	0.30	0.29
13		2.62	2.61	2.57	2.56	2.56	2.52
14		0.17	0.17	0.17	0.17	0.17	0.17
15		0.31	0.30	0.32	0.30	0.30	0.30
16		0.34	0.33	0.32	0.33	0.34	0.34
Energía horaria obtenida en el receptor del LFC [KWh]							
Fecha: 1 de Julio							
Hora	Tiempo P. 0 [s]	Tiempos de posicionamiento en retraso [s]					
		60	120	180	240	300	360
7	0.92	0.91	0.89	0.89	0.84	0.83	0.74
8	2.22	2.20	2.17	2.11	2.11	2.08	2.01
9	2.77	2.64	2.63	2.62	2.59	2.57	2.49
10	3.03	3.02	2.99	2.94	2.86	2.83	2.67
11	2.99	2.96	2.92	2.91	2.88	2.86	2.72
12	2.96	2.93	2.90	2.89	2.84	2.73	2.54
13	2.93	2.89	2.83	2.83	2.82	2.80	2.73
14	2.82	2.80	2.73	2.70	2.69	2.63	2.57
15	0.81	0.81	0.81	0.78	0.78	0.78	0.70
16	0.25	0.24	0.24	0.24	0.23	0.23	0.19
Energía horaria obtenida en el receptor del LFC [KWh]							
Fecha: 1 de Julio							
H		Tiempos de posicionamiento en adelanto [s]					
		-60	-120	-180	-240	-300	-360
7		0.89	0.89	0.87	0.84	0.80	0.72
8		2.18	2.15	2.11	2.09	2.05	1.99
9		2.63	2.63	2.60	2.58	2.53	2.47
10		3.00	2.94	2.90	2.84	2.80	2.66
11		2.94	2.92	2.91	2.88	2.83	2.71
12		2.91	2.89	2.86	2.77	2.72	2.52
13		2.84	2.83	2.82	2.80	2.78	2.72

14		2.73	2.70	2.69	2.66	2.61	2.55
15		0.81	0.80	0.78	0.78	0.77	0.68
16		0.24	0.24	0.24	0.23	0.23	0.17

La Figura 3.12 muestra los resultados de energía obtenida en el receptor del Colector lineal Fresnel a lo largo del día, para las fechas 21 de junio y 1 de julio empleado diferentes tiempos de posicionamiento, como se observa en la figura para las horas en las cuales la irradiancia normal directa aumenta y por lo tanto en las que se obtiene mayor energía en el receptor; las pérdidas por tiempo de posicionamiento son superiores que para las horas en las cuales la DNI presenta bajos valores. Con lo que se concluye que las pérdidas debido al tiempo de posicionamiento son superiores para las horas del día y los días del año que presenten mayor irradiancia normal directa (DNI).



a)



b)

Figura 3.12. Energía obtenida en el receptor del LFC. a) a lo largo de las horas del día. a) 21 de Junio b) 1 de Julio

3.6.4. Posición geográfica

A fin de determinar la influencia de la posición geográfica en el tiempo de posicionamiento de los reflectores, se realiza el estudio de la energía anual para una localidad distinta. En la Tabla 3.13 se muestra las características de la locación geográfica a comparar. Los valores de DNI para la localidad escogida son tomados de un año típico meteorológico para la ciudad de Santiago de Chile [71], mientras que la geometría del Colector lineal Fresnel es la mostrada en la sección 2.3.

Tabla 3.13. Características de la locación geográfica a comparar.

UBICACIÓN GEOGRÁFICA		
Ciudad	Santiago de Chile	
Latitud	-33.39	°
Altura	478	msnm
Longitud	-70.80	°
Huso horario	GTM -4	

En la Figura 3.13 se realiza una comparación de Irradiancia Normal Directa entre las dos localidades, como se identifica en la figura Quito presenta Irradiancia Normal Directa (DNI) homogénea a lo largo del año con un promedio de 376.20 [W/m²] mensual, Santiago por su parte presenta los máximos valores de DNI durante los meses de verano (Diciembre-Febrero) y sus puntos más bajos en los meses de invierno (Junio- Agosto) con un promedio mensual de 640 [W/m²] mensual.

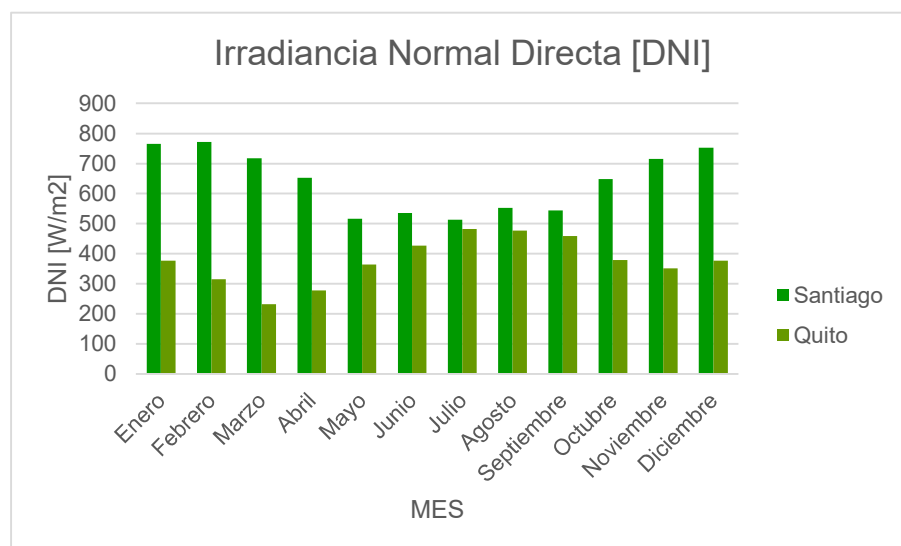


Figura 3.13. Comparación de los valores de Irradiancia Normal Directa en las ciudades de Quito y Santiago de Chile.

En la Tabla 3.14 se obtiene los resultados de energía anual en las ciudades de Santiago de Chile y Quito, para el estudio de los tiempos de posicionamiento, empleando los dos casos presentados en la sección 3.4. Los resultados de energía son comparados con la energía obtenida en el Colector lineal Fresnel si los reflectores se movieran continuamente (tiempo de posicionamiento= 0 [s]), a fin de determinar el porcentaje de energía anual perdida debido a este parámetro.

Tabla 3.14. Energía anual para diferentes tiempos de posicionamiento en Santiago de Chile

Tiempo de posicionamiento [s]		CASO I			CASO II		
		Energía Anual [GJ]	Energía Perdida [%]		Energía Anual [GJ]	Energía Perdida [%]	
Adelanto	-360	73.2	-45.9	↓	107.2	-10.01	↓
	-300	93.8	-25.3	↓	113.0	-5.11	↓
	-240	108.3	-10.8	↓	116.7	-2.03	↓
	-180	116.9	-2.2	↓	118.7	-0.36	↓
	-120	119.3	0.18	↑	119.2	0.03	↑
	-60	119.2	0.07	↑	119.2	0.02	↑
0		119.1	-		119.1	-	
Retraso	60	119.0	-0.01	↓	119.1	-0.02	↓
	120	118.9	-0.17	↓	119.1	-0.07	↓
	180	117	-2.12	↓	118.6	-0.44	↓
	240	109.6	-9.53	↓	116.8	-1.96	↓
	300	96.9	-22.2	↓	113.5	-4.69	↓
	360	75.5	-43.59	↓	108.1	-9.26	↓

*NOTA: ↓ = Pérdida de energía en el colector Lineal Fresnel, ↑ = Ganancia de energía en el colector Lineal Fresnel

En la Tabla 3.15 se compara los resultados de energía anual obtenida en las ciudades de Quito y Santiago de Chile para los diferentes tiempos de posicionamiento, se considera el movimiento que realiza el reflector desde su posición angular anterior hasta alcanzar su posición angular en el tiempo de posicionamiento, es decir considerando las posiciones angulares intermedias. (CASO II). Para cada localidad se obtienen las pérdidas anuales en el colector debido al tiempos de posicionamiento, calculadas al comparar con la energía que se obtendría en el sistema si el movimiento de los reflectores fuera continuo (tiempo de posicionamiento= 0 [s]).

Tabla 3.15. Energía anual para diferentes tiempos de posicionamiento en Santiago de Chile y Quito.

Tiempo de posicionamiento [s]	QUITO			SANTIAGO DE CHILE			
	Energía Anual [GJ]	Energía Perdida [%]		Energía Anual [GJ]	Energía Perdida [%]		
Adelanto	-360	75.9	-10.38	↓	107.2	-10.01	↓
	-300	80.2	-5.34	↓	113.0	-5.11	↓
	-240	82.8	-2.27	↓	116.7	-2.03	↓
	-180	84.3	-0.42	↓	118.7	-0.36	↓
	-120	84.6	-0.11	↓	119.2	0.03	↑
	-60	84.7	-0.05	↓	119.2	0.02	↑
0	85.8			119.1	-		
Retraso	60	84.7	0.05	↑	119.1	-0.02	↓
	120	84.8	0.11	↑	119.1	-0.07	↓
	180	84.5	-0.20	↓	118.6	-0.44	↓
	240	83.3	-1.68	↓	116.8	-1.96	↓
	300	81.1	-4.27	↓	113.5	-4.69	↓
	360	77.4	-8.65	↓	108.1	-9.26	↓

*NOTA: ↓ = Pérdida de energía en el colector Lineal Fresnel, ↑ = Ganancia de energía en el colector Lineal Fresnel

En la Figura 3.14 se presentan las gráficas de energía anual para las ciudades de Quito y Santiago de Chile, como se observa la energía anual obtenida en Santiago de Chile es superior a la obtenida en Quito, esto se debe a que el recurso solar es superior para Chile como se identificó en la Figura 3.13. Las curvas obtenidas son simétricas con lo cual es equivalente en términos de la energía anual obtenida en el receptor emplear tiempos de adelanto o retraso, además para ambas ciudades el tiempo óptimo de posicionamiento de los reflectores es de 120 [s].

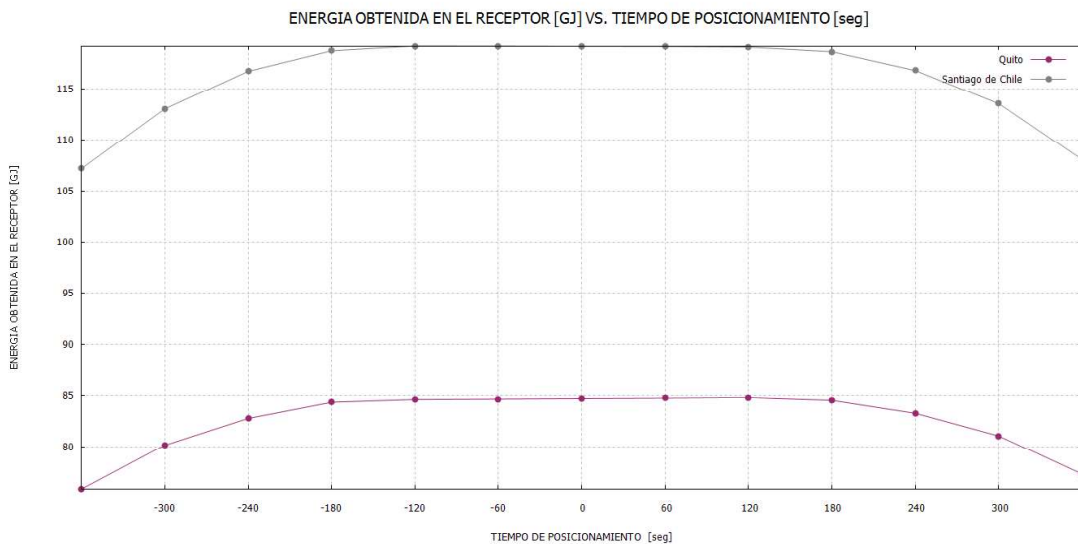


Figura 3.14. Energía anual obtenida para diferentes tiempos de posicionamiento en las ciudades de Quito y Santiago de Chile.

La Figura 3.15 muestra una comparación de las pérdidas de energía anual obtenidas para los diferentes tiempos de posicionamiento en las dos localidades estudiadas. Como se observa las pérdidas de energía son próximas, con lo que se concluye que el tiempo de posicionamiento seleccionado para el Colector lineal Fresnel puede ser empleado independiente de la localidad donde el concentrador se vaya a ubicar.

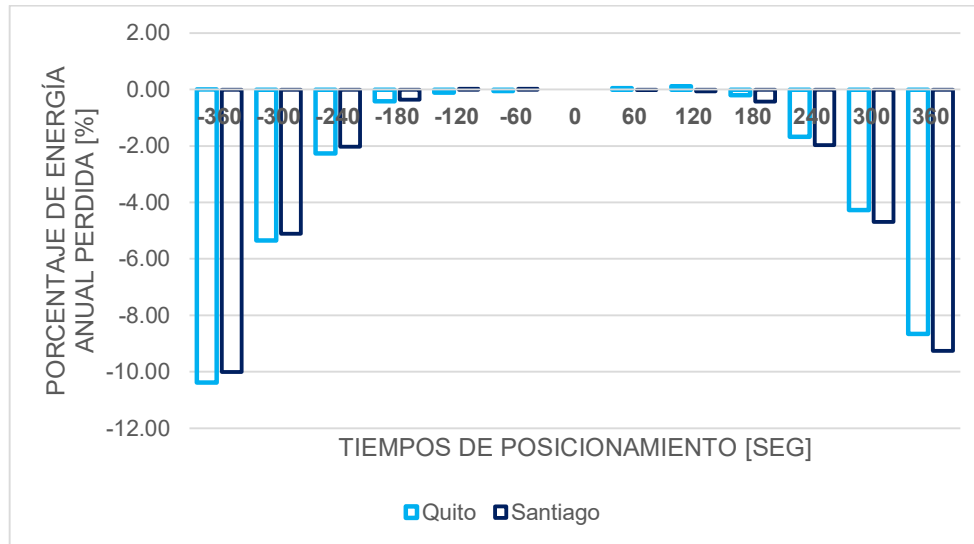


Figura 3.15. Comparación de los porcentajes de pérdidas por tiempos de posicionamiento en las ciudades de Quito y Santiago de Chile.

Como se concluyó en la Figura 3.10 las pérdidas debido al slope error tiene mayor relevancia que las pérdidas debido al rango de tolerancia de los motores para un mismo tiempo de posicionamiento. En la Tabla 3.16 se muestra los resultados de energía anual para diferentes tiempos de posicionamiento empleando reflectores de slope error 8 [mrad], presentando adicionalmente el porcentaje de energía perdida en el colector debido al slope error.

Tabla 3.16. Energía y pérdidas de energía por slope error para las ciudades de Quito y Santiago.

Tiempo de posicionamiento [s]	QUITO			SANTIAGO DE CHILE			
	Energía Anual [GJ]	Energía Perdida [%]		Energía Anual [GJ]	Energía Perdida [%]		
Adelanto	-360	25.5	-27.73	↓	41	-19.68	↓
	-300	43.8	-22.55	↓	65.67	-19.56	↓
	-240	59.5	-18.47	↓	84.5	-18.25	↓
	-180	67.5	-18.44	↓	95.787	-17.37	↓
	-120	70.9	-17.19	↓	99.953	-16.26	↓
	-60	74.3	-13.33	↓	103.44	-13.22	↓
0	79.1	-7.84	↓	105.69	11.26	↓	
Retraso	60	74.7	-13.07	↓	104.489	-12.26	↓

	120	71.9	-16.40	↓	100.379	-15.55	↓
	180	68.3	-17.86	↓	94.256	-18.74	↓
	240	61.3	-18.69	↓	85.833	-18.40	↓
	300	50	-19.16	↓	69.7	-19.28	↓
	360	26.7	-28.30	↓	42.79	-20.48	↓

*NOTA: ↓ = Pérdida de energía en el colector Lineal Fresnel, ↑ = Ganancia de energía en el colector Lineal Fresnel

La Figura 3.16 muestra los resultados de energía anual para diferentes tiempos de posicionamiento empleando reflectores ideales como reflectores con slope error de 8 [mrad], como se observa en la figura, las curvas siguen la misma tendencia que al emplear reflectores de menor calidad, es decir con mayores slope error, donde pérdidas de energía en el colector aumentan, independientemente de la localidad en la que se encuentre ubicado el Colector lineal Fresnel.

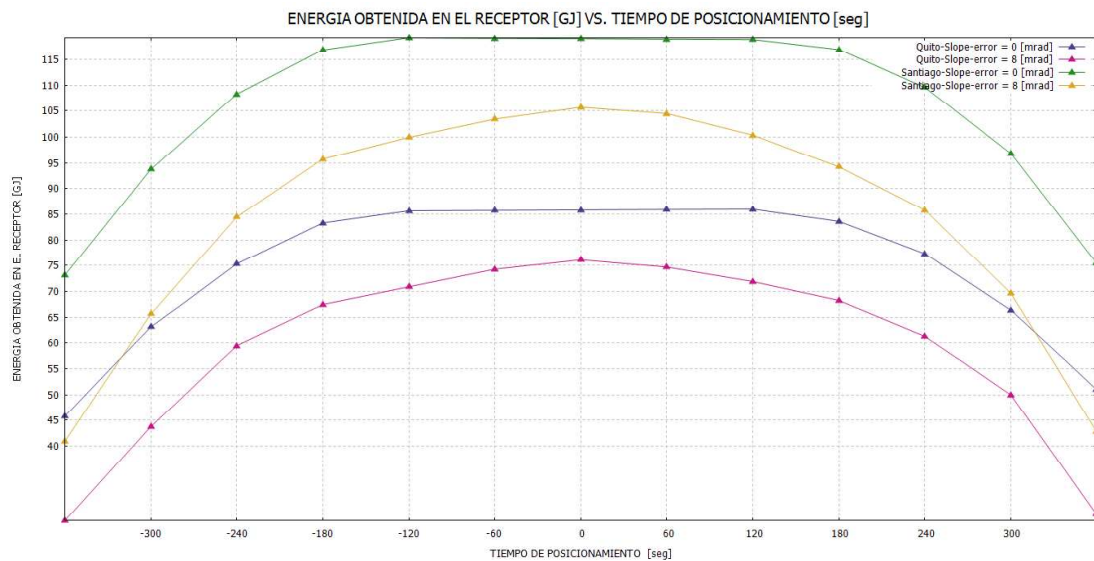


Figura 3.16. Energía anual para reflectores ideales y reflectores de slope error= 8 [mrad], en las ciudades de Quito y Santiago.

4. CONCLUSIONES, RECOMENDACIONES Y TRABAJOS FUTUROS

4.1. Conclusiones

Se desarrolló una herramienta computacional que permita obtener la energía anual de un Colector lineal Fresnel mediante el método de integración de Monte Carlo, la misma que sirvió como base para el estudio de sensibilidad realizado. Se determinó que el tamaño de la muestra idóneo para este cálculo es de 5000 con el cual se obtiene un error del 1.41%.

La energía anual fue calculada para cada uno de los valores de los parámetros de la unidad de control a estudiar: tiempo de posicionamiento y rangos de los motores, a fin de determinar la energía anual perdida en cada caso de estudio.

El primer parámetro a estudiar fue el tiempo de posicionamiento, se determinó que no existe diferencia en emplear tiempos de posicionamiento en adelanto o retraso, ya que la curva obtenida es simétrica. Si se emplean reflectores ideales, el tiempo de posicionamiento óptimo es de 120 [s] en adelanto o retraso, valores superiores generan mayores pérdidas de energía en el sistema.

Al simular un movimiento continuo de los reflectores, y considerar únicamente el parámetro de rango de tolerancia de los motores, el máximo valor a emplear es de $\pm 0.3^\circ$; en este estudio al incluir los diferentes tiempos de posicionamiento se identificó que a medida que el tiempo de posicionamiento aumenta, la tolerancia de los motores debe disminuir; es decir se requiere de motores con mayor precisión. Para el caso de los 120 [s] (tiempo de posicionamiento óptimo para los reflectores ideales), el rango de tolerancia debe ser máximo de $\pm 0.1 [^\circ]$.

La irradiación normal directa (DNI), no es un parámetro que afecta el tiempo de posicionamiento de los reflectores, como se mostró en la Figura 3.9.

El slope error, un tipo de error característico de los reflectores, presenta afectaciones en el tiempo de posicionamiento de los reflectores. A valores superiores de slope error el tiempo de posicionamiento debe ser menor. Se encontró que para un reflector comercial con slope error de 5 [mrad], el tiempo de posicionamiento óptimo es de 60 [s] en adelanto o retraso.

Analizando horariamente las pérdidas de energía en el Colector lineal Fresnel se pudo determinar, que la mayor cantidad de éstas se obtienen en horas y días donde la irradiancia normal directa es superior.

De acuerdo a la Figura 3.14 se pudo determinar que el tiempo de posicionamiento de los reflectores es independiente de la posición geográfica donde se encuentra el Colector lineal Fresnel, y que de igual manera al emplear reflectores con valores de slope error elevados las pérdidas en el sistema aumentan independientemente de la locación donde este se encuentre ubicado.

4.2. Recomendaciones

Para realizar el cálculo de energía anual mediante el método de Monte Carlo se recomienda cambiar de función de distribución de probabilidad, por una que modele de mejor manera el fenómeno estudiado, aplicando técnicas que mejoren el modelo de Monte Carlo desarrollado.

Además es recomendable emplear propiedades de: reflectividad, slope error, y absortividad reales para todos los componententes del Colector lineal Fresnel y no trabajar con propiedades ideales.

4.3. Trabajos futuros

El estudio de sensibilidad fue realizado en función de la energía anual perdida en el Colector lineal Fresnel, será necesario identificar si los valores óptimos obtenidos de tiempo de posicionamiento y rango de tolerancia de los motores paso a paso varían dependiendo de otros valores finales de estudio como: eficiencia del Colector lineal Fresnel, temperatura de ingreso para el colector, etc. Además será necesario identificar que sucede con los valores de: factor coseno, sombras, bloqueos, pérdidas por reflectividad, pérdidas por absortividad, y otras pérdidas debido a los parámetros de la unidad de control estudiados.

Calcular el costo total de la unidad de control en base a las dos configuraciones existentes, y conociendo los parámetros de control óptimos.

Referencias Bibliográficas.

- [1] INER, «I+D+i en eficiencia energética y energías renovables en el Ecuador,» Quito, 2016.
- [2] R. 2017, «Avanzando en la transición mundial hacia la energía renovable: Puntos destacados del reporte de REN21 sobre la situación de las energías renovables 2017 en perspectiva,» *REN21*, pp. 6-10, 2017.
- [3] REN21-18, «Renewable 2018 global status report,» *REN21*, pp. 31-33, 2018.
- [4] BP, «BP Energy Outlook 2019,» *BP Energy*, p. 13, 2019.
- [5] D. Vaca y F. Ordoñez, «Mapa solar del Ecuador,» EPN, Quito, 2019.
- [6] E. Bellos, «Progress in the design and the applications of a LFR - A critical review,» *Thermal Science and Engineering*, pp. 34-41, 2019.
- [7] REN21-17, «Avanzando en la transición mundial hacia la energía renovable,» *REN21*, pp. 6-11, 2017.
- [8] IEA, «Montly Electricity Stadistics with data up to December 2018,» *International Energy Agency*, pp. 1-5, 2018.
- [9] MICSE, «Balance Energético Nacional 2016,» Quito, 2016.
- [10] INEC Transporte, «Anuario estadísticos de Transporte 2017,» Diciembre 2018. [En línea]. Available: www.inec.ec.
- [11] INEC, «INEC Cuentas Económicas,» 2018. [En línea]. Available: <http://www.ecuadorencifras.gob.ec/cuentas-economicas/>.
- [12] B. Villacís y D. Carrillo, «Estadísticas demográfica en el Ecuador: Diagnóstico y Crecimiento,» INEC, Quito, 2012.
- [13] INEC Edificaciones, «INEC Encuesta de Edificaciones,» 2018. [En línea]. Available: www.inec.ec.
- [14] Agencia de Regulación y Control de la Electricidad, «Balance Nacional de Energía Eléctrica,» Marzo 2019. [En línea]. Available: <https://www.regulacioneolica.gob.ec/balance-nacional/>.
- [15] F. Eddhibi , M. Ben, M. Balgouthi, L. Qoaidier y A. Guizani, «Analytic optical design of a Linear Fresnel solar collector with variable parameters,» *Journal of material and environmental Sciences*, pp. 1-17, 2017.
- [16] NREL, «Concentrating Solar Projects,» 2018. [En línea]. Available: www.nrel.gov/csp/solarpaces.
- [17] C. Dominador, «Proyecto Cerro Dominados,» 08 2018. [En línea]. Available: <https://cerrodominador.com/>.

- [18] M. Sengupta, «Best Practices Handbook for the collection and Use of Solar Resource Data for solar energy applications,» 2015.
- [19] Global Solar Atlas, «Direct Normal Irradiation,» 2019. [En línea]. Available: <https://globalsolaratlas.info/downloads/world>.
- [20] CONELEC, «Atlas solar del Ecuador,» Conelec, 2015, 2015.
- [21] D. Vaca, «Validación de datos satelitales de radiación solar utilizando mediciones terrestres para el Ecuador,» Quito, 2018.
- [22] P. Heller, Introduction to CSP system and performance, Cologne: German Aerospace Center, 2017.
- [23] P. e. a. Gauché, «System value and progress of CSP,» *SolarEnergy*, p. 4, 2017.
- [24] A. García-Segura, A. Fernández-García y M. Ariza, «Durability studies of solar reflectors: A review,» *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, pp. 453-467, 2016.
- [25] A. e. a. Baharoon, «Historical development of concentrating solar power technologies to generate clean electricity efficiently,» *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, pp. 996-1027, 2015.
- [26] E. Bellos, C. Tzivanidis y A. Papadopoulos, «Optical and thermal analysis of a lineal Fresnel reflector operating with thermal oil, molten salt and liquid sodium,» *Thermal Energy*, pp. 70-80, 2018a.
- [27] Industrial Solar, «Renewables outside,» 2015. [En línea]. Available: <http://www.industrial-solar.de/content/>.
- [28] M. Gunther, de *Advanced CSP Teaching Materials*, Wilhelmshoher, enerma, 2016, pp. 1-43.
- [29] A. Haberle, M. Berger, S. Scherer y J. Farian, «La tecnologías CSP Fresnel, El estado de la tecnología y una visión general del Mercado,» Ministerio de Energías de Chile, Santiago, 2016.
- [30] F. Cortés, C. Murray, I. Muñoz y W. Platzer, «Informe CSET-2016-PU-001-SP,» Fraunhofer Chile, Santiago de Chile, 2016.
- [31] I. Solar, «Technical Data. Industrial solar linear Fresnel collector, LF-11,» 2019. [En línea]. Available: <https://www.industrial-solar.de/>.
- [32] R. Manikumar y A. Arasu, «Feasibility Study of Carbon- dioxide Based Rankine Cycle Powered by the Linear Fresnel Reflector Solar Concentrator System,» *Distributed generation & Alternative Energy Journal*, pp. 56-80, 2018.
- [33] L. Dellicompagni, L. Saravia, M. Altamirano y J. Franco, «Simulation and testing of a solar reciprocating steam engine,» *Energy* 2018, pp. 660-680, 2018.

- [34] A. Giotri, P. Binotti, P. Silva, E. Macchi y G. Manzolini, «Comparison of two linear collector in solar thermal plants: Parabolic Trough versus Fresnel,» *ASME Journal Solar Energy*, p. 130, 2012.
- [35] S. Thomas, A. Kumar, S. Sahoo y S. Varghese, «Energy and exergy analysis of Solar Thermal based Polygeneration Processes for Applications in Rural India,» *International Energy Journal*, pp. 1503-1512, 2018.
- [36] P. Bermejo y F. Pino, «Solar absorption cooling plant in Sevilla,» *Solar Energy 2018*, pp. 1503-1511, 2010.
- [37] I. Askari y M. Ameri , «Techno economic feasibility analysis of Linear Fresnel solar field as thermal source of the MED/TVS desalination system,» *Desalination* , pp. 1-17, 2016.
- [38] S. Farooqui, «Impact of load variation on the energy and exergy efficiencies of a single vacuum tube based solar cooker,» *Renewable Energy*, pp. 152-158, 2015.
- [39] M. Sanchez, B. Clifford y J. Nixon, «Modeling and evaluating a solar pyrolysis system,» *Renewable Energy*, pp. 630-640, 2015.
- [40] A. Barbon , J. Sanchez-Rodriguez, L. Bayón y N. Barbón , «Development of a fiber daylighting system based on a small scale Linear Fresnel reflector: Theoretical element,» *Applied Energy*, pp. 733-745, 2019.
- [41] J. Duffie y W. Beckman, *Solar engineering of thermal processes*, New Jersey: Wiley, 2013.
- [42] J. Zheng, J. Yan y G. Liu, «Solar Tracking Error Analysis of Fresnel Reflector,» *The Scientific World Journal*, vol. 2014, pp. 1-7, 2014.
- [43] T. Cooper y A. Steinfeld, «Derivation of the angular dispersion error distribution of mirror surfaces for Monte Carlo Ray Tracing Applications,» *ASME*, vol. 133, 2011.
- [44] H. Lee, «The geometric- optics relation between surface slope error and reflected ray error in solar concentrator,» *Solar Energy*, pp. 299-307, 2014.
- [45] F. Sallaberry, R. Pujol- Nadal y M. Larcher, «Direct tracking error characterization on a single-axis solar tracker,» *Energy Conversion and Management*, pp. 1281-1290, 2015.
- [46] F. L.A Díaz y M. Escobar, «Evaluation of heliostat field global tracking error distributions by,» *Energy Procedia 49* , nº 49, pp. 1308-1317, 2014.
- [47] N. Kincaid, G. Mungas , N. Kramer y G. Zhu, «Sensitivity analysis on optical performance of a novel linear Fresnel concentrating solar power collector,» *Solar Energy*, pp. 383-390, 2019.
- [48] G. Mungas, N. Kramer, N. Zhu y J. King, «LFR pointing error design and Analysis,» *SolarPACES*, 2016.

- [49] S. Perini, P. Tonnellier y P. King, «Theoretical and experimental analysis of an innovative dual axis tracking linear Fresnel lenses concentrated solar thermal collector,» *Solar Energy*, vol. 153, pp. 679-690, 2017.
- [50] E. Bellos, E. Papanicolaou y E. Mathioulakis, «Experimental investigation of the daily performance of an integrated linear Fresnel reflector system,» *Solar Energy*, vol. 167, pp. 220-230, 2018a.
- [51] E. Bellos, C. Tzivanidis y A. Papadopoulos, «Daily, monthly and yearly performance of a linear Fresnel reflector.,» *Solar Energy*, vol. 173, pp. 517-529, 2018.
- [52] F. Hongn, S. Larsen, M. Gea y M. Altamirano, «Least square based method for the estimation of the optical end loss of linear Fresnel concentrators,» *Solar Energy*, vol. 111, pp. 264-276, 2015.
- [53] F. Nieto, «Optimización geométrica del campo de espejos de un receptor de concentración solar lineal de Fresnel para latitudes ecuatoriales,» Quito , 2018.
- [54] W. Dunn y J. Shultis, «The basis of Monte Carlo,» de *The basic of Monte Carlo. Exploring Monte Carlo Methods*, 2012, pp. 21-46.
- [55] D. Jaramillo, «Modelación y simulación del comportamiento térmico de un receptor solar de media temperatura tipo Fresnel de geometría trapezoidal,» Quito, 2017.
- [56] Python software foundation, «Python,» 13 7 2019. [En línea]. Available: <https://www.python.org/>.
- [57] A. Salmon, «Étude de l'alimentation en lumière solaire d'un photobioréacteur,» *Institut Pascal*, pp. 1-10, 2014.
- [58] E. Youssef, «An alternative method to optimize mirrors positions in Linear Fresnel Reflector,» *International journal of renewable energy research*, pp. 1-5, 2017.
- [59] Y. Ling He, J. Xiao, Z. Dong Cheng y Y. Bing Tao, «A MCRT and FVM couple simulation method for energy conversion process in parabolic trough solar collector,» *Science Direct*, p. 976985, 2011.
- [60] Z. Cheng, Y. He y F. Cui, «A new modelling method and unified code with MCRT for concentrating solar,» *Science Direct*, pp. 686-698, 2013.
- [61] Z. Cheng, Y. He, B. Cui y Z. Zheng, «Comparative and sensitive analysis for parabolic trough solar collectors,» *Science Direct*, 2013.
- [62] J. Rocca y C. Caliot , «SOLFAST, a Ray-Tracing Monte-Carlo software for,» *Computational Thermal Radiation in Participating Media IV*, vol. 369, pp. 1-11, 2012.
- [63] B. Pieud, «Application of Monte-Carlo sensitivities estimation in Solfast-4D,» *Science Direct*, pp. 1-9, 2012.
- [64] J. Delatorre y G. Baudd, «Monte Carlo advances and concentrated solar applications,» *ScienceDirect*, vol. 103, pp. 653-681, 2014.

- [65] M. Sengupta, «Best Practices Handbook for the Collection and Use of Solar Resource Data for Solar Energy Applications,» Quito, 2018.
- [66] D. Kroese, Monte Carlo Methods, Univertisy of Queensland, 2014.
- [67] J. Briesmeister, «MCNPTM—A General Monte Carlo,» 03 2000. [En línea]. Available: <https://permalink.lanl.gov/object/tr?what=info:lanl-repo/lareport/LA-13709-M>. [Último acceso: 16 08 2019].
- [68] Solstice, «Solstice software,» 15 7 2019. [En línea]. Available: <https://www.labex-solstice.fr/solstice-software/>.
- [69] G. Zhu, «New adaptive method to optimize the secondary reflector of linear,» *Solar energy*, pp. 117-126, 2017.
- [70] P. Tsekouras, K. Tzivanidis y K. Antonopoulos, «Optical and thermal investigations of a linear Fresnel collector with trapezoidal cavity receiver,» *Applied Thermal Engineering*, pp. 1-25, 2018.
- [71] Ministerio de Energía, «Ministerio de Energía Gobierno de Chile,» 16 07 2019. [En línea]. Available: <http://www.energia.gob.cl/energias-renovables>.
- [72] Meso Star, «SOLSTICE ABG,» Paris, 2018.
- [73] T. Wendelin y A. Dobos, «SolTrace: A Ray- Tracing Code for complex Solar Optical Systems,» NREL, U.S, 2013.
- [74] Ministerio de Salud Pública del Ecuador, «Registro Nacional de Discapacidades,» Quito, 2015.
- [75] SETEDIS, *Programa Misión Solidaria Manuela Espejo*, 2008.
- [76] Secretaría Técnica Plan Toda una Vida, *Misión Manueles*, 2017.
- [77] C. A. Cifuentes García, Call for Science, Technology and Innovation in Health 2017 (801-2017), Development of an Adaptable Robotic Platform for Gait Rehabilitation and Assistance “AGoRA”, Bogotá: Colciencias Colombia, 2017.
- [78] S. de Abajo Olea y S. Márquez Rosa, Salud y efectos beneficiosos de la actividad física, Díaz de Santos, 2013.
- [79] F. Ortiz, Texto de Medicina Física y Rehabilitación, El Manual Moderno, 2017.
- [80] G. Zhu, D. Kearney y M. Mehos , «On characterization and measurement of average solar field mirrors reflectance in utility scale concentrating solar poer plants,» *Sol Energy* 99, pp. 185-202, 2014a.
- [81] E. Bellos, C. Tzivanidad y M. Moghimi, «Reducing the optical end losses of a linear Fresnel reflector using novel techniques,» *Solar Energy*, pp. 247-256, 2019a.
- [82] F. Huang , L. Longlong y W. Huang, «Optical performance of an azimuth tracking linear Fresnel solar concentrator,» *Solar Energy*, pp. 1-12, 2014.

- [83] M. Yang, Y. Zhu y R. Taylor, «End losses minimization of linear Fresnel reflectors with a simple, two-axis mechanical tracing system,» *Energy conversion and management*, pp. 284-293, 2018.
- [84] A. Gómez, «Diseño del campo de heliostatos para torres solares de receptor central,» Madrid, 2011.
- [85] Meso Star, «Solstice, the solar plant simulation tool,» 12 7 2019. [En línea]. Available: <https://www.meso-star.com/projects/solstice/solstice.html>.
- [86] NREL, «Physical solar model,» 15 07 2019. [En línea]. Available: https://nsrdb.nrel.gov/sites/default/files/nsrdb_extent_45x65-01%5B3%5D.jpg.

ANEXOS

ANEXO I. Glosario de términos útiles para la resolución de la geometría solar.

En la Tabla I.1 se muestran los conceptos de geometría solar empleados para la resolución de la sección 2.5.

Tabla I.1. Glosario de términos útiles para resolución de la geometría solar.

Parámetro	Unidades	Definición	Observaciones
Longitud	[°]	Distancia angular entre el meridiano 0 el punto de cálculo a lo largo del paralelo en el que se encuentra ubicado el observador	La longitud varía entre -180° a 180°. Positivo mediciones realizadas hacia el este
Latitud	[°]	Posición angular norte o sur a la que se encuentra ubicado el observador desde el Ecuador	La latitud varía entre 90° y -90°. El norte es considerado positivo.
Ecuación del tiempo	[min]	Correlación entre el tiempo solar general y el tiempo solar real. Este valor depende del día de cálculo, y se da ya que el día solar no dura 24 horas exactamente, puesto que la velocidad de rotación de la tierra no es constante.	
Factor B para cálculo ecuación del tiempo	[-]	Función dependiente del día del año de cálculo	
Hora estándar	[min]	Hora calculada en base al meridiano de Greenwich o meridiano 0, es definida por regiones que tienen un mismo huso horario. (24 zonas horarias)	
Hora solar	[min]	Hora calculada dependiendo de la ubicación del observador. Este	

		valor depende de la longitud y longitud estándar de la ubicación de observador	
Ángulo horario	[°]	Desplazamiento angular del sol en sentido este u oeste del meridiano de referencia	
Declinación	[°]	Distancia angular formada la línea que une el centro de la Tierra con el sol y el plano ecuatorial (Carrera et al., n.d.). Su valor depende el día de cálculo y no puede variar más de 0.4° por día	Los valores de declinación varían entre 23.45° a -23.45°, y son medidos con respecto al plano ecuatorial.
Ángulo del cenit solar o ángulo de incidencia	[°]	Ángulo formado entre el rayo solar y la superficie normal que contiene al observador (firme)	
Ángulo de altura solar	[°]	Ángulo complementario al ángulo de incidencia, se define como la distancia angular entre el rayo incidente y el plano horizontal que contiene al observador. (Carrera et al., n.d.).	
Azimut	[°]	Es el ángulo comprendido entre la proyección horizontal del rayo incidente, y la dirección sur del observador, esta medida es tomada en sentido horario y al sur le corresponden 0°.	

ANEXO II. Ejemplo de cálculo para una configuración

A continuación, se muestra un ejemplo de cálculo para obtener los datos de entrada para Solstice, con los respectivos archivos yaml.

Tabla II.1. Datos de entrada para el ejemplo de cálculo.

UBICACIÓN GEOGRÁFICA		
FECHA	2019/04/11	AA/MM/DD
HORA LOCAL	12:30:27	
CIUDAD	Quito	
LATITUD	-0.2298	°
LONGITUD	78.488	°
HUSO HORARIO	GTM -5	
DNI	628.11	W/m ²

Tabla II.2. Posición solar para el ejemplo de cálculo.

Parámetro	Unidades	Ecuación de Cálculo	Ejemplo
Día del año		n	101
Factor B para cálculo ecuación del tiempo	[-]	$B = \frac{(n - 1)360}{365}$	98.63
Ecuación del tiempo	[min]	$E = 229.2 * (0.000075 + 0.001868 \cos B - 0.03207 \operatorname{sen} B - 0.014615 \cos 2B - 0.04089 \operatorname{sen} 2B)$	-1.33
Hora Estándar	[min]	H_{ST}	12.5075
Hora Solar	[min]	$H_r - H_{ST} = 4 * (L_{ST} - L_{loc}) + E$	12.2526

Tabla II.3. Ángulos solares para el ejemplo de cálculo.

Parámetro	Unidades	Ecuación de Cálculo	Ejemplo
Ángulo horario	[°]	$\omega = 15(H_r - 12)$ Mañana (-), tarde (+)	-3.79045
Declinación	[°]	$\delta = 23.45 * \text{sen}\left(360 \frac{284 + n}{365}\right)$	0.1381
Ángulo del cenit solar	[°]	$\cos \theta_s = \cos \text{Lat}$ * $\cos \delta$ * $\cos \omega + \sin \text{Lat} * \sin \delta$	8.9785
Ángulo de altura solar	[°]	$\alpha_s = 90^\circ - \theta_s$	81.021
Azimut solar	[°]	$\cos \phi_s'$ $= \frac{\cos \delta \cos \omega \sin \text{Lat} - \sin \delta \cos \text{Lat}}{\cos(90 - \theta_s)}$ si $\omega > 0 \therefore \phi = \phi_s'$ si $\omega < 0 \therefore \phi = -\phi_s'$	155.19

Tabla II.4. Componentes unitarias solares para el ejemplo de cálculo.

Componente Unitaria	Ecuación de cálculo	Ejemplo
S_x	$\cos \phi * \sin \theta$	-0.0664
S_y	$\sin \phi * \sin \theta$	0.1412
S_z	$\cos \theta$	0.9877

Tabla II.5. Posición de los reflectores para el ejemplo de cálculo,

Nombre	Sigla	Fórmula	Unidades	Ejemplo
Posición en x del primer reflector	(Ref ₁)	$\text{Ref}_1 = -\left[\frac{\text{sep} + w}{2} + (\text{sep} + w) * \left(\frac{\text{num}}{2} - 1\right)\right]$	[m]	-1.90
Diferencia	(d)	$d = w + \text{sep}$	[m]	0.2
Posición del n-ésimo reflector	(Ref _n)	$\text{Ref}_n = \text{Ref}_1 + d(n - 1)$	[m]	

Tabla II.6 Resumen de posición de los reflectores para el ejemplo de cálculo.

Nº de reflector	Posición	Nº de reflector	Posición	Nº de reflector	Posición
1	(-1.90,0,0)	8	(-0.50,0,0)	15	(0.90,0,0)
2	(-1.70,0,0)	9	(-0.30,0,0)	16	(1.1,0,0)
3	(-1.50,0,0)	10	(-0.10,0,0)	17	(1.30,0,0)
4	(-1.30,0,0)	11	(0.10,0,0)	18	(1.50,0,0)
5	(-1.1,0,0)	12	(0.30,0,0)	19	(1.70,0,0)
6	(-0.90,0,0)	13	(0.50,0,0)	20	(1.90,0,0)
7	(-0.70,0,0)	14	(0.70,0,0)		

Tabla II.7. Ecuaciones para cálculo del ángulo de inclinación en el ejemplo de cálculo.

Nombre	Sigla	Fórmula	Unidades	Observación
Ángulo de posición del reflector	β_i	$\beta_i = \tan^{-1}\left(\frac{d_i}{H}\right)$	[°]	-
Ángulo de incidencia solar	α_T	$\alpha_T = \tan^{-1}\left(\frac{\sin \phi * \cos \alpha}{\sin \alpha}\right)$	[°]	Ecuación únicamente para colectores Este Oeste
Ángulo medio	ϕ_i	$\phi_i = \frac{\alpha_T - \beta_i}{2}$	[°]	-

Tabla II.8. Resumen de ángulos de inclinación por reflector.

REFLECTOR	β_i	α_T	ϕ_i
Reflector 1	-25.407	3.7926	14.600
Reflector 2	-23.025	3.7926	13.409
Reflector 3	-20.5560	3.7926	12.174
Reflector 4	-18.000	3.7926	10.898

Reflector 5	-15.3763	3.7926	9.584
Reflector 6	-12.6803	3.7926	8.236
Reflector 7	-9.9262	3.7926	6.859
Reflector 8	7.1250	3.7926	5.458
Reflector 9	-4.28915	3.7926	4.040
Reflector 10	-1.4321	3.7926	2.612
Reflector 11	1.4320	3.7926	1.180
Reflector 12	4.2891	3.7926	-0.248
Reflector 13	7.1250	3.7926	-1.666
Reflector 14	9.9262	3.7926	-3.066
Reflector 15	12.6803	3.7926	-4.443
Reflector 16	15.3762	3.7926	-5.791
Reflector 17	18.000	3.7926	7.105
Reflector 18	20.5560	3.7926	-8.381
Reflector 19	23.025	3.7926	-9.616
Reflector 20	25.407	3.7926	-10.808

ANEXO III. Manejo de Solstice

Datos de entrada para Solstice

Solstice para su ejecución requiere de la creación de dos archivos con extensión YAML. En el primer archivo se definirá el sol y se crearán las entidades necesarias para los reflectores y receptores. La Figura III.1 muestra todos los parámetros necesarios en el primer archivo yaml.

Definición del sol	Definición de entidades
<input type="checkbox"/> DNI	<input type="checkbox"/> Tipo de entidad <input type="checkbox"/> Rotación <input type="checkbox"/> Traslación <input type="checkbox"/> Geometría <input type="checkbox"/> Material

Figura III.1. Parámetros necesarios para el primer archivo YAML.

- a. Definición del sol: La DNI (Direct Normal Irradiance) es el único parámetro mandatorio para la definición del sol [72]. Existen dos modelos solares para definir el perfil de la forma del sol. En la Figura III.2 se recopila las principales características de los perfiles de forma solar disponibles en Solstice.

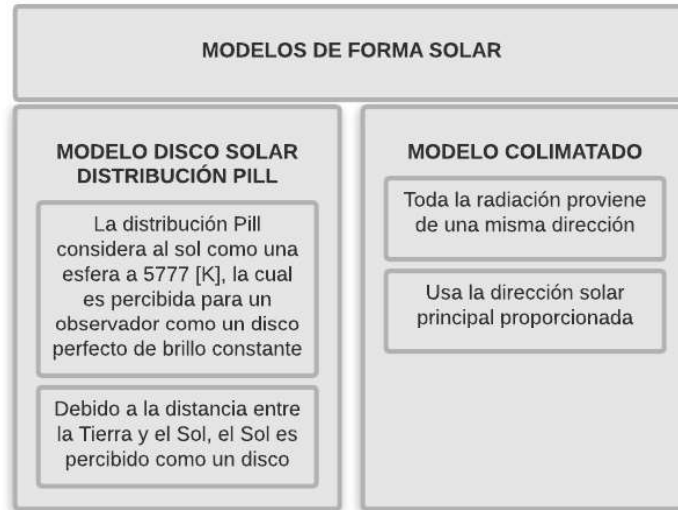


Figura III.2. Tipos de modelos solares en Solstice.

(Fuente: [73])

- b. Definición de entidades: Cada entidad en Solstice se encuentra definida en el primer archivo yaml, y este debe contar con: tipo de entidad, rotación y traslación, geometría y material.

Tipos de entidades: Solstice considera dos tipos de entidades: “reflectores” y “target”, cada uno con las siguientes características:

- “Reflectores”: Son definidos inicialmente como unidades horizontales cuadradas, cuyo centro es (0,0); esta entidad necesita la definición de: geometría, materiales, rotación (ángulo de inclinación del reflector), traslación (posición horizontal del reflector). Este tipo de entidad es primaria ya que es la primera en recibir la radiación solar, y por lo tanto constituye el inicio de los caminos ópticos a realizarse. [72]. En la Figura III.3 se muestra un ejemplo de una entidad “reflectores” definida en Solstice.

```

- entity:
  name: reflector1
  primary: 1
  transform:
    rotation: [0, 10.6094001249, 0]
    translation: [-0.30000000000000004, 0, 0]
  geometry:
  - material:
    back:
      mirror: {reflectivity: 1.0, slope_error: 0.001}
    front:
      mirror: {reflectivity: 1.0, slope_error: 0.001}
    plane:
      clip:
        - operation: AND
          vertices:
            - [-0.05, -5]
            - [-0.05, 5]
            - [0.05, 5]
            - [0.05, -5]

```

Figura III.3. Definición de la entidad "reflectores " en Solstice.

- "Target": Es definida originalmente como una unidad horizontal cuadrada de centro (0,0), para cada "target" es necesario definir: materiales, geometría, rotación, translación. Es una entidad de tipo 0, lo que significa ser el punto objetivo de los caminos solares. El receptor será definido mediante el segundo archivo YAML con este tipo de entidad. En la Figura III.4 se muestra un ejemplo de una entidad "target" definida en Solstice.

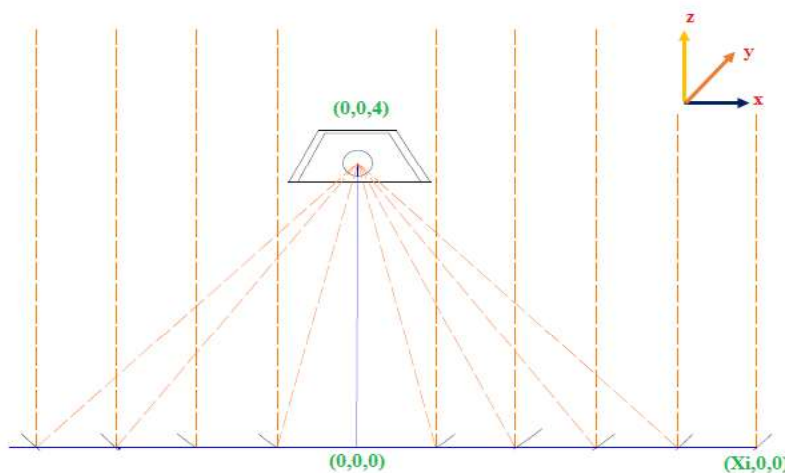
```

- entity:
  name: receiver
  primary: 0
  transform:
    rotation: [0, 0, 0]
    translation: [0, 0, 4]
  geometry:
  - material:
    back:
      matte: {reflectivity: 0}
    front:
      matte: {reflectivity: 0}
    plane:
      slices: 20
      clip:
        - operation: AND
          vertices:
            - [-0.0897, -5]
            - [-0.0897, 5]
            - [ 0.0897, 5]
            - [ 0.0897, -5]

```

Figura III.4. Definición de la entidad "target " en Solstice

Rotación y traslación: Para todos los elementos del Colector lineal Fresnel se debe establecer su posición con respecto a un sistema cartesiano de coordenadas (x, y, z), definido por el usuario. La opción “transform” permite la rotación de una entidad en uno o más ejes, además de la traslación a lo largo de los ejes del sistema.



Materiales y Propiedades ópticas: Los materiales en Solstice, pueden ser: propios de la librería de Solstice o definidos por el usuario. Cada entidad especificada en el software requiere de un material con sus respectivas propiedades ópticas. En la Tabla III.1 se resumen los materiales empleados por entidad, sus características y propiedades ópticas requeridas.

Tabla III.1. Materiales y propiedades ópticas en Solstice.

ENTIDAD	MATERIAL	CARACTERISTICAS	PROPIEDADES	
			REF.	SE.
“Target”	Matte	Requiere la definición de sus propiedades ópticas por cada cara de la entidad Nota: Si sus propiedades son: reflectividad nula en cada cara se denomina material negro	X	X
“Reflectores”	Mirror	Requiere la definición de sus propiedades ópticas por cada cara de la entidad Nota: Si sus propiedades son: reflectividad total y slope_error nulo, se denomina espejo especular perfecto	X	X

*Nota: Ref= Reflectividad, S.E= Slope Error

Geometría: Para la definición de la geometría de una entidad en Solstice es necesario definir: forma geométrica de la entidad, operación y vértices de la forma geométrica de la entidad. En la Tabla III.2 se identifica el concepto de cada parámetro.

Tabla III.2. Parámetros para definir la geometría de entidades en Solstice

FORMA GEOMÉTRICA	OPERACIÓN	VÉRTICES DE LA FORMA GEOMÉTRICA
Las entidades pueden presentar forma: plana, redonda, parabólica o hiperbólica.	Son operaciones para corte de la figura geométrica. Existen dos operaciones: AND donde la figura es considerada un sólido o SUB donde la figura resultante es vaciada	Se deben definir todos los vértices, radio o foco de la dependiendo de la geometría seleccionada, se considera que el centro de la figura es el punto (0,0)

En segundo archivo YAML, el receptor es definido como entidad "target"; es decir donde la radiación final deberá llegar, adicionalmente en esta sección se deberá definir el lado en él que se contabilizara la radiación obtenida mediante el comando SIDE. En la Figura III.5, se muestra un ejemplo del segundo archivo YAML para definición del receptor en Solstice



Figura III.5. Estructura segundo archivo YAML.

c. Resultados de Solstice: Los resultados de cada simulación en Solstice son escritos en un archivo de salida, "OUTPUT FILE", el mismo que está organizado por: Datos generales de la simulación, resultados globales ópticos, resultados por cada receptor, resultados por cada entidad primaria. En la Figura III.6 se esquematiza un archivo de salida de Solstice

1	#	— Sun direction: 0 90 (-6.12323e-17 -0 -1)	DATOS GENERALES DE SIMULACIÓN																	
2	7	1 1 10000 0																		
3	1	0																		
4	0.707107	1.22878e-09	RESULTADOS GLOBALES ÓPTICOS																	
5	0.707107	1.22878e-09																		
6	0	0	RESULTADOS POR RECEPTOR																	
7	0	0																		
8	0	0																		
9	0	0																		
10	target	2 100	0.707107	1.22878e-09	0.707107	1.22878e-09	0.707107	1.22878e-09	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
			0	0	0.707107	1.22878e-09	0.707107	1.22878e-09	0.707107	1.22878e-09	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
			0	0	0.707107	1.22878e-09	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11	reflector	6 1 10000	0.707107	1.22878e-09	0	0														
12	2 6	0.707107	1.22878e-09	0.707107	1.22878e-09	0.707107	1.22878e-09	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
			0.707107	1.22878e-09	0.707107	1.22878e-09	0.707107	1.22878e-09	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
RESULTADOS POR ENTIDAD PRIMARIA																				

Figura III.6. Ejemplo de archivo de salida de Solstice.

(Fuente: [72])

Cada archivo de salida debe ser leído por líneas, donde cada una de ellas muestra un resultado con una incertidumbre numérica generada por el método de Monte Carlo. En la Figura III.7, se muestra un cuadro sinóptico, donde se muestra el resultado que entrega cada línea.

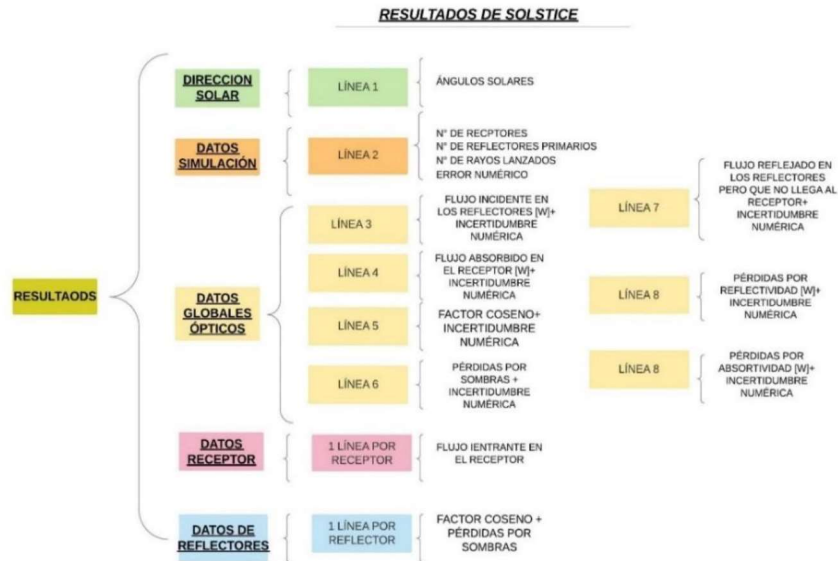


Figura III.7. Descripción por línea de resultado en Solstice