



ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL.

Facultad de Ingeniería en Electricidad y Computación

“Producción De Electricidad Mediante Colectores Solares
Térmicos En Los Sectores Rurales De La Costa Ecuatoriana.
Aspectos Técnicos Y Económicos.”

INFORME DE MATERIA DE GRADUACIÓN

Previo a la obtención del Título de:

INGENIERO EN ELECTRICIDAD ESPECIALIZACIÓN POTENCIA

Presentado por

DANIEL DIEGO ALENCASTRI ALMEIDA

GABRIEL ALBERTO LAYMAN PIZARRO

Guayaquil - Ecuador

(2011)

AGRADECIMIENTO

Agradecemos al **Ing. Javier Urquizo** y al **PhD. Cristóbal Mera** por la paciencia y la dirección de este trabajo, el apoyo y el ánimo brindado.

Este proyecto es el resultado del esfuerzo conjunto de todos los que lo formamos.

Finalmente, un eterno agradecimiento a esta prestigiosa universidad la cual abrió sus puertas a jóvenes como nosotros para prepararnos en un futuro competitivo y formarnos como personas de bien.

DEDICATORIA

A Dios por darnos la fortaleza necesaria durante estos años en la universidad y guiar nuestros pasos para tomar las mejores decisiones a cada instante.

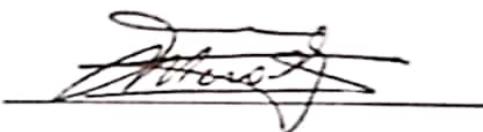
A nuestros Padres que con su amor, esfuerzo y sacrificio continuo nos ayudan a lograr nuestros objetivos sin olvidar la humildad y la perseverancia.

Sin ustedes a nuestro lado no lo hubiéramos logrado, tantas desveladas sirvieron de algo y a aquí está el fruto

TRIBUNAL DE SUSTENTACIÓN



MSc. JAVIER URQUIZO
PROFESOR MAT. GRADUACIÓN



PhD. CRISTOBAL MERA
PROFESOR DELEGADO DECANO

DECLARACIÓN EXPRESA

"La responsabilidad del contenido de este trabajo de Grado, nos corresponde exclusivamente; y el patrimonio intelectual de la misma a la Escuela Superior Politécnica del Litoral".



DANIEL ALENCASTRI ALMEIDA



GABRIEL LAYMAN PIZARRO

RESUMEN

Esta tesis comprende principalmente un análisis de factibilidad técnico y económico para producir electricidad en la zona rural de la costa ecuatoriana usando fuentes no convencionales de energía como lo son los colectores térmicos solares o también llamada a esta forma de producción de energía como solar termoeléctrica.

En el CAPÍTULO I se da un breve antecedente de cuáles son los motivos porque en los actuales momentos la humanidad está recurriendo a este tipo de tecnologías para la generación de electricidad, además de se hace referencia a las clases de colectores y la metodología que se emplea en este documento para el desarrollo del mismo.

En el CAPITULO II se describe sus inicios, se analiza como se ha ido desarrollando cada uno de los componentes a lo largo de los años y se presenta el estado actual de las tecnologías a nivel mundial, mediante la presentación de una serie de plantas de generación por medio de estos colectores y como mejora su eficiencia con los años de experiencia. **[1]**

En el CAPITULO III se presenta definiciones de radiación solar y como la tierra ve afectada esta radiación solar con el movimiento de rotación y traslación del mismo, luego por cada tipo de colector solar térmico se describe sus componentes y su función para después de esto presentar un tabla que resume sus características más importantes, que en conjunto con el análisis de la radiación solar en nuestro país por medio del uso de varios medios entre los que se encuentra el “Atlas Solar del Ecuador con fines de Generación Eléctrica” presentado por el CONELEC nos van a permitir seleccionar la zona rural de la costa ecuatoriana y el tipo de colector más adecuado para este sector. Finalmente se analiza matemáticamente todos los parámetros del colector seleccionado para la generación de electricidad.

En el CAPITULO IV se analiza económicamente la factibilidad de poder instalar en el sector rural seleccionado una planta de generación de 10 Mw, dicho análisis involucra un sin número de parámetros como el numero de habitantes a servir, la producción de energía anual, los ingresos y egresos que se generen presentados en un flujo de caja y el cálculo de el valor actual neto, la tasa interna de retorno y la razón costo beneficio que demostraran que tan viable es el proyecto para el sector.

Finalmente se presentan las conclusiones y recomendaciones de acuerdo a todo lo que se ha desarrollado en este documento tanto técnico como económico.

ÍNDICE GENERAL

RESUMEN

ÍNDICE GENERAL

ABREVIATURAS

SIMBOLOGÍA

ÍNDICE DE FIGURAS

ÍNDICE DE TABLAS

INTRODUCCIÓN

Pág.

CAPÍTULO 1

ENERGIAS RENOVABLES

1.1	Antecedentes	1
1.2	Colectores térmicos solares	4
1.3	Objetivos	6
1.4	Metodología	6

CAPÍTULO 2

COLECTORES SOLARES TÉRMICOS DESCRIPCION Y ESTADO DEL ARTE

2.1	Generalidades.	8
2.2	Inicios.	10

2.3	Sistemas de colectores solares térmicos.	14
2.3.1	Sistemas de colectores cilindro-parabólicos.	14
2.3.1.1	Estado Actual de la Tecnología en el Mundo	15
2.3.1.1.1	Reflector.	16
2.3.1.1.2	Tubo absorbedor.	17
2.3.1.1.3	Sistema de accionamiento y seguimiento.	18
2.3.1.2	Desarrollo tecnológico.	20
2.3.1.2.1	Corto plazo.	20
2.3.1.2.2	Largo plazo.	21
2.3.1.2	Instalaciones con Sistemas de colectores cilindro-parabólicos.	22
2.3.2	Sistemas de colectores discos parabólicos	33
2.3.2.1	Concentrador.	34
2.3.2.2	Sistema generador	36
2.3.2.3	Estado Actual de la Tecnología en el Mundo.	37
2.3.2.4	Instalaciones con Sistemas de colectores cilindro-parabólicos.	39
2.3.3	Sistemas de colectores de receptor central	45
2.3.3.1	El receptor.	49
2.3.3.2	Estado Actual de la Tecnología en el Mundo	52
2.3.3.3	Desarrollo tecnológico.	56
2.3.3.3.1	Corto plazo.	56
2.3.3.3.1	Largo plazo.	57

2.3.3.4	Instalaciones con Sistemas de Receptor Central	59
2.4	El futuro de la energía solar termoeléctrica	67
2.4.1	Escenario Greenpeace-ESTIA en 2025 y proyección a 2040	67
2.5	Aspectos medioambientales	70
2.5.1	Beneficios medioambientales	73
2.5.2	Inconvenientes	75
2.6	El potencial de Ecuador en energías renovables	76

CAPÍTULO 3

PROCESOS EN LA PRODUCCIÓN DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES

3.1	Energía solar	81
3.2	Potencial	84
3.3	Sistemas de colectores.	89
3.3.1	Sistemas de colectores cilindro-parabólicos.	89
3.3.1.1	Descripción	89
3.3.1.2	Componentes del sistema.	91
3.3.1.2.1	Cimentación.	91
3.3.1.2.2	Estructura.	92
3.3.1.2.3	Reflector cilindro-parabólico.	92
3.3.1.2.4	Tubo absorbente.	93

3.3.1.2.5	Transmisión.	94
3.3.1.2.6	Sistema de seguimiento	94
3.3.1.2.7	Conexión entre colectores.	95
3.3.1.2.8	Fluido de transferencia de calor.	96
3.3.1.2.9	Almacenamiento.	98
3.3.2	Sistemas de colectores discos parabólicos	102
3.3.2.1	Descripción	102
3.3.2.2	Componentes del sistema	104
3.3.2.2.1	Concentrador.	105
3.3.2.2.2	Receptor.	110
3.3.2.2.4	Equipos auxiliares	116
3.3.2.2.5	Motores	118
3.3.3	Sistemas de colectores de receptor central	132
3.3.3.1	Descripción	132
3.3.3.2	Componentes del sistema	134
3.3.3.2.1	Los helióstatos	134
3.3.3.2.2	El receptor	134
3.3.3.2.3	La torre	135
3.3.3.2.4	Caldera	136
3.3.3.2.5	Turbina	136
3.3.3.2.6	Generador o alternador	136
3.3.3.2.7	Acumulador	137

	3.3.3.2.8	Transformador	137
	3.3.3.2.9	Condensador	137
	3.3.3.2.10	Bomba	137
	3.3.3.2.11	Centro de control	137
3.4		Estudio de viabilidad en el ecuador	138
	3.4.1	Nivel de radiación en el Ecuador.	139
	3.4.2	Requisitos básicos para la instalación de la central termosolar.	141
	3.4.3	Conclusión.	145
3.5		Caracterización óptica de los discos parabólicos.	147
3.6		Parámetros para la determinación de la posición relativa colector-Sol	148
	3.6.1	Posicionamiento del Sol respecto a la superficie terrestre	148
	3.6.2	Posicionamiento del colector en la superficie terrestre	156
	3.6.3	Posición relativa del Sol respecto al colector: ángulo de incidencia	158
	3.6.4	Estigmatismo	160
3.7		Consideraciones geométricas sobre el colector parabólico de revolución	164
	3.7.1	Cálculo de la concentración	167
	3.7.2	Pérdidas energéticas debidas a la geometría de la parábola	171
	3.7.3	Consideraciones de diseño.	176
	3.7.4	Relación distancia focal / diámetro.	179
	3.7.5	El motor Stirling como sistema generador.	181

3.8	Pérdidas en el motor Stirling.	185
3.8.1	Energía disipada por la caída de presión en los intercambiadores de calor.	185
3.8.2	Pérdidas de energía debidas a conducción interna.	187
3.8.3	Pérdidas por conducción externa.	188
3.8.4	Pérdidas de calor asociadas al desplazamiento del émbolo.	189
3.9	Modelos de los bloques de los componentes	191
3.9.1	Concentrador	191
3.9.2	Receptor	192
3.9.3	Motor de Stirling	196
3.9.4	Análisis de Intercambiador de Calor	202
3.9.5	Análisis del Espacio de Trabajo	208
3.9.6	Presión del motor	212
3.9.7	Ecuaciones mecánica	214
3.10	Modelado del motor de 4 cilindros	215
3.11	Sistemas de control	226
3.11.1	Introducción	226
3.11.2	Presión del sistema de control	229
3.11.3	Sistema de Control de Temperatura	235
3.11.4	Control de exceso de velocidad	237
3.11.5	Modelo linealizado	240

3.11.6	Controlador de Tunning	246
3.12	Potencia eléctrica de salida en función de la radiación solar.	248

CAPÍTULO 4

ASPECTO ECONÓMICO

4.1	Generalidades.	253
4.1.1	Estudio de factibilidad de mercado.	257
4.1.1.1	Clientes potenciales	257
4.1.1.2	Generación renovable existente.	258
4.1.1.3	Proveedores:	261
4.1.2	Estudio de factibilidad técnica	263
4.1.2.1	Tamaño óptimo	263
4.1.2.2	Demanda de energía	265
4.1.2.3	Localización	269
4.1.3	Estudio de factibilidad medio ambiental.	270
4.1.4	Estudio de factibilidad económica-financiera	271
4.1.4.1	Costos del sistema.	272
4.1.4.2	Costo de producir la energía	273
4.1.4.3	Análisis de rentabilidad Método Beneficio-Costo	274
4.1.4.4	Criterio del plazo de recuperación simple o pay back (pers)	275
4.1.4.5	Criterio del valor actual neto (VAN)	276

4.1.4.6	Criterio de la tasa interna de rentabilidad (TIR)	277
4.1.4.7	Análisis de sensibilidad	278
4.2	Determinación de los costos de instalación	281
4.2.1	Vida útil y Determinación de los costos de operación y mantenimiento de la planta de generación.	286
4.2.2	Inversión inicial y fuentes de financiamiento.	289
4.2.3	Organizaciones internacionales.	291
4.3	Producción anual de energía	297
4.4	Precio promedio de Venta del Kwh	301
4.4.1	Vigencia de los precios	303
4.5	Ingresos anuales	304
4.5.1	Venta de energía producida	305
4.5.2	Remuneración por potencia disponible	305
4.5.3	Venta de Certificados de reducción de emisiones en MDL	307
4.5.4	Tasa de Interés Real Anual	308
4.6	Flujo de caja	310
4.7	Costo de producción por kwh	321

CONCLUSIONES

RECOMENDACIONES

ANEXOS

BIBLIOGRAFÍA

Abreviaturas

AIP	Advanced International Policies Scenario
PWM	Ancho de Pulso Modulado
IEA	Agencia Internacional De La Energía
θ	Ángulo de la biela.
Q	Calor
CCP	Colector Cilindro Parabólico
CET	Centrales Eléctricas Termoeléctricas
ISCC	Central Solar Integrada De Ciclo Combinado
CIEMAT	Centro De Investigaciones Energéticas Medioambientales Y Tecnológicas
CONELEC	Concejo Nacional De Electrificación
CAF	Corporación Andina de Fomento
CFI	Corporación Financiera Internacional
DSG	Direct Steam Generation
DP	Discos Parabólicos
DCP	Dynamic Current Policies Scenario
DCA	Drain Cooling Approach

D	Diámetro
Δt	Ecuación del tiempo (en minutos),
ERC	Energy Research Center
ERNC	Energía renovable No Convencional.
EEAF	Environmental Enterprises Assistance Fundation
ESTIA	European Solar Thermal Power Industry Association
EREC	European Renewable Energy Council
HTF	Fluidos De Transferencia De Calor
FERUM	Fondo de Electrificación Rural y Urbano – Marginal
FMAM	Fondo para el Medio Ambiente Mundial
<i>hz</i>	Frecuencia de operación
ω_n	Frecuencia natural.
°	Grados
k	Grados kelvin.
HEI	Heat Exchange Institute
HCE	Heat Collector Element
h	Hora
I+D	Investigación Y Desarrollo

I+D+i	Investigación, Desarrollo, Innovación
DNI	Irradiación directa normal.
J	Joule
KW	Kilovatios
Kg	kilogramo
MDAC	Mcdonnell Douglas Aerospace Corporation
Mpa	Megapascales
MW	Megavatios
	Metro
M²	Metro cuadrado
M³	Metros cubicos
CO₂	Monóxido de carbono
NEPA	National Environmental Policy Act.
NUT	Número de unidades de transferencia
O&M	Operación Y Mantenimiento
P_a	Pascales
PSA	Plataforma Solar De Almería
PPD	Programa de Pequeñas Donaciones

PNUD	Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo
PNUMA	Programa de las Naciones Unidas para el Medio Ambiente
rad	Radianes
DAR	Receptores De Absorción Directa
DIR	Receptores De Tubos De Iluminación Directa
CLFR	Reflectores Compactos De Fresnel
s	segundo
IIR	Sistema de Iluminación Indirecta de los Receptores.
PCS	Sistema de Control de Presión (PCS)
TCS	Sistema de Control de la Temperatura.
SNI	Sistema Nacional Interconectado
SCADA	Sistema De Control Y De Adquisición De Datos
STCS	Sistemas Termosolares De Concentración
SRC	Sistemas De Receptor Central
SEGS	Solar Electricity Generating Systems.
LS-3	Solargenix Skal-Et
SHIP	Solar Heat For Industrial Processes
SDG	Solar Development Group

SES	Stirling Energy Systems
SSPS	Small Solar Power System
TIR	Tasa Interna de Retorno
TSA	Technology Solar Air Receiver
T	Temperatura
TTD	Terminal Temperature Difference
W	Trabajo
PCU	Unidad de Conversión de Potencia
VAN	Valor Actual Neto
VFN	Valor Final Neto
S	Variable de la transformada de Laplace
W	Vatios
V	Volumen

SIMBOLOS GRIEGOS

ε	Efectividad
μ	Viscosidad dinámica, $\text{kg} \cdot \text{m}^{-1} \text{s}^{-1}$
ρ	Densidad, $\text{rad} \cdot \text{s}^{-1}$
ω	Frecuencia angular,

ÍNDICE DE FIGURAS

		Pág.
Figura N° 1.1.	Sistemas de concentración solar. a) Cilindro parabólico b) sistemas de receptor central/ centrales de torre c) discos parabólicos.	5
Figura N° 2.1.	Defensa de Siracusa	11
Figura N° 2.2.	Encendido de la llama olímpica	12
Figura N° 2.3.	Principio de funcionamiento de un Colector cilindro parabólico.	15
Figura N° 2.4.	Planta SEGS 354 MW, California	22
Figura N° 2.5.	PG&E/Luz II LLC (Mojave)	24
Figura N° 2.6.	Campo Acurex, Almería	25
Figura N° 2.7.	Lazo Ace 20, 50kWe, Almería	25
Figura N° 2.8.	Lazo DISS, 0.5MWe, Almería	26
Figura N° 2.9.	Lazo Eurotrough, Almería	27
Figura N° 2.10.	El proyecto Andasol	28
Figura N° 2.11.	DSG System, 0.5Mwe	29
Figura N° 2.12.	Colector lineal de Fresnel de Solarmundo	31
Figura N° 2.13.	Esquema de un sistema de disco parabólico	33
Figura N° 2.14.	Tipos de concentradores	35
Figura N° 2.15.	Sistema de Disco Stirling	37

Figura N° 2.16.	Disco Vanguard . Mojave.	39
Figura N° 2.17.	SES I y II. Mojave. EEUU	40
Figura N° 2.18.	Discos Stirling, Riyadh .	43
Figura N° 2.19.	Evolución de los Helióstatos	47
Figura N° 2.20.	Esquemas y condiciones de operación típicas de algunos tipos de receptores.	51
Figura N°2.21.	Ilustración del concepto de óptica SCOT con aplicación a una planta de ciclo combinado	58
Figura N° 2.22.	PS10	59
Figura N° 2.23.	PS20	60
Figura N° 2.24.	SSPS - CRS	61
Figura N° 2.25.	Campo CESA1. Almería	62
Figura N° 2.26.	Solar one, California	63
Figura N° 2.27.	Campo NSTTF, Nuevo México	64
Figura N° 2.28.	Rehovot, Israel	65
Figura N° 3.1.	La energía del Sol que llega a la Tierra	83
Figura N° 3.2.	Mapa estimativo de la radiación solar en el mundo W/m^2 en 24 horas s	85
Figura N° 3.3.	Declinación solar	86
Figura N° 3.4.	Posiciones del sol a lo largo del año	87
Figura N° 3.5.	Incidencia de los rayos solares en el invierno y en el verano	87

Figura N° 3.6.	Incidencia de los rayos solares	88
Figura N° 3.7.	Colector cilindro parabólico	89
Figura N° 3.8.	Captación solar por espejos Cilindro-parabólicos	91
Figura N° 3.9.	Estructura.	92
Figura N° 3.10.	Reflector.	92
Figura N° 3.11.	Tubo absorbente.	93
Figura N° 3.12.	Transmisión eléctrica a la izquierda e hidráulica a la derecha.	94
Figura N° 3.13.	Sistema de seguimiento.	95
Figura N° 3.14.	Juntas de conexión entre paneles.	96
Figura N° 3.15.	Bloques principales de una central cilindro parabólica	99
Figura N° 3.16.	Esquema de funcionamiento de la tecnología cilindro-parabólica.	101
Figura N° 3.17.	Disco Stirling, sistema esquemático.	103
Figura N° 3.18.	Elementos básicos de un sistema disco Stirling.	105
Figura N° 3.19.	Concentrador de 8'5 metros de diámetro de SBP.	107
Figura N° 3.20.	Esquema de un concentrador con sistema de espejos de membrana estirada.	108
Figura N° 3.21.	Unidad de conversión de potencia.	111
Figura N° 3.22.	Receptor de tubos iluminados directamente.	112

Figura N° 3.23.	Esquema que muestra el funcionamiento de un receptor solar de tubo.	114
Figura N° 3.24.	Sistema de control	118
Figura N° 3.25	Diagrama esquemático de un motor Stirling	120
Figura N° 3.26	Esquema que muestra el principio de funcionamiento de un Motor Stirling.	123
Figura N° 3.27.	Motor. stirling	123
Figura N° 3.28.	Generador	123
Figura N° 3.29.	Motor Stirling tipo Beta	125
Figura N° 3.30.	Ciclo de un motor Stirling tipo BETA	127
Figura N° 3.31.	Motor Stirling tipo beta.	128
Figura N° 3.32.	Esquema de un sistema disco parabólico con ciclo Bryton.	130
Figura N° 3.33.	Diagrama simplificado de una planta de torre de concentración	133
Figura N° 3.34.	Insolación global anual en el Ecuador	140
Figura N° 3.35.	Trayectoria aparente del sol alrededor de la tierra y parámetros característicos asociados.	149
Figura N° 3.36	Coordenada horarias y horizontales para el posicionamiento del sol	156
Figura N° 3.37.	Estigmatismo	161
Figura N° 3.38.	Ángulo y radio de abertura; distancia focal	162
Figura N° 3.39.	Construcción de la imagen de objeto en el infinito.	163

Figura N° 3.40.	Parábola	165
Figura N° 3.41.	Imágenes producidas en un concentrador parabólico	168
Figura N° 3.42.	Evolución del rendimiento teórico en sistemas de disco parabólico en función de la temperatura del gas de trabajo y la relación de concentración.	176
Figura N° 3.43	Diagrama de pérdidas y rendimientos de cada componente del sistema.	178
Figura N° 3.44.	Diagrama de presión vs Volumen del ciclo Stirling.	183
Figura N° 3.45.	Diagrama de bloques del concentrador y el receptor.	194
Figura N° 3.46.	Intercambiadores de calor y los espacios de trabajo en un motor Stirling, con etiquetas para el gas de diversos parámetros en cada compartimiento.	197
Figura N° 3.47.	Compartimientos generalizados del motor	201
Figura N° 3.48.	Distribución de Trabajo de la temperatura del gas a lo largo de los cinco compartimientos de motores	203
Figura N° 3.49.	Distribución de temperaturas regenerador de la temperatura y la condición de la interfaz.	205
Figura N° 3.50.	(a) Según el modelo del motor de cilindros y (b) un cuadrante del motor de cuatro cilindros.	217
Figura N° 3.51.	Diagrama de flujo de la simulación del motor Stirling	221
Figura N° 3.52.	Diagrama de simulación de los bloques del disco parabólico.	225
Figura N° 3.53.	Control de presión con sistema de motor de Stirling.	228

Figura N° 3.54.	Diagrama de bloques del modelo de sistema Disco-Stirling con el suministro del sistema de control de presión y válvulas de descarga.	232
Figura N° 3.55.	Diagrama de temp. y exceso de velocidad, bloque de control.	234
Figura N° 3.56.	Presión de mando del sistema de control de la temperatura.	236
Figura N° 3.57.	Región de la temperatura controlada y en la región de no temperatura controlada.	237
Figura N° 3.58.	Distribución de la temperatura simplificada.	241
Figura N° 3.59.	Comparación de las representaciones de la presión lineal y no lineal para un cambio de ritmo en la presión de mando.	244
Figura N° 3.60.	Lazo de control linealizado del sistema de control de presión.	246
Figura N° 3.61.	Potencia de salida en función de la radiación solar directa.	251
Figura N° 3.62.	Eficiencia del sistema Stirling.	252
Figura N° 4.1.	Potencia efectiva por tipo de central e interconexión	259
Figura N° 4.2.	Pot. efectiva en los sist. incorporados y no incorporados al S.N.I	260
Figura N° 4.3.	Potencia nominal según su naturaleza de origen y de energía renovable por tipo de central de generación	261
Figura N° 4.4.	Evolución del consumo de energía en el SNI	266
Figura N° 4.5.	Proyección de los abonados del servicio eléctrico.	268

Figura N° 4.6.	Distribución de costo de instalación	282
Figura N° 4.7.	Curva de costo por kw en función del número de unidades de generación	283
Figura N° 4.8.	Tipo de a la Unidad de conversión de potencia a lo largo de su vida útil.	287
Figura N° 4.9.	Porcentaje de costo de instalación	288
Figura N°4.10.	Energía mensual generada (Mwh)	298
Figura N° 4.11.	Flujo de energía en el colector mensualmente	300
Figura N° 4.12.	Flujo de caja de la planta de colectores solares térmicos.	314
Figura N° 4.13.	Periodo de recuperación del capital	320

INDICE DE TABLAS

Pág.

Tabla N° 2.1.	Características principales de los sistemas de colectores cilindro- parabólicos para generación de electricidad. (Tecnología LS3)	19
Tabla N° 2.2:	Principales opciones tecnológicas en sist. de receptor central	54
Tabla N° 2.3.	Características principales de los sistemas receptor central para generación de electricidad.	55
Tabla N° 3.1.	Sitios con mayor insolación en la costa ecuatoriana	141
Tabla N° 3.2:	Principales características de los diferentes colectores	143
Tabla N° 3.3.	Calculo de la potencia y la eficiencia en función de la radiación	250
Tabla N° 4.1.	Experiencia con los colectores solares de disco parabólico.	262
Tabla N° 4.2.	Proveedores de sistemas de discos parabólicos	262
Tabla N° 4.3.	Área de terreno de la planta de acuerdo a la capacidad	264
Tabla N° 4.4.	Características de la planta de generación solar	284
Tabla N° 4.5.	Costo de instalación	285
Tabla N° 4.6.	Fondos del FERUM para proyectos de energías no renovables.	290
Tabla N° 4.7.	Precios de la energía renovable no convencional	302

Tabla N° 4.8.	Datos económicos para el flujo de caja	311
Tabla N° 4.9.	Calculo del VAN y el TIR	316
Tabla N° 4.10.	Flujo de caja acumulado	319

INTRODUCCIÓN

En los actuales momentos el consumo de energía es uno de los grandes medidores del progreso y bienestar de una sociedad. Puesto que las fuentes de energía fósil y nuclear son finitas y que además han causado un impacto negativo en nuestro ecosistema es inevitable el desarrollo de nuevos métodos para obtener energía limpia como lo son las fuentes renovables no convencionales.

El Ecuador por su condición geográfica, la riqueza de sus recursos naturales y la bondad de su pueblo trabajador, el Ecuador es un país que cuenta con un enorme potencial de energías renovables que ameritan un futuro promisorio en el dominio energético y en el desarrollo.

Si se pasa revista a las naciones en el planeta desde un punto de vista energético, en ejercicio de un simple método empírico de estudio por comparación, podremos constatar en forma inmediata que nuestro País goza de una enorme riqueza en recursos naturales y sobre el cual estamos sentados sin aprovecharlo.

Las energías renovables implican tecnologías que incorporan varios factores positivos al desarrollo: ventajas medioambientales, creación de puestos de trabajo, uso de recursos locales, reducción de la dependencia de los fósiles, seguridad geo-estratégica, etc.

Se propone desarrollar un sistema eléctrico sostenible, sustentado en el aprovechamiento de los recursos renovables de energía disponible, que garantice un suministro económico, contable y de calidad.

Esta propuesta ha sido acogida en el Plan Maestro de Electrificación, que en armonía con las políticas dictadas por el Ministerio de Electricidad y Energía Renovable, busca introducir en todos los ámbitos de la actividad productiva y de la vida cotidiana de los ecuatorianos, las energías renovables y el uso racional de la energía. Con ello, el sector eléctrico a través de sus diferentes actores, cumplirá con la responsabilidad que le ha encargado el País.

Las compañías energéticas han encontrado una nueva oportunidad en este tipo de fuente de energía, todavía incipiente, pero que presenta ventajas fundamentales frente a otras formas energéticas.

Aunque el aprovechamiento de energía eléctrica y térmica producido por energías renovables va creciendo en todo el mundo, muchos de los países

que se benefician de índices elevados de radiación solar directa como nuestro país ECUADOR se encuentran muy lejos de aprovechar este tipo de energía de una manera efectiva. En consecuencia se analizara que tan factible es la instalación de una central de generación con este tipo de energía enfocado principalmente al uso de colectores térmicos solares.

ENERGIAS RENOVABLES

CAPITULO 1

1.1. Antecedentes

Las energías renovables han sido utilizadas por la humanidad desde tiempos inmemoriales. Se puede más bien afirmar que desde los comienzos de la historia de la humanidad hasta la revolución industrial inglesa se ha atravesado por un gran estadio histórico caracterizado por el uso de las energías renovables. Con el advenimiento de la revolución industrial inglesa, basada fundamentalmente en el uso

predominante primero del carbón y luego del petróleo y del gas, se abrió un nuevo período en el que los combustibles fósiles pasaron a dominar los escenarios energéticos.

Los shocks petroleros de los años setenta y primeros años del siglo XXI, con la consecuente elevación de los precios de los fósiles, han determinado condiciones económicas que propician el desarrollo de las energías renovables. A ello se debe que desde los años ochenta, varios tipos de energías renovables han cobrado un acelerado desarrollo tecnológico, algunas de éstas utilizadas desde comienzos del siglo veinte como la hidroelectricidad, pero otras como el viento, el sol, la geotermia, la biomasa y las fuerzas mareomotrices han sido objeto en los últimos años de grandes innovaciones que les permiten ser cada vez más competitivas con las energías convencionales.

El calentamiento global está asociado a un cambio climático que además implica cambios en otras variables. El principal efecto que causa el calentamiento global es el efecto invernadero, fenómeno que se refiere a la absorción por ciertos gases atmosféricos; principalmente CO₂ de parte de la energía que el suelo emite como consecuencia de haber sido calentado por la radiación solar.

El Protocolo de Kyoto, acuerdo originado en la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático adoptado en la Conferencias de Naciones Unidas sobre el Medio Ambiente y el Desarrollo promueve una reducción de emisiones contaminantes (principalmente CO₂). El protocolo ha sido tachado en ciertas ocasiones de injusto, ya que el incremento de las emisiones tradicionalmente está asociado al desarrollo económico, con lo que las naciones a las que más afectaría el cumplimiento de este protocolo podrían ser aquellas zonas menos desarrolladas.

Partiendo de esta base, en los últimos años, se ha tomado conciencia de ello y se están probando nuevas tecnologías que optimicen dicho aprovechamiento.

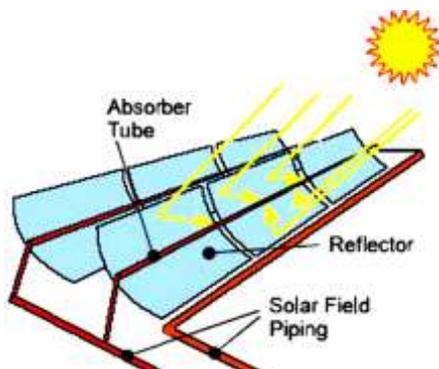
1.2. Colectores térmicos solares

Un captador solar, también llamado colector solar, es un dispositivo diseñado para recoger la energía irradiada por el sol y convertirla en energía térmica.

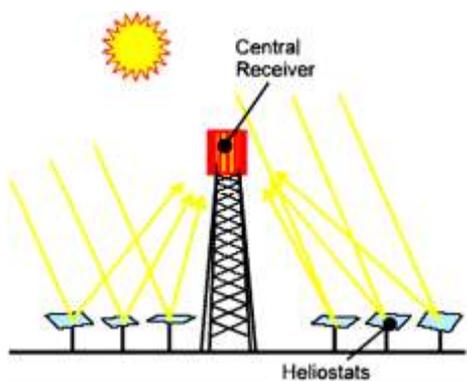
El efecto térmico producido por la energía solar hace posible que la utilicemos mediante diferentes dispositivos artificiales para concentrarla y hacerla más intenso, este efecto térmico es llevado hacia un fluido, sea este líquido o gaseoso que genere movimiento para de esta forma obtener energía eléctrica.

Las Centrales Eléctricas Termoeléctricas (CET) son sin duda una de las tecnologías energéticas renovables que pueden hacer un aporte considerable de electricidad no contaminante en el medio plazo.

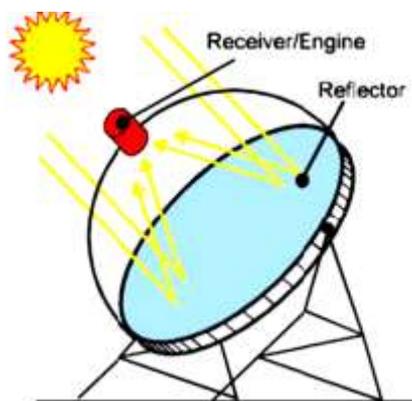
Se distinguen tres tipos de sistemas de concentración solar térmica:



a) Cilindro parabólicos



b) Receptor central o de torre



c) Discos parabólico

Figura N° 1.1 Sistemas de concentración solar. **a)** Cilindro parabólico **b)** sistemas de receptor central/ centrales de torre **c)** discos parabólicos.

1.3. Objetivos

- Análisis de la radiación solar en la costa del Ecuador.
- Selección del área optima para la generación eléctrica por medio de colectores solares.
- Análisis de la capacidad de generación de la planta solar.
- Análisis de factibilidad económica para el desarrollo el proyecto.

1.4. Metodología

La metodología de desarrollo se basa, en definir los parámetros técnicos que se emplean para el desarrollo de este tipo de energía, luego la búsqueda de los lugares apropiados para la instalación de plantas solares termoeléctricas en la zona rural de la costa asiendo uso de lo atlas solar del ECUADOR que está disponible en la página web del CONCEJO NACIONAL DE ELECTRIFICACION “CONELEC”, donde se podrá identificar la o las regiones costeras don la mayor radiación solar promedio anual para obtener la mayor eficiencia del proyecto.

Finalmente se realizara un análisis económico, del cual se conocerá el tipo de inversión requerida, los años de recuperación de la inversión y el tiempo de vida útil del proyecto.

COLECTORES SOLARES TÉRMICOS DESCRIPCION Y ESTADO DEL ARTE

CAPÍTULO 2

2.1. Generalidades.

No es algo nuevo el uso de la energía solar, desde hace varios siglos ya era utilizada para diferentes funciones, pero con la llegada de la Revolución Industrial fue sustituida por el petróleo.

En la actualidad debido a los elevados costos del petróleo y su gran impacto ambiental, se ha decidido regresar al uso de la energía solar. Si el petróleo no hubiera sustituido a la energía solar, seguramente hoy en día tendríamos una mayor tecnología en energías renovables.

Existen muchos tipos de energía solar, probablemente la más conocida es la energía fotovoltaica que es una forma de obtención de la energía eléctrica a través de paneles fotovoltaicos. Pero hay otras maneras de conseguir electricidad a partir de la luz solar con los cuales probablemente se pueden obtener mejores resultados.

Un ejemplo es la energía termosolar que transforma la energía solar en eléctrica. Las centrales termosolares funcionan a través de un ciclo termodinámico, que se compone de un conjunto de espejos (heliostatos), ubicados sobre un terreno y orientados adecuadamente para que reflejen la radiación solar que incide sobre ellos, esta radiación se dirige a un receptor de manera que toda la energía se transporta al mismo tiempo.

2.2. Inicios.

La energía solar, se viene usando desde la antigüedad por la raza humana; desde usos tan simples como el secado de la ropa hace más de 5000 años hasta fuente de energía para la defensa militar. Posiblemente la defensa de Siracusa que planteo Arquímedes (~ 200 a. c.), utilizando espejos para orientar y concentrar adecuadamente la radiación solar sobre los barcos romanos atacantes, es uno de los usos antiguos más conocidos de la concentración de energía solar, y de los que mejor demuestra su potencialidad.

Aunque el tiempo fue pasado y las exigencias del desarrollo humano condujeron a otras fuentes de energía mas concentradas para su evolución, la influencia del astro sol desde la antigüedad ha conducido creencias religiosas de gran cantidad de pueblos como Egipto, Reino Azteca, los Mayas o los Romanos.

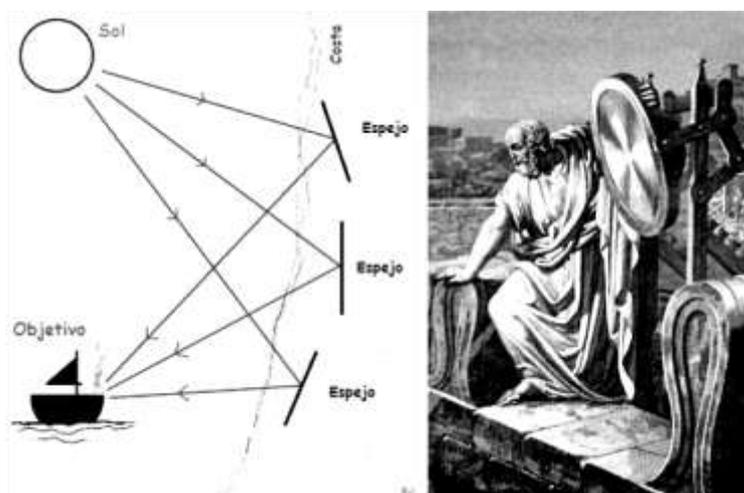


Figura N° 2.1. Defensa de Siracusa

Uno de los usos que a día de hoy se conservan aun, eso sí, solo cada 4 años: se trata del encendido de la Antorcha Olímpica, que se realiza a través de un rito ancestral con un espejo parabólico y los rayos del sol. Dicha ceremonia se celebra en Olympia, Grecia. [3]



Figura N° 2.2. Encendido de la llama olímpica

A principios del siglo XX ya se habían inventado máquinas simples que podían funcionar a partir de la concentración del calor del sol.

En 1913, el norteamericano Frank Shuman, desarrolló la primera estación termosolar de bombeo en Meadi, Egipto. Este sistema funcionaba con 5 grandes reflectores, cada uno de 62 metros de largo y contenían espejos de vidrio formando así un cilindro con aspecto de parábola. Cada reflector concentraba la luz solar en un tubo de igual longitud, calentando el agua que se situaba dentro de ellos. El vapor generado alimentaba un motor conectado a una bomba. Este sistema logró distribuir 6000 galones de agua por minuto desde el Río Nilo hasta lugares cercanos.

La historia moderna de la energía termosolar inició en la crisis del petróleo de los años 70. Jimmy Carter, en ese entonces presidente de los EEUU, impulsó las plantas de Energía Solar Concentrada, SEGS y decidió instalar colectores solares térmicos en el tejado para calentar el agua de la Casa Blanca. **[4]**

2.3. SISTEMAS DE COLECTORES SOLARES TÉRMICOS

2.3.1. Sistemas de colectores cilindro-parabólicos

El colector cilindro parabólico (CCP), está compuesto básicamente por un espejo cilindro parabólico que refleja la radiación solar directa concentrándola sobre un tubo receptor colocado en la línea focal de la parábola. La radiación solar concentrada produce el calentamiento (aumento de energía termodinámica) del fluido que circula por el interior del tubo receptor. La Figura.2.3 muestra un esquema de un CCP e ilustra su modo de funcionamiento.

Los CCP son, pues, colectores solares de concentración con foco lineal, que pueden operar eficientemente hasta temperaturas del orden de 450 °C.

Los elementos principales de un CCP son:

- El reflector cilindro parabólico.
- El tubo absorbente.
- El sistema de seguimiento del sol.
- La estructura metálica.

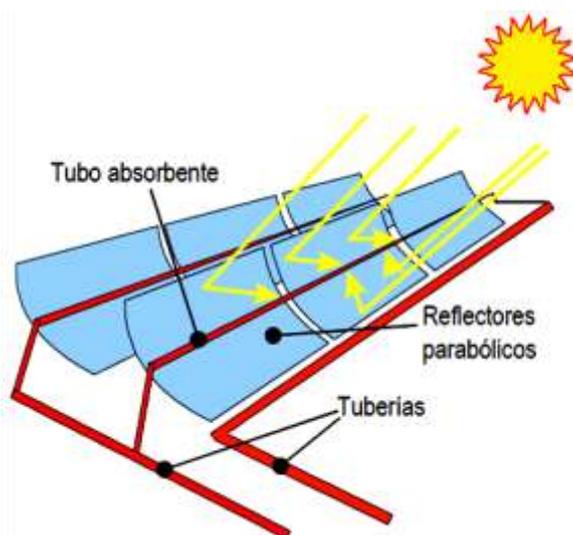


Figura N° 2.3. Principio de funcionamiento de un Colector cilindro parabólico.

2.3.1.1. Estado Actual de la Tecnología en el Mundo

El estado del arte en esta tecnología está representado por los colectores LS3 y Eurotrough. Estos colectores son prácticamente idénticos en lo que se refiere a las dimensiones del reflector. Ambos emplean como receptor un tubo absorbente con recubrimiento selectivo y envuelto por otro tubo de vidrio, entre los cuales se hace el vacío para mejorar el rendimiento.

Las diferencias fundamentales entre ellos son: a) que el colector Eurotrough admite una configuración en la que se conectan 12 módulos en serie y b) la diferente potencia de la unidad hidráulica.

Adicionalmente, la estructura soporte del colector Eurotrough es más rígida y ligera que la del LS3.

2.3.1.1.1. Reflector

El elemento reflector empleado actualmente en todas las instalaciones de generación de energía eléctrica está constituido por espejos de segunda superficie (la capa reflectante de plata está depositada en la cara posterior del vidrio) de bajo contenido en hierro.

Una alternativa interesante a los espejos de vidrio grueso cuando no se requiere una gran curvatura es la de espejos de vidrio delgado.

Los reflectores con soporte plástico, presentan hoy por hoy menor durabilidad que los espejos de vidrio y tiene mayores gastos de mantenimiento.

2.3.1.1.2. Tubo absorbedor

Los tubos absorbedores empleados en las plantas de generación de electricidad están constituidos por un tubo interior metálico, por el que circula el fluido de trabajo, y otro exterior de vidrio, que protege el recubrimiento selectivo del primero. Entre ambos tubos se realiza un vacío para reducir las pérdidas térmicas por convección. Existen dos fabricantes de este tipo de tubos: la israelí Sole I, suministrador también del colector LS3, y la alemana Schott. Los tubos tienen una longitud de 4 m aproximadamente, su absorptividad es del 95% y su emisividad a 350 °C es del 12%.

Existen otros tipos de tubos absorbedores más sencillos, adecuados para trabajar a temperaturas inferiores a 300 °C, pero que no se han empleado hasta la fecha para aplicaciones que requieren temperaturas superiores, como es el caso de la generación de electricidad.

2.3.1.1.3. Sistema de accionamiento y seguimiento

Para colectores de gran tamaño, como es el caso de los referidos LS3 y Eurotrough, se emplean accionamientos hidráulicos. En el mercado existe un gran número de empresas que fabrican y comercializan este tipo de accionamientos.

En cuanto al sistema de seguimiento, su sistema de control puede basarse tanto en las señales de células fotovoltaicas convenientemente distribuidas por el colector (control en bucle cerrado) como en la implementación de algoritmos que calculan la posición del sol en cada instante con gran precisión (control en bucle abierto).

En la Tabla 2.1 se resumen algunos de los indicadores más destacados de esta tecnología.

	Estado Actual	Proyección 2010 (ESTIR 2002)
Capacidad total instalada (mundial)	354 MW	+ 310 MW
Disponibilidad	> 95%	> 95%
Factor de capacidad	Aprox. 25% - 15%(solar puro)	30 – 40%
Rendimiento anual (solar a eléctrico)	10% - 15%	18 – 20%
Tamaño del modulo	30 – 80 MW	200 MW
Costo de instalación §	2500 – 3500 €/KW	1500 €/KW
Costes de O&M **	25 – 70 €/KW instalado 0.017 €/ KWh. (S&L) 0.020 _ 0.035 €/KW (Basado en datos de KJC)	Reducción de 20 – 50%
Almacenamiento	Si / Aceite térmico / Sales fundidas	Sales fundidas / otros

Tabla N° 2.1. Características principales de los sistemas de colectores cilindro- parabólicos para generación de electricidad.
(Tecnología LS3)

2.3.1.2. Desarrollo tecnológico

2.3.1.2.1. Corto plazo

Las líneas actuales de desarrollo en la tecnología de colectores cilindro-parabólicos una tecnología relativamente madura, se centran en la optimización del sistema, en la mejora o abaratamiento de componentes y la optimización de los trabajos de operación y mantenimiento. Puede decirse que son desarrollos incrementales.

Los principales en curso son:

- Aumentar el tamaño del módulo sin penalizar excesivamente el rendimiento.
- Aumentar el factor de capacidad mediante el aumento del sistema de almacenamiento.
- Empleo de sales fundidas como medio de almacenamiento.
- Empleo de sales fundidas como fluido de trabajo.
- Nuevos recubrimientos, más eficientes y duraderos, para el tubo absorbedor.
- Optimización de la estructura soporte (Eurotrough).

- Reducción de los consumos parásitos de la planta.
- Reducción del número de fallos, mediante la sustitución de las actuales juntas flexibles por juntas de bolas.
- Mejora del rendimiento del ciclo de potencia mediante el aumento de la temperatura de operación hasta 450 °C.

El objetivo de estos desarrollos es reducir el costo de la energía producida hasta el entorno de los 0.10 €/kWh, mediante una mejora de hasta 4 puntos el rendimiento anual (solar a eléctrico) de la planta, situándolo entre el 15% y el 20% y la reducción de los costos de O&M hasta en un 20%.

2.3.1.2.2. Largo plazo

A largo plazo, el objetivo principal es poner a punto la tecnología de generación directa de vapor en los tubos absorbedores (tecnología DSG, Direct Steam Generation). Se espera que esta tecnología permita reducir el costo de la energía producida hasta en un 25%, mediante la reducción de los costos de instalación en un 15% y el aumento del rendimiento anual en un 15%.

2.3.1.3. Instalaciones con Sistemas de colectores cilindro-parabólicos

Hasta la fecha, además de numerosas pequeñas instalaciones con carácter demostrativo y de investigación, se han levantado un total de 9 plantas de producción eléctrica con tecnología de colectores cilindro-parabólicos y siguen aumentando los proyectos.

ESTADOS UNIDOS:



Figura N° 2.4. Planta SEGS 354 MW,
California

Plantas SEGS, 354 MWe, California: Las 9 plantas SEGS de la compañía Luz International Ltd. son un buen ejemplo de continuo

desarrollo tecnológico y reducción de costos. Así, desde la primera planta de 14MWe en California en 1984 y apertura de espejos de 3 m hasta las últimas LS3 de 80MWe y casi 6 m de apertura se han incorporado importantes mejoras en estructuras espejos y tubos absorbedores [5].

Anualmente, suministran 800 millones de kWh a un costo de generación de 0.12-0.14 €/kWh. Aunque la tecnología SEGS está totalmente disponible en la actualidad, no resulta competitiva en la mayor parte de los mercados actuales si no disponen de algún tipo de incentivo fiscal o ayuda económica externa, sin embargo, son sistemas de escaso riesgo tecnológico debido fundamentalmente a la gran cantidad de horas de operación acumuladas en las plantas existentes.

Desde la construcción de SEGS IX, operativa desde 1991, tan solo se han puesto en marcha en EE.UU. dos plantas adicionales con tecnología de colectores cilindro-parabólicos. Se trata de la central de 1 MW de Saguaro (Tucson, Arizona) de la compañía Arizona Public Service, puesta en funcionamiento en el año 2006; y de Nevada Solar One (Boulder City, Nevada), la tercera mayor planta termoeléctrica del mundo, con 64 MW y constituida por

19300 colectores cilindro-parabólicos suministrados por Schott Solar. Pertenece a Solargenix (Grupo ACCIONA) y su conexión a red tuvo lugar en Junio de 2007.



Figura N° 2.5. PG&E/Luz II LLC (Mojave)

Sin embargo, con el fin de reducir costes y simplificar el mantenimiento de las plantas con colectores cilindro-parabólicos, en la actualidad se están desarrollando diversos proyectos en promoción con carácter de explotación en régimen comercial en EE.UU., así como en otros países. Entre ellos, señalar, por la elevada potencia a instalar, el de la empresa norteamericana PG&E/Luz II LLC, que planifica la entrada en operación de una central de 553 MW (Mojave Solar Park) en el año 2011 [6].

ESPAÑA:

Figura N° 2.6. Campo Acurex, Almería

Campo Acurex, 0.5MWe, Almería: Este campo consta de 20 filas de 80 m de longitud cada una con orientación Este-Oeste y sistema de seguimiento al sol en un eje. La apertura de los colectores Acurex 3001 es de 1.83 m, y la superficie de captación de este campo es de 2674 m².



Figura N° 2.7. Lazo Ace 20, 50kWe, Almería

Lazo Ace 20, 50kWe, Almería: Este lazo de captadores tipo Ace 20 de 2.5 m de apertura y 132.5 de longitud fue construido en la Plataforma Solar de Almería con objeto de alcanzar temperaturas cercanas a los 300°C mediante un colector cilindro-parabólico de bajo costo.



Figura N° 2.8. Lazo DISS, 0.5MWe, Almería

Lazo DISS, 0.5MWe, Almería: Este colector cilindro-parabólico de 500m de longitud está compuesto por módulos de 12.5m de estructura LS3 de 5.76 m de apertura. La superficie de captación de este campo es de 2880 m².

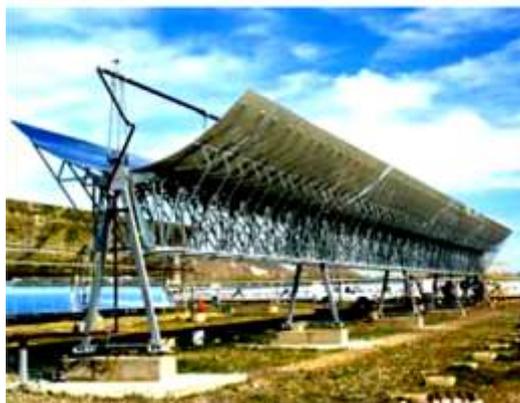


Figura N° 2.9. Lazo Eurotrough, Almería

Lazo Eurotrough, 50kWe, Almería: Con objeto de introducir competencia al control de Sole I sobre la estructura LS3 para captadores cilindro-parabólicos, un consorcio de empresas europeas entre las que participa Inabensa ha desarrollado un nuevo concepto de estructura metálica denominada Eurotrough, de módulos de 12.5m de longitud con apertura de 5.76m sobre las que se pueden utilizar los espejos de Pilkington y los tubos de Sole I [5].

Actualmente se están construyendo otras seis en España. Entre éstas últimas cabe destacar AndaSol 1 y 2, ambas de 50 MW, que se están construyendo en el Valle del Marquesado (Granada) por Milenio Solar, perteneciente al grupo alemán Solar Millenium (SMAG), junto con ACS-Cobra y otros socios industriales locales.

Estas plantas, con tecnología de colectores cilindro-parabólicos EUROTROUGH, dispondrán de aceite sintético como fluido termoportador y sistema de almacenamiento térmico en sales fundidas (6-9 horas equivalentes) [6].



Figura N° 2.10. El proyecto Andasol

El proyecto Andasol, constituido por las plantas Andasol-1 (inaugurada en julio del 2009) y Andasol-2, ya están funcionando o bien se está llevando a cabo la marcha de prueba y suministran a la red electricidad para abastecer a 30.000 hogares sin fluctuaciones ni interrupciones, evitando la emisión a la atmósfera de 149.000 toneladas de CO₂ al año.

Un nuevo proyecto Andasol 3 se encuentra en construcción y los trabajos están muy avanzados, la potencia de Andasol 3 es de unos cincuenta megavatios, es la tercera central termosolar

proyectada por Solar Millennium en la provincia española de Granada.

Las centrales eléctricas, cuya construcción será prácticamente idéntica, contarán con una superficie de colectores de más de 1,5 millones de metros cuadrados (lo que equivale a 210 canchas de fútbol), por lo que pasarán a ser el emplazamiento de generación de energía solar más grande de toda Europa. [7]

ISRAEL:



Figura N° 2.11. DSG System, 0.5Mwe

DSG System, 0.5Mwe, Ben Gurion: Instalación compuesta por 20 módulos LS3 de 2x12.5 m de longitud cada uno y 5.76 m de apertura para ensayos de tubos absorbedores y producción directa de vapor.

Sole I, Jerusalén: Empresa propietaria de patentes de estructura LS3 y tubo absorbedor [6].

Entre las vías de reducción de costos más empleadas en los proyectos actualmente en curso destacan: el aporte energético auxiliar a partir de combustibles fósiles, la integración de los colectores solares en plantas de ciclo combinado, la generación directa de vapor en los propios tubos receptores de los colectores (proyectos DISS, INDITEP, etc.) y la utilización de fluidos termoportadores distintos al aceite sintético, así como la utilización de métodos innovadores de concentración solar como, por ejemplo, los reflectores lineales de Fresnel, desarrollados, entre otros lugares principales, en la Universidad de Sydney. Esta tecnología, que ha suscitado un enorme interés en los últimos años, utiliza una serie de reflectores casi planos para concentrar la radiación solar en un colector de foco lineal invertido elevado.

En 1999, la compañía belga Solarmundo construyó el mayor prototipo de colector Fresnel hasta la fecha. Presentaba 24 m de ancho y un área de reflector de 2500 m², operando con generación directa de vapor (Figura 2.12).

La primera experiencia piloto de reflectores compactos de Fresnel para demostrar esta tecnología en régimen comercial está teniendo lugar de la mano de la compañía australiana Solar Heat and Power, quien ya tiene operativa la primera fase de una central solar de 6.6 MW en la central térmica de carbón de Liddell, Australia (2 GW), esperándose que se complete la construcción de una segunda fase hasta una potencia total de 38 MW.

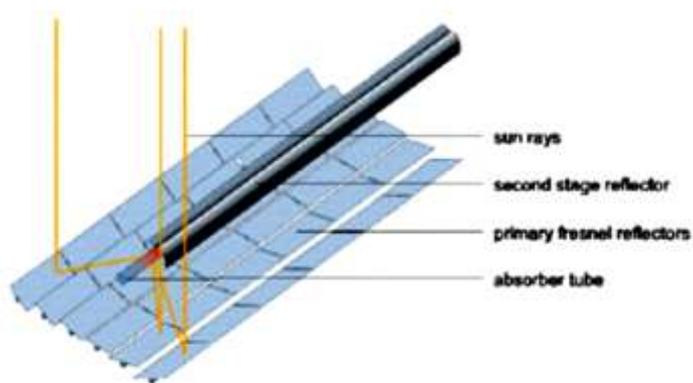


Figura N° 2.12. Colector lineal de Fresnel de Solarmundo [8]

Adicionalmente, existen iniciativas clave para desarrollar sistemas de almacenamiento térmico en centrales “solo solar” y aumentar la durabilidad de los tubos absorbentes. Así, pese a la limitación tecnológica que supone que la máxima temperatura de trabajo de este tipo de colectores no supera los 450°C, la incorporación de todas estas mejoras, la previsible producción en masa de los

componentes y la aparición de un mayor número de suministradores, podrían permitir reducir los costos de generación a 0.08 €/kWh.

El elevado grado de avance y el interés de la tecnología de los colectores cilindro-parabólicos para la producción de electricidad contrasta con la falta de desarrollo de la que adolece la de otras posibles aplicaciones que también resultan interesantes para este tipo de colectores, como son el calor de proceso y generación de vapor para procesos industriales en sectores como alimentación, textil o papel, que requieren temperaturas del orden a las obtenidas con estos sistemas, así como también climatización industrial.

Los países ubicados en el Cinturón Solar Terrestre poseen unas condiciones climáticas que hacen muy atractivas estas aplicaciones, sin embargo, la falta de colectores solares, hace necesaria una fuerte actividad de I+D que permita alcanzar el mismo nivel de desarrollo que la generación de electricidad. Por ello, la Agencia Internacional de la Energía (IEA) está promoviendo diversas Tareas (“Solar Heat for Industrial Processes” /SHIP- 2003-2007-, etc.) [6].

2.3.2. Sistemas de colectores de discos parabólicos

Los sistemas de discos parabólicos (DP), se componen básicamente de un reflector (o un conjunto de reflectores) con forma de paraboloides de revolución, un receptor situado en el foco de dicho paraboloides y un

sistema de generación eléctrica compacto (motor o turbina más alternador), que suele formar un solo bloque con el receptor. La radiación solar concentrada por el paraboloides incide sobre el

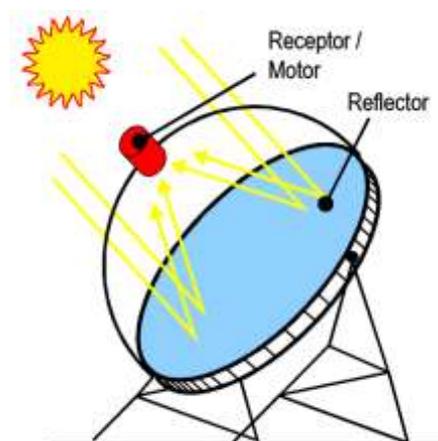


Figura N° 2.13. Esquema de un sistema de disco parabólico

receptor, donde se convierte en energía térmica que permite generar electricidad –trabajo mecánico- en el sistema generador.

Los DP se caracterizan por un alto rendimiento, modularidad y autonomía y alcanzan relaciones de concentración de hasta 3000.

Actualmente se encuentran en fase de desarrollo. Un buen número de prototipos están en operación en diversos lugares del

mundo, pero la aún insuficiente fiabilidad y su elevado costo constituyen los dos principales obstáculos para su introducción en el mercado de generación eléctrica.

2.3.2.1. Concentrador

La forma de la superficie reflexiva en un sistema de este tipo es la de un paraboloide de revolución. El tamaño del concentrador dependerá tanto de la potencia nominal como de la energía a generar en un periodo de tiempo para unas determinadas condiciones de radiación solar y rendimientos asociados de los elementos que constituyen el sistema.

Los discos parabólicos pueden ser contruidos tanto con facetas que aproximan de forma discreta a la geometría del paraboloide o con membrana tensionada de metal aproximando así de manera continua a la geometría buscada. La superficie reflexiva se consigue a base de espejos de vidrio o de películas reflectantes. En la Figura 2.14 se ilustran distintos tipos de concentradores. Nótese que el diámetro de la apertura oscila entre los 7 m de los sistemas más antiguos y los 17 m de los desarrollos más recientes, aunque se han construido discos de tamaño mayor.

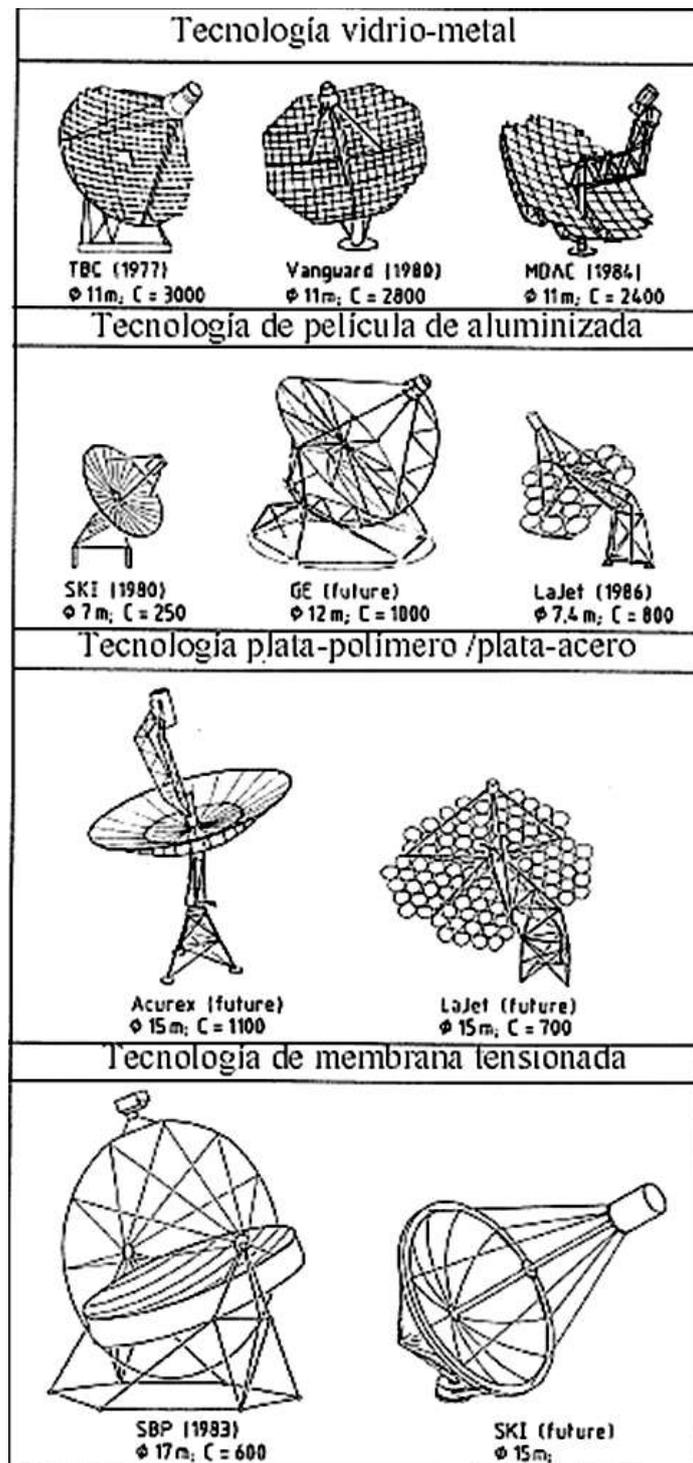


Figura N° 2.14. Tipos de concentradores

2.3.2.2. Sistema generador

El sistema generador está constituido por un ciclo termodinámico de potencia o máquina térmica y el generador propiamente dicho, que transforma la energía mecánica en electricidad. El desarrollo de los sistemas de discos parabólicos ha estado muy ligado a los motores Stirling. Las primeras aplicaciones del ciclo Stirling al aprovechamiento de la energía solar datan de 1872, siendo debidas a Ericsson.

En 1984, con un sistema de disco parabólico y un motor Stirling se consiguió el que sigue siendo el mayor rendimiento de conversión solar-eléctrico (29,4%) con un sistema de 25 kW eléctricos con hidrógeno como fluido de trabajo a 200 bar y una temperatura máxima del ciclo de 720 °C.

2.3.2.3. Estado Actual de la Tecnología en el Mundo



Figura N° 2.15. Sistema de Disco Stirling

Como principal incertidumbre de esta tecnología para grandes plantas en la actualidad está la vida útil de los motores Stirling, que se ha de esperar en torno a las 30000 horas a plena potencia, como resultado de la operación de una central durante 15 años, pero sometidos además a continuos arranques y paradas diarios [5].

Los discos parabólicos han evolucionado, tanto en Europa como en EE.UU., hacia la construcción de unidades autónomas conectadas a motores Stirling situados en el foco, con potencias de 7-50 kW. Los sistemas disco-Stirling presentan una alta eficiencia en la conversión de la radiación solar en energía

eléctrica, entre 25-30 %, en condiciones nominales de operación. Además, se pueden conseguir relaciones de concentración superiores a 3000, lo que permite alcanzar temperaturas entre 650 y 800°C y eficiencias nominales en los motores Stirling entre 30-40%.

La experiencia operacional con sistemas de discos Stirling se circunscribe a unas pocas unidades ensayadas fundamentalmente en EE.UU., Europa, Australia y España.

La primera generación de discos estuvo formada por configuraciones faceteadas de vidrio/metal, que se caracterizaron por unas altas concentraciones y excelentes resultados, pero a precios muy elevados (estimaciones por encima de 300 €/m² para grandes producciones) y estructuras muy pesadas **[6]**.

2.3.2.4. Instalaciones con Sistemas de colectores

A continuación, se presentan algunos de los proyectos más significativos llevados a cabo hasta la fecha en el campo de los STCS.

ESTADOS UNIDOS



Figura N° 2.16. Disco Vanguard . Mojave.

El disco Vanguard fue operado en Rancho Mairage (California) en el desierto de Mojave durante un periodo de 18 meses (Febrero 1984-Julio 1985) y llevaba un motor/generador de 25 kW de United Stirling AB. El gas de trabajo era hidrógeno y la temperatura de 720°C y llegó a alcanzar una eficiencia en la conversión de la radiación solar en energía eléctrica del 29.4 % [5].

El consorcio SES en el que participa DOE, departamento norteamericano de energía, y Boeing entre otros dispone también de un prototipo Dish-Stirling desarrollado.



Figura N° 2.17. SES I y II. Mojave. EEUU

A principios de 2006, se aprobaron en California los proyectos SES I y SES II de Stirling Energy Systems con las empresas Southern California Edison y SDG&E, respectivamente. Estos proyectos podrían tratarse de las primeras instalaciones de envergadura de discos Stirling en el mundo.

Las dos plantas, de 500 MW (SES I) y 300 MW (SES II), ampliables a 800 y 600 MW, respectivamente, se ubicarán en los

desiertos de Mojave e Imperial Valley. Cabe esperar que marquen el despegue del mercado para las turbinas Stirling. SES I comenzó a construirse en Febrero de 2007, ocupará 1821 hectáreas, disponiendo de discos parabólicos de 11 m de diámetro y se espera su puesta en funcionamiento en 2011 [9].

EUROPA:

En Europa, los principales desarrollos se han llevado a cabo por empresas alemanas (Steinmüller, SBP y SOLO Kleinmotoren). Éstas desarrollaron en la década de los 90, seis unidades de 9-10 kW, tres de ellas ensayadas en la Plataforma Solar de Almería, con más de 30000 horas de operación. Se trata de sistemas que conllevaban una significativa reducción de costos, aunque a cambio de menores rendimientos.

El motor trabajaba con helio a 630°C y presentaba rendimientos de 20 %, sensiblemente inferiores a los planteados por Boeing/SES. El proyecto europeo EURODISH (1998-2001), con participación de empresas españolas (Inabensa, PSA-CIEMAT), mejoró los prototipos anteriores (rediseño del concentrador y motor, revisión y simplificación del sistema de seguimiento y control, utilización de hidrógeno como fluido termoportador, etc.).

Se construyeron tres unidades EURODISH ensayadas en Vellore (India), Milán (Italia) y la Plataforma Solar de Almería. Posteriormente, el proyecto alemán ENVIRODISH (2002-2005), además de incorporar mejoras de los componentes del prototipo EURODISH, comenzó a preparar su introducción en el mercado. Así, en el año 2004 se construyeron tres unidades de referencia en Odeillo (Francia), Sevilla y Würzburg (Alemania).

La potencia generada por las dos últimas se vende a tarifa de las redes eléctricas española y alemana. Actualmente, en Europa, los proyectos principales en curso están teniendo lugar en España y Francia.

En España, existe el proyecto en promoción de Solúcar Energía para la construcción de Aznalcóllar-TH en Sanlúcar la Mayor (Sevilla), tratándose de una pequeña planta de 80 kW integrada por ocho discos Stirling con tecnología EURODISH.

En Francia, el proyecto THEMISH consiste en la instalación de cinco discos Stirling de 10 kW de esta misma tecnología a comienzos de 2008 en Thémis.

ARABIA SAUDÍ:

Figura N° 2.18. Discos Stirling, Riyadh .

En 1984 se construyeron, instalaron y se pusieron en funcionamiento dos sistemas de discos Stirling de 50 kW en Riyadh (Arabia Saudí). A mediados de los 80, un tercer sistema de discos Stirling, con la misma tecnología pero con algunas mejoras, fue desarrollado por la norteamericana McDonnell Douglas Aerospace Corporation (MDAC). Se construyeron seis unidades de 25 kW que operaron varias compañías eléctricas.

Transferida a Boeing, la licencia de la tecnología la posee el consorcio SES, que desde 1988 está relanzando su aplicación con la denominación de disco SES/Boeing.

El nuevo prototipo ha acumulado más de 8000 horas de operación.

En Australia, ya en el año 1978, el Energy Research Center (ERC) de la Universidad de Canberra construyó en White Cliffs una de las primeras centrales termoeléctricas del mundo, constituida por 14 discos parabólicos de 20 m² que funcionaron durante varios años. Solar Systems convirtió la planta termoeléctrica en fotovoltaica. Posteriormente, ERC construyó y ensayó un disco parabólico de 400 m² y 50 kW.

Los logros que se están alcanzando hoy en día (hibridación, optimización de procedimientos de arranque y control, etc.) hacen prever unos costos de generación inferiores a 0.12-0.17 €/kWh a corto plazo. No obstante, pese al enorme potencial a largo plazo de esta tecnología, debido a sus elevadas eficiencias y su modularidad, la limitación en cuanto a su potencia unitaria (inferior a 25 kW) obstaculiza muchas aplicaciones que pretenden la producción eléctrica a gran escala. Así, tienen su aplicación más obvia en la producción de electricidad para autoconsumo en lugares aislados donde no llegue la red. **[6]**.

2.3.3. Sistemas de colectores de receptor central

Los STCS de receptor central (SRC) se caracterizan porque el sistema colector está compuesto por un grupo, más o menos numeroso, de concentradores individuales llamados helióstatos, que dirigen la radiación solar concentrada hacia un receptor central, normalmente situado a una cierta altura sobre el suelo en una torre.

Los componentes principales de un sistema de receptor central son:

- El sistema colector o campo de helióstatos, formado por helióstatos
- La torre, si existe
- El receptor
- El sistema de control

Los helióstatos de las primeras plantas de demostración se construyeron con espejos de vidrio sustentados en una estructura metálica (tecnología de vidrio-metal).

A mediados de la década de 1980 se desarrollaron los primeros prototipos de helióstatos de membrana tensionada. Aunque estos últimos crearon grandes expectativas por su potencial de reducción de costos, los avances más significativos en este campo se han dado con helióstatos de vidrio-metal, debido principalmente al abaratamiento de los espejos y a la optimización de componentes.

La superficie reflexiva por helióstato ha ido evolucionando hacia tamaños cada vez mayores (Figura 2.19), partiendo de unos 40 – 50 m² para los helióstatos de las primeras plantas, hasta llegar a los 150 m² de algunos desarrollos recientes. Algunas propuestas recientes, sin embargo, han vuelto sus ojos hacia helióstatos de pequeño tamaño, concepto que había caído en el olvido durante mucho tiempo, por su potencial de aprovechamiento de economías de escala y, sobre todo, de simplificación y abaratamiento de los procesos de transporte, instalación y puesta en servicio.

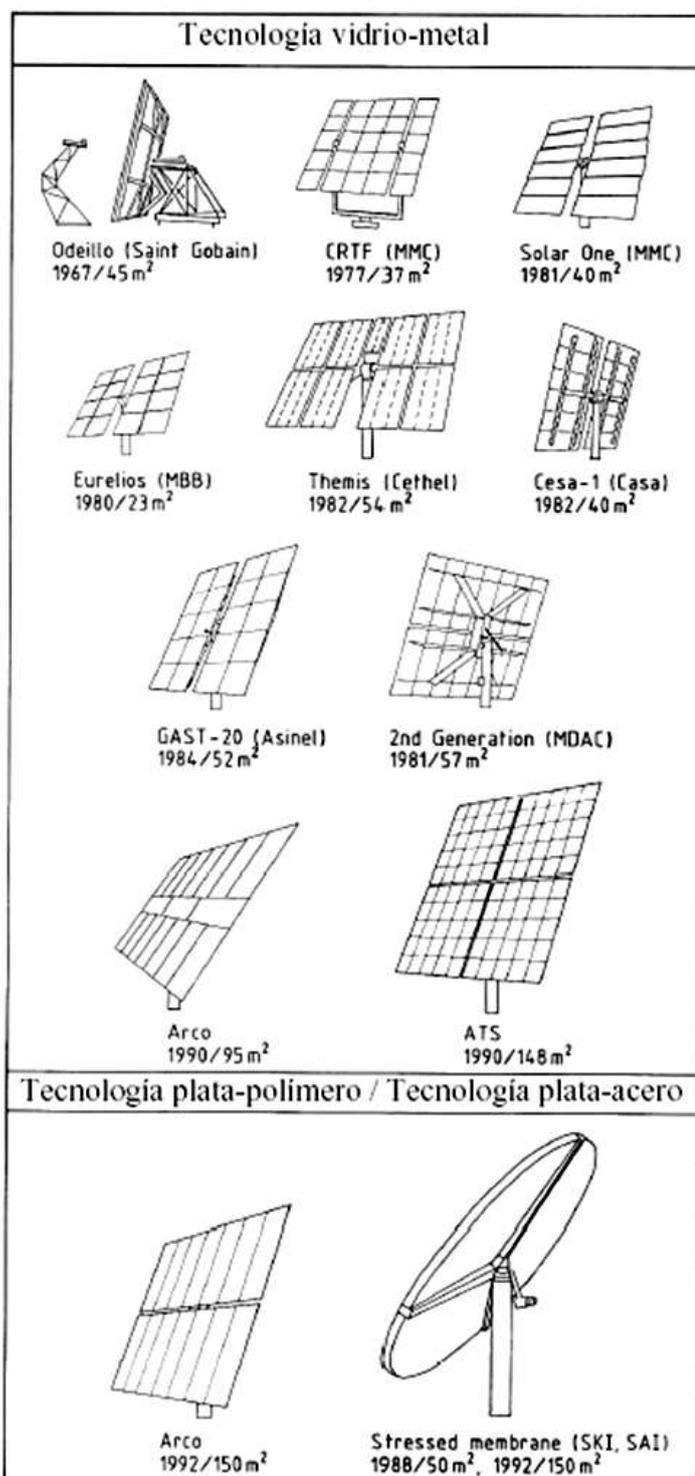


Figura N° 2.19. Evolución de los Helióstatos

Un desarrollo reciente de gran interés potencial es el helióstato autónomo, desarrollado en la Plataforma Solar de Almería. Este helióstato se alimenta con la energía producida por un pequeño panel fotovoltaico instalado sobre su estructura y se controla vía radio, lo que elimina la necesidad de cableados de potencia y control del campo de helióstatos, con la consiguiente reducción de costos.

El despliegue del campo de helióstatos en relación al receptor está condicionado en gran medida por las características del terreno disponible (forma de la parcela, orografía...), por el tamaño de la planta y por la posición del receptor. Las dos opciones clásicas contemplan el despliegue del campo de helióstatos alrededor (campo circundante) o a un lado (campo Norte o Sur, según la latitud del emplazamiento) de una torre, sobre la cual se sitúa el receptor (Figura 2.20). No obstante, se han propuesto otras disposiciones, que tratan de aprovechar la orografía del terreno (por ejemplo, una ladera orientada al Sur) o usan un concentrador secundario para evitar los inconvenientes derivados de situar el receptor sobre una torre.

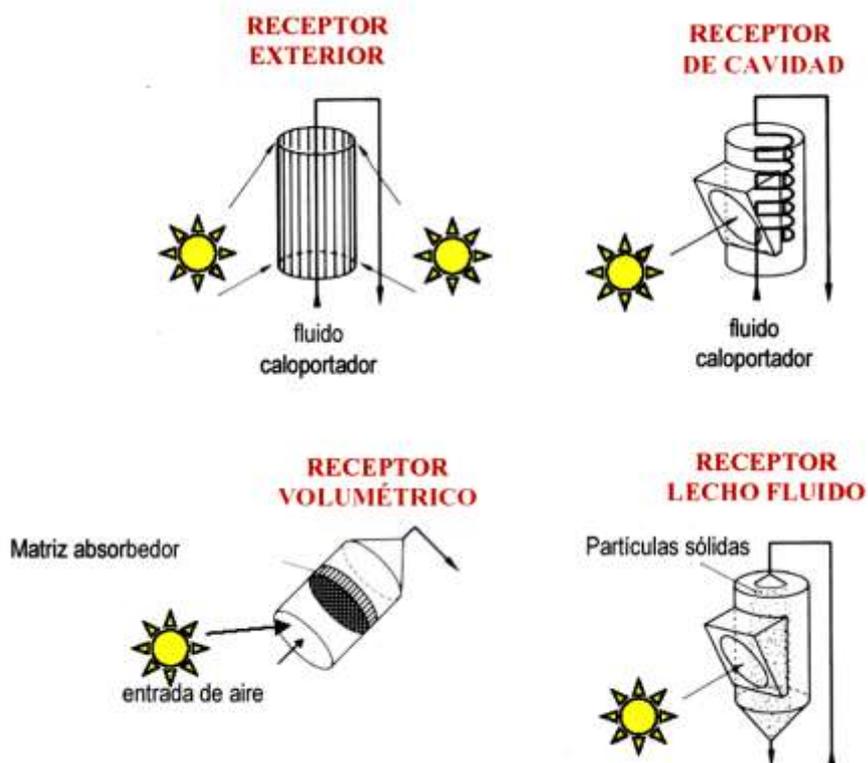
2.3.3.1. El receptor

El receptor de una CETS de receptor central es el dispositivo donde se produce la conversión de la radiación solar concentrada en energía térmica (en la mayor parte de los casos, aumento de entalpía de un fluido). A lo largo de la breve historia de la tecnología de SRC, se han propuesto y ensayado un gran número de receptores de diversas características geométricas y operativas con distintos fluidos de trabajo:

- Desde el punto de vista de la geometría del receptor podemos distinguir entre receptores de cavidad (CESA 1, SOLGAS, etc.) y externos. A su vez, éstos últimos pueden clasificarse en planos (SSPS-ASR, Phoebus TSA), cilíndricos (Solar One, Solar Two) y semicilíndricos (PS10).
- Por el mecanismo de transferencia de calor, podemos distinguir entre receptores de absorción directa (DAR) y de absorción indirecta, contando entre éstos con los tubulares (Solar One, Solar Two, CESA-1, ASR, GAST, etc.), los de placa (RAS) y los volumétricos, ya sean atmosféricos (TSA) o presurizados (REFOS).

- En cuanto al fluido de trabajo, se han propuesto y ensayado receptores de agua-vapor, ya sea con evaporación y sobrecalentamiento (Solar One, CESA-1) o sólo con evaporación (SOLGAS, Colón Solar, STEOR), aire (Phoebus-TSA, GAST), sales fundidas (Solar Two), sodio fundido (SSPS ASR), partículas sólidas, etc. La Figura 2.20 ilustra algunos de estos receptores.

Los estudios y experimentos realizados hasta la fecha no han conseguido demostrar la superioridad de una tecnología sobre las demás, entre otras causas porque la elección de una u otra está condicionada no sólo por factores técnicos, sino también de política industrial. Así, mientras la industria estadounidense apuesta por la tecnología de sales fundidas (Solar Two), la europea aparece más inclinada hacia los receptores volumétricos de aire, ya sean atmosféricos o presurizados (PHOEBUS, primeras versiones de PS10) o los receptores de vapor de agua (SOLGAS, Colón Solar, PS10 en su última versión).



Tipo Absorbente	Tubos		Absorción directa	Volumétrico	
				Metálico	Cerámico
Tipo de Fluido - >	Agua/Vapor	Sodio Líquido	Salas Fundidas	Aire	
Flujo (MW/m ²):					
Promedio:	0.1 – 0.3	0.4 – 0.5	0.4 – 0.5	0.5 – 0.6	0.5 – 0.8
Pico:	0.4 – 0.6	1.4 – 2.5	0.7 – 0.8	0.8 – 1.0	0.9 – 1.6
Temp. Salida de Fluido(°C)	490 - 525	540	540 - 565	700 - 800	1200

Figura N° 2.20. Esquemas y condiciones de operación típicas de de algunos tipos de receptores.

2.3.3.2. Estado Actual de la Tecnología en el Mundo

A diferencia de los colectores cilindro-parabólicos, donde el panorama está claramente dominado por la tecnología LS3, existe una gran diversidad de opciones tecnológicas en el campo de los SRC. En la Tabla 2 se relacionan las principales.

Hay que hacer notar que no todas estas opciones son hoy por hoy viables. De hecho, algunas de ellas han sido abandonadas, como el empleo de sodio como fluido de trabajo en receptores y sistemas de almacenamiento, debido a la peligrosidad asociada al manejo y almacenamiento del sodio, y otras, como los receptores de absorción directa, no han llegado a superar la fase puramente experimental.

Aún a riesgo de simplificar, puede decirse que existen 3 conjuntos básicos de opciones tecnológicas disponibles y suficientemente demostradas. Todos ellos se apoyan, hoy por hoy, en la tecnología de helióstatos de vidrio-metal, ya que los helióstatos de membrana tensa no han cumplido de momento las expectativas ni en cuanto a costo ni a funcionamiento. Estos conjuntos son:

- Sistemas de sales fundidas en receptor y almacenamiento, con receptor tubular externo, ciclo Rankine (turbina de vapor). Desarrollados principalmente en Estados Unidos.
- Sistemas de agua-vapor en receptor, con almacenamiento en sales, aceite térmico, o vapor a presión, con receptor tubular externo o de cavidad, ciclo Rankine (turbina de vapor). Desarrollados en Estados Unidos y Europa.
- Sistemas de receptor volumétrico de aire abierto (a presión atmosférica), con almacenamiento en rocas o similar, ciclo Rankine (turbina de vapor). Desarrollados principalmente por industrias suizas y alemanas.

Sistema colector: heliostatos	<p>Vidrio – metal</p> <p>Membrana tensa o estirada con película reflectante.</p> <p>Superficie de 40 – 150 m²</p>
Receptor	<ul style="list-style-type: none"> • Geometría: <ul style="list-style-type: none"> Cavidad Extremo plano (Campo norte / sur) Extremo semicilíndrico (Campo norte / sur) Extremo cilíndrico (campo circular) • Transferencia de calor: <ul style="list-style-type: none"> Tabular Volumétrico Absorción directa • Fluido de trabajo: <ul style="list-style-type: none"> Agua Aire sales fundidas (Sodio) (Partículas)
Concentración secundaria	<ul style="list-style-type: none"> • Trompeta • SCOT
Ciclo de potencia	<ul style="list-style-type: none"> • Turbina de vapor • Turbina de gas
Sistema de almacenamiento	<ul style="list-style-type: none"> • Aceite térmico • Sales fundidas • Sodio • Rocas, elementos cerámicos, etc.

Tabla N° 2.2: Principales opciones tecnológicas en sist. de receptor central

En la Tabla 2.3 se resumen algunos de los indicadores más destacados de esta tecnología, de acuerdo con los informes más recientes.

	Estado Actual	Proyección 2010 (ESTIR 2002)
Capacidad total instalada (mundial)	12 MW (Plantas de demostración o ensayo)	+ 100 MW
Disponibilidad	Dato no disponible Estimación > 90%	> 95%
Factor de capacidad	20% - 30%	30 – 50%
Rendimiento anual (solar a eléctrico)	10% - 15%	18 – 20%
Tamaño del modulo	10 – 200 MW	200 MW
Coste de la energía producida (LEC)++	0.20 a 0.25 €/KWh.	0.6 – 0.11 €/KWh.
Costo de instalación §	2500 – 4000 €/KW	1500 €/KW
Costes de O&M **	25 – 40 €/KW instalado 0.020 _ 0.03 €/KW	Reducción de 20 – 50%
Almacenamiento	Si / varias opciones	Sales fundidas / otros

Tabla N° 2.3. Características principales de los sistemas receptor central para generación de electricidad.

2.3.3.3. Desarrollo tecnológico

2.3.3.3.1. Corto plazo

A corto plazo, el desarrollo tecnológico se centra en la construcción de una o varias plantas que operen en entorno comercial, como mejor forma de escalar en la curva de aprendizaje. En lo que se refiere a componentes, las líneas principales son:

- Optimización del helióstato, que constituye el factor de costo más importante en un sistema de receptor central.
- Desarrollo de sobrecalentadores de vapor fiables y eficientes
Sistemas de almacenamiento más eficientes y económicos.
- Mejora del funcionamiento y fiabilidad de los diferentes elementos que componen el ciclo.

2.3.3.3.2. Largo plazo

A largo plazo, el objetivo principal es aprovechar el potencial de esta tecnología para la obtención de altas temperaturas, empleando concentración secundaria, y mejorar así el aprovechamiento exergético de la radiación solar. Hay también aquí dos líneas principales:

- ✓ Sistemas de receptor volumétrico de aire presurizado, con concentración secundaria (tipo trompeta) para la integración de la energía solar en un ciclo Brayton (turbina de gas). Desarrollados principalmente por industrias alemanas.

- ✓ Sistemas de receptor volumétrico de aire presurizado con 3 etapas de concentración (óptica SCOT, Figura 2.21). Ciclos Brayton o combinado. En desarrollo en Israel (Instituto Weizmann).

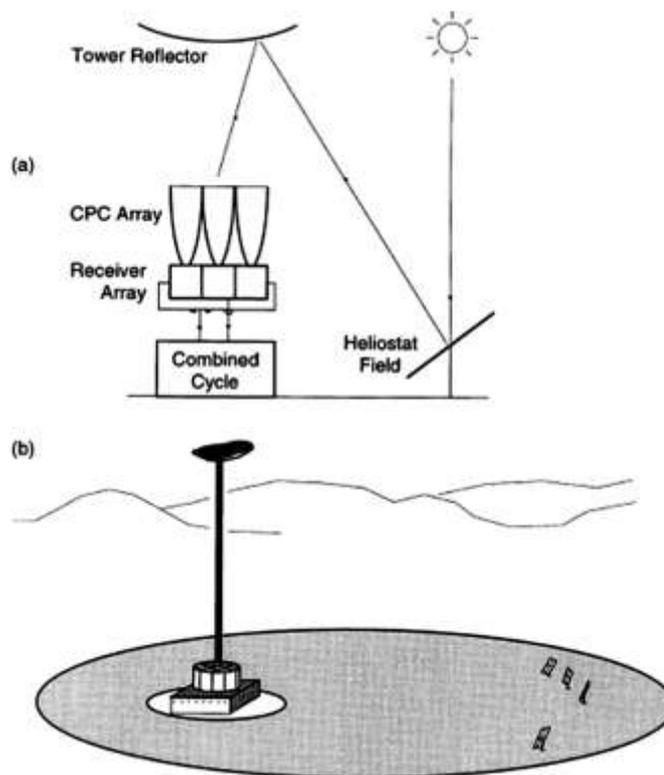


Figura N°2.21. Ilustración del concepto de óptica SCOT con aplicación a una planta de ciclo combinado

A más largo plazo se trabaja en el desarrollo de sistemas de almacenamiento en forma de energía química y en la química solar, síntesis de combustibles, sustancias o materiales de alto valor añadido mediante aplicación de la radiación solar concentrada.

2.3.3.4. Instalaciones con Sistemas de Receptor Central

Hasta la fecha se han levantado más de 9 instalaciones diferentes con carácter demostrativo. Algunas tuvieron como origen plantas de producción de electricidad que fueron derivando con el transcurso de los años a centros de investigación.

Las experiencias más contrastadas y reseñables se presentan brevemente a continuación [5].

ESPAÑA:

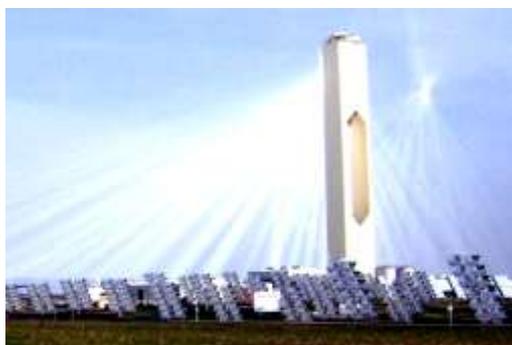


Figura N° 2.22. PS10

La PS10 es la primera planta con tecnología de torre que produce la electricidad de una manera estable y comercial. Se compone por 624 heliostatos que concentran la radiación solar que incide

sobre el receptor que se encuentra en la parte superior de una torre de 115 metros de altura.

El receptor se encarga de generar el vapor saturado de manera directa, se compone de 4 paneles verticales de 5,5 m de anchura y 12 m de altura. La PS10 contiene 30 minutos de almacenamiento aún en condiciones de baja irradiación. La central solar es capaz de abastecer 5500 hogares y ahorrar 6700t de CO₂ al año.

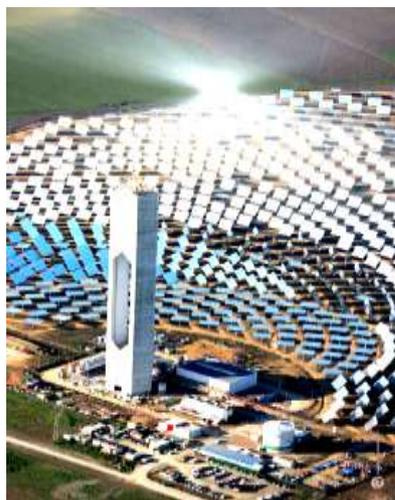


Figura N° 2.23. PS20

La PS20 es la segunda planta del mundo con este sistema tecnológico. Está compuesta por 1 255 heliostatos que reflejan la radiación solar que reciben sobre el receptor situado en la torre de

165 metros de altura generando el vapor que produce la electricidad en la turbina. La central puede alimentar a 10000 hogares y ahorrar 12 000 t de CO₂ al año [4].



Figura N° 2.24. SSPS - CRS

Campo SSPS-CRS SSPS (Small Solar Power System), El concepto de Torre Central fue probado por medio de un campo de 90 espejos (llamados "heliostatos"), que mediante un sistema de control computarizado realizaban un seguimiento del sol. Los rayos solares eran concentrados en lo alto de una torre, donde un fluido de trabajo, en nuestro caso sodio, transformaba la energía radiante en energía térmica. Este fluido, que trabajaba a 520 °C, alimentaba un generador de vapor acoplado a un ciclo termodinámico para producción de electricidad. Cuenta con 92 helióstatos de 40m² .



Figura N° 2.25. Campo CESA1. Almería

Campo CESA 1, 1.2 MWe, Almería: Este campo tiene como origen una planta de producción de electricidad con receptor de vapor sobrecalentado que entró en operación en 1983. Es propiedad del Ciemat y se ubica en la Plataforma Solar de Almería. Cuenta con un total de 300 helióstatos de 40m² de CASA y Sener (España), y prototipos de Inabensa (España) [5].

Aquí se validó el concepto de receptor volumétrico refrigerado por aire con el “Phoebus Technology Solar Air Receiver” en la instalación TSA de la planta CESA-I, trabajando a 1 MW y con un sistema de almacenamiento térmico en pellets cerámicos y el receptor Refos, volumétrico cerrado para turbina de gas de 0.1 MWe .

ESTADOS UNIDOS:

Figura N° 2.26. Solar one, California

Solar One, California: con una potencia de 10 MW, se mantuvo operativa de 1982 a 1988 y utilizó vapor de agua como fluido termoportador. La ausencia de un sistema eficiente de almacenamiento térmico en Solar One condujo al desarrollo de la tecnología de sales fundidas.

El proyecto Solar Two, también de 10 MW, realizado en California entre 1996 y 1999, demostró el bajo costo y la fiabilidad de la sales como fluido termoportador, disponía de una capacidad de 3 horas equivalentes de almacenamiento térmico. Actualmente, la instalación Solar Two se emplea como telescopio para llevar a cabo experimentos astrofísicos [6].



Figura N° 2.27. Campo NSTTF, Nuevo México

Campo NSTTF, 1.5 MWe, Nuevo México: Centro de Investigación y Ensayos en Albuquerque. Es operado por Sandia National Laboratories para el Departamento de Energía de U.S.A. Su funcionamiento como centro de ensayos comenzó en 1978. Cuenta con 222 helióstatos Martin-Marietta de aproximadamente 40m² cada uno.

ISRAEL:

Figura N° 2.28. Rehovot, Israel

Campo del Instituto Weizmann, Rehovot: Centro de Investigación. Fue inaugurado en 1988. Cuenta con 64 helióstatos de Asinel (España) con facetas de Inabensa (España) de aproximadamente 55m². Ha servido de plataforma de ensayos a receptores de vapor saturado y de aire a presión para turbina de gas [5].

Los distintos proyectos de desarrollo tecnológico que han tenido lugar desde entonces han permitido ir mejorando componentes y procedimientos, de modo que hoy en día las predicciones establecen valores de eficiencia del sistema, conversión de solar a electricidad, del 23 % en punto de diseño y del 20 % anual.

Entre los avances más significativos en los que se está trabajando figuran la utilización de helióstatos de elevada superficie (90-150

m²), de mejores propiedades ópticas y estructuras más ligeras y baratas; el empleo de mejores estrategias de control y procedimientos de arranque, así como el desarrollo de nuevos receptores. Pese a ello, el elevado costo de capital constituye todavía un obstáculo hacia el pleno aprovechamiento del potencial de esta tecnología a nivel comercial, de modo que el gran reto pendiente para estos sistemas es la puesta en marcha de una primera generación de plantas comerciales operando en régimen de conexión a red y competitivas en las condiciones del mercado energético actual.

La utilización de sistemas híbridos combustible fósil/energía solar, especialmente los constituidos por ciclos combinados, podría disminuir la desmesurada inversión inicial, así como conducir a la obtención de mayores rendimientos de planta. Entre los proyectos de sistemas híbridos destaca el desarrollo del receptor volumétrico de aire presurizado SOLGATE, donde la energía solar se utiliza como soporte para el precalentamiento en la cámara de combustión de una turbina de gas. Su utilización evita la limitación en temperatura de los sistemas con sales, la complejidad del control de la generación de vapor, además de permitir rangos más altos de temperatura de trabajo. **[6]**.

2.4. EL FUTURO DE LA ENERGÍA SOLAR TERMOELÉCTRICA

2.4.1. Escenario Greenpeace-ESTIA en 2025 - 2050

Según algunas fuentes, el 7% de la electricidad consumida en 2030 en el mundo procederá de la energía termoeléctrica; este porcentaje se elevará hasta el 25% en 2050. Algunas otras fuentes son más moderadas y Greenpeace International, asegura que en 2030 sólo contribuiría a un 3% aproximadamente, y entre un 8 y un 11,5% en 2050. Esto significaría una capacidad de más de 830 GW en 2050, con crecimientos aproximados de 41 GW anuales.

La termoeléctrica, por tanto podría estar creciendo hasta un 27% anual durante los próximos 5 a 10 años. Y nos basamos en el escenario de referencia de la Agencia Internacional de la Energía (IEA), que es de lejos el pronóstico más conservador de todos, el crecimiento será aún más bajo. Suponen que si no cambia el marco legal, las energías renovables nunca podrán contribuir significativamente a la producción de electricidad a nivel mundial.

Gracias a los proyectos que están planeados en España, se puede prever que habrá un GW completo instalado hacia finales de este año.

A medio plazo, se puede suponer una capacidad de 20 GW en 2020 y una inversión acumulada de 160.000 millones de dólares sería realista, según la IEA. Tom Koopmann, vicepresidente de Solar Energy en Ferrostaal, por el contrario, afirma que "predecir el mercado de 2050 con realismo es hoy en día como consultar el tarot".

Las centrales termoeléctricas tienen costos de operación muy bajos gracias a su independencia de los combustibles fósiles. Alrededor del 80% de la inversión se dedica a la construcción. La inversión depende de la escala, de la infraestructura, de la conexión a la red y de los costos del desarrollo del proyecto de ingeniería.

Factores externos importantes, tales como la regulación del mercado y la política estatal de fomento de las renovables producen un marco más favorable para el desarrollo de esta industria. Actualmente, esto incluye primas a la venta de electricidad a largo plazo, subvenciones a la construcción de las plantas e incentivos fiscales. Gracias a todos estos factores, la tecnología se ha vuelto rentable.

La gran ventaja de una planta solar termoeléctrica es que es fiable y predecible. Teniendo en cuenta la inversión necesaria, la capacidad, localización y condiciones financieras de la planta, podemos calcular y garantizar un precio por kWh durante el primer año de operación, el décimo y el vigésimo quinto, siempre y cuando el sol siga brillando.

Teóricamente, sólo un 0,3% de la superficie de los desiertos africanos podría cubrir el 100% de la demanda de electricidad mundial. Una radiación de 2.600 - 2.800 kWh/m² año posibilita producir electricidad con un costo de unos 15 céntimos de euro el kWh, un costo que probablemente se reducirá a 10-12 céntimos hacia 2020, gracias a la fabricación en serie del material.

Una localización ideal para una planta termoeléctrica sería una llanura desértica cerca del ecuador donde el sol brilla cada día del año bajo un cielo azul. Normalmente, estos lugares tienen climas muy cálidos y pocos recursos acuíferos. Ambas condiciones ofrecen aplicaciones para la termoeléctrica **[10]**.

2.5. ASPECTOS MEDIOAMBIENTALES

El dióxido de carbono es responsable de más del 50% del efecto invernadero producido por el ser humano, y el mayor contribuyente al cambio climático. Se produce sobre todo al quemar combustibles fósiles. El gas natural es el menos sucio de los combustibles fósiles ya que produce aproximadamente la mitad de CO₂ que el carbón, y menos cantidad de otros gases contaminantes. La energía nuclear produce muy poco CO₂, pero tienen otros problemas de polución mayores asociados a su operación y residuos.

Las consecuencias del cambio climático que ya son visibles hoy en día incluyen:

- ✓ La proporción de CO₂ en la atmósfera ha aumentado en un 30% desde el inicio de la industrialización.
- ✓ La pluviosidad y temperatura de latitudes norte ha aumentado un 5% desde 1950. La velocidad media del viento también ha aumentado significativamente.
- ✓ El nivel del mar se ha elevado 10-20 centímetros en los últimos 100 años, 9-12 cm de los cuales en los últimos cincuenta.

- ✓ La masa de glaciares se ha reducido a la mitad desde que comenzó la industrialización.
- ✓ El número de desastres naturales se ha triplicado desde los 60. El daño económico causado se ha multiplicado por 8,5 veces.

Por el tiempo que transcurre entre emisiones y efectos, todas las consecuencias del desarrollo del cambio climático deben todavía surgir en las próximas décadas, con mayor peligro para la estabilidad de ecosistemas, economía y estilos de vida mundiales.

Para frenar el efecto invernadero, las emisiones de CO₂ deben por tanto reducirse enormemente. Los científicos creen que sólo debería permitirse quemar la cuarta parte de las reservas de combustibles fósiles que se pueden explotar comercialmente en la actualidad para que los ecosistemas no vayan más allá del punto al que son capaces de adaptarse.

La energía solar termoeléctrica forma parte del conjunto de energías renovables cuya principal aplicación es la producción de energía eléctrica en ausencia de procesos de combustión y por tanto sin emisiones de gases que producen efecto invernadero.

La gran ventaja de la energía solar termoeléctrica es poder producir electricidad de la misma forma que las centrales convencionales, pero utilizando como energía primaria la radiación solar concentrada. Se trata de una tecnología que puede producir grandes cantidades de energía y contribuir de manera significativa al abastecimiento energético, es decir, avanzar en la satisfacción de las necesidades energéticas para el desarrollo del mundo sin destruirlo agotando sus reservas o cambiando el clima.

No existen impactos sobre el medio físico, ni sobre la calidad del aire, ni sobre los suelos salvo pequeñas excepciones; tampoco se provocan ruidos ni se afecta a la hidrología existente.

En términos generales, se puede decir que las principales repercusiones son el impacto visual y la ocupación de terrenos. En el caso del impacto visual, en las plantas de tecnología cilindro-parabólica la altura es inferior a 4 metros. Lo que significa que a 100 metros de distancia el impacto visual es nulo por ser el ángulo visual menor a $2,5^\circ$.

2.5.1. Beneficios medioambientales

Lo que es más importante en términos medioambientales más amplios, durante la operación de una central solar termoeléctrica no hay emisiones de CO₂ (el gas de mayor responsabilidad en el cambio climático global).

La electricidad solar puede por tanto contribuir sustancialmente a los compromisos internacionales de reducción del constante aumento en el nivel de los gases de efecto invernadero y su contribución al cambio climático.

Aunque hay emisiones indirectas de CO₂ en otras etapas del ciclo de vida (construcción y desmantelamiento), estas son significativamente menores que las emisiones evitadas.

La electricidad solar térmica carece de las emisiones contaminantes o de las preocupaciones de seguridad medioambiental asociadas con las tecnologías de generación convencional. No hay contaminación en forma de gases de combustión o ruido durante la operación. La evaluación de las emisiones producidas en el ciclo de vida, y de los impactos en el terreno de los sistemas TCS, muestra que son perfectamente adecuados para la reducción de gases de efecto invernadero y

otros contaminantes, sin crear otros riesgos medioambientales o contaminación.

Cada metro cuadrado de un campo solar TCS es, por ejemplo, suficiente para evitar una emisión anual de 200 kg de dióxido de carbono. Se amortiza la energía de los sistemas de concentración eléctrica solar en el plazo de tan sólo cinco meses. Esto se compara muy favorablemente con una vida útil de 25 ó 30 años. La mayoría de los materiales usados en los campos solares TCS, por ejemplo acero y cristal, se pueden reciclar y reutilizar en otra central.

Nuevas tecnologías como los colectores lineales de Fresnel podrían significar un gran avance en este sentido, ya que su configuración permitiría combinar usos como el empleo del suelo debajo de los colectores con fines agrícolas o constituir la estructura de un aparcamiento. Por otro lado, desmontar una central termoeléctrica no entraña dificultades por lo que podríamos hablar de reversibilidad y la mayoría de los materiales que se utilizan en las plantas (acero, cristal, etc.) se pueden reciclar.

2.5.2. Inconvenientes

Las tecnologías CSP comparativamente causan pequeños impactos adversos al medioambiente. Los fluidos de transferencia de calor (HTF) utilizados en los canales parabólicos son hidrocarburos aromáticos como el óxido de biphenyl-diphenyl (clasificado como nonhazardous por los estándares de EU), y producen algún nivel de emisiones de vapor del HTF durante la operación normal. En cambio, en el caso de las platas de Torre Central de Potencia no se emiten ningún gas o líquido durante su operación.

La otra de las desventajas es la ya mencionada gran ocupación de terrenos, que en el caso de las grandes instalaciones pueden ser de gran impacto. Esta ocupación de terrenos en algunos emplazamientos específicos podría tener incidencia sobre la flora y la fauna, aunque el impacto no es superior al de cualquier planta convencional. En las centrales de colectores cilindro-parabólicos la ocupación es de aproximadamente una hectárea por MW, para los proyectos de torre central este ratio se multiplica por 6-8.

2.6. El potencial de Ecuador en energías renovables

Nuestro país por estar en la línea ecuatorial y ser rico en microclimas tiene facilidades para producir energía solar térmica porque recibe una radiación solar muy considerable.

Ecuador tiene cada día un promedio de seis horas de luz solar perpendicular. Esa es una fortaleza que incentiva al uso de esta energía como una alternativa favorable al medioambiente.

Varios investigadores de este tipo de energía en nuestro país resaltan la ventaja natural del país, donde para que funcionen estos sistemas se requiere de 5,2 horas de luz perpendicular promedio día por año.

El país tiene zonas con hasta 6,3 horas ,si bien por su ubicación tiene más de 10 horas de luz natural, solo la que cae en forma perpendicular es más útil para estos fines, frente a Europa y EE.UU., con un promedio de 4,5 horas.

En Ecuador hasta el momento no se ha construido una central termosolar de generación en el que se apliquen los diferentes tipos de colectores solares ya que aun se encuentran en proceso de prueba varios de estos y solamente se ha venido invirtiendo en paneles

fotovoltaicos para el aprovechamiento de la radiación solar en nuestro país.

Los proyectos fotovoltaicos son muy acertados en sectores rurales alejados a la red eléctrica. Sin embargo, la fotovoltaica es aún una tecnología muy cara. El costo de producción de kW/h en sitios descentralizados está alrededor de USD 0,40, frente a los USD 0,08 que paga el usuario. Estos proyectos solo se justifican si hay donaciones internacionales.

La baja demanda aún no permite que en el país se construyan los sistemas en serie. Esto a su vez abaratará los costos y se dejaría de importar.

Con el actual modelo económico, aprovechar fuentes de energía renovables es una política nacional prioritaria. Una ventaja de estas energías es que tienen acceso a financiamiento en condiciones blandas y usualmente con fondos no reembolsables, porque la apuesta mundial es impulsar su uso.

El concepto de muchos involucrados con el sector eléctrico ha favorecido a la inversión en el sector hidroeléctrico. Esa es una

barrera. Y al tratarse de nuevas tecnologías, estas necesitan un desarrollo fuerte de capacidades. Pero las universidades del país solo producen profesionales en transmisión de energía o en hidroelectricidad. Pocas empiezan a entrar hacia las energías renovables.

La diversificación de estas energías a escala mundial es el futuro. Pero nos guste o no seguiremos dependiendo del petróleo. El asunto es garantizar que el uso de combustibles fósiles sea ambientalmente correcto, sin riesgos de derrames. A raíz de la crisis energética hay una gran oportunidad y un desafío para el Gobierno de empezar a retomar los proyectos congelados.

En Salinas, de Imbabura, el parque eólico para generar 15 megavatios ya tiene estudios de factibilidad. El país, con la energía geotérmica, solar y de biomasa, tiene un potencial de 800 megavatios.

El Estado, con ayuda de organismos internacionales, impulsa algunos proyectos. Por ejemplo, en Santa Cruz, Galápagos, se implementará una central fotovoltaica de 120 kW. Además, se instalarán 10,905 sistemas de energía solar térmica en casas construidas por el Miduvi.

En 91 comunidades rurales se instalarán kits de paneles solares fotovoltaicos y aerogeneradores. Se invertirán 4.360,083 euros, de los cuales 910,000 son aportes del Estado ecuatoriano.

En la actualidad existen varios países como Alemania Japón y corea del sur, en especial que los países asiáticos con quienes ya existen acuerdos firmados para la construcción de varios proyectos de producción y generación fotovoltaicos en las Islas Galápagos como:

- ✓ El proyecto Fotovoltaico para la Isla de Santa Cruz, en la provincia de Galápagos, que permitirá generar 1,5 megavatios con cooperación de la Agencia Internacional de Corea.

- ✓ El ministerio de Electricidad suscribió con la japonesa Japan International Cooperation System (JICS) un acuerdo para la asistencia financiera no reembolsable, para la construcción de una central de paneles fotovoltaicos en la isla Baltra, en el marco del proyecto Energía Renovable para Galápagos (Ergal).

La capacidad de generación de la central aún no ha sido determinada. Sin embargo, el ministro de Electricidad, indicó que la cifra oscilaría entre los 200 y los 500 megavatios (Mw), con lo que se podría

alimentar la demanda de Baltra, en donde se ubica el aeropuerto del Archipiélago y que utiliza solamente energía térmica.

- ✓ Un grupo de empresas alemanas propuso al ministro ecuatoriano de Industrias y Productividad, la creación de una fábrica de producción de paneles solares para generar energía fotovoltaica.

Ecuador podría convertirse así en proveedor de energía para los países vecinos gracias a su "ubicación estratégica".

La propuesta, trasladada por el príncipe Alejandro de Sajonia, es transferir esta tecnología y dotar de la maquinaria para implementar el sistema fotovoltaico en Ecuador, que estos días sufre una crisis energética por la falta de lluvias y la consecuente escasa producción de las centrales hidroeléctricas, su principal fuente energética.

El ministro encargado manifestó el interés institucional de contar con esta tecnología, identificada con la política industrial vigente en el país, que promueve, precisamente, la innovación tecnológica y utilización de tecnologías limpias en la producción, así como el cambio de la matriz energética.

PROCESOS EN LA PRODUCCIÓN DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES

Capítulo 3

3.1. ENERGÍA SOLAR

El Sol es el origen de la energía solar y de otras fuentes renovables de energía. Esta estrella es un enorme reactor de fusión nuclear que transforma parte de su masa en energía de acuerdo con la ecuación de Einstein $E = m \times C^2$, donde E es la cantidad de energía liberada cuando desaparece la masa m ; c es la velocidad de la luz.

El Sol emite al espacio energía en forma de radiación electromagnética, la cual puede desplazarse en el vacío, es decir, no requiere medio material para propagarse.

De la enorme cantidad de energía que emite constantemente el Sol, una parte llega a la atmósfera terrestre en forma de radiación solar (figura 3.1). De ella, el 16% es absorbida por la estratosfera y la troposfera y el 22,5% por el suelo; el 4% es reflejada directamente al espacio desde el suelo.

La atmósfera difunde el 17,5% de la radiación, del cual el 10,5% es absorbido por el suelo y el 7% regresa al espacio exterior. Las nubes reflejan al espacio exterior un 24%, absorbiendo un 1,5% y enviando al suelo, como radiación difusa, el 14,5%, que es absorbido por el mismo. Así, pues, el 47,5% de la radiación llega efectivamente a la superficie de la Tierra por tres vías:

- **Radiación directa:** Es la radiación que incide sobre los objetivos iluminados por el Sol sin haber interactuado con nada y sin cambiar de dirección (es la más importante en un día soleado).

- **Radiación difusa:** Es una radiación que incide indirectamente, como reflejo de la radiación solar que es absorbida por el polvo y el aire (es la radiación típica de los días nublados).
- **Radiación reflejada o albedo:** Es la radiación procedente de la reflexión de la radiación directa en los elementos del entorno (es importante cerca del mar y de las zonas con nieve).

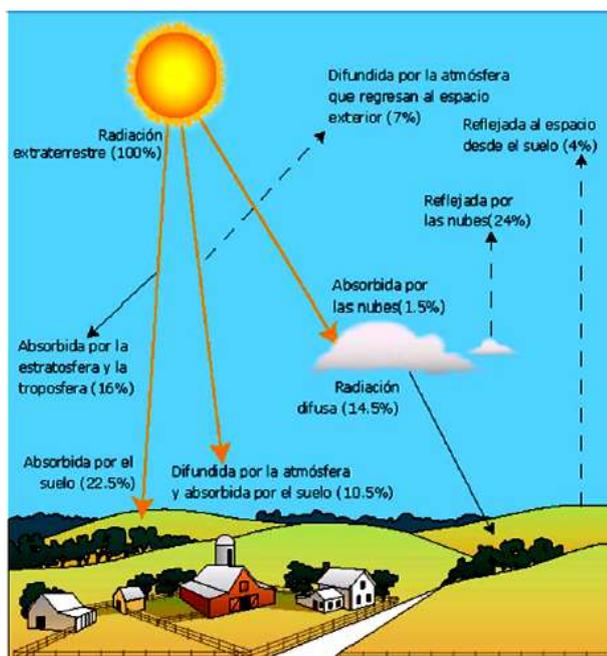


Figura N° 3.1. La energía del Sol que llega a la Tierra

3.2. POTENCIAL

Puede estimarse que la emisión solar total al espacio, asumiendo una temperatura del Sol de 5.760 K, es de $3,84 \times 10^{26}$ W. No obstante, solo una diminuta fracción de ella es interceptada por la Tierra, debido a que la energía recibida es inversamente proporcional al cuadrado de la distancia al Sol (150 millones de kilómetros).

La potencia recibida en la parte superior de la atmósfera sobre una superficie perpendicular al rayo de sol, en el caso de una distancia al Sol promedio, se denomina constante solar, cuyo valor aproximado es de 1.367 Kw/m^2 . Esta cantidad se reduce hasta aproximadamente 900 W/m^2 cuando atraviesa la atmósfera y llega al suelo.

La distribución de la energía solar que llega a la Tierra no es uniforme. En la caracterización de la radiación solar incidente en la Tierra, con el objeto de estimar el potencial solar, intervienen diversos factores. Entre estos factores pueden señalarse:

- Las condiciones climatológicas, que influyen en el grado de nubosidad, la turbidez atmosférica, viento predominante, etc.
- Época del año.
- La latitud del lugar.

- Orientación de la superficie receptora.

En la figura 3.2 se representa un mapa estimativo de la radiación solar en el Mundo, en W/m^2 . Puede observarse que la radiación es superior en las zonas ecuatoriales y tropicales e inferior en las zonas polares.

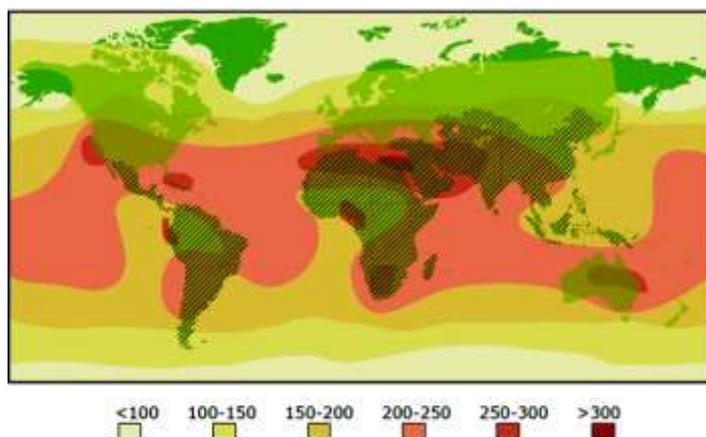


Figura N° 3.2. Mapa estimativo de la radiación solar en el mundo
(W/m^2 en 24 horas)

La Tierra describe un movimiento de traslación alrededor del Sol según una órbita elíptica en la que éste ocupa uno de los **focos**. El plano que contiene esta órbita se denomina plano de la eclíptica.

El período de traslación dura 365 días, lo que define el año y las estaciones. A su vez la Tierra realiza un movimiento de rotación alrededor de un eje que pasa por los polos. El periodo de rotación es de aproximadamente 24 horas y determina la duración de los días y la alternancia del día y la noche.

El eje polar, sobre el que gira la Tierra, está inclinado respecto del plano de la eclíptica un ángulo de $23,45^\circ$.

Debido a esta inclinación y a la traslación de la Tierra, el ángulo formado por el plano ecuatorial de la Tierra con la recta imaginaria que une los centros de el Sol y la Tierra, denominado **declinación solar (δ)**, varía entre $+23,45^\circ$ (solsticio de verano) y $-23,45^\circ$ (solsticio de invierno). Sin embargo, en los equinoccios la declinación solar es nula (figura 3.3)

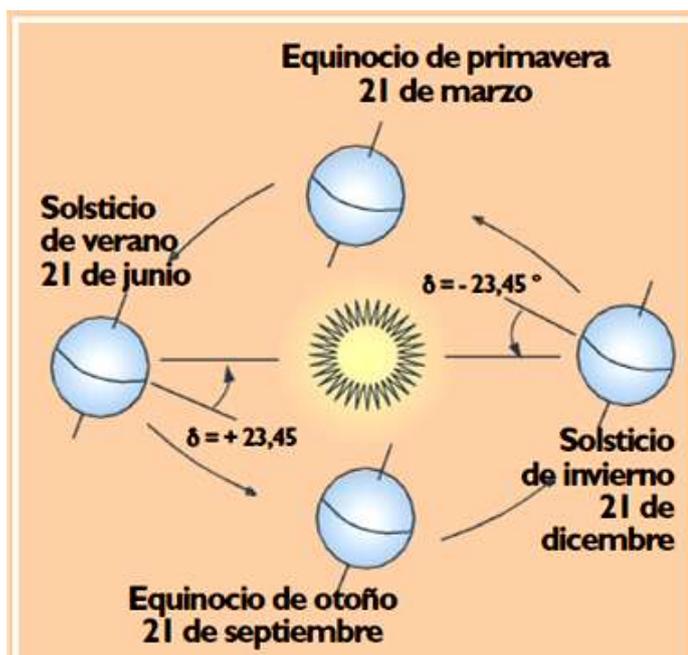


Figura N° 3.3. Declinación solar

Como consecuencia de la variación de la declinación solar el ángulo con que los rayos solares inciden sobre la superficie terrestre (sobre

un plano tangente a la superficie terrestre) será mayor o menor dependiendo de la época del año y de la latitud L del lugar.

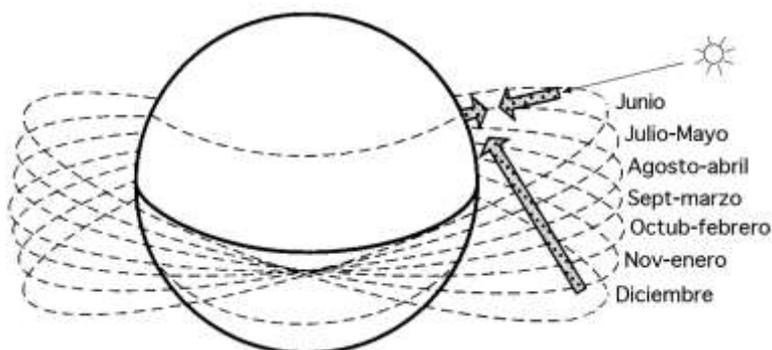


Figura N° 3.4. Posiciones del sol a lo largo del año

La perpendicularidad de los rayos solares es mayor en verano que en invierno ($\alpha_v < \alpha_i$). Por este motivo, la energía total incidente es muy superior en verano que en invierno. (Figura 3.5)

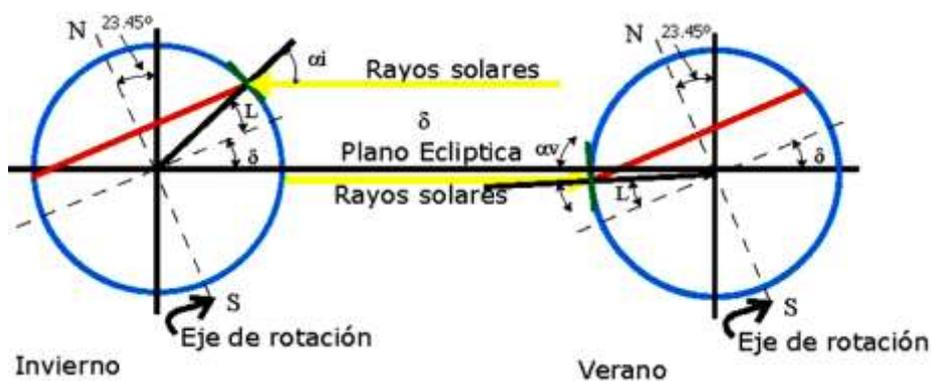


Figura N° 3.5. Incidencia de los rayos solares en invierno y verano.

Asimismo, los rayos inciden con menor perpendicularidad a medida que aumenta, en valor absoluto, la latitud del lugar. (Figura 3.6).

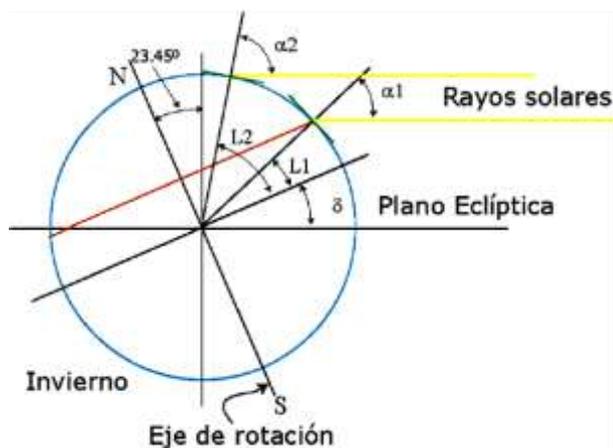


Figura N° 3.6. Incidencia de los rayos solares

Por todo ello, para vencer los efectos que la declinación tiene sobre el ángulo de incidencia de la radiación solar y conseguir interceptar esta radiación de la forma más perpendicularmente posible, los captadores solares tienen que estar inclinados un cierto ángulo respecto al suelo, y a la vez orientados lo más al sur posible.[11]

3.3. SISTEMAS DE COLECTORES.

3.3.1. Sistemas de colectores cilindro-parabólicos.



Figura N° 3.7. Colector cilindro parabólico

3.3.1.1. Descripción

Las plantas termosolares cilindro-parabólicas se componen por un campo largo de colectores cilindro-parabólicos, un fluido de transferencia caliente, un sistema de generación de vapor, una turbina de vapor Rankine, un ciclo generador y un almacenamiento térmico opcional y / o un sistema de combustibles fósiles.

El campo de conectores consiste en un largo campo de colectores solares cilindro-parabólicos ubicados en un solo eje de seguimiento. El fluido de transferencia caliente es calentado a una temperatura de 393 °C a medida que circula a través de los colectores y regresa a una serie de intercambiadores de calor, donde el líquido se utiliza para generar vapor caliente a alta presión (100 bar, 371 °C).

El vapor sobrecalentado alimenta a través de una manera convencional a una turbina de vapor que a su vez genera la electricidad. Las plantas actuales de colectores cilindro-parabólicos se han diseñado para utilizar la energía solar como fuente primaria de energía para producir electricidad. Gracias a la suficiente entrada de energía solar, las plantas pueden operar a plena potencia nominal utilizando únicamente la energía solar. Durante los meses de verano, las plantas operan habitualmente de 10 a 12 horas al día a plena potencia nominal eléctrica. Para poder alcanzar esta potencia incluso durante los periodos de irradiación, se han diseñado plantas solares-híbridas, es decir, plantas que utilizan combustibles fósiles para complementar la producción solar durante los periodos de baja radiación solar. El sistema de

almacenamiento térmico se puede integrar al diseño de una planta para permitir que la energía solar se pueda almacenar y utilizar cuando sea requerida. [12]



Figura N° 3.8. Captación solar por espejos Cilindro-parabólicos

3.3.1.2. Componentes del sistema.

Las partes principales que componen la instalación de un colector cilindro-parabólico son:

3.3.1.2.1. Cimentación.

Soporta los colectores y los fija al suelo de forma que el conjunto estructural soporte las cargas para las que está diseñado, suelen ser de hormigón armado. Se realizan en función de las dimensiones de los colectores y de las

características estructuras, que están en función del peso, cargas de viento y tipo de terreno.

3.3.1.2.2. Estructura.

Su función es la de dar rigidez al conjunto de elementos que lo componen, suelen ser metálicas, aunque actualmente se están investigando otros



Figura N° 3.9. Estructura.

materiales como la fibra de vidrio, plásticos e incluso madera. Es importante que la estructura sea de calidad ya que cualquier deformación de esta a lo largo de su vida afectará a la concentración de la luz y con ello a la producción de energía.

3.3.1.2.3. Reflector cilindro-parabólico.

Es la parte concentradora del colector y su trabajo consiste en reflejar la radiación solar que incide sobre él y proyectarla de forma

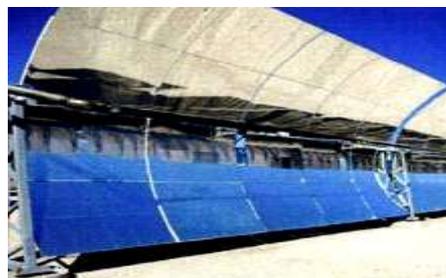


Figura N° 3.10. Reflector.

concentrada sobre el tubo absorbente. Los reflectores

utilizados son espejos hechos de plata o aluminio aplicados sobre chapa, plástico o cristal. Los espejos al estar al aire libre se tienden a ensuciar por lo que deben ser limpiados para que no disminuya el rendimiento, el principal problema para su limpieza son los delicados tubos central.

3.3.1.2.4. Tubo absorbente.

Es el encargado de convertir la luz solar concentrada en energía térmica en el

fluido caloportador,

consiste

principalmente en

dos tubos uno interior



Figura N° 3.11. Tubo absorbente.

de metal, recubierto de una capa especial de pintura negra a base de materiales de gran absorción superior al 90 % y baja **emisividad** a altas temperaturas, y otro tubo transparente de vidrio de alta **transmitancia** en el intervalo solar. Para unir los dos tubos se deben usar juntas especiales capaces de soportar las dilataciones. Además dentro de los tubos se introducen unos **Getters**, encargados de absorber las moléculas de las sustancias que puedan penetrar entre el tubo metálico y el de vidrio, para mantener el vacío.

3.3.1.2.5. Transmisión.

Es el mecanismo de seguimiento solar que se encarga de cambiar la posición del colector conforme el Sol se va moviendo, puede ser eléctrico, motor-reductor, o hidráulico, el más habitual. Normalmente para abaratar costo un solo mecanismo se debe encarga de mover 6 colectores en serie.



Figura N° 3.12. Transmisión eléctrica a la izquierda e hidráulica a la derecha.

3.3.1.2.6. Sistema de seguimiento del Sol.

Es el encargado de ajustar la posición del colector de tal manera que el rendimiento sea máximo, para la orientación se utilizan fotocélulas separadas por una banda de sombra, que en caso de desenfoco, produce un tensión que hace que motor gire o los pistones se muevan en la dirección deseada. Además de permitir el máximo aprovechamiento de la energía

solar, el sistema de seguimiento sirve para desenfocar el espejo cuando la energía captada es excesiva, otra de sus funciones es colocar los espejos en posición de limpieza o de mantenimiento.

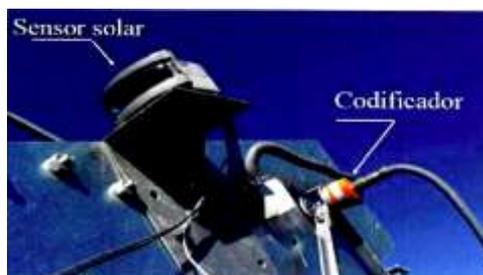


Figura N° 3.13. Sistema de seguimiento.

3.3.1.2.7. Conexión entre colectores.

Los colectores se unen en serie formando filas y estos a su vez se unen paralelo. Estas piezas permiten al fluido circular entre

los módulos, partes móviles, y las tuberías de circulación, partes fijas, etc. Pueden ser de dos tipos o bien juntas rotativas o tuberías flexibles.



Figura N° 3.14. Juntas de conexión entre paneles.

3.3.1.2.8. Fluido de transferencia de calor.

Son los encargados de absorber la energía solar en los tubos del campo solar y transportarla a los depósitos de sales. Existen diferentes tipos de fluidos usados para esta misión de ellos se pueden destacar los siguientes:

- **Agua-vapor.** Sus ventajas son: barata, fácil de conseguir, abundante, excelente medio de transmisión de calor, alto calor específico, propiedades y comportamiento muy conocido, no es toxica y no es inflamable. Sus desventajas son: es agresiva,

muy oxidante, produce corrosión, determinadas sales precipitan produciendo incrustaciones, se dilata al solidificarse y aumenta muy fuertemente de presión con la temperatura.

Mezclas de sales inorgánicas.

- **Alquil bencenos.** Son muy estables, soportan temperaturas de hasta 300 °C, no desprenden gases tóxicos, ni corrosivos y tienen un bajo punto de congelación entre -45 a -50 °C.

- **Mercurio.** Muy poco empleado por razones de toxicidad y precio, trabaja hasta temperaturas de 540 °C, requiere una gran vigilancia para detección de fuga de vapores, a partir de 360 °C requiere presión en la instalación haciendo que los costos sean muy altos.

- **Mezclas difenilo y óxido de difenilo.** Tienen puntos de fusión muy altos, desagradable olor fenólico a altas temperaturas (hasta los 410 °C), son muy caros y al tener un punto de ebullición bajo la instalación necesita un control de presión.

3.3.1.2.9. Almacenamiento.

La tecnología de colectores cilindro-parabólicos puede incorporar almacenamiento para poder producir electricidad en horas de oscuridad, la más extendida es el almacenamiento con sales. Esta tecnología se basa en la utilización de dos tanques de sales para almacenar el calor.

- Durante el ciclo de carga, las sales intercambian calor con el fluido procedente del campo solar y se almacenan en el tanque caliente.

- Durante el ciclo de descarga, el sistema simplemente opera en sentido contrario al anteriormente expuesto, calentando el fluido caloportador que generará vapor para mover la turbina que producirá finalmente la electricidad.

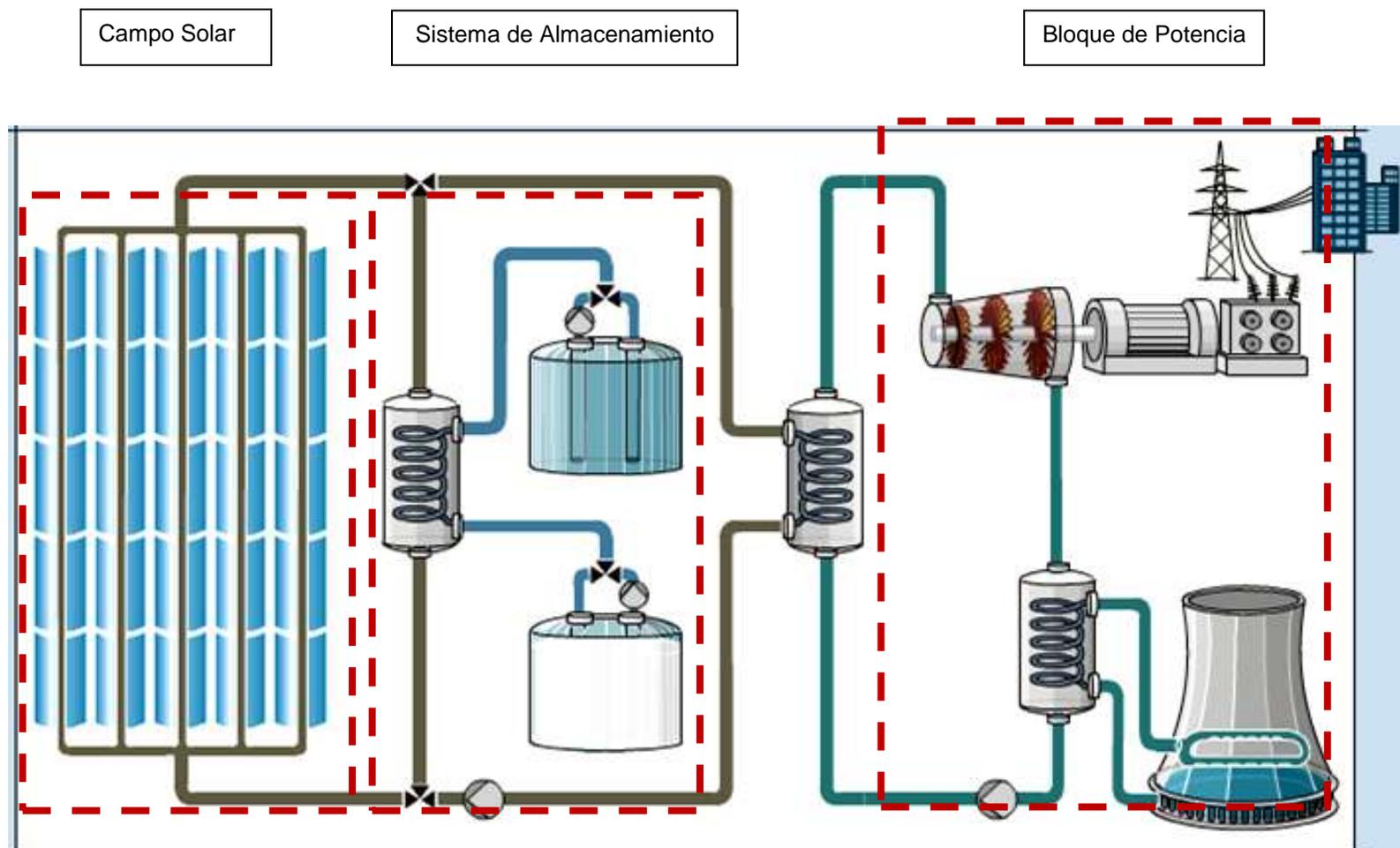


Figura N° 3.15. Bloques principales de una central cilindro parabólica

La siguiente figura muestra los elementos principales y el esquema del flujo del proceso de una típica planta cilindro-parabólica con dos tanques de almacenamiento de térmico. En esta configuración, el HTF del campo solar es enviado a un intercambiador de calor donde se utiliza para cargar el sistema de almacenamiento térmico. La sal del tanque frío se calienta arriba de unos 385 °C y se almacena en el tanque de sales calientes. Cuando el sistema de almacenamiento se descarga, la sal del tanque caliente es enviada de nuevo al HTF, al intercambiador de sales calientes y ahí se utiliza para calentar el HTF frío. El HTF caliente se envía a la planta de energía. La sal ya enfriada se devuelve al tanque frío. La temperatura de la sal fría es de unos 300 °C.

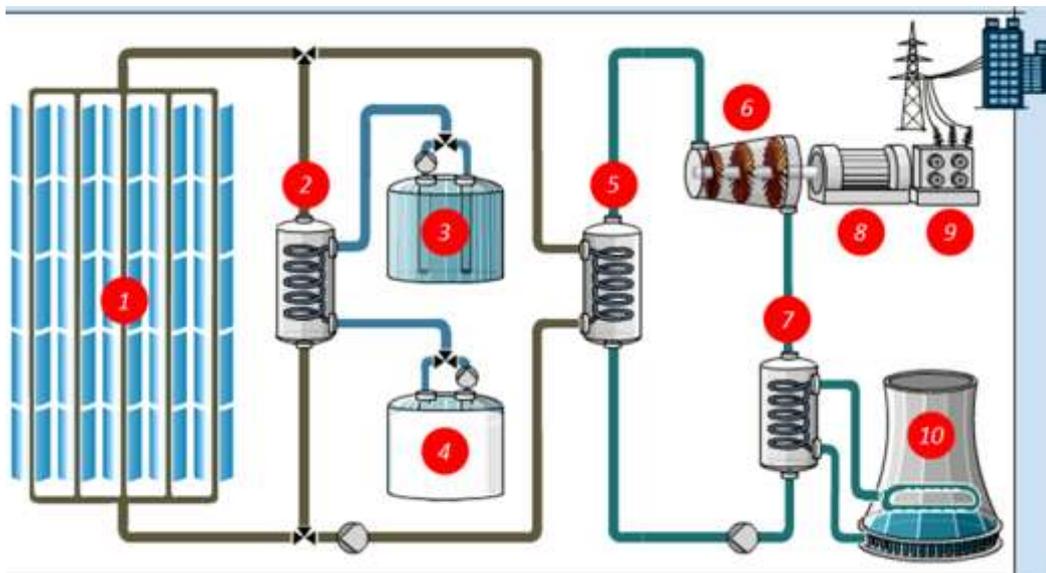


Figura N° 3.16. Esquema de funcionamiento de la tecnología cilindro-parabólica.

- 1 Campo solar
- 2 Cambiador de calor aceite/sal
- 3 Deposito de sal caliente
- 4 Deposito de sal fría
- 5 Cambiador de calor aceite/vapor
- 6 Turbina
- 7 Cambiador de calor
- 8 Generador
- 9 Transformador
- 10 Torre de refrigeración

3.3.2. SISTEMAS DE COLECTORES DISCOS PARABÓLICOS

3.3.2.1. Descripción

Los sistemas de disco parabólico son pequeños equipos de generación de energía que convierten la energía térmica de la radiación solar en energía mecánica y luego en energía eléctrica, de la misma manera que las centrales eléctricas convencionales convierten la energía térmica de la combustión de un combustible fósil en electricidad. Como se indica en la Figura 3.17, los sistemas disco parabólico utilizan un conjunto de espejos para reflejar y concentrar la radiación proveniente de los rayos del sol en un receptor, con el fin de alcanzar las temperaturas necesarias para convertir eficientemente el calor en trabajo.

La radiación solar concentrada es absorbida por el receptor y transferida a un motor. Esto exige que el plato siga la trayectoria del sol en dos ejes.

Los sistemas disco motor se caracterizan por una gran eficacia, modularidad, funcionamiento autónomo, y una inherente capacidad híbrida (la capacidad para operar o con energía solar o

con combustible fósil, o ambas cosas). De todas las tecnologías solares, los sistemas disco Stirling han demostrado el más alto coeficiente de conversión de energía solar a eléctrica (29,4%), y por tanto, el potencial para convertirse en una de las menos costosas fuentes de energía renovables.

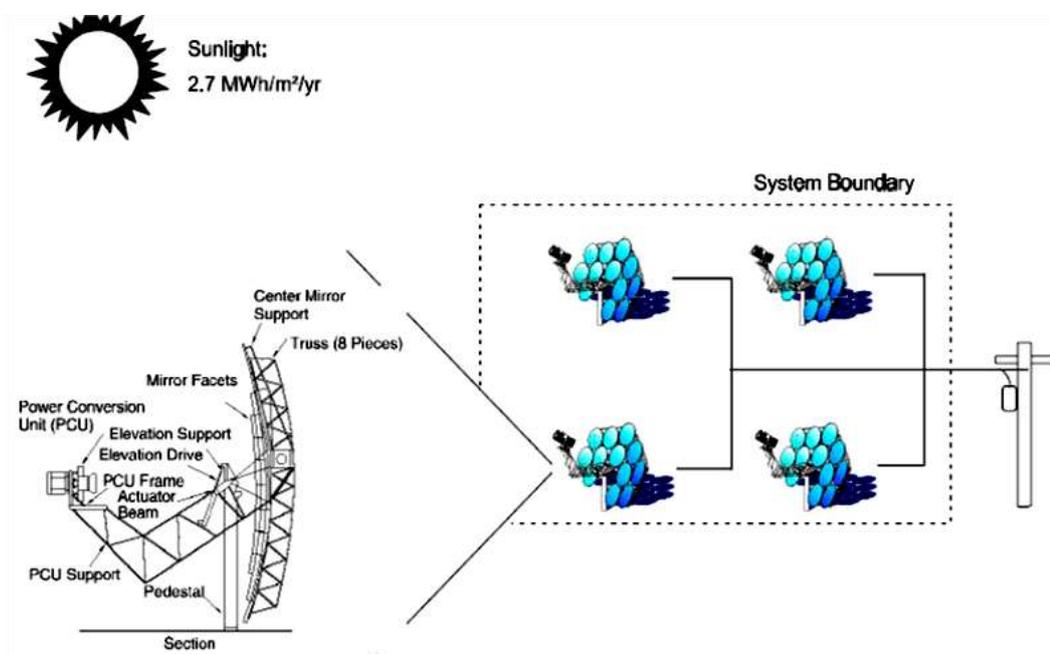


Figura N° 3.17. Disco Stirling, sistema esquemático.

La modularidad del sistema le permite operar de manera individual para aplicaciones remotas, o agruparse en pequeños grupos y conectarse a la red. Los sistemas de discos parabólicos

pueden funcionar también con un combustible fósil para proporcionar energía las 24 horas, conectando por ejemplo un quemador de gas al receptor.

Esta tecnología se encuentra en la etapa de desarrollo y los técnicos siguen enfrentándose con desafíos en relación con los componentes más idóneos para trabajar con energía solar y con la capacidad comercial de un motor capaz de funcionar con la energía del sol.

3.3.2.2. Componentes del sistema

Básicamente un sistema de disco parabólico consta de los componentes que se pueden observar en la Figura 3.18:

- Concentrador solar parabólico.
- Sistema de seguimiento del sol.
- Intercambiador de calor solar (Receptor).
- Motor Stirling con generador.

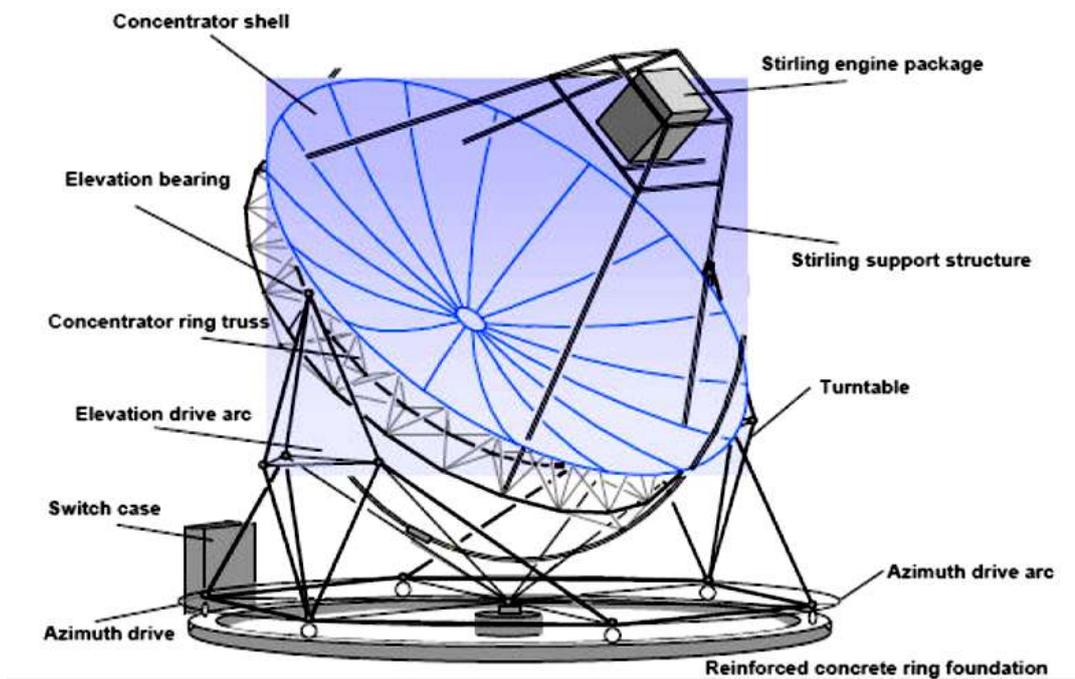


Figura N° 3.18. Elementos básicos de un sistema disco Stirling.

3.3.2.2.1. Concentrador.

Los sistemas de disco parabólico utilizan concentradores solares que realizan el seguimiento del sol en dos ejes. Estos concentradores poseen una superficie reflectante que, ya sea de metal, de vidrio o de plástico, refleja la radiación solar incidente en una pequeña región llamada foco, o zona focal. El tamaño del concentrador solar para los sistemas de disco parabólico está determinado por el motor utilizado. Con un

máximo directo de irradiación solar de 1000 W/m^2 , un sistema de disco parabólico de 25 kW tendrá un diámetro del concentrador de aproximadamente 9 metros .

Los concentradores utilizan superficies reflectantes de diversos materiales. Por ejemplo, los concentradores utilizados por la empresa SBP se realizan con planchas de plástico reforzado y con fibra de vidrio como se observa en la Figura 3.19 (El concentrador de dicha figura consta de 12 segmentos reflectantes realizados con una resina de fibra de vidrio, que unidos forman un parábola casi perfecta. Para mantenerlos unidos se utilizan vigas rígidas en forma de anillo).

Las superficies de reflexión más duraderas han sido espejos de plata y vidrio, similares a los espejos decorativos utilizados en el hogar. Los intentos de desarrollar a bajo costo películas reflectantes poliméricas han tenido un éxito limitado debido a su rápida degradación. Como los discos concentradores tienen longitudes focales cortas, se necesitan espejos de cristal relativamente delgados (espesor de aproximadamente 1 mm) para poder conseguir las curvaturas requeridas. Además, es deseable que el cristal posea un bajo contenido de hierro para

mejorar su capacidad para reflejar la luz. Dependiendo del espesor y de los materiales que se utilicen, los espejos solares tienen rendimientos de reflexión en un rango del 90 a 94%.



Figura N° 3.19. Concentrador de 8'5 metros de diámetro de SBP.

El concentrador de forma ideal es un paraboloide de revolución. Algunos concentradores solares aproximan esta forma con múltiples espejos en forma esférica sujetos mediante una estructura apropiada (Figura 3.20). La tendencia general en el diseño de los concentradores solares de las generaciones anteriores fue el uso de membranas-estiradas, en las que una fina membrana reflectante se extendía a través de una llanta o un aro. Una segunda membrana se utilizaba para cerrar el espacio por detrás, con lo que generando un vacío parcial en este espacio, se conseguía que la membrana que reflecta la luz

adoptase una forma aproximadamente esférica. La Figura 3.20 es un esquema de un sistema de disco parabólico que utiliza este concepto.

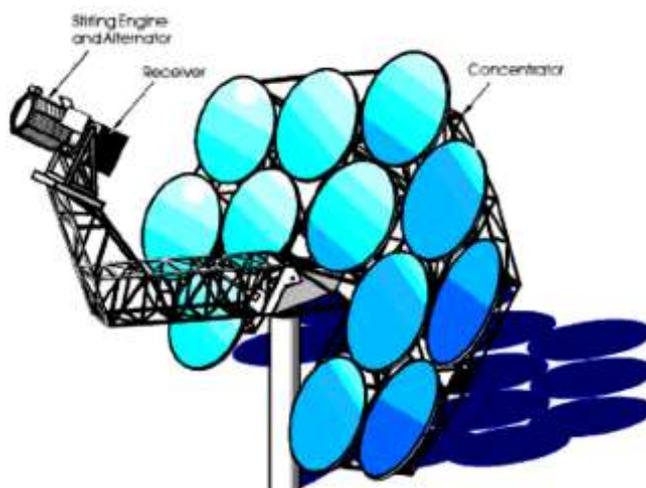


Figura N° 3.20. Esquema de un concentrador con sistema de espejos de membrana estirada.

El diseño óptico del concentrador y su precisión determinan el coeficiente de concentración. El coeficiente de concentración, que se define como flujo medio solar que atraviesa la apertura del receptor, dividido por la irradiación solar normal directa del ambiente, es típicamente más de 2000, lo cual permite obtener temperaturas de operación muy altas. Las fracciones interceptadas, que se definen como el porcentaje del flujo de

energía solar reflejada a través apertura del receptor, son por lo general más del 85%.

El seguimiento en dos ejes se puede realizar de dos maneras: (1) seguimiento de elevación acimutal, y (2) el seguimiento en coordenadas polares. Con seguimiento de elevación-acimutal, el plato gira en un plano paralelo a la tierra (acimut) y en otro plano perpendicular a ella (la altitud). Estos sistemas proporcionan al colector la capacidad de rotar a izquierda / derecha y arriba / abajo mediante el uso de un pequeño servomotor.

La tasa de rotación varía a lo largo del día, pero se puede calcular fácilmente. La mayoría de los sistemas disco Stirling más grandes utilizan este método de seguimiento (un programa de ordenador predice la posición del sol en cada momento). En el método de rastreo polar, el colector gira en torno a un eje paralelo al eje de rotación de la tierra. En la actualidad, su escaso uso se da en sistemas pequeños (la orientación hacia el sol es determinada por un sensor de seguimiento).

3.3.2.2.2. Receptor.

El receptor es el enlace entre el concentrador y el motor Stirling. Tiene dos tareas fundamentales:

- Absorber la radiación solar reflejada por el concentrador.
- Transmitir esta energía absorbida al motor Stirling en forma de calor con las mínimas pérdidas.

Los receptores empleados en los discos parabólicos son receptores de cavidad (aunque el empleo de receptores externos presenta algunas ventajas para sistemas de baja temperatura), en los que la radiación concentrada entra por una apertura (situada en el foco del paraboloide) incidiendo posteriormente sobre el absorbedor. De esta forma se consiguen disminuir las pérdidas radiativas y convectivas, así como homogeneizar el flujo radiante incidente sobre el absorbedor y reducir su valor máximo. En la figura 3.21 se muestra una unidad de conversión de potencia donde se puede apreciar el receptor.



Figura N° 3.21. Unidad de conversión de potencia.

Hay dos tipos de receptores utilizados en sistemas disco Stirling: receptores de tubos de iluminación directa (DIR) y los receptores de reflujos.

- **Receptores de tubos de iluminación directa**

Los receptores directamente iluminados permiten una adaptación directa del calentador de los motores Stirling convencionales. En estos receptores el absorbedor está formado con un haz de tubos por donde circula el fluido de trabajo del motor (helio o hidrógeno) altamente presurizado (5-20 MPa).

La radiación incide directamente sobre estos tubos y es transformada en energía térmica y transmitida al fluido de trabajo. Las altas temperaturas de trabajo de estos absorbedores (del orden de 800°C) dificultan el empleo de recubrimientos selectivos por el gran solape de la radiación emitida y absorbida. Un inconveniente de estos receptores es la falta de uniformidad en el flujo de radiación incidente en el absorbedor, lo cual trae como consecuencia el que la temperatura de los tubos absorbedores presente picos, limitando por tanto la máxima temperatura del fluido de trabajo para evitar sobrepasar la máxima temperatura permitida en los materiales. La Figura 3.22 muestra un receptor de este tipo.



Figura N° 3.22. Receptor de tubos iluminados directamente.

- **Receptores de reflujo**

Este tipo de receptores emplea un fluido intermedio para la transmisión del calor, generalmente un metal líquido (normalmente sodio), mediante su evaporación en la superficie del absorbedor y su condensación en los tubos por donde circula el fluido de trabajo. Al condensar el metal líquido, por gravedad regresa a la superficie del absorbedor. En la actualidad se intenta emplear este tipo de receptores debido a las ventajas que presentan como son:

- La gran capacidad de transmisión del calor de los metales líquidos (hasta 800 W/cm^2) permite desarrollar receptores más pequeños.
- Mediante la condensación de este metal líquido se consigue un calentamiento más uniforme del fluido de trabajo, y este se produce realmente a temperatura constante, lo que permite trabajar con temperaturas máximas del fluido de trabajo más cercanas a las máximas admisibles por los materiales.
- Permite el diseño independiente de receptor y motor, evitando los compromisos de diseño entre ambos que limitaban el

rendimiento en el caso de los receptores de tubos directamente iluminados.

- Se facilita la hibridación del sistema. Se distinguen dos tipos de receptores de reflujos:

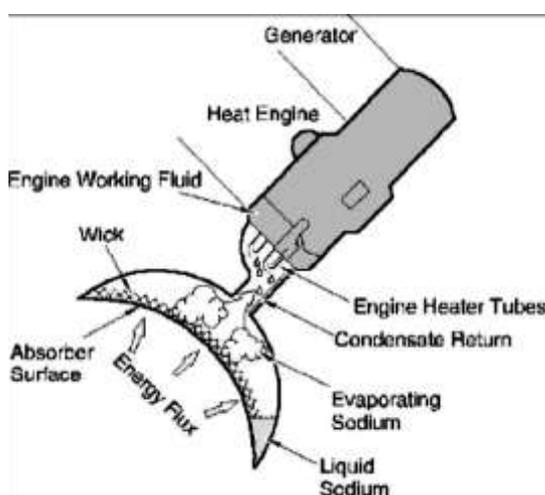


Figura N° 3.23. Esquema que muestra el funcionamiento de un receptor solar de tubo

- **Receptor de tipo “pool boiler”.**

En este caso hay una poza de metal líquido siempre en contacto con el absorbente, donde se produce la evaporación del metal, que posteriormente se desplaza hacia el calentador del motor

- **Receptor de tubo de calor (heat pipe).**

En este caso el líquido metálico asciende por fuerzas de capilaridad por unas mechas situadas en la parte posterior del absorbedor, de donde se evapora para ir a condensar en el calentador del motor. Las gotas de metal líquido condensan aquí y por gravedad caen al absorbedor donde mojan las mechas y empiezan a subir por **capilaridad**. La reserva de metal líquido dentro del receptor es, en este caso, mucho más pequeña. La Figura 3.23 muestra un receptor de tubo de calor.

La configuración tubo de calor tiene la ventaja de su mayor seguridad asociada a una menor reserva de metal líquido para llevar a cabo la transmisión de calor. Por otro lado, al tener menor masa térmica presenta una respuesta más rápida a los transitorios y unas menores pérdidas térmicas durante los mismos.

Además, es posible emplear este receptor para sistemas que implementen los dos tipos de seguimiento del sol comentados (acimut-elevación, polar declinación), mientras que el “pool boiler” sólo se presta fácilmente a su integración en el seguimiento acimut elevación. La desventaja del receptor tubo

de calor frente al “pool boiler” es la existencia de un mayor número de ciclos térmicos en motor y receptor durante días nublados, así como una mayor variación en la potencia de salida.

Además de la clasificación anteriormente establecida, se puede establecer otra en función de la fuente de la que obtiene el calor el receptor. En general existen dos tipos de receptores. Los de la primera clase que solo funcionan con luz solar y no pueden operar durante la noche, y los que poseen un tipo de receptor híbrido, los cuales están equipados con quemadores de gas y que pueden operar durante todo el día.

3.3.2.2.3. Equipos auxiliares

- **Alternador:** es el dispositivo de conversión de la energía mecánica en eléctrica utilizado en los sistemas disco Stirling. Los motores Stirling utilizan generadores de inducción para poder acoplarse a la red. Al sincronizarse los generadores con la red estos pueden suministrar potencia trifásica, ya sea a 230 o a 460 voltios. Estos generadores son capaces de convertir la energía mecánica en electricidad con una

eficiencia de alrededor del 94%. El sistema dispone de unos inversores que convierten la corriente continua en alterna. Ello permite emplear máquinas de corriente continua como generadores, pudiendo funcionar a régimen de giro variable, teniendo con ello más flexibilidad para adaptarse a la demanda de electricidad instantánea.

- **Sistema de refrigeración:** los motores necesitan transferir al medio ambiente grandes cantidades de calor debido a sus capacidades estructurales. Los motores Stirling utilizan un radiador para realizar el intercambio de calor entre el motor y la atmósfera.
- **Controles:** el modo de funcionamiento autónomo se logra mediante el uso de controladores electrónicos situados en el plato para el control de la función de seguimiento y para regular el funcionamiento del motor. Algunos sistemas utilizan un controlador de motor por separado.



Figura N° 3.24. Sistema de control

- En las grandes instalaciones existe un Sistema de Control y de Adquisición de Datos (SCADA) que se utiliza para poder monitorizar y supervisar el funcionamiento del sistema, y para recoger sus principales datos de funcionamiento, de manera sincronizada con otras instalaciones de producción de energía eléctrica.

3.3.2.2.4. Motores

Robert Stirling fue el inventor escocés del primer ejemplo práctico de un motor de ciclo de aire cerrado en 1816, y fue sugerido por Fleeming Jenkin ya en 1884 que todos los motores de este tipo, por tanto, genéricamente se llama motores Stirling.

Esta propuesta de nombres que encuentran poco apoyo, y los diversos tipos en el mercado siguió siendo conocido por el nombre de sus diseñadores o fabricantes individuales, por ejemplo, Rider, de Robinson o de Heinrici de motor de aire (caliente).

La situación ha mejorado algo, al menos en la literatura académica, y ahora es generalmente aceptado que 'motor Stirling' debe referirse exclusivamente a un ciclo cerrado máquina térmica regenerativa con un fluido gaseoso de trabajo permanente, donde se define de ciclo cerrado, como un sistema termodinámico en el que el fluido de trabajo es permanentemente confinado dentro del sistema y regenerativa describe el uso de un determinado tipo de intercambiador de calor interno y depósito térmico, conocido como el regenerador.

El ciclo Stirling es el ciclo termodinámico más eficiente para transformar calor en energía mecánica o eléctrica. Además, el motor Stirling casi no produce ruido o vibraciones y posee un ciclo de vida potencial extraordinariamente alto, ya que no hay contaminación interna ni de los pistones, ni de los cojinetes, ni

degradación del lubricante al no existir combustión de combustibles fósiles.

El motor en un sistema disco Stirling convierte el calor en energía mecánica de una manera similar a los motores convencionales, por la compresión de un fluido de trabajo cuando está frío, el cual se calienta durante la compresión y que, a continuación, se expande a través de una turbina o con un pistón para producir trabajo. Posteriormente, la energía mecánica se convertirá en energía eléctrica gracias a un generador de energía eléctrica o alternador. [31]

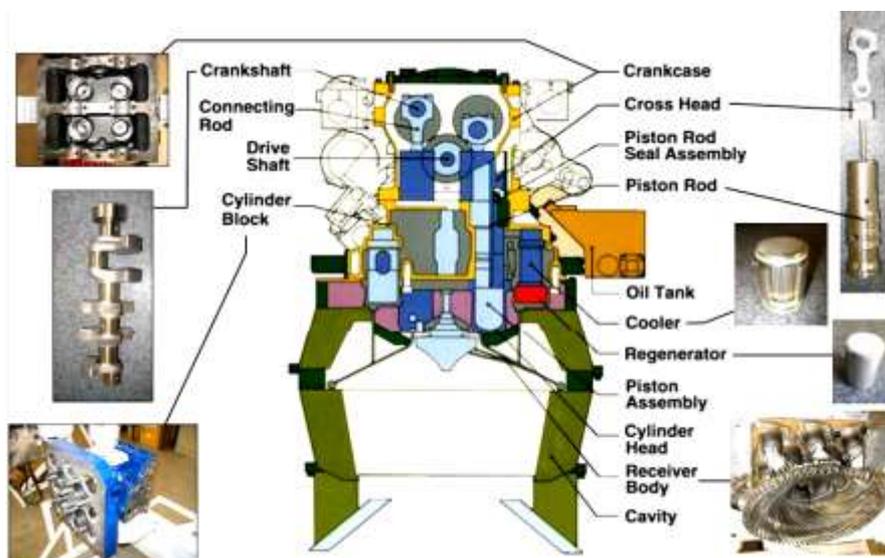


Figura N° 3.25 Diagrama esquemático de un motor Stirling.

Hay dos tipos principales de los motores Stirling que se distinguen por la forma en que mueve el aire entre las partes caliente y fría del cilindro: Los dos pistones diseño de tipo alfa ha pistones en cilindros independientes, y el gas es conducido entre los espacios fríos y calientes.

El tipo de desplazamiento motores Stirling, conocido como tipos beta y gamma, utiliza un pistón aislado, mecánicamente para empujar el gas de trabajo entre las partes caliente y fría del cilindro. El pistón es lo suficientemente grande como para aislar los lados caliente y frío de la botella térmica y de desplazar a una gran cantidad de gas. Debe haber suficiente cantidad de una brecha entre el pistón y la pared del cilindro para permitir que el gas fluya alrededor del pistón fácilmente.

- **Motor Stirling tipo alfa**

Un alfa Stirling consta de dos pistones en los cilindros de alimentación por separado, una caliente y fría. El cilindro caliente está situado en el interior del intercambiador de calor de alta temperatura y el cilindro frío está situado en el interior del intercambiador de calor a baja temperatura. Este tipo de

motor tiene una alta relación potencia / volumen, pero tiene problemas técnicos debido a la temperatura por lo general alta del pistón caliente y la durabilidad de sus sellos.

En la práctica, este pistón por lo general lleva una cabeza grande de aislamiento para mover los sellos de distancia de la zona caliente a expensas de algo de espacio adicional muertos.

Ciclo de Stirling para un motor tipo alfa.

Los motores de ciclo Stirling utilizados en sistemas solares de alta temperatura utilizan hidrógeno o helio como gas de trabajo a elevada presión. La temperatura de trabajo del gas puede llegar a sobrepasar los 700°C, y la presión alcanzada puede ser de hasta 20 MPa en modelos de alto rendimiento.

En el ciclo Stirling, el fluido de trabajo es alternativamente calentado y enfriado en procesos a temperatura constante y a volumen constante. Por lo general los motores Stirling incorporan un regenerador para conseguir una mejora de la eficiencia. El regenerador capta el calor durante la refrigeración

a volumen constante y lo suministra cuando el gas se calienta a volumen constante. La Figura 3.26 muestra los cuatro procesos básicos de un motor de ciclo Stirling.

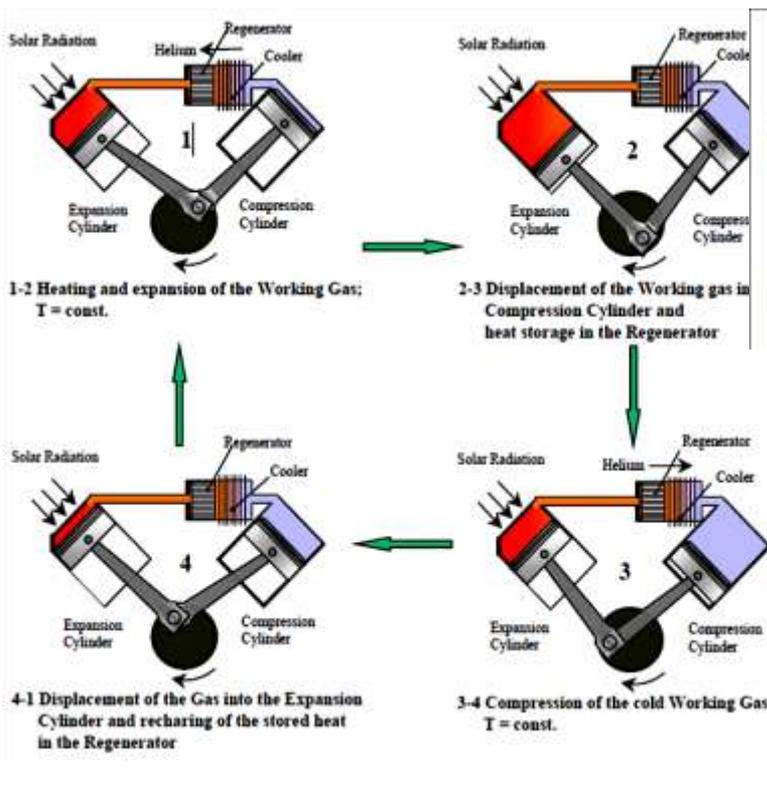


Figura N° 3.26. Esquema que muestra el principio de funcionamiento de un Motor Stirling.



Fig N° 3.27:M. stirling



Fig N° 3.28: Gen.

En la versión más simple, un motor Stirling consiste en un sistema herméticamente cerrado con dos cilindros (cilindros de expansión y compresión) lleno de un gas de trabajo (por ejemplo helio). Los pistones de esos cilindros están conectados

a un cigüeñal. Cuando el gas de trabajo en el cilindro de expansión (cilindro de trabajo) es calentado por el sol, este se expande debido al aumento de temperatura, empujando el pistón hacia abajo (Figura 3.26 1-2) induciendo potencia.

Parte de esa potencia se utiliza para empujar el fluido de trabajo caliente desde el cilindro de expansión hacia el cilindro de compresión (Figura 3.26. 2-3). En su recorrido, el gas de trabajo atraviesa el regenerador donde la mayor parte de su calor es almacenado. Entonces pasa a través de un enfriador de gases refrigerado por agua donde se enfriará (2-3). Una vez que el gas de trabajo se encuentre completamente en el cilindro de compresión, este pistón sube debido a la inercia del cigüeñal, comprimiendo el gas de trabajo a baja temperatura (3-4).

El gas vuelve al cilindro de trabajo reabsorbiendo el calor cedido en el regenerador (4-1). La expansión total del gas caliente en el cilindro de trabajo entrega más energía de la necesaria para la compresión del gas frío en el cilindro de compresión. Este excedente de energía puede ser utilizado

para hacer funcionar un generador eléctrico conectando su eje directamente al cigüeñal del motor.

Ciclo Stirling para un motor tipo beta.

Una versión beta de Stirling tiene un pistón de potencia individual dispuestas en el mismo cilindro en el mismo eje como un pistón desplazador como se muestra en la figura 3.29.



Figura N° 3.29. Motor Stirling tipo Beta.

El pistón es un ajuste flojo y no extrae ningún poder del gas en expansión, pero sólo sirve para transporte del gas de trabajo del intercambiador de calor caliente al intercambiador de calor frío. Cuando el gas de trabajo se inserta en el

extremo caliente del cilindro se expande y empuja el pistón de potencia.

Cuando se inserta en el extremo frío de la botella que los contratos y el impulso de la máquina, por lo general mejora por un volante de inercia, empuja el pistón de la otra manera de comprimir el gas.

A diferencia del tipo alfa, beta el tipo evita los problemas técnicos de los sellos calientes en movimiento.

Acción de un tipo de beta motor Stirling

Una vez más, los siguientes diagramas de la figura N° 3.30. no muestran intercambiadores de calor interno o un regenerador, el cual sería colocado en la trayectoria del gas en todo el pistón.

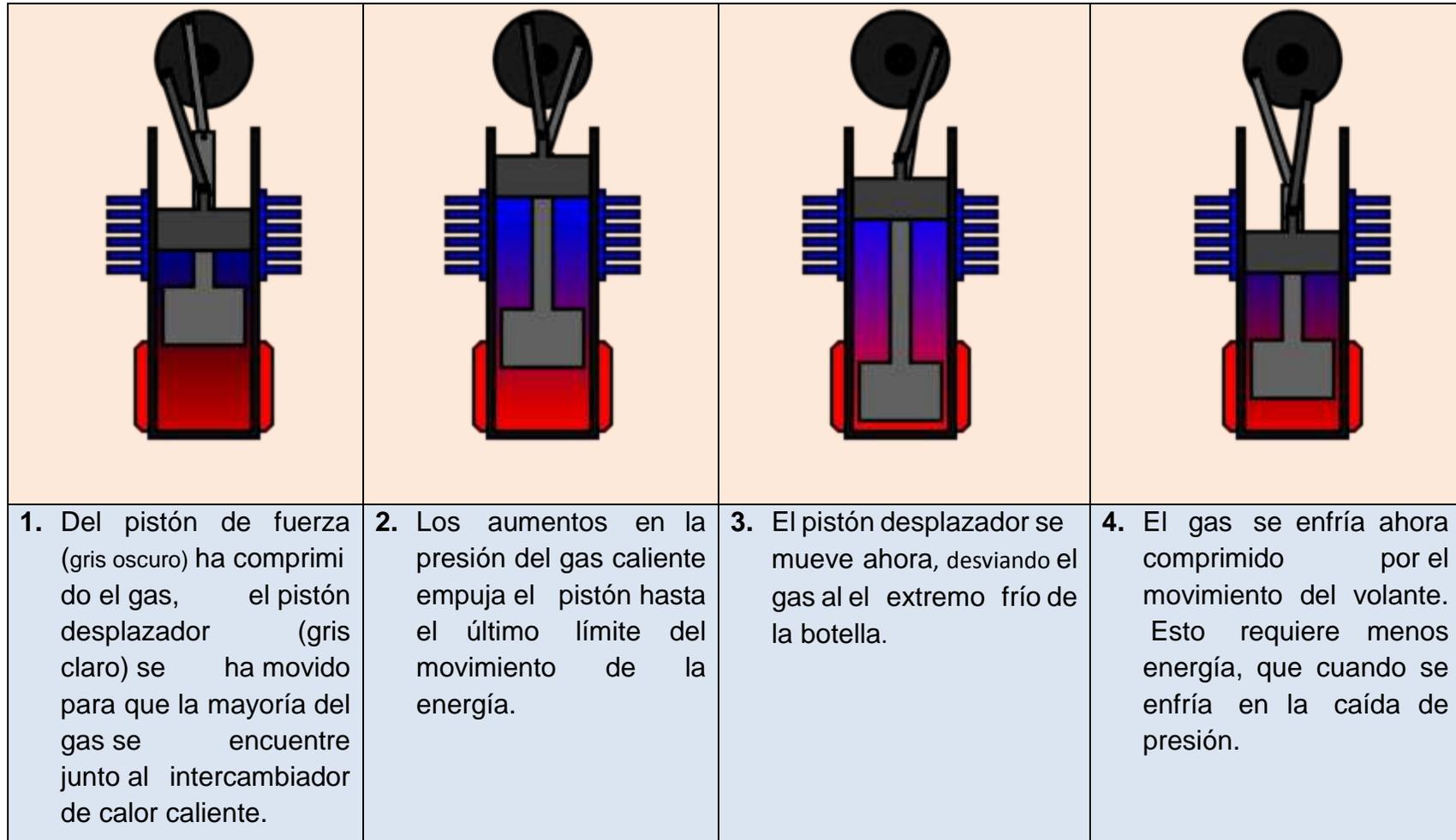


Figura N° 3.30. Ciclo de un motor Stirling tipo BETA



Figura N° 3.31. Motor Stirling tipo beta. [30]

- **Motor Stirling tipo Gamma.**

Una gama de Stirling es simplemente una versión beta de Stirling, en el que está montado el pistón en un cilindro por separado junto con el cilindro del pistón desplazador, pero sigue conectado a la rueda volante misma. El gas en los dos cilindros puede fluir libremente entre ellos y sigue siendo un solo cuerpo. Esta configuración produce una relación de compresión más baja, pero es mecánicamente simple y de uso frecuente en los motores Stirling de varios cilindros.

- **Motor de Ciclo de Brayton**

Existen otras posibles configuraciones, ya sea utilizando un ciclo de Rankine o uno de Brayton.

El motor de Brayton, o turbina de gas, es un motor de combustión interna que produce energía mediante la quema controlada de combustible.

El funcionamiento de una turbina de gas es similar al igual de los motores diesel y gasolina, donde primero se comprime el aire, se añade el combustible y la mezcla se quema. En un sistema disco parabólico con turbina de gas, el calor solar se utiliza para sustituir (o complementar) el combustible. El gas caliente resultante se expande rápidamente y se utiliza para producir energía.

En la turbina de gas, la quema es continua, y la producción de energía se realiza gracias a su expansión en una turbina cuyo eje se conecta con un alternador.

Al igual que en el sistema disco Stirling, la recuperación del calor residual es un elemento clave para lograr alta eficiencia. Para ello, el calor residual a la salida de la turbina es utilizado para precalentar el aire del compresor.

Un esquema de un sistema de un único eje se muestra en la Figura 3.32.

La utilización de un intercambiador (recuperador en la imagen) consigue temperaturas de entrada en la turbina próximas a los 850°C. Se cree que en próximas generaciones estos sistemas superarán el 30% de eficiencia en la conversión de energía térmica a eléctrica. (25)

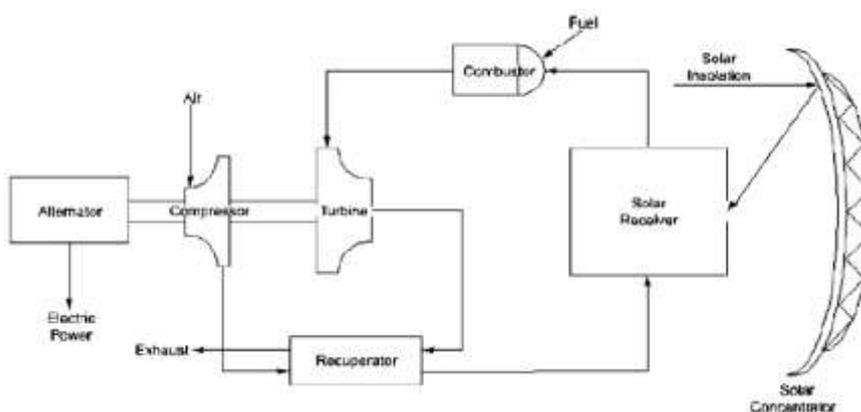


Figura N° 3.32. Esquema de un sistema disco parabólico con ciclo Bryton.

También existen otros tipos de motores como el rotativo motor Stirling que busca convertir la energía del ciclo de Stirling directamente en par, al igual que el motor de combustión rotativo. Ningún motor en la práctica ha sido construido, pero una serie de conceptos, modelos y patentes se han producido, como el motor Quasiturbina.

Otra alternativa es el motor Fluidyne (bomba de calor Fluidyne), que usan pistones hidráulicos para aplicar el ciclo de Stirling. El trabajo producido por un motor de Fluidyne entra en el bombeo del líquido. En su forma más simple, el motor contiene un gas de trabajo, solución líquida y dos válvulas de retención.

El concepto de motor Ringbom publicado en 1907 no tiene ningún mecanismo rotatorio o vínculo para el desplazador. En lugar de este es impulsado por un pequeño pistón auxiliar, generalmente una barra de desplazador de espesor, con la limitación de la movilidad por medio de topes.

3.3.3. SISTEMAS DE COLECTORES DE RECEPTOR CENTRAL

3.3.3.1. Descripción

Una central de torre o sistema de receptor central, está compuesta por un sistema concentrador o campo de heliostatos, que capta y concentra la componente directa de la radiación solar sobre un receptor (donde se produce la conversión de la energía radiante en energía térmica) que suele instalarse en la parte superior de una torre.

El fluido de trabajo puede ser, entre otros, aire, vapor de agua, sodio fundido o sales fundidas, según la tecnología escogida. En las de vapor de agua, este mueve directamente una turbina. En los otros, el fluido transporta el calor a un generador de vapor de agua, con el que se hace funcionar una turbina que mueve al generador eléctrico.

En los sistemas de torre, un campo de helióstatos o espejos móviles que se orientan según la posición del sol, reflejan la radiación solar para concentrarla hasta 600 veces sobre un receptor que se sitúa en la parte superior de una torre.

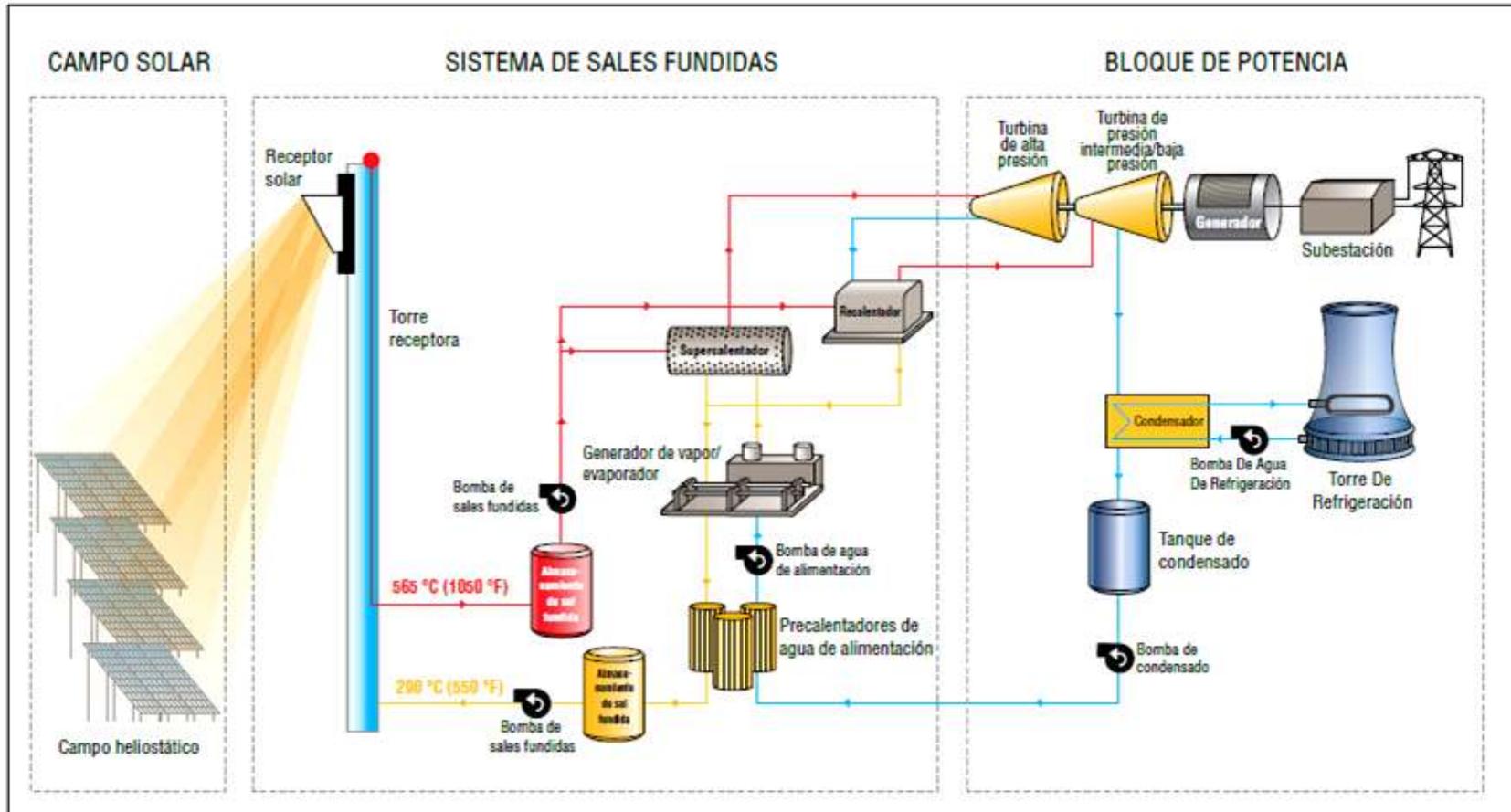


Figura N° 3.33. Diagrama simplificado de una planta de torre de concentración.

3.3.3.2. Componentes del sistema

3.3.3.2.1. Los helióstatos

Tienen la función de captar la radiación solar y dirigirla hacia al receptor. Están compuestos por una superficie reflectante, una estructura que le sirve de soporte, y mecanismos que permiten orientarlo para ir siguiendo el movimiento del sol (lo que implica tanto los sistemas necesarios para el movimiento del helióstato como los sistemas de control).

Las superficies reflectantes más empleadas actualmente son de espejos de vidrio.

3.3.3.2.2. El receptor

Es el que transfiere el calor recibido a un fluido de trabajo (que puede ser agua, sales fundidas, etc.). Este fluido es el encargado de transmitir el calor a la otra parte de la central termosolar, generalmente a un depósito de agua, obteniéndose vapor a alta temperatura para producción de electricidad mediante el movimiento de una turbina.

Los últimos avances e investigaciones se centran en la obtención de torres de alta temperatura con fluidos caloportantes tales como aire, sales.

3.3.3.2.3. La torre

Sirve de soporte al receptor, que debe situarse a cierta altura sobre el nivel de los helióstatos con el fin de evitar, o al menos reducir, las sombras y los bloqueos.

Las altas temperaturas (superiores a 1000° C) que se pueden alcanzar con esta tecnología permiten aspirar a elevados rendimientos en la generación de electricidad, incluso por encima del 25 % en la transformación de radiación solar a electricidad.

En tecnología de torre, se puede incorporar el almacenamiento de energía. A partir de este almacenamiento el sistema puede proporcionar energía aun en condiciones de nubosidad o de noche. Actualmente la solución más utilizada es el uso de un tanque de almacenamiento de agua/vapor o sales fundidas que acumula la energía para ser distribuida en otro momento.

Consecuentemente la planta necesita ser sobredimensionada. Otra aplicación utilizada en tecnología de torre es la hibridación.

3.3.3.2.4. Caldera:

Es la parte de la central solar en la que convergen los rayos solares reflejados por los helióstatos, alcanzando una gran temperatura. Al alcanzar esa gran temperatura, calienta el agua que pasa por ella y la transforma en vapor.

3.3.3.2.5. Turbina:

El vapor generado en la caldera mueve la turbina, la cual está unida al generador para que éste reciba su movimiento.

3.3.3.2.6. Generador o alternador:

Es el encargado de generar energía eléctrica; gracias al movimiento rotatorio de la turbina, el generador transforma ese movimiento en energía eléctrica mediante inducción.

3.3.3.2.7. Acumulador:

Almacena la energía calorífica que no ha sido utilizada, ejemplo de los clásicos termos de agua caliente, para su posterior empleo en ausencia de radiación solar.

3.3.3.2.8. Transformador:

Se encarga de transformar la energía eléctrica generada en el alternador para hacerla llegar a la red eléctrica.

3.3.3.2.9. Condensador:

Es donde se convierte el vapor (proveniente de la turbina) en agua líquida. Ello es debido a que en el interior del condensador existe un circuito de enfriamiento encargado de enfriar el vapor, transformándose en agua líquida.

3.3.3.2.10. Bomba:

Es la encargada de impulsar el agua de nuevo hasta la caldera.

3.3.3.2.11. Centro de control:

Es donde se controla todo el proceso de transformación de la energía solar en energía eléctrica.

3.4. ESTUDIO DE VIABILIDAD EN EL ECUADOR

En el Ecuador ya existen proyectos de generación eléctrica solar aislada que son las fotovoltaicas, pero es necesario impulsar la tecnología termosolar en la cual se necesita un modelo energético sostenible para este tipo de tecnología, realizando estudios de eficiencia energética y desarrollando modelos meteorológicos de:

- Seguimiento solar.
- Geometría solar.
- Pérdidas de sombra.
- Pérdidas por posición.
- Soleamiento.
- Iluminación de la tierra.

Para poder determinar si es viable construir una instalación de generación con cualquiera de estos tipos de colectores solares térmicos, es necesario realizar un análisis de dos factores muy importantes como son:

- El nivel de radiación existente en el Ecuador.
- Qué tipo de colector térmico solar es el más adecuado para Ecuador.

3.4.1. Nivel de radiación en el Ecuador.

El Consejo Nacional de Electricidad, CONELEC motivado con la necesidad de contar con un documento técnico a fin de impulsar el uso masivo de la energía solar como fuente energética, presenta el “Atlas Solar del Ecuador con fines de Generación Eléctrica”, el cual ha sido elaborado por la Corporación para la Investigación Energética, CIE.

La información disponible, corresponde al período entre el 1 de Enero de 1985 y el 31 de Diciembre de 1991, y fue publicado en Julio del 2006. Los datos representan la energía solar promedio mensual y anual de los valores diarios la insolación directa e insolación global sobre una superficie horizontal y contiene los promedios mensuales (dentro del período mencionado) de cada una de ellas, expresados en Wh/m²/día.**[14]**

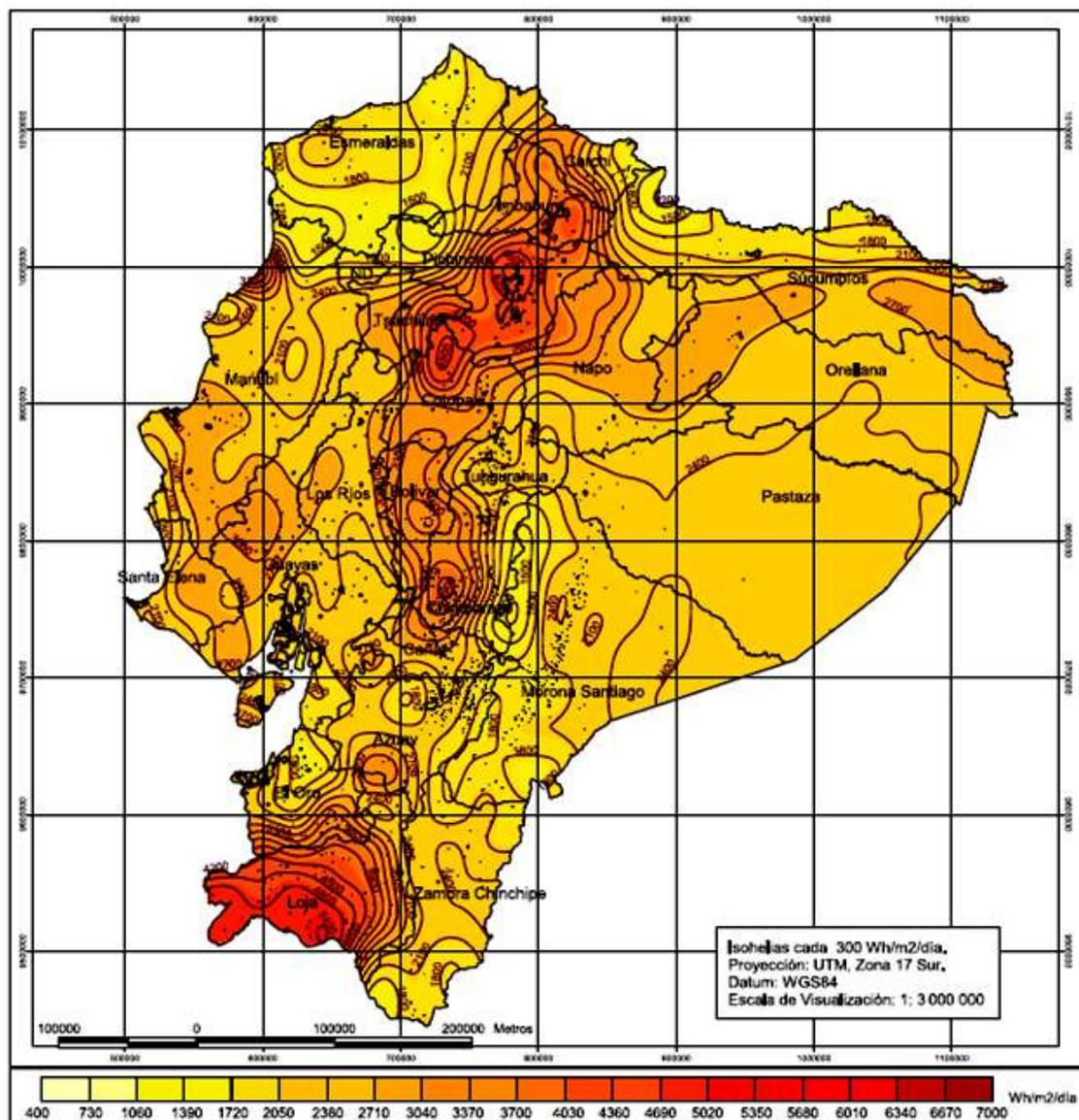


Figura N° 3.34. Insolación directa anual en el Ecuador

En la siguiente tabla se muestran varios sectores de la costa ecuatoriana donde se presenta la mayor radiación solar directa promedio de acuerdo al CONELEC y a dos fuentes adicionales

que proporcionan estos datos, los cuales se encuentran de manera más detallada en el anexo 1 y que son:

- I. El software CENSOL V5.0
- II. Surface meteorology and Solar Energy.
- III. Consejo Nacional de Electricidad

CIUDAD	COORD. DEC.		PROMEDIO (kWh/m ² /año)		
	Latitud	Longitud	I	II	III
Pedernales	0.07 S	80.07 W	4.5	4.88	5.25
Salinas	2.18 S	80.98 W	4.4	5.44	5.00
Santa Elena	2.23 S	80.80 W	4.4	5.44	5.00

Tabla N° 3.1. Sitios con mayor insolación en la costa ecuatoriana

3.4.2. Requisitos básicos para la instalación de la central termosolar.

Para la instalación de plantas de tecnología termosolar, existen ciertos requerimientos vitales para que funcione correctamente:

El clima. La viabilidad económica de un proyecto termosolar depende de forma directa de los valores de irradiación solar directa que se registran anualmente en la zona considerada para la implantación, por lo que normalmente este tipo de centrales se instalan en zonas cálidas y muy soleadas.

La orografía. Una superficie plana facilita las labores de diseño y construcción del campo solar, ya que se evitan las sombras que pudiese provocar un terreno ondulado.

Disponibilidad de agua.

En este caso de la disponibilidad del agua, depende estrictamente del tipo de colector se utilice.

Disponibilidad de conexión eléctrica a la red.

Para saber cuál es el colector más apropiados para Ecuador debemos comparar las características, ventajas y desventajas de cada uno de ellos, pero además debemos conocer algunos requisitos para su instalación. Todo esto se muestra a continuación.

Parámetro	TECNOLOGIA DE CONCENTRACIÓN SOLAR		
	Cilindro Parabólico.	Receptor central	Disco Parabólico
Carac. del sitio /rad. solar requerida	Generalmente sitios con una concentración solar mayor a		
Requerimiento de tierra	Típicamente de 5 a 7 acres por cada MW		
Potencia	30 – 80 MW	10 – 200 MW	5 – 25 KW
Temp. operación	390°	565°	800°
Factor de cap-anual	23 – 50%	20 – 77%	25%
Eficiencia Pico	20%	23%	29,4%
Eficiencia neta anual	11 – 16%	7 – 20%	11 – 25%
Estado comercial	Disponible	Demostración	Prototipos-demostración
Riesgo tecnológico	Bajo	Medio	Alto
Almacenamiento	Limitado	Si	Baterías
Diseños Híbridos	Si	Si	Si
Aplicaciones	Centrales conect. a la red. Unidad > construida hasta la fecha: 80 MWe	Centrales conect. a la red.(calor de proceso a alta temperatura) Unidad > construida hasta la fecha: 10 MWe	Aplicaciones indep. o pequeños sistemas eléctricos aislados. Unidad > construida hasta la fecha: 25 KWe

Ventajas	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Comercialmente disp. ✓ Más de 10000 M de KWh de experiencia operacional. ✓ Operan a una temp. potencial de hasta 500°C (400°C comerc probados). ✓ Rendimiento anual comercialmente probado 14% de la producción solar eléctrica a la red. ✓ Costos de inversión y operación comercialmente probados. ✓ Modularidad. ✓ Mejor empleo del terreno. ✓ Demanda del mat. más baja. ✓ Concepto hibrido probado. ✓ Capacidad de almac. 	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Buenas perspectivas a medio plazo de altas eficiencias de conversión con colección solar operando a temp. de hasta 1000 °C potenciales (565°C probados a 10MW). ✓ Almacenamiento a altas temperaturas. ✓ Operación hibrida posible. 	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Eficiencia de conversión muy alta de solar a eléctrica de aprox. un 30%. ✓ Modularidad. ✓ Operación hibrida posible
Desventajas	<ul style="list-style-type: none"> ✓ El uso de aceites como medios de transferencia de calor restringe las temperaturas de operación a 400°C, lo que origina calidades de vapor moderada. ✓ Mucho terreno y agua. 	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Valores de rendimiento anual proyectados, costos de inversión y operación todavía no vistos en operación comercial. 	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Tiene que mejorar la fiabilidad. ✓ Todavía por conseguir los costos proyectados de producción en masa.

Tabla N° 3.2: Principales características de los diferentes colectores

3.4.3. Conclusión.

Estos datos procesados se presentan tres lugares estratégico en la costa ecuatoriana viables para el estudio de proyectos de generación eléctrica termosolar que son: Salinas, Santa Elena y Pedernales, aunque todas poseen una radiación casi similar se escogerá en este estudio a la ciudad de Santa Elena.

Respecto al tipo de colector se lo selecciona en base a las diferentes ventajas y desventajas que ofrece cada uno de estos colectores como se muestra en la tabla 5 y aunque es verdad se pensaría en aplicar el colector cilíndrico parabólico debido a que este posee el mayor desarrollo hasta el momento tanto tecnológico como económico debido al abaratamiento de sus costo hay que tener presente la gran cantidad de terreno para este tipo de colectores, además que la máxima concentración que alcanza no supera a los otros colectores.

Por tal motivo para el desarrollo matemático, el tipo de colector que se aplicará en esta tesis será el colector de disco parabólico, el cual se encuentra en un rápido desarrollo en los estados unidos lo que

conllevara a una reducción de precios de producción, sabiendo adicionalmente que este colector es modular, es decir puede instalarse unidades independientes en distintos sectores para generar electricidad, posee la más alta eficiencia entre los demás colectores.

La aplicación de estas tecnologías puede tener incidencias sobre la fauna y flora. Pero sin embargo las instalaciones de generación eléctrica convencional tienen mucha más impacto ambiental.

3.5. CARACTERIZACIÓN ÓPTICA DE LOS DISCOS PARABÓLICOS.

Como ya se ha descrito anteriormente, los discos parabólicos son colectores solares de concentración, constituidos por un espejo de revolución que es el concentrador de los rayos solares y un receptor focal. Por ser colectores de concentración, necesitan un sistema de seguimiento que les permita estar en todo momento enfocados al Sol, para que la radiación solar directa concentrada incida sobre el receptor.

La magnitud de la radiación solar que incide sobre el receptor depende de la posición relativa del Sol respecto al colector, caracterizada por el ángulo de incidencia, θ . La definición del ángulo de incidencia tiene en cuenta otros ángulos de posicionamiento del Sol y del colector, que a continuación se describen.

3.6. PARÁMETROS PARA LA DETERMINACIÓN DE LA POSICIÓN RELATIVA COLECTOR-SOL

3.6.1. Posicionamiento del Sol respecto a la superficie terrestre

La Tierra, en su traslación alrededor del Sol, describe una órbita elíptica de muy poca excentricidad, llamada eclíptica, estando el Sol situado en uno de sus focos. La duración del recorrido es de 365 días, 5 horas y 48 minutos. Esta órbita está inclinada con respecto al plano del ecuador un ángulo de 23.45° y ello hace que los rayos del Sol caigan unas veces más perpendicularmente que otras y, por tanto, que la radiación incidente sobre una superficie determinada sea diferente en cada caso.

Por otra parte, la Tierra tiene un movimiento de rotación alrededor de su eje en el que emplea 24 horas. Ahora bien, debido a la inclinación del eje de rotación y del movimiento orbital de la Tierra, la duración del día y de la noche varía según la latitud o del lugar.

En la figura (3.35) aparecen de forma gráfica algunos de los conceptos antes expuestos.



Figura N° 3.35. Trayectoria aparente del sol alrededor de la tierra y parámetros característicos asociados.

Desde el punto de vista de un observador sobre la superficie de la Tierra, el Sol describe un arco desde su salida (orto) hasta su puesta (ocaso). Por definición, a mitad de su recorrido, es decir, en el mediodía solar, el Sol pasa por el meridiano local.

Se denomina cenit a la vertical desde un punto cualquiera de la Tierra al corte con la hipotética trayectoria de la esfera solar.

La posición del Sol se puede referir en dos sistemas de coordenadas distintos, ambos centrados en el observador: coordenadas horarias (declinación, δ_s , y ángulo horario, ω_s) y coordenadas horizontales (altura solar, h_s , y azimut, a_s).

Estas coordenadas determinan el vector solar, entendido éste como el vector con origen en el observador y extremo en el Sol.

Las coordenadas horizontales del Sol, altura solar y azimut, varían dependiendo de la hora del día, el día del año y la latitud del lugar. Por el contrario, las coordenadas horarias son más fáciles de obtener, la declinación sólo depende del día del año, y el ángulo horario, de la hora. Se determinan las coordenadas horarias como paso previo para el cálculo de las coordenadas horizontales.

Se define el tiempo solar como el tiempo basado en el movimiento angular aparente del Sol a través del cielo, tomando como mediodía solar el instante en el que el Sol cruza el meridiano del observador.

Para las relaciones entre los ángulos solares que se exponen a continuación, el tiempo que se utiliza es el tiempo solar, que no coincide con el tiempo del reloj local. Para convertir la hora local a hora solar, se aplican dos correcciones:

Una corrección constante para la diferencia de longitud entre el meridiano del observador y el meridiano en el cual se basa el tiempo local estándar, sabiendo que el Sol tarda 4 minutos en atravesar un grado de longitud.

La segunda corrección proviene de la ecuación del tiempo, que tiene en cuenta las perturbaciones en el valor de rotación de la Tierra, y que afectan al instante en el que el Sol cruza el meridiano del observado

Por tanto, para pasar la hora local a hora solar, se aplica la ecuación

(3.1):

$$\text{Hora solar} = \text{hora local} + 4(\text{min} / \circ) \cdot (L_{\text{Ref}} - L_{\text{Loc}}) + \Delta t \quad (3.1)$$

Donde:

L_{Ref} Es la longitud geográfica del meridiano de referencia ($^{\circ}$).

L_{Loc} Es la longitud del meridiano local ($^{\circ}$).

Δt Es la ecuación del tiempo (en minutos), dada por la ecuación

3.2:

$$\Delta t(\text{min}) = 229.2 \cdot (0.000075 + 0.001868 \cdot \cos B - 0.032077 \cdot \text{sen} B - 0.014615 \cdot \text{sen} 2B)$$

Se calcula mediante la ecuación (3.3):

$$B = (n - 1) \cdot \frac{360}{365}$$

(3.3)

Siendo el día del año, por tanto. $1 \leq n \leq 365$

- **Coordenadas horarias**

La declinación (δ_s) es la posición angular del Sol en el mediodía solar cuando el Sol pasa por el meridiano local respecto al plano del ecuador terrestre.

El valor de este ángulo se suele tomar cada día al mediodía solar. Esto es debido a que el eje de rotación de la Tierra está inclinado un ángulo de 23.45° respecto al eje del plano que contiene la órbita que describe alrededor del Sol y de ahí que el valor de la declinación varíe entre $\pm 23.45^\circ$ a lo largo del año.

El valor de la declinación se puede calcular a partir de la ecuación (3.4)

$$\delta_s = 23.45 \cdot \text{sen}\left(360 \cdot \frac{284 + n}{365}\right)$$

(3.4)

Donde ω_s es el día del año. La declinación es una función continua del tiempo. La tasa de cambio máxima de la declinación es en los equinoccios, con un valor aproximado de $0,5^\circ/\text{día}$.

El ángulo horario (ω_s) es el desplazamiento angular del Sol (hacia el este u oeste) respecto al meridiano local debido a la rotación de la Tierra, sobre su eje, a $15^\circ/\text{hora}$

Por la mañana: $\omega_s < 0$

Por la tarde : $\omega_s > 0$

Para una hora solar dada, ω_s , el ángulo horario se calcula según la ecuación (3.5)

$$\omega_s = 15 \cdot (ST - 12) \quad (3.5)$$

- **Coordenadas horizontales**

La altura solar (h_s) o ángulo de elevación del Sol por encima del horizonte es el ángulo entre la horizontal y la dirección de la radiación directa. Es el ángulo complementario del ángulo cenital,

por lo que su cálculo se realiza aplicando la propiedad de que el coseno de un ángulo es igual al seno de su complementario.

El azimut solar (a_s) o ángulo azimutal solar es el ángulo entre la proyección sobre un plano horizontal de la radiación directa y el meridiano local. Se toma como origen de azimut el mediodía solar. Para el hemisferio norte, el azimut es positivo si el colector está orientado hacia el oeste, negativo si el colector está orientado hacia el este. La ecuación (3.6) muestra la variación del azimut solar.

$$-180^\circ \leq a_s \leq 180^\circ \quad (3.6)$$

Si está orientado hacia el este $a_s < 0^\circ$

Si está orientado hacia el oeste $a_s > 0^\circ$

Y en el sur $a_s = 0^\circ$

En la figura (3.36) aparecen los ángulos descritos hasta el momento, tanto en coordenadas horarias como coordenadas horizontales.

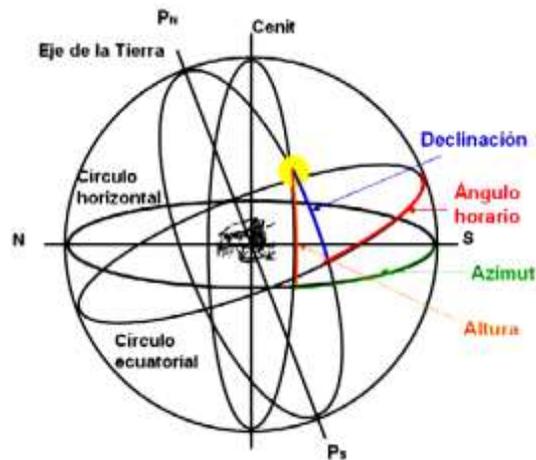


Figura N° 3.36 Coordenada horarias y horizontales para el posicionamiento del sol

3.6.2. Posicionamiento del colector en la superficie terrestre

La latitud y la longitud son coordenadas que localizan un punto cualquiera en la superficie terrestre.

Se llama latitud ϕ de un lugar a la distancia angular o arco, medida en grados sobre un meridiano, entre dicho lugar y el Ecuador, que es la línea que se toma como origen de latitudes. Se mide en grados, minutos y segundos. Varía de 0° a 90° y puede ser:

Norte o positiva, si el lugar se encuentra por encima del Ecuador
 $\phi > 0$.

Sur o negativa, si el lugar se encuentra por debajo del Ecuador:
 $\phi < 0$.

Se llama longitud (λ) de un lugar a la distancia angular o arco, medida en grados sobre el Ecuador, entre el meridiano del lugar y el meridiano de origen o de Greenwich. Se mide en grados, minutos y segundos. Varía de 0° a 180° y puede ser:

Este o positiva, si el lugar se encuentra a la derecha del meridiano origen: ($\lambda > 0$).

Oeste o negativa, si el lugar se encuentra a la izquierda del meridiano origen: ($\lambda < 0$).

3.6.3. Posición relativa del Sol respecto al colector: ángulo de incidencia

Por último, para caracterizar cómo la radiación incide sobre la superficie, se utilizan los siguientes parámetros:

El ángulo de incidencia (θ) es el ángulo entre la radiación directa sobre una superficie y la normal a dicha superficie, y es función de la latitud (ϕ), la declinación (δ_s), el ángulo horario (ω_s), el azimut solar (α_s) y la inclinación de la superficie sobre la horizontal (β).

La ecuación (3.7) es la expresión general para este ángulo.

$$\cos\theta = \text{sen}\delta_s \cdot \text{sen}\phi \cdot \cos\beta - \text{sen}\delta_s \cdot \cos\phi \cdot \text{sen}\beta \cdot \cos\alpha_s + \cos\delta_s \cdot \cos\phi \cdot \cos\beta \cdot \cos\omega_s + \cos\delta_s \cdot \text{sen}\phi \cdot \text{sen}\beta \cdot \cos\alpha_s \cdot \cos\omega_s + \cos\delta_s \cdot \text{sen}\beta \cdot \text{sen}\alpha_s \cdot \text{sen}\omega_s$$

(3.7)

Para el caso particular de $\beta = 0^\circ$ (superficie horizontal), se define el ángulo cenital (θ_z) como el ángulo de incidencia de la radiación solar particularizado para $\beta = 0^\circ$, ecuación (3.8).

$$\cos\theta_z = \text{sen}\delta_s \cdot \text{sen}\phi + \text{cos}\delta_s \cdot \text{cos}\phi \cdot \text{cos}\omega_s \quad (3.8)$$

én se define como el ángulo entre la vertical y la dirección que apunta hacia al Sol, es decir, el ángulo de incidencia de la radiación directa sobre una superficie horizontal.

Introduciendo la definición de ángulo cenital en la expresión del ángulo de incidencia, se tiene la ecuación (3.9):

$$\cos\theta = \cos\theta_z \cdot \text{cos}\beta + \text{sen}\beta \cdot \text{sen}\theta_z \cdot \text{cos}(\alpha_s - \alpha_c) \phi \cdot \text{cos}\omega_s \quad (3.9)$$

Siendo α_c el ángulo azimutal de la superficie en cuestión, es decir, el ángulo que forma la proyección sobre la horizontal del vector normal a dicha superficie, y la dirección sur. **[15]**

3.6.4. Estigmatismo

Si se considera un punto luminoso A que envía sobre un espejo un haz divergente de radiación cónica de vértice A' , se puede admitir que el espejo proporciona del punto luminoso A una imagen A' . Como el haz cónico es convergente, A' es la imagen real de A . Si consideramos sólo imágenes reales, mediante el proceso inverso, un punto luminoso situado en A' proporcionaría una imagen en el punto A , por lo que éste es estigmático para el par de puntos A y A' .

Si se considera un espejo esférico cóncavo, (la superficie reflectante mira hacia el centro de curvatura C de la esfera) y de él un casquete, el polo S de éste es el vértice del espejo y el eje (CS) es el eje principal o eje de simetría del espejo. Un haz de rayos luminosos paralelos a (CS) se transforma, después de la reflexión, en un haz convergente en un punto F del eje principal que se llama foco imagen y se dice que F es la imagen del punto del infinito sobre el eje principal del espejo; recíprocamente, todo rayo incidente que pase por F se refleja paralelamente al eje.

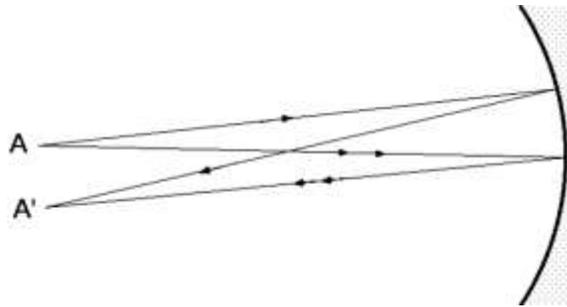


Figura N° 3.37. Estigmatismo

Para un espejo esférico, F está en la mitad de (\overline{CS}) y la distancia $\overline{CF} = f$ es la distancia focal, (figura: 3.37). El plano perpendicular al eje que pasa por F es el plano focal imagen. Un rayo luminoso que pase por el centro se refleja sobre sí mismo. Un espejo esférico no proporciona una imagen satisfactoria de un objeto, salvo que:

- El espejo sea de pequeña abertura.
- El objeto sea plano, pequeño, perpendicular al eje principal y centrado sobre él.
- Las dimensiones del objeto y la abertura del espejo son tales que todos los rayos luminosos están centrados; en estas circunstancias se dice que el espejo trabaja en condiciones de aproximación de Gauss.

Para la construcción geométrica de la imagen de un objeto perpendicular al eje principal del espejo y situado en el infinito, en nuestro caso el Sol, se parte de lo siguiente:

El plano objeto, el Sol, está en el infinito y su imagen en el plano focal; si el punto $A\infty$ del centro del disco solar coincide con el eje principal del espejo, su imagen reflejada estará en F . Para un punto perteneciente a la circunferencia del disco solar, fuera del eje principal del espejo, cuya línea soporte pasa por C , forma un ángulo ε^* (pequeño) con el eje principal y su imagen está en el punto de intersección del plano focal y el eje secundario $(B'C)$, apareciendo esta imagen en posición invertida.

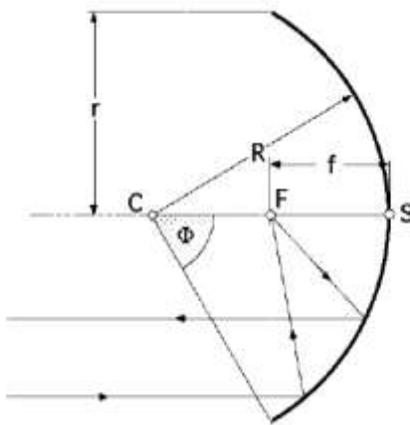


Figura N° 3.38. Ángulo y radio de abertura; distancia focal

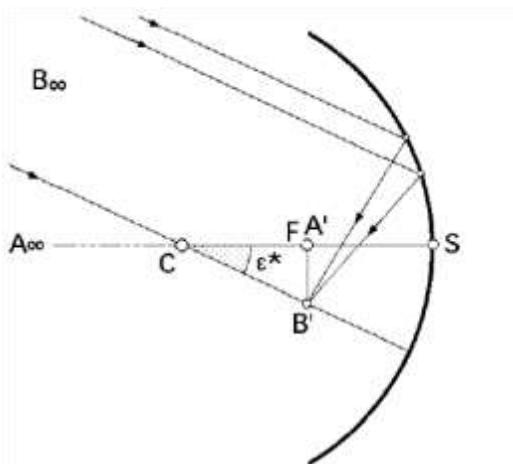


Figura N° 3.39. Construcción de la imagen de objeto en el infinito.

En el triángulo ($CA'B'$) se tiene que:

$$A'B' = CA' \operatorname{tg} \varepsilon^* = \frac{R\varepsilon^*}{2} \quad (3.10)$$

Un observador terrestre situado sobre un círculo en el cual el Sol ocupase el centro, vería a éste bajo un ángulo aproximadamente de 32 minutos.

Con: $\varepsilon^* = 0,00931 \text{ rad.}$

El diámetro de la imagen solar dada por un espejo cóncavo de 1 m de radio es:

$$A'B' = \frac{R\varepsilon^*}{2} = \frac{1 \times 0,00931}{2} = 0,00465 \text{ m}$$

3.7. CONSIDERACIONES GEOMÉTRICAS DEL COLECTOR PARABÓLICO DE REVOLUCIÓN

Un paraboloides de revolución se obtiene por rotación de una parábola alrededor de su eje. A continuación vamos a exponer algunas propiedades de esta curva, de aplicación en concentradores de energía solar. Un paraboloides es el conjunto de puntos situados a igual distancia de una recta fija llamada directriz y de un punto fijo f llamado foco, Figura 3.40. La intersección de la parábola y su eje es el vértice S; si se elige este vértice como origen de coordenadas, la ecuación de la parábola es:

$$y^2 = 4fx \quad (3.11)$$

En la que f es la distancia focal (SF).

En coordenadas polares de polo S , la ecuación de la parábola es:

$$\rho = \frac{f}{\cos^2 \frac{\phi}{2}} \quad (3.12)$$

Siendo,

$$\phi = 2 \operatorname{arc} \operatorname{tg} \frac{h}{2f}$$

(3.13)

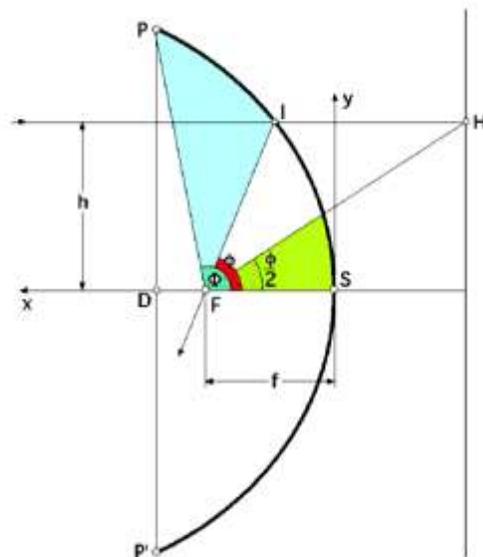
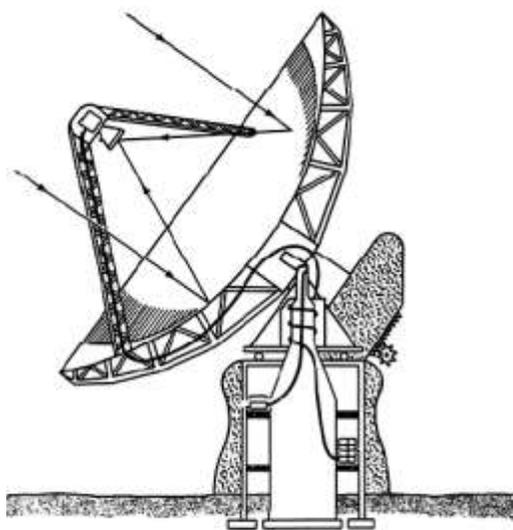


Fig IV.13a.- Parábola

Figura N° 3.40. Parábola

El diámetro de abertura del paraboloide y el ángulo máximo que le define, vienen relacionados por:

$$\phi = 2 \operatorname{arc} \operatorname{tg} \frac{h}{2f} \rightarrow D = 4f \operatorname{tg} \frac{\phi}{2} \quad (3.14)$$

Resultando que la superficie de abertura A_a de este paraboloide es:

$$A_a = \frac{\pi D^2}{4} = \pi \frac{16f^2 \operatorname{tg}^2 \frac{\phi}{2}}{4} \quad (3.15)$$

El área del paraboloide se puede determinar a partir del teorema de Guildin, en la forma:

$$\begin{aligned} A_\phi &= \int_0^\phi 2\pi y dS \\ &= \left| \begin{array}{l} dS^2 = d\rho^2 + (\rho d\phi)^2 \\ y = \frac{f \operatorname{sen} \phi}{\cos^2(\phi/2)} ; dS = \frac{f d\phi}{\cos^3(\phi/2)} \end{array} \right| = \int_0^\phi 2\pi \frac{f \operatorname{sen} \phi}{\cos^2(\phi/2)} \times \frac{f d\phi}{\cos^3(\phi/2)} \\ A_\phi &= 2\pi f^2 \int_0^\phi \frac{\operatorname{sen} \frac{\phi}{2} \cdot d\frac{\phi}{2}}{\cos^4\left(\frac{\phi}{2}\right)} = \dots = \frac{8\pi f^2}{3} \times \left(\frac{1}{\cos^3(\phi/2)} - 1 \right) \end{aligned}$$

(3.16)

La propiedad fundamental de un espejo parabólico es la de ser estigmático para el punto del ∞

El diámetro de la imagen del disco solar es:

$$d = f\varepsilon \cong 0.01f \quad (3.17)$$

Es decir, el número que marca la distancia focal en metros es el mismo que marca la imagen solar en cm.

Se obtiene una imagen nítida del Sol si: $\frac{D}{f} < 0,1$

3.7.1. Cálculo de la concentración

Si en el punto del paraboloide se refleja un haz cónico de rayos solares, Figura 3.41, y si hacemos $IF = \rho$ en el plano focal se obtiene una elipse cuyos ejes son:

$$\begin{cases} \text{Eje menor: } 2b = (CE) = \rho \varepsilon \\ \text{Eje mayor: } 2a = (Cg) = \frac{\rho \varepsilon}{\cos \phi} \end{cases}$$

(3.18)

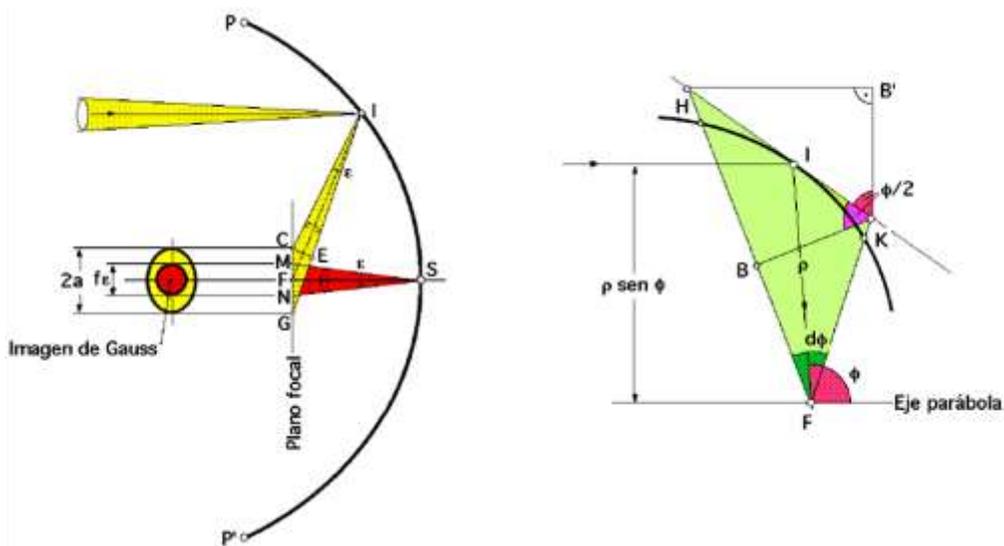


Figura N° 3.41. Imágenes producidas en un concentrador parabólico

$$\left\{ \begin{array}{l} \text{Area del círculo imagen de Gauss de diámetro } (MN) \text{ es } A_1 = \frac{\pi f^2 \varepsilon^2}{4} \\ \text{Area de la elipse correspondiente: } A_2 = \pi ab = \frac{\pi f^2 \varepsilon^2}{4 \cos \phi} \end{array} \right. \quad (3.19)$$

$$\rightarrow \xi = \frac{A_1}{A_2} = \frac{f^2 \cos \phi}{\rho^2} \quad (3.20)$$

uede la
le la
parábola, recta (HB') , desde K la perpendicular a la recta $(B'H)$ y desde K la perpendicular a (HF) , siendo B el punto de intersección, resulta que (KH) es la bisectriz del ángulo $(B'HB)$, por lo que

$$(HB) = \rho d\phi \quad (3.21)$$

Si se hace girar el segmento elemental (KH) alrededor del eje del espejo se obtiene una corona elemental que proyectada sobre el plano focal origina un anillo elemental de área:

$$dA = 2\pi\rho^2 \sin \phi d\phi$$

Si la constante solar es I_0 , la radiación recibida por el anillo en el

plano de la imagen solar es:

$$dI_0 = 2\pi I_0 f^2 \text{sen } \phi d\phi \quad (3.23)$$

y la fracción de energía recibida por el disco focal:

$$dI_{focal} = 2\pi I_0 f^2 \text{sen } \phi \cos \phi d\phi \quad (3.24)$$

Si llamamos ϵ al diámetro de abertura del paraboloide de revolución y ϕ al ángulo de abertura correspondiente, la energía por unidad de superficie es:

$$I_{focal} = 2\pi I_0 f^2 \int_0^{\phi} \text{sen } \phi \cos \phi d\phi = \pi I_0 f^2 \text{sen}^2 \phi \quad (3.25)$$

Que se recibe en un disco de área $A_1 = \frac{\pi f^2 \epsilon^2}{4}$ por lo que la densidad de energía concentrada en dicho disco es:

$$I_{disco} = \frac{I_{focal}}{A_1} = \frac{\pi I_0 f^2 \text{sen}^2 \phi}{\frac{\pi f^2 \epsilon^2}{4}} = \frac{4I_0 \text{sen}^2 \phi}{\epsilon^2} \quad (3.26)$$

Y el factor de concentración:

$$C = \frac{I_{focal}}{I_0} = \frac{4 \operatorname{sen}^2 \phi}{\varepsilon^2} \quad (3.27)$$

Para un ángulo de abertura máximo, $\phi = 90^\circ$, $C = \frac{4 \operatorname{sen}^2 90}{0,00931^2} = 46150$, y si la constante solar I_0 es del orden de $1 \frac{\text{Kw}}{\text{m}^2}$, para un espejo con una distancia focal de 1m , la superficie de la imagen de Gauss es:

$$A_1 = \frac{1 \cdot \pi \cdot 0,00931^2}{4} = 6,8 \times 10^{-5} \text{m}^2$$

y la densidad de energía concentrada en el disco:

$$I_{disco} = CA_1 I_0 = 46150 \times 6,8 \times 10^{-5} \text{m}^2 \times 1 \frac{\text{Kw}}{\text{m}^2} = 3,14 \text{Kw}$$

3.7.2. Pérdidas energéticas debidas a la geometría de la parábola.-

Si definimos la eficiencia del espejo como la relación entre la energía del círculo imagen de Gauss y la energía incidente recibida por la superficie de abertura normal a los rayos solares en la forma:

$$\eta = \frac{I_0 \pi f^2 \text{sen}^2 \phi}{I_0 \pi 4 f^2 \text{tg}^2 \phi} = \cos^4 \frac{\phi}{2} \quad (3.28)$$

Para $\phi = 90^\circ \rightarrow \eta = \frac{1}{4}$, por lo que el círculo imagen de Gauss no recibe más que la 4ª parte de la radiación incidente.

Concentración efectiva

En lo anterior se ha supuesto que el concentrador paraboloide de revolución es perfecto y que no existe ningún tipo de obstáculo entre él y el Sol; pero la realidad es que en la concentración influyen una serie de factores que disminuyen la energía disponible sobre el plano focal.

Estas pérdidas son debidas a:

- *La reflexión*
- *La absorción*
- *Las irregularidades geométricas de la superficie reflectora*
- *La sombra de las monturas*
- *El soporte del horno*
- *Las imperfecciones de orientación, etc*

Las pérdidas parásitas (o de Foucault) se refieren a las que aparecen en el núcleo de los bobinados del generador. Para minimizarlas se recurre a colocar núcleos constituidos por láminas de hierro en lugar de bloques compactos.

Estas deficiencias dan lugar a una pérdida de calidad de la imagen que produciría un concentrador ideal en la zona focal, pasándose del límite teórico máximo (en un solo paso de concentración) de unos 11.000 a relaciones de concentración reales de 3000 a 3500.

De forma que pueden llegar a adquirir una importancia considerable si se pretende obtener concentraciones elevadas.

En general, un horno solar se compone de dos tipos de espejos, uno parabólico fijo que concentra energía en el foco y otro plano que reenvía el haz de rayos solares a la zona de máxima temperatura, con lo que se tienen dos espejos con las pérdidas correspondientes. Para los espejos recubiertos con plata o aluminio, las pérdidas son del orden del 10^{-3} para cada uno, en total un $2 \cdot 10^{-3}$. Las demás pérdidas son difíciles de evaluar, pero se pueden cuantificar entre 10^{-2} y un 10^{-1} , según el tipo de construcción.

Si desarrollamos la expresión de la relación de concentración en función de los parámetros geométricos del paraboloide, dependiente del ángulo límite o de contorno (en miliradianes), obtenemos la siguiente expresión para su valor mínimo:

$$C_{(min)} = \frac{\text{sen}^2 \theta \cdot \cos^2(\Delta + \theta)}{\text{sen}^2 \theta} \quad (3.29)$$

Analizando esta relación y el ángulo límite Θ , resulta que el factor de concentración para un horno solar máximo a un ángulo límite es de 45° , que equivale a una relación focal de $f/D = 0'6$. De ahí se deduce que un concentrador óptimo ha de tener una relación focal de $0'6$ para factores de concentración del orden de 20000.

Dado que a pequeños ángulos límite el paraboloides tiende a parecerse a una esfera y que los discos facetados suelen usar superficies esféricas, se hace válida la relación. **[16]**

$$f/d = \frac{1}{4\text{tg}(2\Theta)}$$

(3.30)

3.7.3. Consideraciones de diseño.

Los sistemas disco Stirling poseen como característica principal un elevado rendimiento de operación. Este rendimiento depende de diversos factores, como son el factor de concentración y la temperatura del fluido de trabajo. La Figura 3.42 muestra la evolución del rendimiento teórico de los sistemas de disco parabólicos en función de los parámetros ya mencionados.

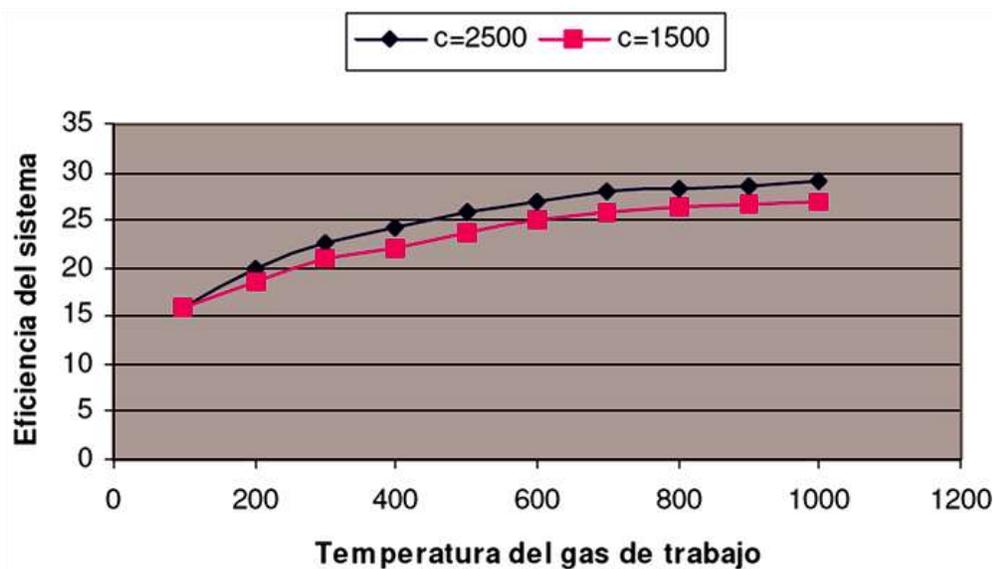


Figura N° 3.42. Evolución del rendimiento teórico en sistemas de disco parabólico en función de la temperatura del gas de trabajo y la relación de concentración.

La obtención de rendimientos tan elevados se fundamenta en el desarrollo de componentes eficientes capaces de suministrar la energía necesaria al fluido de trabajo, reduciendo al mínimo las pérdidas. Por este motivo, a continuación se especifican las características de diseño de los elementos que forman los sistemas de disco parabólicos, ya que de ellos dependen el precio y las características operativas del sistema, y por lo tanto, su grado de competitividad en el mercado.

Si realizamos un pequeño análisis energético del sistema EuroDish, analizando las pérdidas en cada sistema, podremos conocer la influencia de cada componente en el conjunto del sistema.

La Figura 3.43 muestra un diagrama de pérdidas y rendimientos de cada componente del sistema.

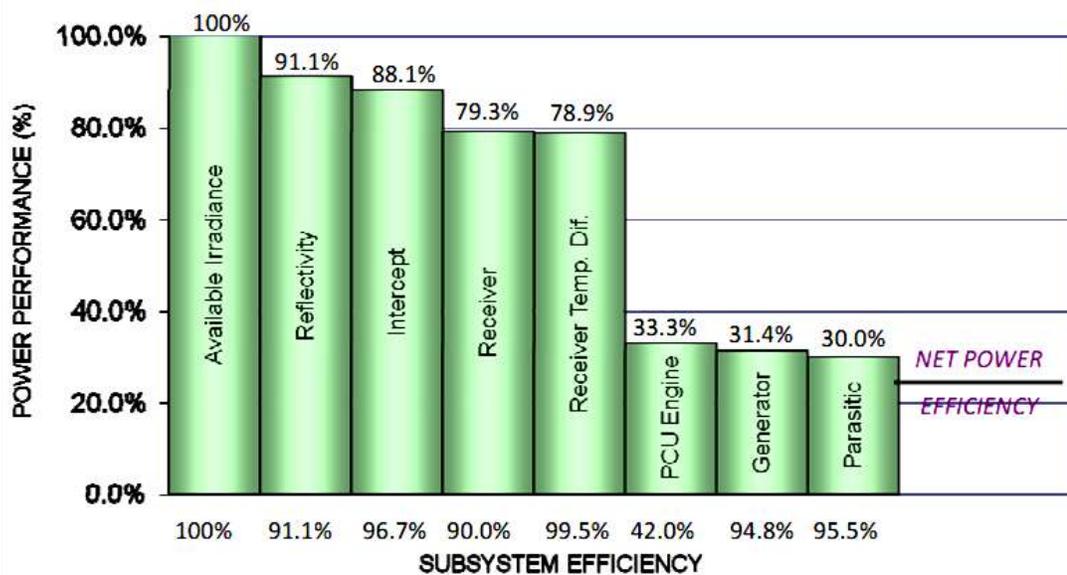


Figura N° 3.43 Diagrama de pérdidas y rendimientos de cada componente del sistema. [18]

La principal pérdida se observa entre el receptor y el motor, lo que refleja la gran importancia de estos elementos en el sistema. El rendimiento tras las pérdidas parásitas se define como el rendimiento obtenido tras tener en cuenta las pérdidas eléctricas del sistema.

3.7.4. Relación distancia focal / diámetro.

A_{rec}	Área de la apertura del concentrador.
E	Área de apertura del receptor.
F	Fracción del concentrador no sombreada por el receptor y demás elementos.
I_{bn}	Conductancia radiativa equivalente.
Q_{util}	Radiación solar incidente.
T_{amb}	Energía térmica útil suministrada por el receptor.
T_{rec}	Temperatura ambiente.
U	Temperatura de operación del receptor.
α	Coefficiente de pérdidas por conducción y convección debido a corrientes de aire dentro del receptor a conducción a través de las paredes del receptor.
T	Absorbancia del receptor.
\emptyset	Transmitancia del medio entre el reflector y el absorbedor.
	Factor de interceptación (fracción de energía que una vez abandonado el reflector entra en el receptor).

- ρ Reflectividad del concentrador.
- σ Constante de Stefan-Boltzmann.
- θ_i Ángulo de incidencia (en discos parabólicos es cero).

En un sistema de disco parabólico, la ecuación que gobierna su comportamiento viene dada por la integración de los rendimientos de los distintos subsistemas. La energía útil captada por el conjunto concentrador/receptor viene dada como en cualquier otro sistema solar térmico por la expresión:

$$Q_{\text{util}} = I_{\text{bn}} \cdot A_{\text{ap}} \cdot E \cdot (\cos \theta_i) \cdot \rho \cdot \tau \cdot \alpha - A_{\text{rec}} \cdot [U \cdot (T_{\text{rec}} - T_{\text{amb}}) + \sigma \cdot F \cdot (T_{\text{rec}}^4 - T_{\text{amb}}^4)] \quad (3.31)$$

Donde:

Para poder maximizar Q_{util} , es necesario que A_{ap} sea grande y A_{rec} pequeño.

3.7.5. El motor Stirling como sistema generador.

El motor Stirling, como se afirmó anteriormente, es un motor de combustión externa en el cual el fluido de trabajo sigue un ciclo cerrado. Esto permite, por un lado escoger un fluido termodinámicamente óptimo porque no van a haber pérdidas significativas del mismo, y por otro lado emplear presiones elevadas para aumentar la potencia específica de los motores.

El eje del motor Stirling esta normalmente junto a una maquina de inducción de jaula de ardilla, que se utiliza como generador, y también se encuentra dentro de la UCP.

El rendimiento mejora con la temperatura del foco caliente del ciclo, por lo cual el objetivo es ir a temperaturas tan altas como sea posible. Esta es la razón de que en las aplicaciones solares se emplee el motor Stirling con tecnologías de concentración con discos parabólicos (concentración en foco), con lo cual se consiguen fácilmente temperaturas más allá de las posibilidades de operación de los motores actuales. Por tanto, en la actualidad la temperatura

del foco caliente del motor Stirling está en el límite de la que admiten los materiales empleados (650-800°C), con lo cual se obtienen rendimientos térmicos del motor de un 30-40%. Por otro lado, para maximizar la potencia específica del motor se emplean altas presiones del fluido de trabajo (50-200 bar), lo cual, junto a la naturaleza alternante del movimiento de los pistones, introduce dificultades en el sellado.

El ciclo ideal de Stirling, que tiene un diagrama de presión-volumen se muestra en la figura. 3.44, contiene una introducción básica al ciclo de trabajo del gas en el interior del motor. El ciclo incluye dos procesos a volumen constante y dos procesos isotérmicos. 2-1 es la transición una expansión isotérmica del gas de trabajo, la transición 2-3 es un calor a volumen constante la eliminación del gas de trabajo, la transición 3-4 es una compresión isotérmica del trabajo de gas, y la transición 4-1 es una adición de calor a volumen constante de gas de trabajo.

La eficiencia del ciclo ideal de Stirling es teóricamente equivalente al ciclo de Carnot , propuesta por

$$\eta = 1 - \frac{T_3}{T_1}$$

(3.32)

Donde T_1 y T_3 se refiere a las temperaturas en los puntos 1 y 3 de un ciclo Stirling ideal, mostrada en la figura 3.44.

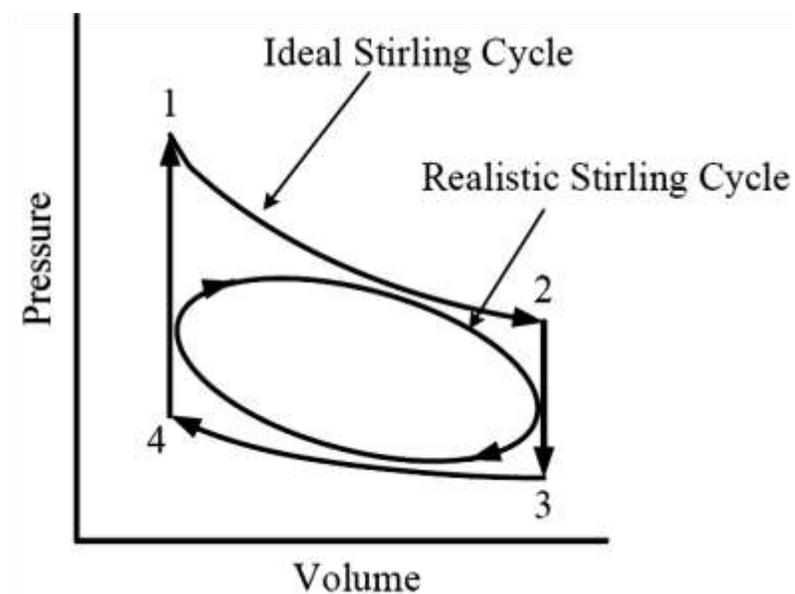


Figura N° 3.44. Diagrama de presión vs Volumen del ciclo Stirling.

En la figura. 3.44. se muestra el funcionamiento real del motor Stirling que es muy diferente de la características del ciclo ideal, debido a la naturaleza sinusoidal de las variaciones de volumen en el motor. Es el diagrama más realista de presión-volumen del ciclo de Stirling, que es como una elipse, como se muestra en la figura. 3.44.

Un análisis matemático de los motores Stirling se inició en 1871 con la publicación de Gustav Schmidt, pero no hizo suposiciones poco realistas, incluyendo un análisis que fue en gran parte dependiente de los principios del ciclo de Stirling ideal. Sin embargo, el análisis matemático del motor Stirling durante la primera mitad del siglo XX se basó en gran medida del análisis de Schmidt. Un método de análisis nodal, donde la sala de máquinas se divide en segmentos de longitud finita y el balance de masa realizado en cada segmento. Las hipótesis de los análisis de Schmidt se habían ya aplicado en el método de análisis nodal, dando un modelo más realista para el motor. Un análisis adiabático ideal, con el supuesto de primordial de la expansión adiabática y la compresión del gas de trabajo.

3.8. PÉRDIDAS EN EL MOTOR STIRLING.

Las pérdidas de energía en un motor Stirling son debidas a procesos mecánicos y termodinámicos. La compresión y la expansión no son adiabáticas. Los intercambiadores no son ideales ya que existen pérdidas de presión y de calor. Para predecir con exactitud la energía y la eficiencia del motor, se necesita comprender cuales son las principales pérdidas mecánicas.

3.8.1. Energía disipada por la caída de presión en los intercambiadores de calor. $d\dot{Q}_{Pch}$

La caída de presión debida a la fricción y a los cambios de sección en el intercambiador viene dada por la ecuación:

$$\Delta P = \frac{-2 \cdot f_r \cdot \mu \cdot G \cdot V}{A \cdot d^2 \cdot \rho} \quad (3.33)$$

Donde G es el flujo másico de gas de trabajo por unidad de área ($\text{kg} \cdot \text{m}^2 \cdot \text{s}^{-1}$), d es el diámetro hidráulico (m), ρ la densidad del gas ($\text{kg} \cdot \text{m}^3$), V el volumen (m^3) y f_r es el factor de fricción de Reynolds.

La generación interna de calor ocurre cuando el gas es forzado en su movimiento contra las fuerzas aerodinámicas de fricción, cuyo valor viene determinado por la ecuación siguiente:

$$dQ = -\frac{\Delta p \dot{m}}{\rho}$$

(3.34)

El calor total generado por la caída de presión en los diferentes intercambiadores es:

$$d\dot{Q}_{Pch} = d\dot{Q}_{Pchf} + d\dot{Q}_{Pchr1} + d\dot{Q}_{Pchr2} + d\dot{Q}_{Pchh}$$

(3.35)

3.8.2. Pérdidas de energía debidas a conducción interna.

$$d\dot{Q}_{Pcd}$$

La energía perdida debido a la conductividad interna entre las partes calientes y frías del motor es directamente proporcional a la diferencia de temperatura a la salida del intercambiador; las expresiones siguientes muestran su comportamiento:

$$d\dot{Q}_{Pcdr} = k_{cdr} \frac{A_r}{L_r} \cdot (T_{r-h} - T_{f-r}) \quad (3.36)$$

$$d\dot{Q}_{Pcdf} = k_{cdf} \frac{A_f}{L_f} \cdot (T_{f-r} - T_{c-f}) \quad (3.37)$$

$$d\dot{Q}_{Pcdh} = k_{cdh} \frac{A_h}{L_h} \cdot (T_{h-d} - T_{r-h}) \quad (3.38)$$

Luego las pérdidas totales por conducción son:

$$d\dot{Q}_{PcdT} = d\dot{Q}_{Pcdr} + d\dot{Q}_{Pcdf} + d\dot{Q}_{Pcdh} \quad (3.39)$$

3.8.3. Pérdidas por conducción externa. $d\dot{Q}_{\text{Pext}}$

Las pérdidas por conducción externa se dan en el regenerador al no ser este adiabático. Estas pérdidas se especifican en el coeficiente de adiabaticidad del regenerador, $\varepsilon \leq 1$, definido como el cociente entre el calor cedido en el regenerador por el gas de trabajo en su camino hacia el cilindro de compresión y el calor recibido por el gas de trabajo en el regenerador a su paso hacia el cilindro de expansión.

De aquí se deduce que, si no estamos en el caso ideal de $\varepsilon = 1$, el calor robado por el regenerador al fluido en su movimiento hacia el espacio de compresión no se restituirá por completo en su movimiento de vuelta. La energía perdida por conducción externa es:

$$d\dot{Q}_{\text{Pext}} = (1 - \varepsilon)(d\dot{Q}_{r1} + d\dot{Q}_{r2}) \quad (3.40)$$

La efectividad del regenerador se puede calcular mediante la aplicación del método $\varepsilon - \text{NTU}$:

$$\varepsilon = \frac{\text{NTU}}{1 + \text{NTU}} \quad (3.41)$$

$$NTU = \frac{h \cdot A_{wg}}{C_p \cdot \dot{m}}$$

(3.42)

Donde NTU es el número de unidades de transferencia de calor, h es el coeficiente total de transferencia de calor, A_{wg} el área humedecida por el gas de trabajo del intercambiador, C_p es el calor específico a presión constante y \dot{m} es el flujo másico en el regenerador.

3.8.4. Pérdidas de calor asociadas al desplazamiento del émbolo. $d\dot{Q}_{PshTl}$

El movimiento del pistón entre el espacio caliente y frío dentro del motor introduce otro mecanismo de transferencia de calor en el sistema. Así se ve aumentada la transferencia de calor entre la zona caliente y la fría. El displacer absorbe una cierta cantidad de calor de la superficie caliente que transporta hasta la zona fría, cuyo valor se representa por la expresión:

$$d\dot{Q}_{pshtl} = \frac{0,4 \cdot Z^2 \cdot k_{pis} \cdot D_d}{J \cdot L_d} (T_d - T_c) \quad (3.43)$$

Donde J es la distancia anular entre el displacer y el cilindro (m), k_{pis} es la conductividad térmica del pistón ($W \cdot m^{-1} \cdot K^{-1}$), D_d el diámetro del pistón (m), L_d la longitud del pistón (m), Z es la carrera del displacer (m), y T_d y T_c las temperaturas (K) en los espacios de expansión y compresión respectivamente. **[17]**

3.9. MODELO DE BLOQUE DE LOS COMPONENTES

3.9.1. Concentrador

En el concentrador se centra la irradiación directa normal (DNI), en el receptor, donde el calor se utiliza en el proceso de conversión de energía. Los parámetros claves en el análisis de la operación del concentrador son: d_{con} diámetro de apertura del plato (m), reflectividad del espejo η_m , y la irradiación $I(W/m^2)$.

Con la asunción de un seguimiento de la luz solar perfecta, la tasa de transferencia de calor al receptor del concentrador puede ser aproximada por:

$$DQ_t = \pi \left(\frac{d_{con}}{2} \right)^2 \eta_m I = K_c I \quad (3.44)$$

Donde D es el operador de la derivada con respecto al tiempo, Q_t es la energía solar concentrada (J), y K_c se define como la ganancia de concentrador m^2 .

Aunque la reflectividad del espejo se supone que es constante, en la práctica la reflectividad cambia con el tiempo, con el polvo y la recogida de residuos en los espejos reduce la reflectividad y que requieren limpieza periódica.

3.9.2. Receptor

El receptor es una masa cilíndrica que sirve como interfaz entre el concentrador y el motor Stirling. El receptor está diseñado para maximizar la cantidad de transferencia de calor en el motor Stirling y minimizar las pérdidas térmicas. En la base interior del receptor se encuentra el absorbedor que consiste en una malla de tubos que llevan el gas de trabajo al Motor Stirling. Este gas fluye a través de la malla de tubos para absorber el calor en el interior del receptor a la potencia del motor Stirling. El receptor presenta pérdidas en el sistema debido a la radiación térmica, la reflexión, la transferencia de calor por convección en la atmósfera, y la conducción a través del material receptor. Es fundamental para el funcionamiento del receptor la temperatura del absorbedor, ya que

debe mantenerse lo más alto posible para maximizar la eficiencia de la Motor Stirling, pero no debe exceder los límites térmicos del receptor material absorbente. Por lo tanto, la temperatura del absorbedor es una variable de control importante.

Un balance de energía en los rendimientos de absorción de la relación es:

$$\rho c_p V D T_h = D Q_I - D Q_L - D Q_h \quad (3.45)$$

Donde ρ es la densidad del material absorbente (kg/m^3), c_p es el calor específico de la material absorbente ($J/kg.K$), V es el volumen de material absorbente (m^3), (T_h) es el absorbedor temperatura (K), Q_L es la pérdida de calor del absorbedor (J), y (Q_h) es el calor transferido al motor Stirling (J). Es evidente a partir de la ecuación 3.45 que la temperatura del absorbedor se puede controlar mediante el control de la tasa de transferencia de calor en

el motor Stirling Tomando la Transformada de Laplace de (3.45) y reordenando los términos da:

$$T_h = \frac{1}{\rho c_p V} \left[\frac{DQ_I - DQ_L - DQ_h}{s} \right] = \frac{k_r}{s} [DQ_I - DQ_L - DQ_h] \quad (3.46)$$

Donde k_r se define como la ganancia de absorción (kg/J). Las pérdidas en el absorbedor se puede definir en términos de una hora de transferencia de resultados promedio de coeficiente de calor ($W/m^2 \cdot K$), propuesta por.

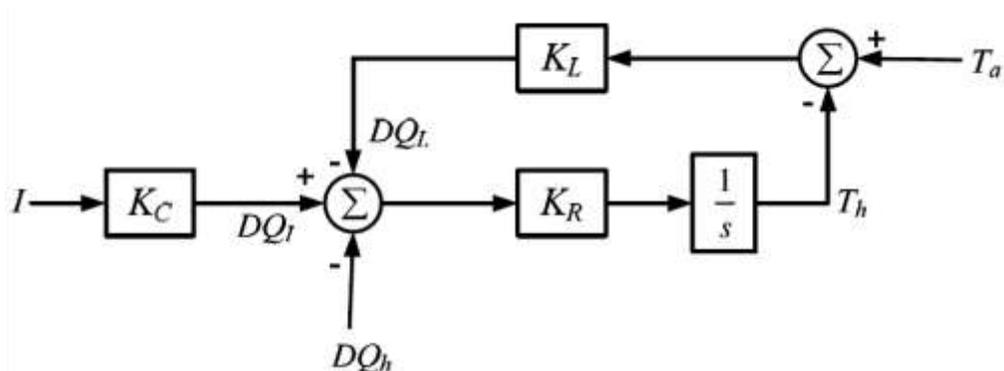


Figura. N° 3.45. Diagrama de bloques del concentrador y el receptor.

3.9.3. Motor de Stirling

Un diagrama simplificado de un motor Stirling de dos cilindros se muestra en la figura. 3.46. Es un motor de un ciclo cerrado de calor externo con un gas de trabajo, generalmente hidrógeno o helio. Por definición, el gas de trabajo dentro del ciclo cerrado del motor nunca sale del motor. Por lo tanto, la válvula de control se muestra en la figura.3.46 es normalmente cerrada.

Sólo un cambio en el punto de funcionamiento DP hace que la válvula de control se abra. Intercambiadores de calor, alternadamente calientan y enfrían el gas de trabajo, provocando la expansión y la compresión en el espacio de trabajo del motor, donde el trabajo realizado en la expansión del gas se utiliza para conducir un pistón del mecanismo cigüeñal de arrastre.

$$DQ_L = hA(T_{avg} - T_a) = K_L(T_{avg} - T_a) \quad (3.47)$$

Donde A es una constante proporcional a las dimensiones del receptor (m^2), T_{avg} es una temperatura que caracteriza a la pérdida de calor en el absorbedor (k), T_a es la temperatura ambiente (k), y K_L se define como la ganancia que representa la tasa de pérdida de calor (W/K). T_{avg} Se supone que es igual a la temperatura del absorbedor, por lo que las pérdidas térmicas en el receptor es proporcional a la diferencia entre la temperatura del receptor y la temperatura ambiente. Así, desde las ecuaciones (3.46) y (3.47), el diagrama de bloques de la absorción se da en la figura. 3.45.

El índice de calor transferido al motor Stirling DQ_h controla la temperatura del absorbedor.

El motor consta de tres intercambiadores de calor, conocido como la estufa, refrigerador, y regenerador. "calentador" es el término con que se conoce como el absorbedor.

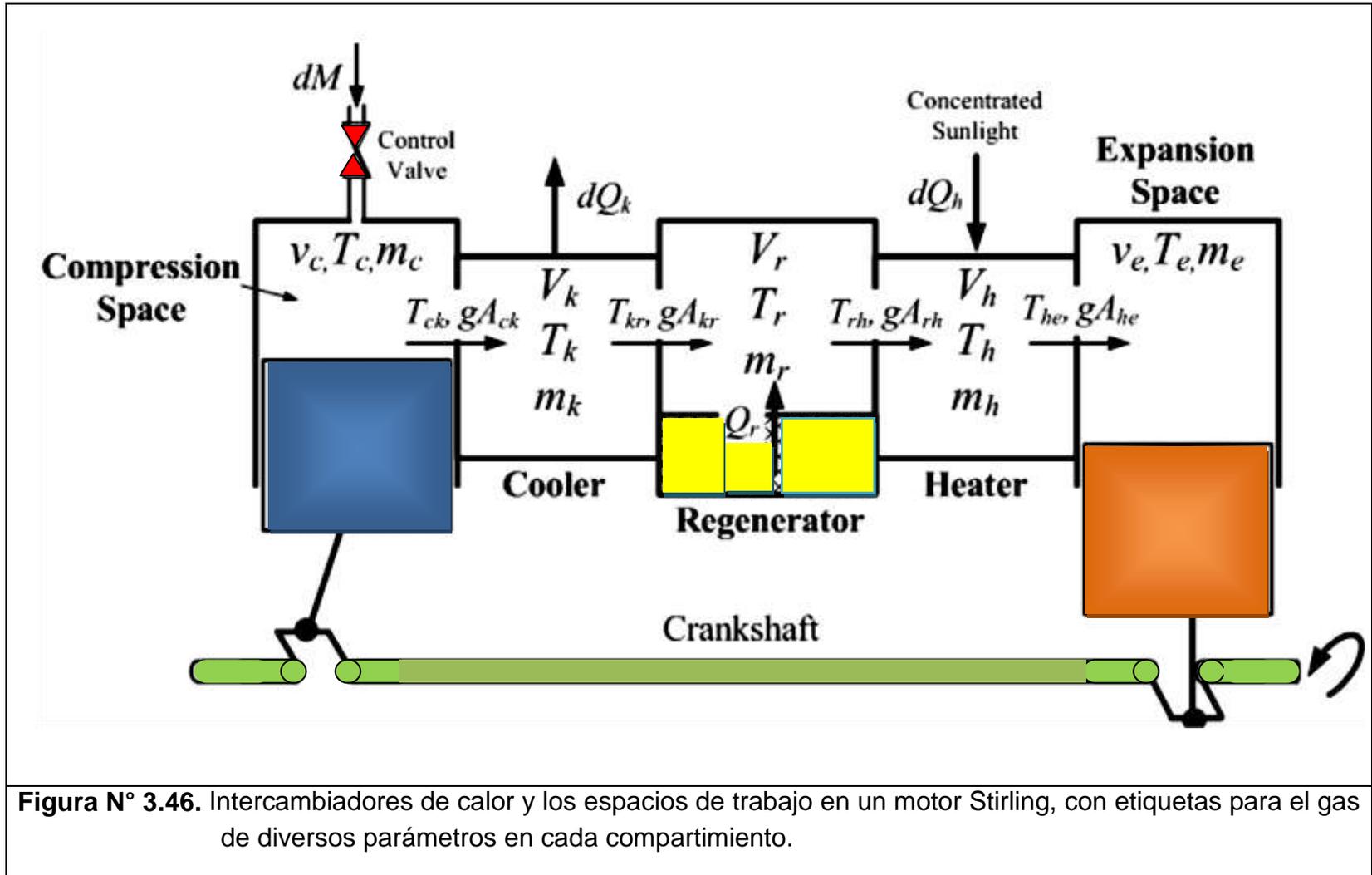


Figura N° 3.46. Intercambiadores de calor y los espacios de trabajo en un motor Stirling, con etiquetas para el gas de diversos parámetros en cada compartimiento.

Los elementos del intercambiador de calor se muestran en la figura. 3.46 son simplemente representado como un volumen igual a la suma total de los volúmenes de todos los tubos dentro de la correspondiente sección.

El gas de los flujos de trabajo de ida y vuelta a través de los tubos de la calefacción, la absorción calor a la potencia del motor Stirling.

El regenerador es una densa malla de alambre destinado a recuperar parte del calor almacenado en el gas de trabajo antes de entrar en el refrigerador, donde se da lo contrario, será expulsado a la atmósfera.

El refrigerador rechaza el exceso de calor a la atmósfera por diversos medios, que pueden incluir convección forzada de aire o el agua de refrigeración.

Los espacios de trabajo dentro del motor que se conocen son los espacios de la expansión y compresión. El volumen del espacio de trabajo está directamente relacionado con el mecanismo

cigüeñal, por lo tanto sus volúmenes instantáneos dependen del ángulo del cigüeñal, o de la velocidad del eje de rotación.

El análisis de motor Stirling se basan en el conocimiento de la presión instantánea, temperatura, masa y volumen de los diferentes espacios dentro del motor. Un modelo ideal adiabático desarrollado por Urieli proporciona un medio para modelar los diversos parámetros del motor, con el supuesto principal que es la expansión adiabática y compresión del gas de trabajo en los espacios de trabajo.

El modelo ha sido desarrollado por realizar un balance de energía en cada uno de los intercambiadores de calor y de trabajo de los espacios de volúmenes.

En las aplicaciones de DP, el trabajo en el motor por la presión del gas varía dependiendo del cambio en la cantidad de gas dentro del motor a través de una válvula de control análogo que se muestra en la figura. 3.46, y por lo tanto la hipótesis de una masa constante ya no es válida. Además, la temperatura del calentador y la velocidad

del eje varían en función de la radiación instantánea solar y la presión del gas de trabajo.

Antes de analizar los distintos compartimentos del motor, las ecuaciones de los compartimientos del motor generalizados de la figura. 3.47 se desarrollan en base al uso de la Primera Ley de la Termodinámica para un sistema abierto, un balance de energía en el compartimento da la siguiente relación:

$$dQ + c_p(T_i g A_i - T_o g A_o) = dW + c_v d(mT) \quad (3.48)$$

donde d es la derivada con respecto al ángulo del cigüeñal del motor ϕ , Q es el calor (J), c_p es el calor específico a presión constante de los gases ($J/kg.K$), Para T_i y T_o son las temperaturas de los gases que entran y salen de la celda (K), $g A_i$ son los rangos de flujo de masa del gas que entra y sale de la célula (Kg/rad), W es el trabajo realizado por la célula (J), c_v es el calor específico del gas a volumen constante ($J/kg.K$), m es la masa de de gas dentro de la célula (Kg), y T es la temperatura del gas dentro de la célula (K).

Suponiendo el gas de trabajo se comporta como un gas ideal, la relación entre la presión $p(Pa)$, v volumen (m^3), masa $m(Kg)$, y la temperatura $T(K)$ del gas de trabajo viene dada por;

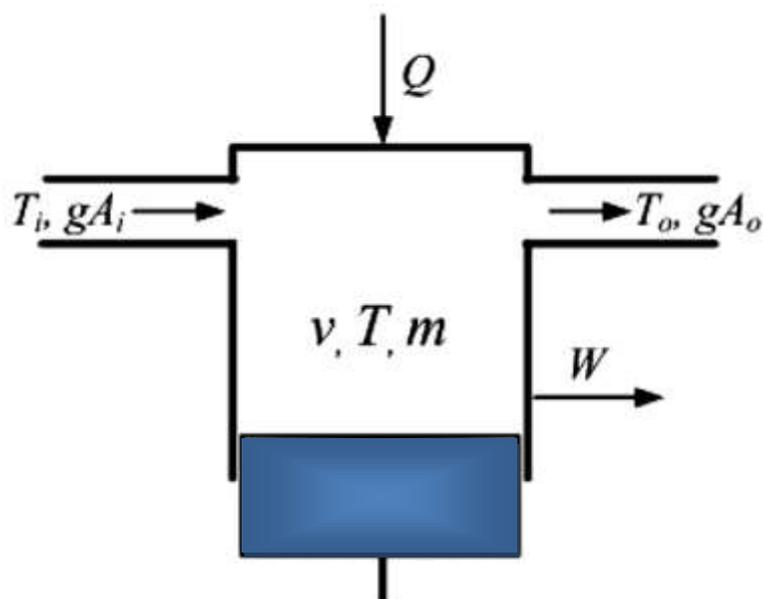


Figura N° 3.47. Compartimientos generalizados del motor

$$pv = mRT \quad (3.49)$$

Donde R es la constante de los gases ($J/kg.K$) Tomando el logaritmo natural de cada lado de la ecuación 3.49 y la diferenciación, la forma diferencial de la ecuación de gas ideal se convierte en;

$$\frac{dp}{p} + \frac{dv}{v} = \frac{dm}{m} + \frac{dT}{T} \quad (3.50)$$

El compartimiento generalizado del motor Stirling tiene un volumen variable, una transferencia de calor, el trabajo de salida, y tanto una entrada de flujo de masa y salida. Los distintos compartimentos del motor Stirling de la figura. 3.46 son versiones simplificadas del compartimiento generalizado de la figura. 3.47, y un análisis de cada uno de los compartimentos de motores diferentes se presentan a continuación.

3.9.4. Análisis de Intercambiador de Calor

Los intercambiadores de calor en el motor Stirling, que se muestra en la figura. 3.46 como la estufa, refrigerador, y regenerador, tienen un volumen constante, por lo tanto el trabajo de duración determinada en (3.48) es igual a cero.

La distribución de la temperatura en estado estacionario de gas de trabajo en los distintos compartimentos se ilustra en la figura. 3.48. La temperatura más fría se supone que permanece constante, pero el calentador la temperatura puede variar tanto con la radiación solar y el trabajo del motor por presión del gas.

La temperatura efectiva del regenerador se define en términos de la estufa y el refrigerador

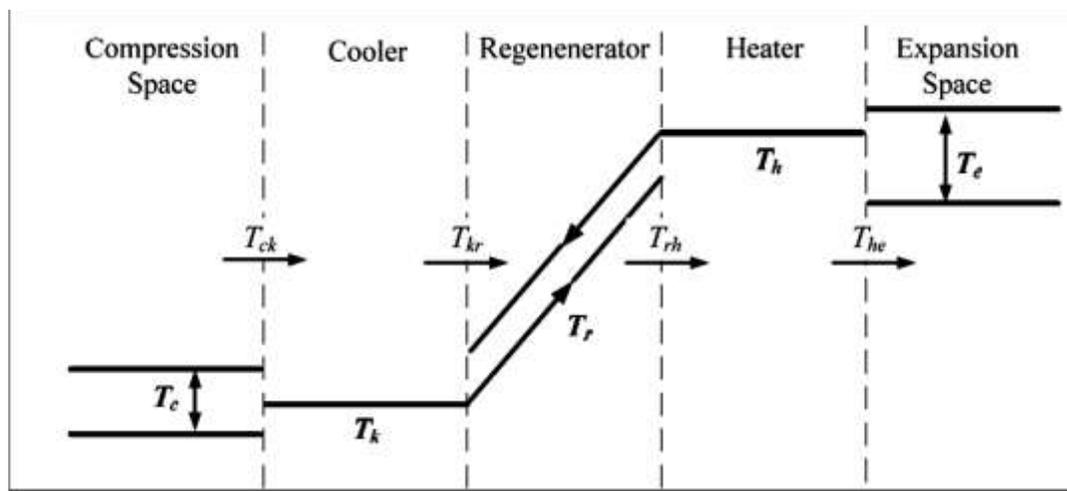


Figura N° 3.48. Distribución de Trabajo de la temperatura del gas a lo largo de los cinco compartimentos de motores.

Temperaturas T_h y T_k , propuesta por

$$T_r = \frac{T_h - T_k}{\ln(T_h/T_k)} \quad (3.51)$$

En todas las temperaturas están en unidades de grados Kelvin. Dado que la temperatura del calentador varía, la temperatura del regenerador puede variar también. Así, la tasa de cambio de la temperatura del regenerador, en función de la temperatura del calentador y enfriador se puede encontrar mediante la diferenciación de la ecuación (3.51) con respecto a la manivela del ángulo ϕ , y está dada por

$$dT_r = \frac{dT_h \cdot \ln(T_h/T_k) - dT_h + (T_k/T_h)dT_h}{\ln(T_h/T_k)^2} \quad (3.52)$$

Las temperaturas de interfaz entre los compartimientos del motor Stirling dependerán de la dirección del flujo de masa, presentando una discontinuidad en el modelo de gas del motor Stirling. Refiriéndose a la dirección elegida arbitrariamente de flujo de

masa en las figuras 3.46 y 3.47, la instrucciones condicionales que describen la interfaz de temperaturas se dan por

$$\text{if } gA_{ck} > 0, \text{ then } T_{ck} = T_c; \text{ else } T_{ck} = T_k$$

$$\text{if } gA_{kr} > 0, \text{ then } T_{kr} = T_k; \text{ else } T_{kr} = T_{h2}$$

$$\text{if } gA_{rh} > 0, \text{ then } T_{rh} = T_{k1}; \text{ else } T_{rh} = T_h$$

$$\text{if } gA_{he} > 0, \text{ then } T_{he} = T_h; \text{ else } T_{he} = T_e$$

(3.53)

Donde el interfaz de temperaturas y diversos tipos de flujo de masa se etiquetan en las figuras. 3.46, 3.48 y 3.49.

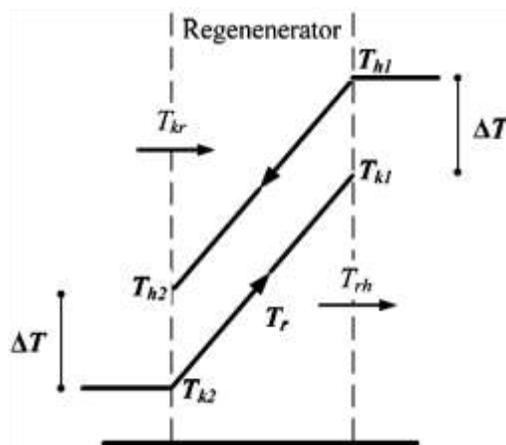


Figura N° 3.49. Distribución de temperaturas regenerador de la temperatura y la condición de la interfaz.

La Fig. 3.49 muestra una vista detallada de la distribución de la temperatura del regenerador. En un regenerador ideal, las temperaturas interfaz T_{kr}^* y T_{rh}^* son iguales a la temperatura del enfriador y calentador respectivamente, independientemente de la dirección del flujo de masa. Sin embargo, en la práctica, no todo el calor absorbido por el regenerador (cuando el gas pasa del calentador para el regenerador) será entregado de nuevo a la estufa (cuando el gas pasa del regenerador de la calefacción). Por lo tanto, la temperatura del gas que entra en el regenerador (de la calefacción) será mayor que la temperatura de los gases que vuelven a entrar en el calentador (desde el regenerador), debido a las pérdidas térmicas y la no-linealidad del regenerador.

El rendimiento del regenerador se cuantifica mediante un parámetro de la eficacia del regenerador, propuesta por

$$\varepsilon = \frac{1}{\left(1 + \frac{\Delta T}{T_{h1} - T_{h2}}\right)}$$

(3.54)

Donde los diversos términos en la ecuación (3.45) están etiquetados en la figura. 3.49. ΔT Se supone que es proporcional a la diferencia en la temperatura del calentador y enfriador, lo que resulta en una disminución en la efectividad del regenerador como la diferencia que la temperatura entre el calentador y refrigerador aumenta.

Teniendo en cuenta el volumen constante de los intercambiadores de calor, el cambio en masa en los intercambiadores de calor se encuentra a partir de la ecuación (3.50), propuesta por

$$\begin{aligned}
 dm_h &= m_h \frac{dp}{p} - m_h \frac{dT_h}{T_h} \\
 dm_r &= m_r \frac{dp}{p} - m_r \frac{dT_r}{T_r} \\
 dm_k &= m_k \frac{dp}{p}
 \end{aligned}
 \tag{3.55}$$

Donde las masas diferentes se etiquetan en la figura. 3.46.

Por último, un balance de energía en los intercambiadores de calor se pueden encontrar a partir de la ecuación (3.48) después de

eliminar el término dW , sustituyendo la ecuación del gas ideal de (3.49), y la solución en términos de la tasa de transferencia de calor, dado por

$$\begin{aligned}
 dQ_h &= \frac{V_h dp c_V}{R} - c_p (T_{rh} g A_{rh} - T_{he} g A_{he}) \\
 dQ_r &= \frac{V_r dp c_V}{R} - c_p (T_{kr} g A_{kr} - T_{rh} g A_{rh}) \\
 dQ_k &= \frac{V_k dp c_V}{R} - c_p (T_{ck} g A_{ck} - T_{kr} g A_{kr})
 \end{aligned}
 \tag{3.56}$$

Donde V_h , V_r , y V_k son los volúmenes de intercambiador de calor constante (m^3) y se Q_h , Q_r , y Q_k la cantidad de calor en los intercambiadores de calor (J), según la etiqueta en la figura. 3.46.

3.9.5. Análisis del Espacio de Trabajo

La distribución de la temperatura que se muestra en la figura. 3.48 representa el estado estacionario de la temperatura del gas de trabajo en cada compartimiento del motor, lo que indica que las

temperaturas de expansión y la compresión del espacio tienen oscilaciones periódicas en estado estacionario, mientras las temperaturas de los intercambiadores se mantiene relativamente constante en el estado de equilibrio.

La relación entre los volúmenes de espacio de trabajo v_e , v_c y el ángulo de la manivela ϕ propuesta por

$$v_c = V_{dc} + 0.5V_s[1 + \cos(\phi - \alpha_c)]$$

$$v_e = V_{de} + 0.5V_s[1 + \cos(\phi - \alpha_e)]$$

$$dv_c = -0.5V_s \sin(\phi - \alpha_c)$$

$$dv_e = -0.5V_s \sin(\phi - \alpha_e)$$

(3.57)

Donde V_{dc} y V_{de} son los volúmenes de espacio muerto, de expansión y compresión (m^3), V_s es el volumen barrido del cilindro (m^3), y $\alpha_{c,e}$ es el ángulo de desplazamiento de la expansión / compresión del espacio (rad).

Los espacios de trabajo se supone que operan adiabáticamente ($dQ = 0$). El trabajo de los espacios de trabajo es el resultado de la presión del motor de gas que actúan sobre los pistones. La aplicación de estos principios de funcionamiento de (3.49), balance de energía en el volumen del espacio de compresión se muestra en la figura.3.46 viene dada por:

$$c_p(T_k dM - T_{ck} gA_{ck}) = p dv_c + c_v d(m_c T_c) \quad (3.58)$$

Donde el gas entra en el espacio de compresión de la válvula de control, dM (kg/rad) es supone que en el T_k temperatura más fresca. La masa de los flujos de entrada y salida de Stirling los compartimentos de motores se describen usando;

$$gA_{ck} = dM - dm_c$$

$$gA_{kr} = gA_{ck} - dm_k$$

$$gA_{he} = dm_e$$

$$gA_{rh} = gA_{he} - dm_h$$

(3.59)

La masa de la compresión espacio se puede encontrar mediante la aplicación de la ecuación del gas ideal de (3.50) y la primera ecuación de (3.59) a (3.58), y resolviendo para dm_c da;

$$dm_c = \frac{pdv_c + v_c dp/\gamma}{RT_{ck}} - \frac{(T_k - T_{ck})dM}{T_{ck}} \quad (3.60)$$

Donde γ es la relación entre los calores específicos c_p/c_v . Del mismo modo, el cambio en el espacio de expansión dm_e de masas se da como

$$dm_e = \frac{pdv_e + v_e dp/\gamma}{RT_{he}} \quad (3.61)$$

En el estado de equilibrio, es cero, y por lo tanto las relaciones que describen la compresión y masas de expansión en el espacio (3.60) y (3.61) son similares. La temperatura del gas de trabajo en los volúmenes de espacio de trabajo se encuentra a partir de (3.51) y, después de reacomodar términos da, la relación

$$dT_c = T_c \left(\frac{dp}{p} + \frac{dv_c}{v_c} + \frac{dm_c}{m_c} \right)$$

$$dT_e = T_e \left(\frac{dp}{p} + \frac{dv_e}{v_e} + \frac{dm_e}{m_e} \right) \quad (3.62)$$

3.9.6. Presión del motor

Usando la ecuación del gas ideal, y dejando de lado las caídas de presión a través de los distintos compartimientos del motor, la presión del gas dentro del motor Stirling de la figura. 3.46 es dada por;

$$p = \frac{MR}{v_c/T_c + V_k/T_k + V_r/T_r + V_h/T_h + v_e/T_e} \quad (3.63)$$

Donde M es la cantidad total de gas en el interior del motor (Kg). En relación con el diagrama de Fig. 3.46, la masa total del gas del motor Stirling de trabajo viene dada por

$$M = m_c + m_e + m_h + m_k + m_r \quad (3.64)$$

Diferenciando (3.64), la ecuación se convierte en masa

$$dM = dm_c + dm_e + dm_h + dm_k + dm_r \quad (3.65)$$

La aplicación de (3.55) a (3.65), la ecuación se convierte en masa

$$dM = dm_c + dm_e + dp \left(\frac{m_k}{p} + \frac{m_h}{p} + \frac{m_r}{p} \right) - m_h \frac{dT_h}{T_h} - m_r \frac{dT_r}{T_r} \quad (3.66)$$

Usando la ecuación del gas ideal de (3.50), (3.66) se puede reescribir como

$$dM = dm_c + dm_e + \frac{dp}{R} \left(\frac{V_k}{T_k} + \frac{V_h}{T_h} + \frac{V_r}{T_r} \right) - \frac{pV_h}{R} \frac{dT_h}{T_h^2} - \frac{pV_r}{R} \frac{dT_r}{T_r^2} \quad (3.67)$$

Sustituyendo la compresión y expansión de ecuaciones de espacio de (3.60) y (3.61) en (3.67) y reordenando los términos da la derivada de presión para ser;

$$dp = \frac{\gamma R dM(T_k/T_{ck}) - \gamma p [(dv_c/T_{ck}) + (dv_e/T_{he}) - V_r dT_r/T_r^2 - V_h dT_h/T_h^2]}{[v_c/T_{ck} + \gamma (V_k/T_k + V_h/T_h + V_r/T_r) + v_e/T_{he}]}$$

(3.68)

3.9.7. Ecuaciones Mecánica

El par desarrollado por el motor Stirling es el resultado de la presión que actúa sobre los pistones, una relación dada por;

$$\tau = p(dv_c + dv_e) \quad (3.69)$$

La ecuación de movimiento de rotación del eje motor Stirling está dada por

$$\tau = JD\omega + F\omega + \tau_{elec} \quad (3.70)$$

Donde J es el momento de inercia ($kg.m^2/s$), ω es la velocidad de rotación del motor / generador (rad/s), F es la constante de amortiguamiento mecánico ($kg.m^2/s$), y torque eléctrico de carga.

3.10. MODELADO DEL MOTOR DE 4 CILINDROS

Un motor de cuatro cilindros Stirling, con base en Siemens o coaxial doubleacting de configuración, se modela, con la configuración del cilindro y la unidad mecanismo que se muestra en la figura. 3.50 (a). El motor está dividido en cuatro cuadrantes, cada uno de los cuadrantes tiene su propio conjunto de intercambiadores de calor, como se muestra en la figura. 3.50 (b). Suponiendo que no hay una fuga de los pistones, el gas de trabajo en cada cuadrante se aísla de los cuadrantes vecinos.

Cada cuadrante se asume que son idénticos en ambas dimensiones y cantidad de gas de trabajo. Por lo tanto, la única diferencia en funcionamiento entre los cuatro cuadrantes es el resultado del desplazamiento ángulos (3.57).

El ángulo de desplazamiento se establece en 90° para el motor de cuatro cilindros, dando como resultado un desplazamiento de fase de 90° entre las variaciones de volumen sinusoidales en las cuatro ampliaciones de los espacios y los cuatro espacios de compresión.

El cambio de fase de 90° en la variación de volumen también causa un desplazamiento de fase de 90° en las variaciones de la presión, temperatura, flujo de masa, etc entre los cuatro cuadrantes.

Cada cuadrante es modelado por el análisis ideal adiabático que se describió anteriormente. El par mecánico es, pues, una consecuencia de las presiones de los cuatro cuadrantes que actúan sobre los pistones.

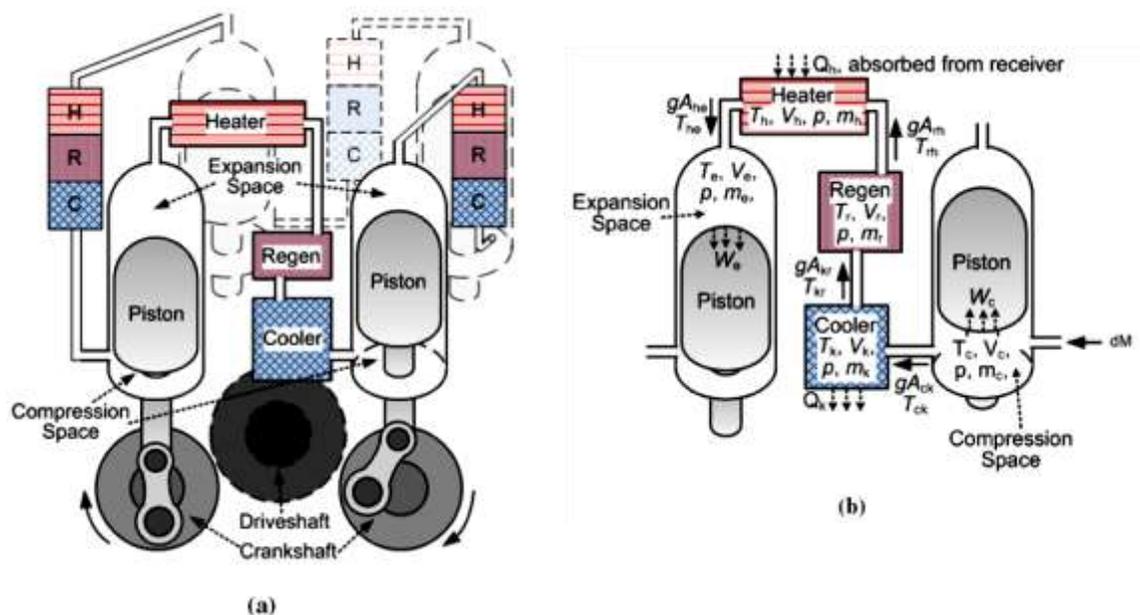


Figura N° 3.50. (a) Según el modelo del motor de cilindros y (b) un cuadrante del motor de cuatro cilindros.

Modificación de la ecuación (3.69) para el motor de cuatro cilindros, el par mecánico desarrollado por el Motor Stirling está dada por.

$$\tau = p_1(dv_{c1} + dv_{e1}) + p_2(dv_{c2} + dv_{e2}) + p_3(dv_{c3} + dv_{e3}) \\ + p_4(dv_{c4} + dv_{e4})$$

(3.71)

Donde el subíndice numérico indica el número del cuadrante correspondiente.

La integración numérica de la expansión y espacio de compresión de ecuaciones diferenciales de temperatura para cada uno de los cuatro cuadrantes requiere, un total de ocho ecuaciones diferenciales para el motor de Stirling. El diagrama de flujo para seguir una secuencia lógica de calculos de los parámetros del motor Stirling se muestra en la figura. 3.52. Por simplicidad visual, el subíndice numérico que indica el número del cuadrante de los parámetros de gases varía en el diagrama de flujo de la figura. 3.52, sin embargo, se da a entender que los parámetros en todos los cuadrantes se calculan.

Durante la inicialización del proceso, las dimensiones del motor, las propiedades de trabajo del gas, y T_k constante una temperatura más fría se debe especificar. Condiciones iniciales deben darse para el ángulo de la manivela ϕ , las temperaturas de interfaz condicional T_{ck} , la temperatura del calentador T_h , el total de M de trabajo total del gas, y la velocidad del motor/generador ω .

El DT_h derivados inicialmente y dM se ponen a cero. Las condiciones iniciales para T_{ck} y el T_{he} son ajustado a las temperaturas más frescas y calefacción respectivamente.

La solución de las ecuaciones diferenciales se formula como un problema de valor cuasi-estacionario inicial, donde el calentador DT_h tasa de variación de temperatura, la velocidad del eje ω , y el total del cambio de masa del motor tipo dM se supone que permanece constante a lo largo de un ciclo de integración.

La técnica de integración numérica utilizada es de cuarto orden del método Runge-Kutta (RK4), con el problema de configurar el valor inicial como;

$$dY = F(\Phi, T_h, M, Y) = \begin{bmatrix} dT_{c1} \\ dT_{c2} \\ dT_{c3} \\ dT_{c4} \\ dT_{e1} \\ dT_{e2} \\ dT_{e3} \\ dT_{e4} \end{bmatrix}, Y(\Phi_o, T_{ho}, M_o) = Y_o$$

(3.72)

Donde las variables en **negrita** representan cantidades vectoriales con dimensiones 8x1. Así, el solución de integración numérica de (3.72) para el próximo paso del tiempo se calcula utilizando.

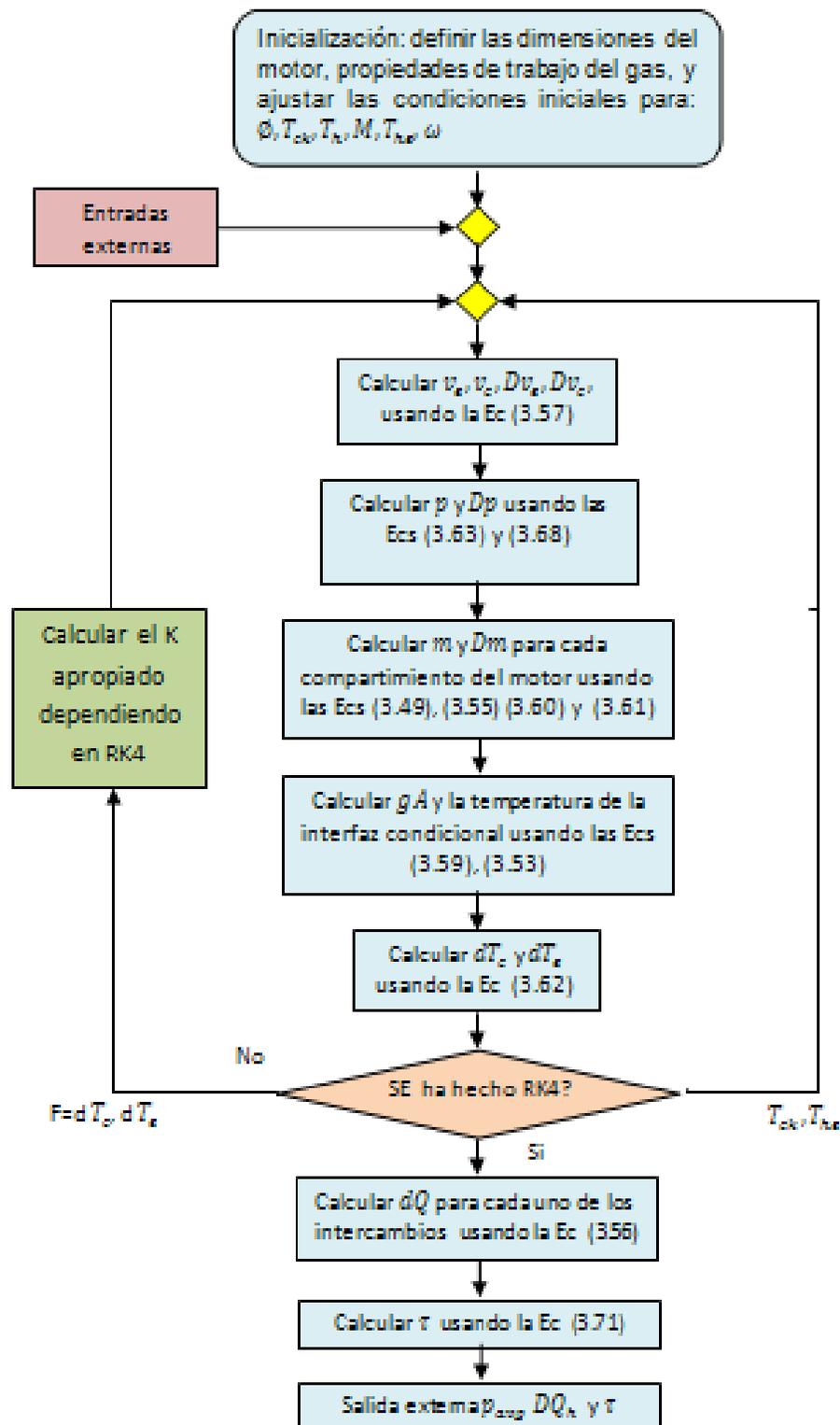


Figura N° 3.51. Diagrama de flujo de la simulación del motor Stirling

$$\begin{aligned}
Y_{n+1} &= Y_n + \frac{1}{6}(k_1 + 2k_2 + 2k_3 + k_4) \\
\Phi_{n+1} &= \Phi_n + h \\
T_{h(n+1)} &= T_{h(n)} + hdT_h \\
M_{n+1} &= M_n + hdM
\end{aligned}
\tag{3.73}$$

Donde

$$\begin{aligned}
K_1 &= hF(\Phi_n, T_{h(n)}, M_n, Y_n) \\
K_2 &= hF(\Phi_n + 0.5h, T_{h(n)} + 0.5hdT_h, M_n + 0.5hdM, Y_n + 0.5K_1) \\
K_3 &= hF(\Phi_n + 0.5h, T_{h(n)} + 0.5hdT_h, M_n + 0.5hdM, Y_n + 0.5K_2) \\
K_4 &= hF(\Phi_n + h, T_{h(n)} + hdT_h, M_n + hdM, Y_n + K_3)
\end{aligned}
\tag{3.74}$$

Y

$$h = \omega \Delta t
\tag{3.75}$$

Donde Δt es el intervalo de tiempo del proceso. Cálculo de $K_1 - K_4$ en (3.74) requiere pasar por la presión, la masa, la interfaz de la

temperatura y la interfaz de los cálculos de flujo de masa individualmente para cada K como se muestra en el diagrama de flujo en la figura.3.51, ya que dT_c y el dT_e dependerá de todos estos parámetros. El lazo de integración se muestra en la figura.3.51 se reiteró 5 tiempos para cada paso del proceso Δt tiempo: 4 veces para calcular $K_1 - K_4$, dar la última solución de $T_{c(1-4)}$ y $T_{e(1-4)}$, y una vez para calcular la presión final, las temperaturas, y los flujos de masa que se utiliza en el par τ y cálculos de transferencia de calor DQ_h .

La salida final del proceso del motor Stirling son el promedio de las presiones del cuadrante, propuesta por;

$$p_{avg} = \frac{p_1 + p_2 + p_3 + p_4}{4} \quad (3.76)$$

El par motor, calculado (3.71), y el calor total absorbido por el motor Stirling, propuesta por

$$DQ_h = \omega(dQ_{h1} + dQ_{h2} + dQ_{h3} + dQ_{h4}) \quad (3.77)$$

En la conversión de un derivado con respecto al ángulo del cigüeñal ϕ para un derivado con respecto al tiempo t se calcula;

$$D_z = \frac{dz}{dt} = \frac{d\phi}{dt} \frac{dz}{d\phi} = \omega dz \quad (3.78)$$

Donde z es una variable arbitraria que es una función de ϕ y t .

La combinación del concentrador, receptor, el motor Stirling, sistemas de control, y modelos de inducción del generador da el diagrama que se muestra en la figura. 3.52. Insumos externos al sistema incluyen la irradiancia solar I y calentador / amortiguador de la temperatura del punto de ajuste T_h^* .

La irradiación solar es una entrada a la planta concentradora / diagrama de bloques del receptor se muestra en la figura. 3.45.

El sistema de control decide la cantidad de M de trabajo de gas para abastecer al motor basado en el calentador de temperatura del absorbedor T_h , la presión del motor p_{avg} , y la velocidad del eje del generador ω . El par generado por el modelo de motor sirve como insumo para el modelo de generador de inducción.

El diagrama de la figura. 3.52 se desarrolla en PSCAD / EMTDC, utilizando el built-in modelo de la máquina de inducción como generador.

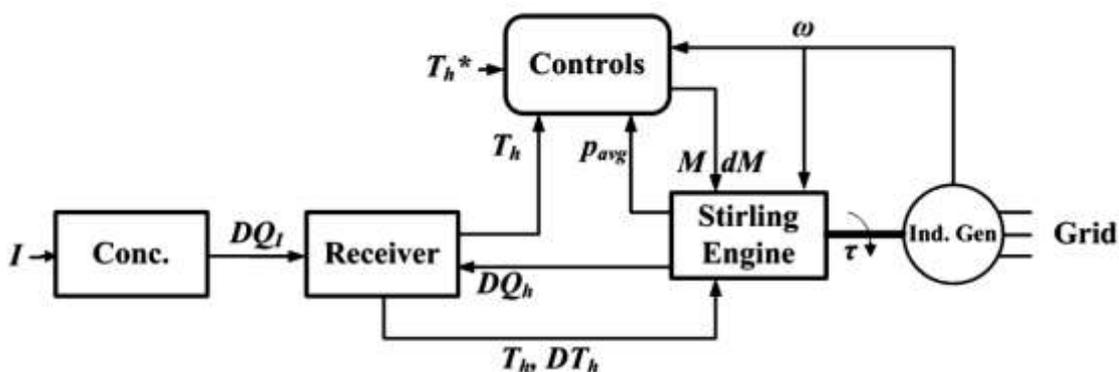


Figura N° 3.52. Diagrama de simulación de los bloques del disco parabólico.

3.11. SISTEMAS DE CONTROL

3.11.1. Introducción

El objetivo principal de control dentro de la unidad de conversión de energía de un plato-Stirling del sistema es mantener la temperatura del absorbedor dentro de una región de operación segura. La temperatura debe mantenerse lo más alto posible para maximizar la eficiencia térmica de la motor Stirling, pero no deben exceder la capacidad térmica del material absorbente. La temperatura se controla mediante la variación de la presión del gas de trabajo, logrado mediante la adición o quitar el gas de trabajo desde y hasta el motor. Cambio de la presión del motor Stirling cambios de trabajo de gas de la cantidad de flujo de masa a través de la absorción, con lo que el cambio en la cantidad de calor es eliminado en la absorción. Puesto que la energía térmica de entrada del sol es impredecible e intermitente durante las operaciones diarias, el control de la presión debe responder con suficiente rapidez para responder a los cambios en la radiación causada por la cubierta de nubes.

Durante la operación normal, la velocidad del eje del motor Stirling no está controlada, pero depende de la cantidad de par disponible del motor que está equilibrada por el contador par del generador de inducción conectado a la red de energía eléctrica. Sin embargo, en el caso de un fallo de red, se derrumba el esfuerzo de torsión del generador y los aumentos de velocidad del eje, lo que podría llegar a dañar los componentes del motor o impedir el sistema de recuperación de un fallo de red. En tales casos, el rápido aumento de la velocidad debe ser mitigado. El par motor Stirling, por lo tanto, hay que reducirlo rápidamente con el fin de prevenir el demasiado aumento de la velocidad.

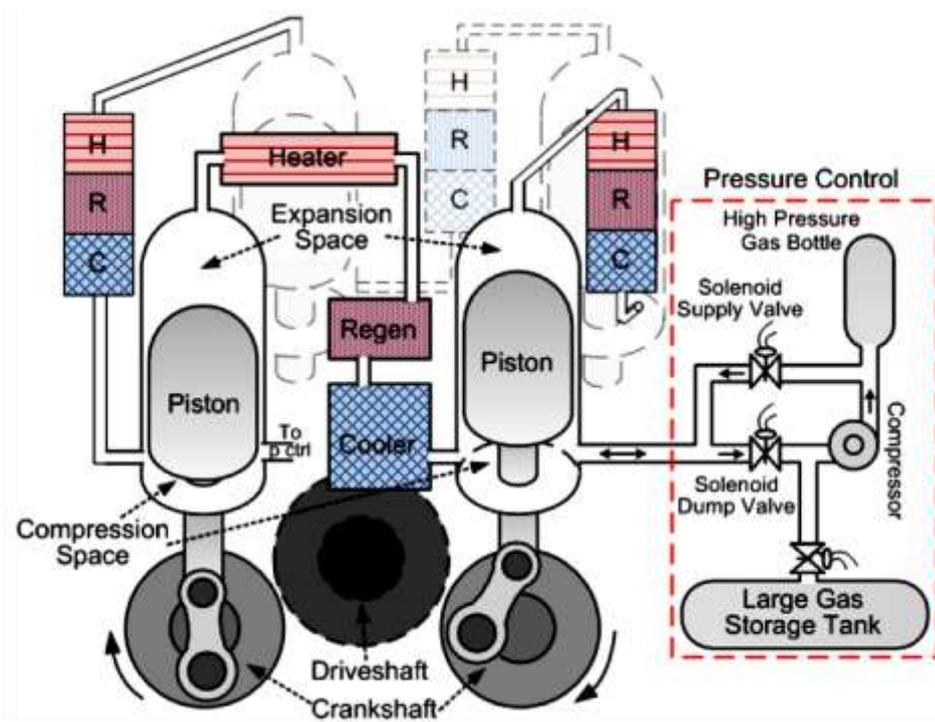


Figura N° 3.53. Control de presión con sistema de motor de Stirling.

La mitigación de los aumentos de la velocidad del eje en un fallo de red tiene el efecto simultáneo de un aumento incontrolado en la temperatura del absorbente. Sin embargo, se supone que la longitud de fallo de red es suficientemente corta (cientos de milisegundos) que el material absorbente capaz de soportar un corto tiempo de duración del aumento de la temperatura. Tal equilibrio en el diseño se supone que es aceptable en el fin de obtener la protección adicional de los componentes del sistema contra los daños que pueden ser causados por exceso de

velocidad, y también mejorar la capacidad de la falla con cortes de la capacidad de la del sistema.

3.11.2. Presión del sistema de control

La disposición física del sistema de control de presión (PCS) y la interconexión con el motor Stirling se ilustra en la Figura 3.53.

El PCS se compone de dos grupos de trabajo de almacenamiento de gas tanques, es decir, el tanque de almacenamiento de alta presión y el tanque de almacenamiento de baja presión. Dos válvulas de control que conectar los tanques de alta y baja presión de almacenamiento para el motor Stirling, conocido como la válvula de suministro y la válvula de descarga.

Si un aumento en el trabajo del motor por la presión del gas se ordena, abrir la válvula de suministro y los flujos de gas de alta presión pasan a los tanques de almacenamiento para el motor, debido al aumento de la masa total M (kg) de gas de trabajo dentro de la motor. Por el contrario, una disminución en la presión provoca la apertura de la válvula del vertedero y el gas fluye desde el motor al tanque de almacenamiento de baja presión.

Las bombas del compresor regresan el gas de nuevo desde el tanque de almacenamiento de alta presión al tanque de baja presión, para garantizar un suministro adecuado de gas de alta presión de trabajo en todo momento.

Puesto que el motor Stirling es un sistema cerrado, la oferta y válvulas de descarga se cierra en el estado de equilibrio. Sólo cuando un cambio en el punto de funcionamiento se realiza una de estas válvulas se abre, como es en el caso cuando aumenta la radiación, cuando la válvula de suministro se abre al aumentar la presión.

Las válvulas de solenoide se supone que son de ancho de pulso modulado (PWM), donde las válvulas se encienden y se apagan sucesivamente. Las frecuencias de modulación de las válvulas de solenoide van desde los rangos de 20 Hz a 80 Hz, y la tasa de flujo de masa es proporcional a la posición de la corredera promedio, donde el "carrete" es la pieza magnética de la válvula de solenoide que reacciona a la tensión aplicada a las bobinas de solenoide, y abre o cierra la válvula.

Las válvulas de solenoide se modela como un sistema de primer orden, dada por

$$\frac{dW}{dt} + \frac{W}{\tau} = gA \quad (3.79)$$

Donde W es el flujo másico en la válvula de solenoide, \dot{m} es la tasa de flujo de masa, W es la variable de la transformada de Laplace, g y τ son la ganancia y la constante de tiempo de la válvula, respectivamente. La presión de los tanques de almacenamiento se supone que son constantes, y, de acuerdo con, el flujo de masa a través de la apertura de la válvula puede ser aproximado por

$$gA = \rho x \frac{\pi D_p^2}{4} \quad (3.80)$$

Donde ρ es la densidad del gas (kg/m^3), D_p es el diámetro de la tubería (m), y x está dada por

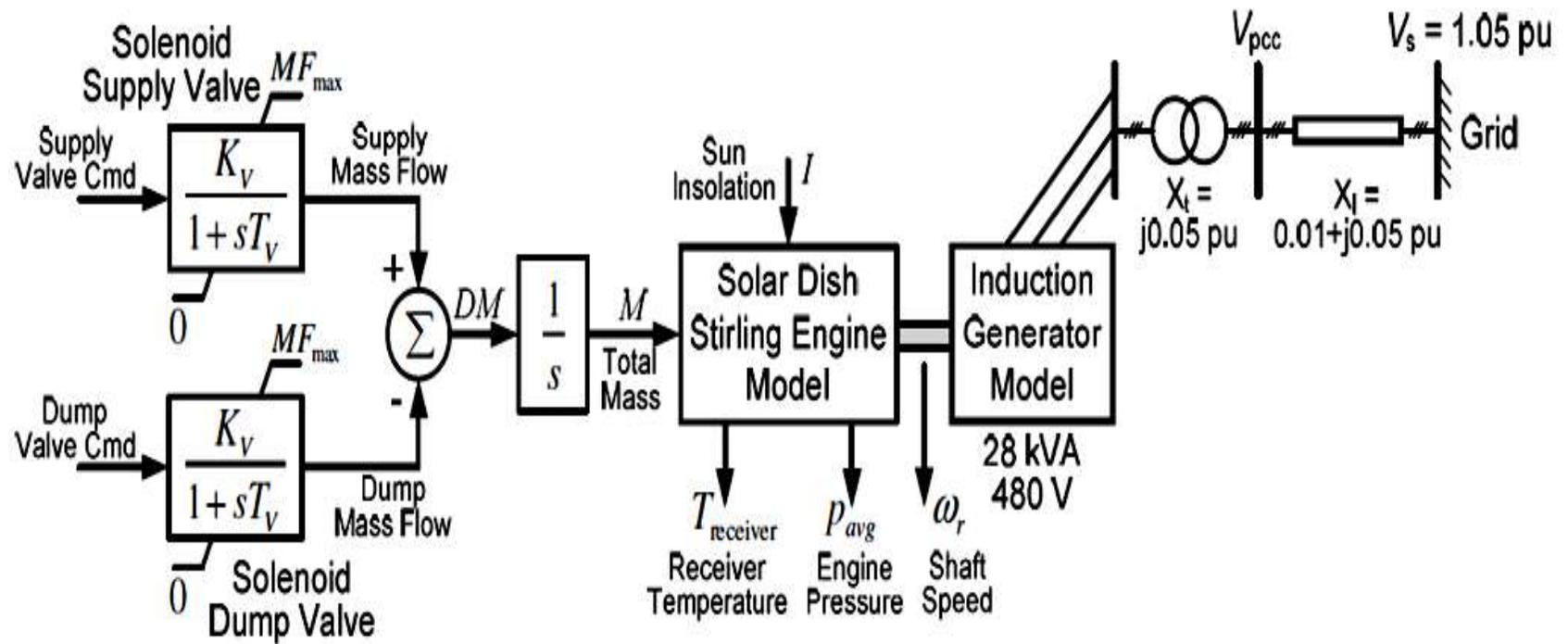


Figura N° 3.54. Diagrama de bloques del modelo de sistema Disco-Stirling con el suministro del sistema de control de presión y válvulas de descarga.

$$x = \sqrt{\frac{2D_p(p_{st} - p)}{fL\rho}}$$

(3.81)

p_{st} Donde es el almacenamiento de alta presión del tanque de presión (Pa), f es el factor de fricción, y es L la longitud de la tubería (m). Por lo tanto, suponiendo que la mínima presión de trabajo de gas para p , la flujo de masa límite de velocidad es una función de las dimensiones de las tuberías, y se puede calcular utilizando (3.80) y (3.81).

La presión del tanque de almacenamiento de alta presión de gas y las dimensiones de la tubería que conecta el tanque de almacenamiento de gas al motor, desempeñar un papel importante en el control del rendimiento del sistema. Estos parámetros afectan a la velocidad a la que el PCS puede responder durante los transitorios, en particular durante las fallas red.

Un diagrama de bloque del sistema de control de presión se muestra en la figura.3.54. El total de trabajo de gas de masa M se calcula mediante la integración de la tasa de flujo másico de salida de MS de los modelos de válvula de solenoide. M y DM

sirven como insumos para el modelo adiabático ideal del motor de Stirling.

Los comandos de la válvula de suministro y descarga son ofrecidos por las salidas del diagrama de bloques se muestra en la figura. 3.55, donde la presión comando se compara con el promedio de la presión tomada del modelo de motor Stirling discutido anteriormente, donde se le da el promedio de la presión por

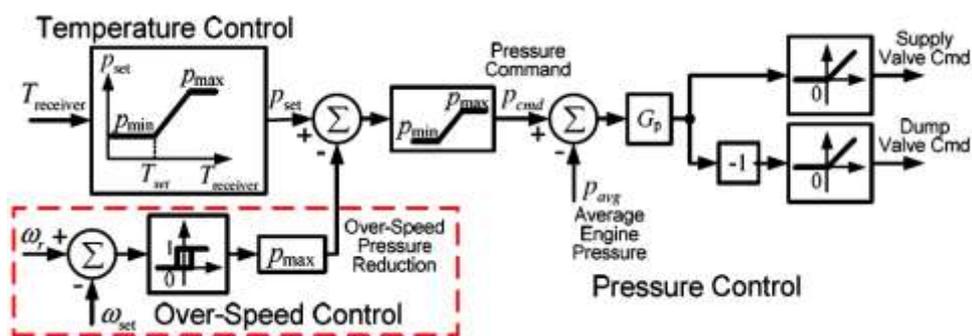


Figura N° 3.55. Diag de temp. y exceso de velocidad, bloque de control.

$$p_{avg} = \frac{p_1 + p_2 + p_3 + p_4}{4}$$

(3.82)

Si la diferencia de presión es positiva, la válvula de suministro recibe la señal de control y los comandos de aumento

de flujo de masa de la válvula de solenoide, incrementa el suministro de gas de trabajo desde el tanque de almacenamiento de alta presión. Por el contrario, un efecto negativo diferencia de presión aumentará el flujo de masa de la válvula de descarga, que manda de regreso gas de trabajo del motor Stirling al tanque de almacenamiento de baja presión.

3.11.3. Sistema de Control de Temperatura

La temperatura del calentador se debe mantener lo más alto posible para maximizar la eficiencia del motor Stirling, pero no se debe permitir que exceda la capacidad térmica de el receptor y el calentador o materiales de absorción.

La regulación de la temperatura se consigue variando la presión del gas de trabajo. El sistema de control de la temperatura (TCS) genera un comando de control de presión basada en el diagrama mostrado en la figura. 3.56.

La presión se mantiene en su valor mínimo hasta que la temperatura del calentador alcanza la temperatura fijada, momento en el que la presión aumenta linealmente con el aumento de la temperatura.

El sistema de control de presión sólo funciona en el rango de temperaturas entre T_{set} y $(T_{set} + \Delta T_{max})$.

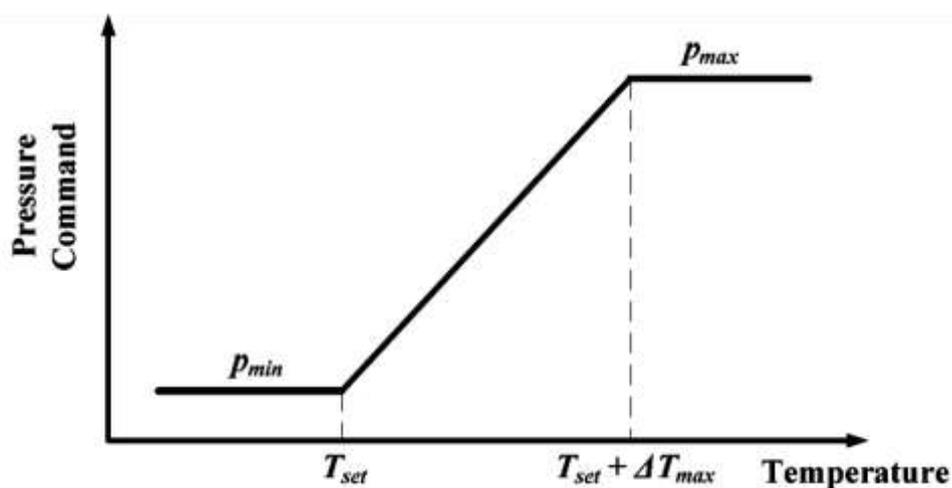


Figura N° 3.56. Presión de mando del sistema de control de la temperatura.

Otras regulaciones de la temperatura existen, tales como ventiladores de refrigeración suplementaria o una de tracking temporal del concentrador del sol.

3.11.4. Control de exceso de velocidad

En condiciones normales de funcionamiento, la velocidad del eje del motor / generador no es controlada. Debido a las características de par del motor, la velocidad es mantenida a lo largo de un rango estrecho de la velocidad ligeramente superior a la red sincrónica de frecuencia. En otras palabras, en la irradiación baja, el motor produce sólo suficiente potencia para mantener el generador de inducción por encima de la velocidad de sincronismo, y en la radiación alta, el motor no produce suficiente potencia para el enfoque inestable región de la inducción de

m

á

q

u

i

n

a

,

o

o

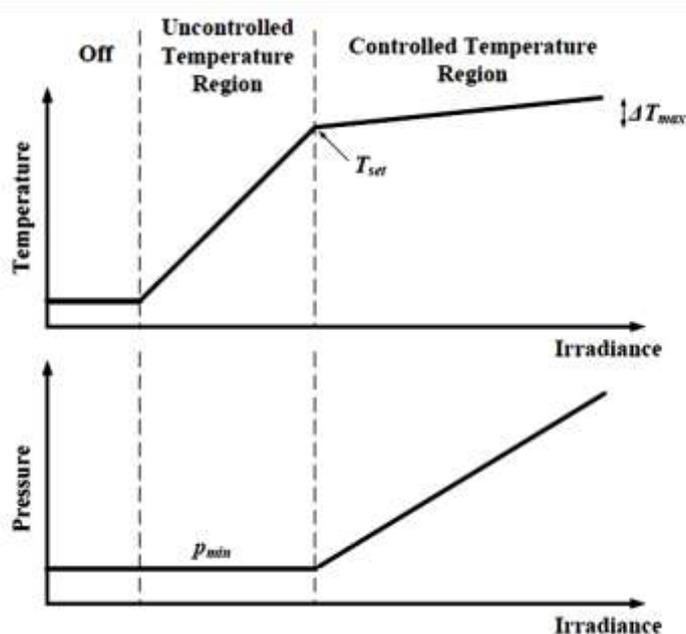


Figura N° 3.57. Región de la temperatura controlada y en la región de no temperatura controlada.

el número de retirada del par del generador.

Sin embargo, en el caso del fallo de una cuadrícula, la pérdida repentina de par de carga causa un aumento en la velocidad del eje. Por lo tanto, un mecanismo para reducir el esfuerzo de torsión por el motor debe ser puesto en marcha para mitigar el aumento repentino en la velocidad. De (3.69), se observa que el torque del motor se puede reducir al disminuir la presión del gas de trabajo. La rápida disminución de la presión es logrado a través de una válvula de derivación, también conocida como válvula de cortocircuito, donde el trabajo gas es rápidamente objeto de dumping en el motor para disminuir la presión.

Por el momento este análisis de la válvula de descarga se muestra en la figura. 3.53 se utiliza para modelar esta operación. La operación del sistema de control de velocidad se ilustra en la figura. 3.55.

Es evidente que en el caso de un fallo de red, la temperatura y de control de el sistema de velocidad va a tratar de contrarrestar una de estas operaciones. En otras palabras, la rápida caída de la

presión ordenada por el sistema de control de velocidad, producirá un aumento en el calentador temperatura.

Este aumento de temperatura puede ser muy grave si la falla ocurre durante altos niveles de irradiación. En tal condición el TCS responderá con el aumento de la presión del punto de ajuste. Sin embargo, la presión mandada por el TCS se limita a la presión máxima del punto de ajuste. Por lo tanto, cuando la velocidad del eje cruza el umbral establecido , como se muestra en la figura. 3.55 el controlador de exceso de velocidad, resta la presión máxima desde el punto de TCS presión, fundamentalmente para desactivar temporalmente el TCS.

Un controlador del ciclo de histéresis se incorpora para evitar cualquier problema con el reconocimiento de umbral. Una la falla en la red está típicamente en el rango de tiempo de cientos de milisegundos, se supone que el aumento de la temperatura del calentador de un intervalo de tiempo corto tendrá un impacto insignificante en los componentes del receptor.

3.11.5. Modelo linealizado

Un modelo lineal de las variaciones de presión del motor Stirling se desarrolla a crear un método simplificado para el ajuste del regulador de presión G_p de ganancia que se muestra en la figura. 3.55. El modelo lineal se desarrolla asumiendo que el sistema está funcionando en la región de control de la temperatura. Además, las temperaturas de expansión y compresión suponen que es igual a la temperatura del calentador y enfriador, respectivamente. El análisis se similar al análisis del ciclo de Stirling de Schmidt.

La temperatura de perfil de la sala de máquinas es diferente en el modelo lineal y aparece en la figura. 3.59. Bajo el supuesto de que los sistemas de control están en la región de temperatura controlada, la temperatura del calentador se mantiene dentro de la banda estrecha ($T_{set} + D T_{max}$). Por lo tanto, para el modelo lineal, la temperatura del calentador se supone que permanece constante en

$$T_h = T_{set} + \frac{\Delta T_{max}}{2}$$

(3.83)

y la temperatura del refrigerador se mantiene constante a temperatura ambiente. La presión del gas de trabajo del motor oscila en estado estacionario debido a las variaciones sinusoidales de volumen de los espacios de expansión y compresión. El promedio presión de trabajo de gas entre los cuatro cuadrantes presiones se utiliza en los sistemas de control, según lo calculado en (3.82).

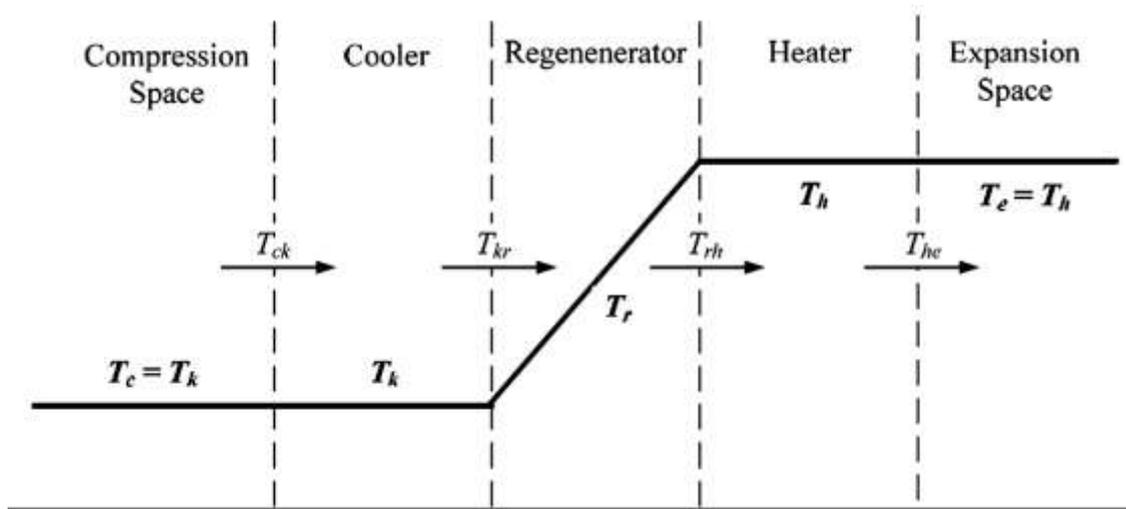


Figura N° 3.58. Distribución de la temperatura simplificada.

La presión de los cuatro cuadrantes oscila alrededor del mismo valor medio en un desplazamiento de fase de 90° , con lo que la presión promedio sólo tiene oscilaciones de menor importancia en comparación con las presiones cuadrante individual. Por lo tanto, un modelo lineal es desarrollado en base a una expresión

analítica para la presión media. Usando el diagrama del motor de la figura. 3.46 y la distribución de la temperatura de la figura. 3.58, la ecuación de presión de (3.49) se convierte en

$$p = \frac{MR}{v_c/T_k + V_k/T_k + V_r/T_r + V_h/T_h + v_s/T_h} \quad (3.84)$$

Sustituyendo las expresiones para los volúmenes de espacio de expansión y compresión de (3.57) y reordenando términos da

$$p = \frac{MR}{\left[\frac{0.5V_s}{T_k T_h} [T_h \cos(\emptyset - \alpha) + T_k \cos(\emptyset)] + k \right]} \quad (3.85)$$

Donde k es dado por

$$k = \frac{V_k}{T_k} + \frac{V_r}{T_r} + \frac{V_h}{T_h} + \frac{V_{dc} + 0.5V_s}{T_k} + \frac{de + 0.5V_s}{T_h} \quad (3.86)$$

Usando las identidades trigonométricas la ecuación (3.85) puede reescribirse como:

$$p = \frac{MR}{\left[\frac{0.5V_s}{T_k T_h} [(T_h \cos \alpha + T_k) \cos \emptyset + (T_h \operatorname{sen} \alpha) \operatorname{sen} \emptyset] + k \right]} \quad (3.87)$$

La combinación lineal de las dos funciones trigonométricas puede se reescrita como.

$$a \cos x + b \operatorname{sen} x = \sqrt{a^2 + b^2} \cos \left[x - \tan^{-1} \left(\frac{b}{a} \right) \right] \quad (3.88)$$

Sustituyendo las expresiones para los volúmenes de espacio de expansión y compresión de (3.57) y reordenando términos da.

$$p = \frac{A}{1 + B \cos(\varnothing - \theta)} M$$

(3.89)

Donde:

$$A = \frac{R}{K}$$

$$B = \frac{V_s}{2T_k T_h K} \sqrt{(T_h \cos \alpha + T_k)^2 + (T_h \operatorname{sena})^2}$$

$$\theta = \operatorname{tg}^{-1} \left(\frac{T_h \operatorname{sena}}{T_h \cos \alpha + T_k} \right)^2$$

(3.90)

La presión media se encuentra con

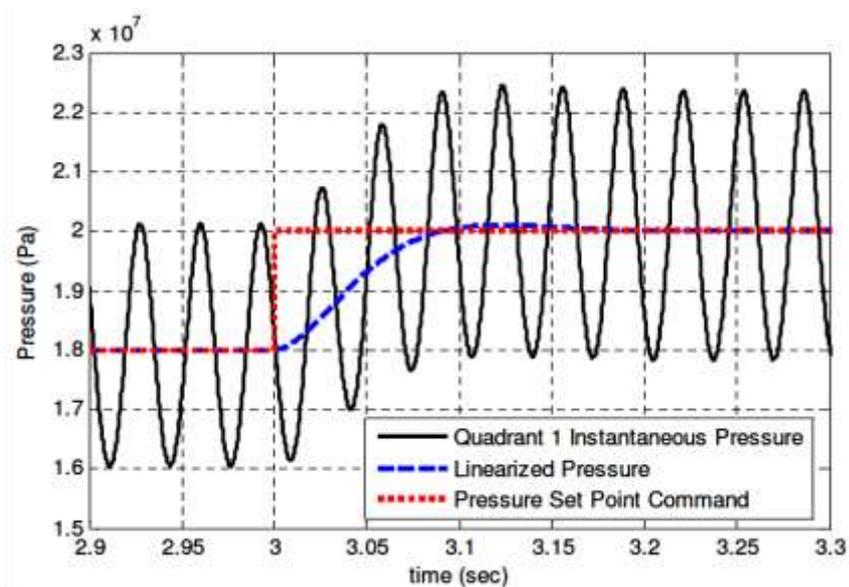


Figura N° 3.59. Comparación de las representaciones de la presión lineal y no lineal para un cambio de ritmo en la presión de mando.

$$P_{mean} = \frac{1}{2\pi} \int_0^{2\pi} p d\phi = \frac{1}{2\pi} \int_0^{2\pi} \frac{AM}{1 + B\cos(\phi - \theta)} d\phi$$

(3.91)

La evaluación de esta integral es más bien larga y una solución, que requiere el uso del teorema de los residuos de Cauchy.

La solución final viene dada por:

$$P_{mean} = \frac{AM}{1-B} \sqrt{\frac{1-B}{1+B}}$$

(3.92)

Por lo tanto la relación entre la cantidad de gas disponible en el motor y la presión media está dada por

$$\frac{P_{mean}}{M} = k_p = \frac{A}{1-B} \sqrt{\frac{1-B}{1+B}}$$

(3.93)

La constante k_p se obtiene suponiendo que el motor está en funcionamiento en estado estacionario, y por lo tanto el total de M de trabajo total del gas se supone que es constante. Por lo tanto el valor medio de la presión se calcula mediante la integración de la ecuación que define más de una vuelta del cigüeñal. Por lo tanto, la constante k_p define el estado de equilibrio de la presión de estar directamente proporcional a la masa total de gas de trabajo.

La trama de la figura. 3.59 compara la representación de la presión lineal a la presión no-lineal de un solo cuadrante de un cambio en la presión ordenada por el TCS.

3.11.6. Controlador de Tuning

El lazo de control lineal resultante de la PCS se muestra en la figura. 3.60. El controlador del PCS Disco-Stirling debe ajustarse para dar una respuesta deseada del sistema.

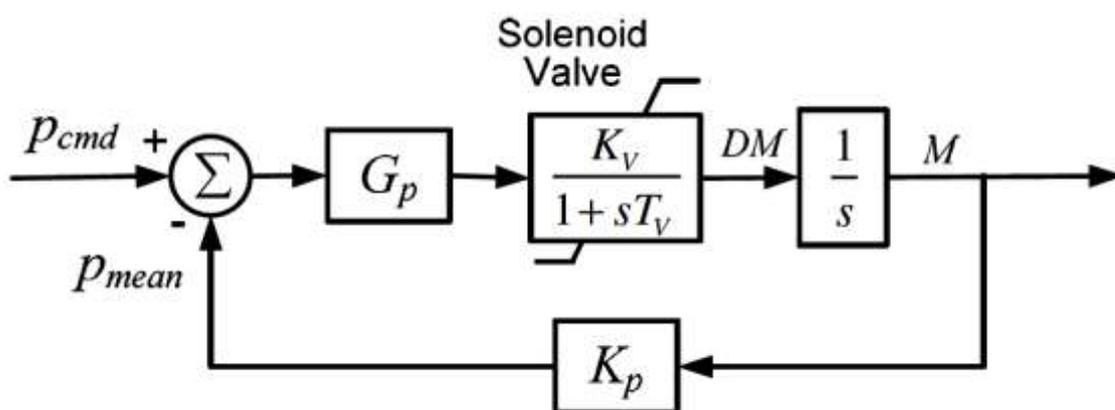


Figura N° 3.60. Lazo de control linealizado del sist. de control de presión.

Para el lazo de control de presión se muestra en la figura. 3.60, la función de transferencia de lazo abierto se da por el supuesto de que la válvula de control está en la región lineal (no limitativo).

$$GH_o = \frac{G_p k_v}{s(1 + sT_v)}$$

(3.94)

El circuito cerrado función de transferencia viene dada por

$$\begin{aligned}
 GH_c &= \frac{P_{msan}}{G_{cmd}} = \frac{K_p GH_0}{1 + K_p GH_0} = \frac{G_p K_v K_p}{T_v S^2 + s + G_p K_v K_p} \\
 &= \frac{G_p K_v K_p / T_v}{S^2 + (1/T_v)S + G_p K_v K_p / T_v}
 \end{aligned}
 \tag{3.95}$$

El resultado de la función de transferencia de lazo cerrado de (3.95) es de la misma forma que el sistema normalizado de segundo orden de uso frecuente en la teoría de control lineal, con la forma general propuesta por

$$T(S) = \frac{\omega_n^2}{S^2 + 2\zeta\omega_n S + \omega_n^2}
 \tag{3.96}$$

Donde ζ es el coeficiente de amortiguamiento y ω_n es la frecuencia natural. Igualando los términos en (3.95) y (3.96), el coeficiente de amortiguamiento está dada por

$$\zeta = \frac{1}{2T_v\omega_n} = \frac{1}{2T_v\sqrt{G_p K_v K_p / T_v}}
 \tag{3.97}$$

La ganancia del regulador de presión G_p por lo tanto se puede calcular por la elección de una relación de amortiguación deseado, y resolver G_p en (3.97), propuesta por

$$G_p = \frac{1}{4T_v \xi^2 K_v K_p} \tag{3.98}$$

Los polos de lazo cerrado de (3.95) están en el semiplano izquierdo para cualquier valor de G_p , por lo tanto la estabilidad transitoria del PCS no es un problema. **[17]**

3.12. POTENCIA ELECTRICA DE SALIDA EN FUNCION DE LA RADIACION SOLAR.

El tamaño del plato colector solar de los sistemas de Stirling determina la potencia deseada en los niveles de insolación máxima (1000 W m⁻²) y la eficiencia de conversión de energía.

Con las tecnologías actuales, un sistema Stirling de 5 kWe requiere un plato de 5,5 m de diámetro. 10 kWe requiere un plato de 7,5 metros de diámetro y un sistema de 25 kWe requiere un plato de 10 m de diámetro.

La expresión de 3er orden que se muestra a continuación me permite establecer la potencia de salida del colector en función de la radiación normal directa, esta expresión es válida para un colector de 10 Kw con un diámetro de apertura de 8.5 metros.

$$\begin{aligned}
 P_{net_elec} &= -2,341 \times 10^{-8} \times DNI^3 + 3,46 \times 10^{-5} \times DNI^2 + 3,19 \\
 &\times 10^{-4} \times DNI - 2,047358
 \end{aligned}
 \tag{3.99}$$

y la eficiencia

$$\eta_{global} = \frac{P_{net_elec}}{A_{conc} \times DNI}
 \tag{3.100}$$

Cabe recalcar que la máxima eficiencia que se puede lograr en un concentrador se da a una radiación de 900 a 1000 w/m^2 como se demuestra en la grafica 3.62 y cuando se tiene una radiación mayor un sistema de enfriamiento que posee el colector se activa logrando mantener la radiación optima sobre el receptor. **[13]**

A partir de la siguiente tabla de datos se muestran los gráficos de la potencia y la eficiencia en función de la radiación solar.

DNI	POT IN	POT OUT	Efic
200	-2,623	-0,787	-6,939
300	1,768	0,530	3,117
400	7,060	2,118	9,339
500	12,786	3,836	13,530
600	18,478	5,543	16,295
700	23,668	7,100	17,889
800	27,886	8,366	18,443
900	30,666	9,200	18,028
1000	31,539	9,462	16,687
1100	30,036	9,011	14,447
1200	25,690	7,707	11,327
1300	18,032	5,410	7,339
1400	6,594	1,978	2,492

Tabla N° 3.3. Calculo de la potencia y la eficiencia en función de la radiación

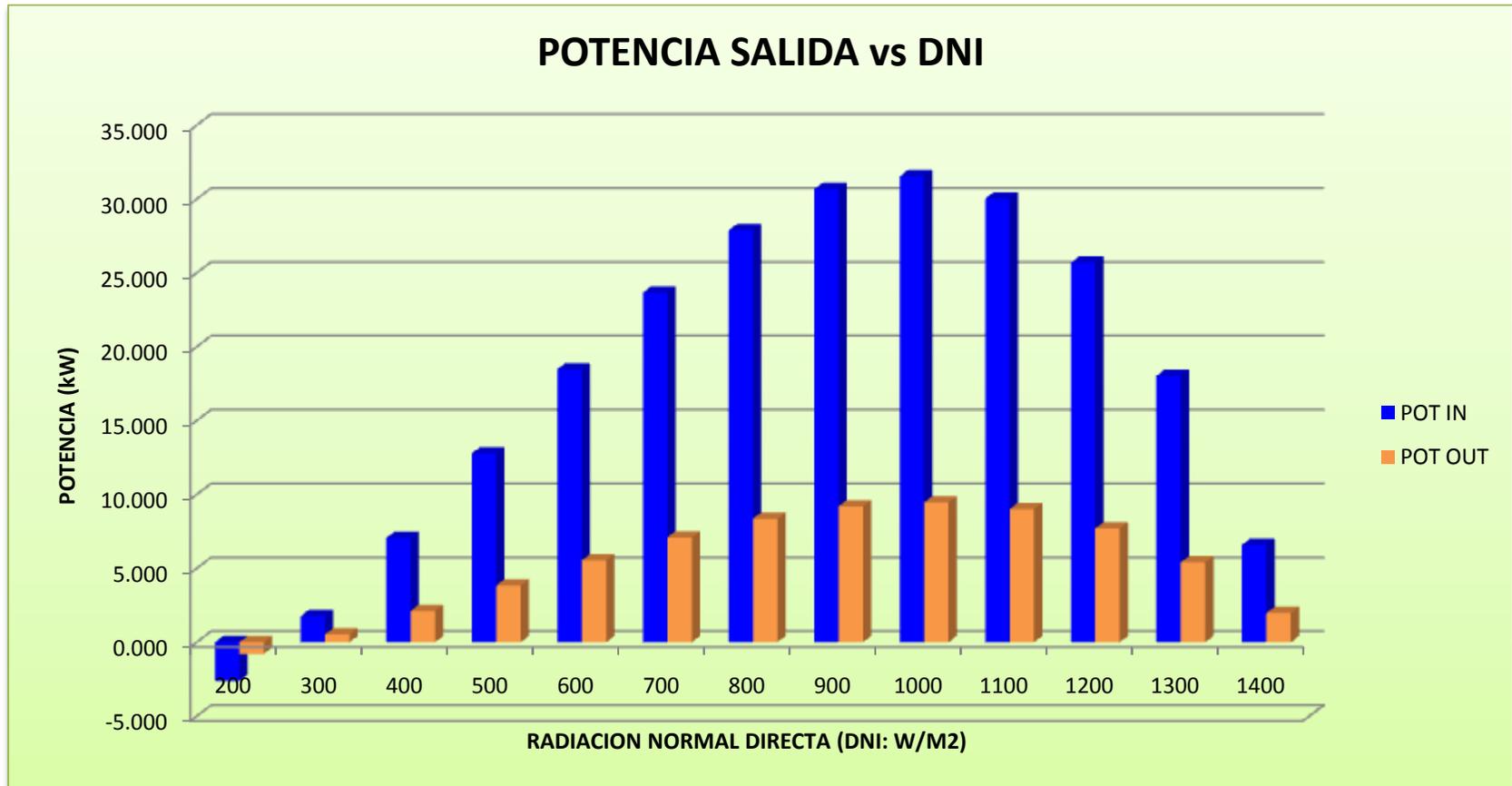


Figura N° 3.61. Potencia de salida en función de la radiación solar directa.

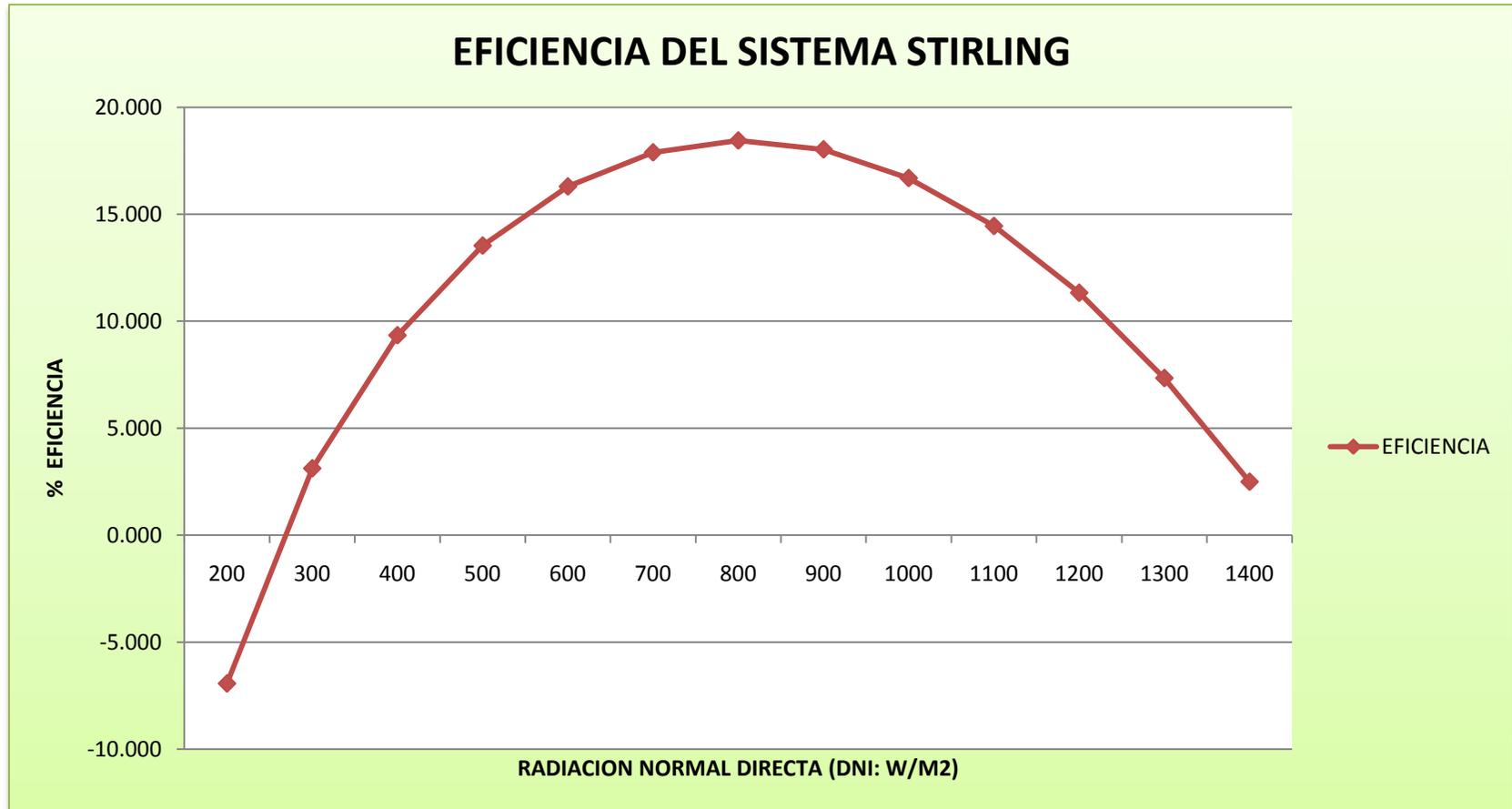


Figura N° 3.62. Eficiencia del sistema Stirling.

ASPECTO ECONÓMICO

Capítulo 4

4.1. GENERALIDADES.

El análisis económico del proyecto es un método para presentar el mejor uso de los recursos escasos en la sociedad. De la correcta evaluación que se realice de un proyecto de inversión, se desprende que los proyectos a ejecutar contribuyan al desarrollo a mediano o largo plazo de la población rural específicamente y en general a la economía de un país.

Este análisis determina la rentabilidad del proyecto, se lo realiza basado en la energía que se estima va a ser generada para consumo de dicha población, ya sea que la planta funcione de forma remota (sistema aislado) o en conjunto con el sistema nacional interconectado SNI.

Las energías renovables dependen directamente de los recursos naturales por lo que es indispensable tener un nivel de conocimiento amplio sobre el comportamiento histórico del recurso. Esta información es la que permite determinar el potencial del recurso, factor de planta, energía diaria, energía mensual, energía anual, proyección de aumentar la potencia en un futuro, etc.

El conocimiento de la energía a ser generada y el precio de la misma permiten determinar los ingresos mensuales. Definidos los ingresos se los contrasta con los egresos ocasionados en la fase de investigación, de estudios previos, adquisición de equipos, ejecución del proyecto y los costos que tendrá la operación y mantenimiento de la central. Una vez realizado este análisis se permitirá conocer el flujo de caja mensual con el cual se contará.

Al estimar el flujo de caja se puede obtener indicadores financieros como TIR, VAN, VFN, etc. que permiten realizar un análisis de costo beneficio y de esta manera conocer la viabilidad económica del proyecto y que es esencial para incentivar la inversión en todo tipo de proyecto. **[19]**

Existen diversos organismos tanto a nivel mundial como nacional que ofrecen diversas subvenciones para la adquisición y montajes de equipos generadores de energía renovable, una de estas, por ejemplo son los Bonos verdes por reducción de toneladas de CO₂ emitidas a la atmosfera. Una planta de concentración solar como la que se presenta en este documento puede tener beneficios ambientales significativos en la reducción de emisiones debido a que su único combustible es la energía proveniente del sol.

La influencia de los bonos verdes en el análisis económico se debe tomarse con precaución, ya que no serán muchos los proyectos de generación que lograrán el objetivo y, por lo tanto, no se puede basar la rentabilidad de un proyecto en este aspecto. **[20]**

El análisis de factibilidad forma parte del ciclo que es necesario seguir para evaluar un proyecto de generación cualquiera. Un proyecto

factible, es decir que se puede ejecutar, es el que ha aprobado cuatro estudios básicos:

- a)** Estudio de factibilidad de mercado.
- b)** Estudio de factibilidad técnica.
- c)** Estudio de factibilidad medio ambiental.
- d)** Estudio de factibilidad económica-financiera

El objetivo central del estudio de factibilidad se basa en la necesidad de que cada inversión que se realice en una planta generación por medio de colectores solares térmicos esté debidamente fundamentada y documentada donde las soluciones técnicas, medio ambientales y económicas-financieras sean las más ventajosas para el país, pero en especial para el sector rural de la costa que se desea servir. Por otra parte debe garantizar que los planes para la ejecución y puesta en explotación de la inversión respondan a las necesidades reales de la economía nacional. Estos estudios sirven para recopilar datos relevantes sobre el desarrollo de este proyecto y en base a ellos se podrá tomar las decisiones más acertadas.

4.1.1. Estudio de factibilidad de mercado.

El estudio de mercado se puede definir como la función que vincula a los consumidores con el encargado de estudiar el mercado a través de la información, la cual se utiliza para identificar y definir tanto las oportunidades como las amenazas del entorno.

4.1.1.1. Clientes potenciales

Se debe estimar la extensión de los probables consumidores o usuarios rurales, así como determinar de igual forma el segmento de la población a la cual será suministrada dicha energía generada.

Por otra parte es necesario determinar la cantidad de energía que los consumidores adquieren y que justifican la realización de los programas de producción. El análisis de clientes debe comprender también, la evolución de la demanda actual de energía, y el análisis de ciertas características y condiciones que sirvan para explicar su probable comportamiento a futuro.

Como la capacidad de la planta de generación eléctrica es de 10Mw, y con un consumo promedio por habitante del sector rural de la costa de aproximadamente de 3 Kw mensuales esta central puede abastecer a:

$$\#viviendas = \frac{10000Kw}{2.5Kw/vivienda} \approx 4000 \text{ vivienda}$$

4.1.1.2. Generación renovable existente.

De acuerdo al Consejo Nacional de Electrificación mediante las publicaciones anuales de “Estadística del sector Eléctrico Ecuatoriano ” presenta en lo que se refiere a generación eléctrica con energías renovables los siguientes aportes respecto de la generación total: hídrica 43,43%, biomasa 2,02%, eólica 0,05% y solar 0.00043%.

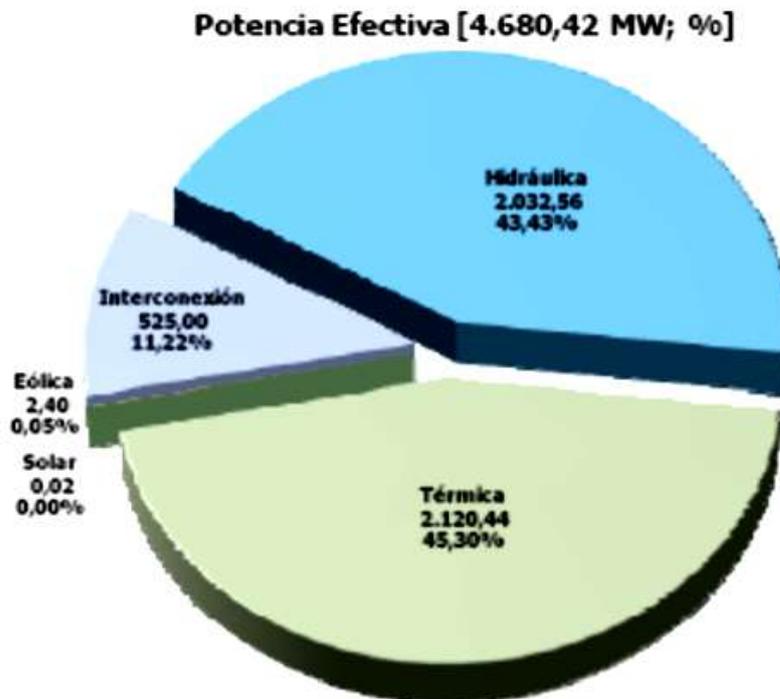


Figura N° 4.1. Potencia efectiva por tipo de central e interconexión

Del total de la potencia efectiva de la generación hídrica existente el 48,13% está incorporada al SNI corresponde a generación hidráulica y apenas un 0,76% de este tipo de es parte de la potencia efectiva no incorporada al SNI. La energía de la biomasa es considerada como parte de la energía térmica debido al tipo de máquina empleada para generar electricidad, toda su generación es parte de la potencia efectiva incorporada al SNI con un 2,29% de aporte. En lo que respecta a eólica y solar toda la generación es parte de la potencia efectiva no incorporada al SNI, es decir, son sistemas aislados.

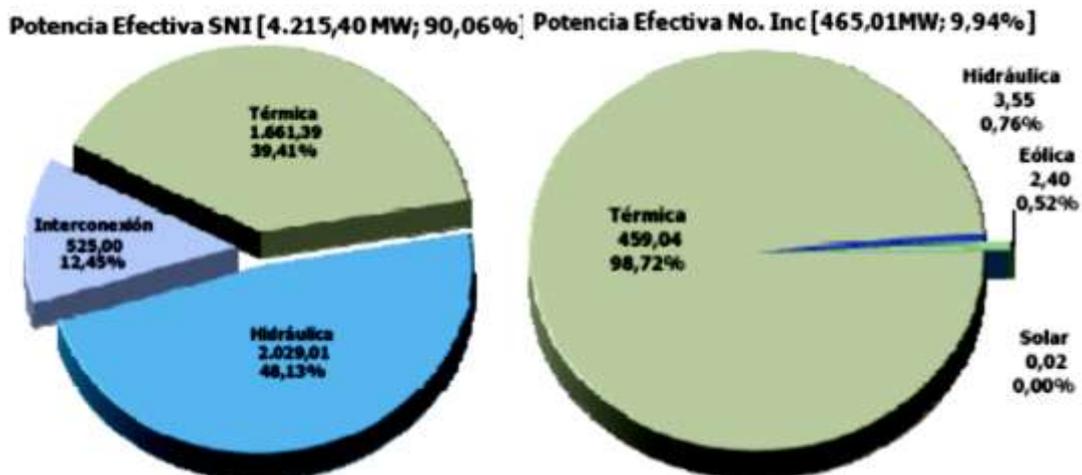


Figura N° 4.2. Pot. Efectiva en los sist. incorporados y no incorporados al S.N.I

El total de potencia nominal de centrales de energía renovable en el Ecuador es de 2.161,13 MW, correspondiente al 43,69% de la potencia nominal existente. Del total de la potencia nominal de energía renovable la predominante es la hídrica con un 95,20%, seguida de la biomasa con un 4,69%, la eólica con 0,11% y la solar con apenas un 0,000923%.

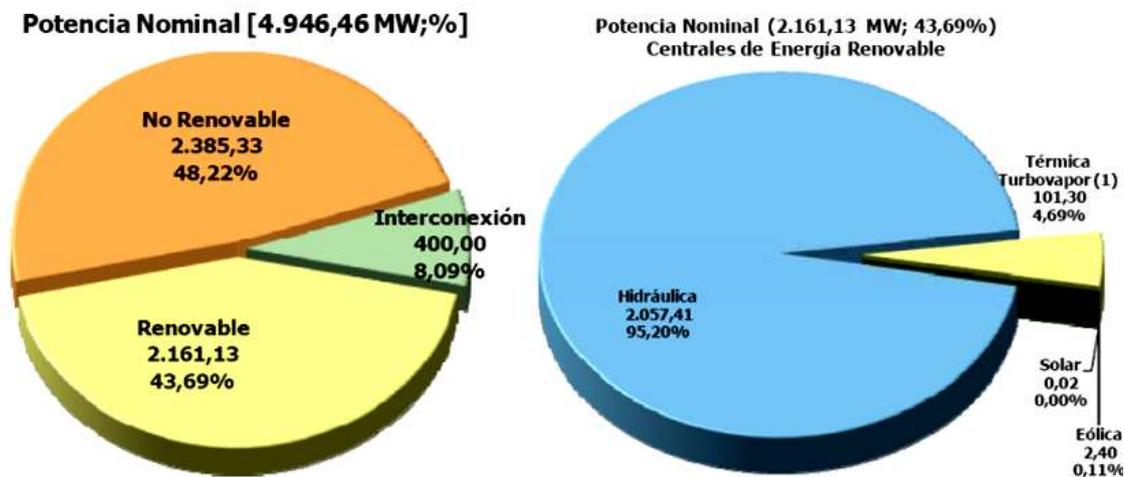


Figura N° 4.3. Potencia nominal según su naturaleza de origen y de energía renovable por tipo de central de generación

4.1.1.3. Proveedores

A pesar de que este tipo de plantas de generación está en plena etapa de crecimiento y que son pocos los proveedores existentes hasta el momento de este tipo de tecnología, existen varios países que han desarrollado prototipos que cuentan con muchas horas de trabajo demostrando así la funcionalidad del mismo. A continuación se presenta un listado de varias compañías con sus respectivos modelos y que se encuentran en etapas de comercialización.

Vanguard	25 kWe	10.6 m	Cristales con plata	Azimut/elevación	Stirling	Irradiación directa
MDAC	25 kWe	10.6 m	Cristales con plata	Azimut/elevación	Stirling	Irradiación directa
SBP	9'5 kWe	7.5 m	Cristales con plata	Polar/declinación	Stirling	Irradiación directa
CPG	7'5 kWe	9.6 m	Polimeros de aluminio	Polar/declinación	Stirling	Receptores de reflujos
CPG	25 kWe	15 m	Cristales con plata	Azimut/elevación	Stirling	Receptores de reflujos
Sistemas anteriores a la última generación						
SBP	10 kWe	8.5 m	Cristales con plata	Azimut/elevación	Stirling	Irradiación directa
SAIC	20 kWe	10 m	Cristales con plata	Azimut/elevación	Stirling	Irradiación directa
Aisin/Miyako	8 kWe	9.6 m	Polimeros de aluminio	Polar/declinación	Stirling	Irradiación directa
ANU	45 kWe	25.6 m	Cristales con plata	Azimut/elevación	Rankine	Irradiación directa

Tabla N° 4.1. Experiencia con los colectores solares de disco parabólico.

Y estos que se nombran a continuación, son compañías que ya se encuentran dedicadas a la construcción de plantas de este tipo.

FABRICANTE	TIPO MOTOR	CAPACIDAD
Schlaich Bergermann und Partner (Alemania)[54]	Solo Motoren	9, 10, 50 Kw
STIRLING UNIDAS, Linköping, Suecia	V160	15Kw
Infinia Corporation EEUU	infinia	3 Kw
Stirling Engine Systems (SES), EEUU	dish-Stirling	10, 25 Kw

Tabla N° 4.2. Proveedores de sistemas de discos parabólicos

4.1.2. Estudio de factibilidad técnica.

En la etapa técnica existen una serie de decisiones a tomar respecto a:

- ✓ Tecnología
- ✓ Tamaño
- ✓ Localización.

Se sabe que existe una relación muy estrecha entre el tamaño o la capacidad máxima de generación y el costo de la misma.

4.1.2.1. Tamaño óptimo

Todos los estudios realizados en varios países de este tipo de plantas basan su tamaño óptimo no específicamente por el área de producción de energía sino más bien porque al existir una mayor demanda de este tipo de colectores los precios se reducen significativamente y más aun cuando este sistema se encuentre en una etapa verdaderamente comercial lo que le permitiría reducir el costo de la energía a un precio mucho más bajo que las energías producidas por métodos convencionales llegando al caso de que sean reemplazadas totalmente debido al crecimiento del costo del

petróleo y por ende elevando el costo por Kw de las centrales de generación térmica.

Un tamaño base para este tipo de plantas esta para una capacidad de generación de 100Mw y que se muestra en la siguiente tabla las dimensiones de terreno que puede ocupar en comparación con una planta de 10 Mw que es el estudio principal de este documento.

Capacidad (Mw)	(Kw)/colector	N° colectores	Área terreno(m ²)
100	25	4000	900000
10	25	400	90000

Tabla N°4.3. Área de terreno de la planta de acuerdo a la capacidad

El tamaño óptimo o escala óptima de producción, está asociado en la literatura especializada al incremento perspectivo de la demanda y a la disminución de los costos de inversión o de producción por unidad.

Es sabido que el perfeccionamiento de los métodos que se utilizan para determinar el tamaño óptimo de las nuevas plantas, contribuye a elevar la eficiencia económica en las futuras empresas industriales.

4.1.2.2. Demanda de energía

De acuerdo al “Plan maestro de electrificación del Ecuador 2009 – 2020” se presenta la proyección del consumo eléctrico que mantienen tres escenarios de crecimiento: menor, medio y mayor, en función del crecimiento del producto interno bruto y las metas del nivel de precios y cobertura del servicio eléctrico que se desean alcanzar.

Para el año 2009, se toma en cuenta la estimación del Banco Central del Ecuador que es de 3,82 por ciento. Este valor corresponde a uno de los escenarios posibles que se abren, tomando en consideración las incertidumbres que hay en este momento en el mercado internacional: la crisis, la falta de recursos, un precio del petróleo variable y la posible caída de las importaciones.

Los escenarios de crecimiento de la demanda de electricidad tienen como uno de sus componentes, la cobertura del servicio. Este parámetro y el del crecimiento de la economía se establecen en el gráfico 4.4 y cuya tabla de datos tabulados se muestra en el anexo 2.

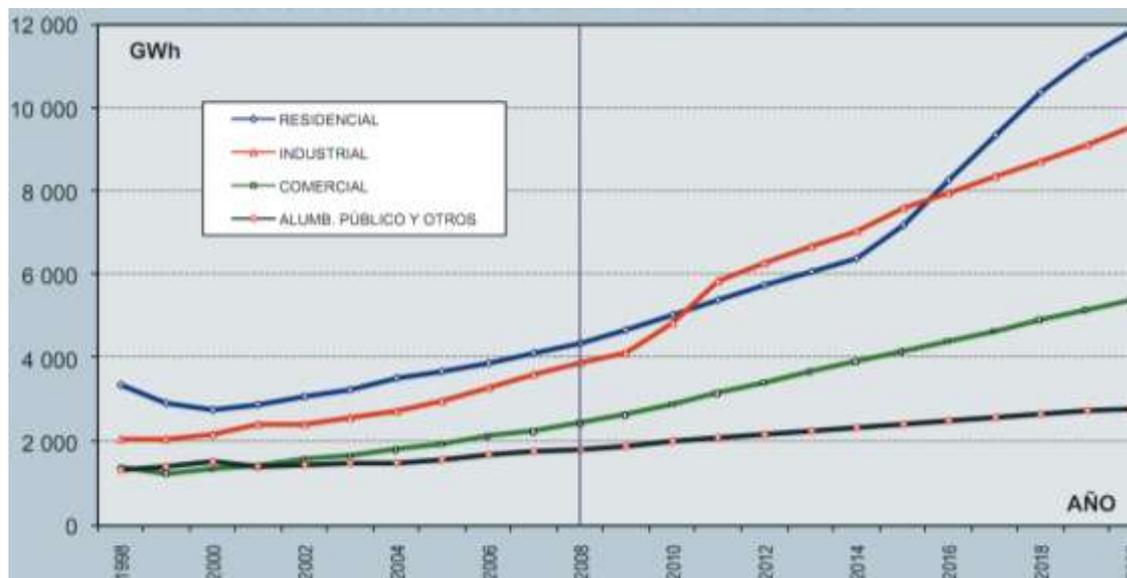


Figura N° 4.4. Evolución del consumo de energía en el SNI

En cuanto a la perspectiva del número de consumidores o usuarios del servicio eléctrico, las consideraciones del análisis han tomado en cuenta para la proyección, el comportamiento futuro que tendría el consumo medio unitario anual de los principales sectores de consumo.

En este sentido, de acuerdo con el incremento en la eficiencia de los artefactos eléctricos así como en su uso, pero también por la incorporación de la cocción y calefones eléctricos se prevé, en el período del Plan, un crecimiento medio del consumo unitario en el

orden de 9 % anual para el sector residencial; -1 % para el comercial y -3,1 % para el industrial.

En particular, la iluminación como uso residencial, está incorporando la utilización de lámparas (focos) del tipo À fluorescente compacto, con lo cual los consumidores compensan en cierta medida los incrementos de consumo por la cocción, duchas y calefones.

En el ámbito del SNI, el crecimiento medio anual de los consumidores se prevé que será de un 2,6 % en el escenario de menor crecimiento; y, de 3,1 % y 3,5 % respectivamente, para los escenarios de crecimiento medio y mayor en el período 2008 - 2020. Estos porcentajes de crecimiento toman en cuenta la recuperación de los consumidores irregulares, como parte de los planes de reducción de pérdidas.

En el Anexo 3 se describe esta proyección en forma anual para los 3 escenarios, así como los datos estadísticos del período 1998 – 2008. Los consumidores desagregados por sectores para el escenario de crecimiento medio, así como el consumo promedio anual por consumidor como se muestran en el gráfico 4.5.

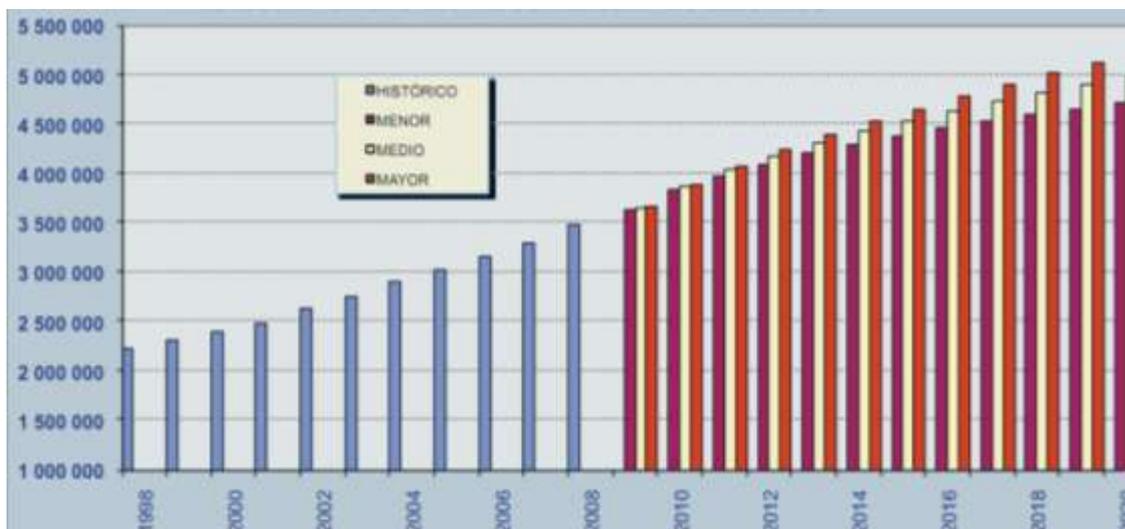


Figura N° 4.5. Proyección de los abonados del servicio eléctrico.

Esto demuestra que así como existe un incremento en la demanda del consumo eléctrico debe existir una planificación para la instalación de nuevas centrales de generación dentro de las cuales las energías renovables no convencionales son una gran alternativa para servir a sectores rurales que aun no cuentan con este servicio básico que les impide el progreso social y económico.

En este mismo plan maestro del CONELEC se muestra unos datos importantes respecto a generación por medio de energía

renovables que demuestran que a pesar del grado de insolación solar en Santa Elena no existe ninguna fuente de generación de este tipo en este sector del país como se presenta en el anexo 4.

[21]

4.1.2.3. Localización:

Como es de conocimiento de todos el tamaño de la central se ve afectado por la localización, pero aun cuando el lugar elegido para ejecutar el proyecto no dispone de la cantidad de insumos suficientes, ni accesos idóneos a estos entre otros aspectos a considerar.

De un análisis de radiación solar en nuestro país se muestra que existen tres lugares donde la central podría estar ubicada, debiendo seleccionar uno de ellos de acuerdo a varios factores entre ellos el medio ambiental.

Santa Elena en el caso de nuestro análisis parece ser el más idóneo para la instalación de la central debido a lo siguiente:

- ✓ Cuenta con una radiación solar excelente para este tipo de instalaciones
- ✓ Gran parte de su terreno posee muy poca vegetación, lo que evitaría la tala de bosques que se hubiera ocasionado en otros sectores.
- ✓ Debido que este sistema de colectores no necesita de agua potable para su funcionamiento, no es necesario crear fuentes de acceso de líquido, pudiendo ser almacenado en pequeños reservorios solo para uso básico del personal de planta.
- ✓ Se ayudaría de gran manera al sector rural del sector, el que posee muchas falencias en este sentido.

4.1.3. ESTUDIO DE FACTIBILIDAD MEDIO AMBIENTAL.

Se conoce como Evaluación del Impacto Ambiental (EIA) al proceso formal empleado para predecir las consecuencias ambientales de una propuesta o decisión legislativa, la implantación de políticas y programas o la puesta en marcha de proyectos de desarrollo.

Pero antes de introducirnos en esta temática debemos referirnos al concepto de Impacto Ambiental, término definido como el efecto positivo, negativo o no existente que produce una determinada acción humana sobre el medio, efectos que pueden ser: sociales, económicos, tecnológico-culturales y ecológicos.

La EIA se implementó por primera vez en Estados Unidos en 1969 como requisito de la National Environmental Policy Act (NEPA), desde entonces la EIA ha cobrado importancia dentro de las legislaciones de muchos países.

4.1.4. Estudio de factibilidad económica- financiera.

En cualquier proyecto de construcción y puesta en marcha de una instalación energética se debe realizar un desembolso económico que permita adquirir bienes e infraestructuras capaces de sustentar la instalación proyectada. Estos bienes conllevan una serie de pagos en el tiempo que se deben analizar para conocer la viabilidad económica del proyecto.

4.1.4.1. Costos del sistema.

Los costos de explotación de una instalación energética se dividen en costos fijos y en costos variables. Los costos fijos, a diferencia de los variables, no cambian con la cantidad de energía producida, e incluyen una serie de costos relacionados con la adquisición de los bienes de equipo, con el mantenimiento de la instalación (personal de mantenimiento) y con el personal de operación.

Los costos de mantenimiento y los de operación suelen unirse en el denominado *costo de mantenimiento y de operación*. En energías renovables, al no existir costo del combustible consumido, el costo de mantenimiento y operación se puede representar como un porcentaje del costo de adquisición.

Por otra parte, los costos variables incluyen costos de mantenimiento (debido a imprevistos en el funcionamiento, como averías) y costos de combustible consumido. Este último costo debe ser tenido en cuenta debido a la tendencia actual de crear sistemas disco parabólico híbridos que puedan cubrir la demanda existente en cualquier momento quemando gas natural.

4.1.4.2. Costo de producir la energía

El análisis requerido para obtener el costo de la energía solar térmica de concentración se determina a partir del costo de producirla, por lo que se debe considerar:

- ✓ Los Costos de la inversión inicial.
- ✓ Costos anuales de operación y mantenimiento
- ✓ Tasa de cargo fijo
- ✓ Producción anual de energía

La expresión que nos ayuda a determinar el costo de producción de la energía es la siguiente:

$$COE = \frac{[(Cc \times T_{CF}) + C_{O\&M}]}{E_a}$$

(4.1)

Donde:

Costo de producir energía .

C_c = Costo de capital a invertir (\$).

$C_{O\&M}$ = Costo anual de operación y mantenimiento (\$/año).

T_{CF} = Tasa de cargo fijo = fracción de los costos de capital pagados cada año por financiamiento.

- Esta es Mayor que la tasa de interés del préstamo, i
- Mayor que $1/N$, donde N = duración del financiamiento (años)

E_a = Energía total usada por los consumidores ($Kwh/año$)

Donde:

$$E_a = F_{planta} \times Pot_{inst} \times horas / año$$

(4.2)

4.1.4.3. Análisis de rentabilidad “Método Beneficio-Costo”

De nada vale verificar la factibilidad financiera de un proyecto de inversión si no se verifica que económicamente también lo sea. El método del Análisis Beneficio-Costo permite establecer un proceso

de valoración económica de los costos evitados como beneficios o de los beneficios no percibidos como costo, ante una medida o proyecto. Todo esto se sustenta en la aplicación del costo de oportunidad como base referencial. Es evidente entonces, que el valor de los beneficios es decisivo también a corto plazo pero no suficiente

El beneficio constituye entonces una estimación y no la realidad. Por lo que se hace necesario la aplicación de criterios de evaluación de inversiones donde se utilicen los flujos de caja los cuales expresan la cruda verdad acerca de la situación de la empresa entre lo que constituye entradas y salidas de las cuentas a lo largo de la vida útil del proyecto.

4.1.4.4. Criterio del plazo de recuperación simple o pay back (PERs)

Cualquier inversión que se realice se desea que el desembolso sea recuperado en un cierto período de tiempo máximo, en este caso para una planta de generación por colectores solar el tiempo aproximado para recuperar dicha inversión es de 8 años.

4.1.4.5. Criterio del valor actual neto (VAN)

El VAN representa el máximo valor que la empresa puede pagar por la opción a invertir, sin incurrir en pérdidas financieras de oportunidad.

El VAN o valor capital de una inversión es el valor actualizado de todos los flujos de caja esperados ($F_{esperado}$) en el momento actual conociendo la tasa de interés del capital (r), la duración del proyecto (n) y la inversión inicial (I_0). El VAN será calculado entonces según la siguiente expresión matemática,

$$VAN = \sum_{i=0}^n \frac{F_{esperado}}{(1+r)^i} - I_0 \quad (4.3)$$

El VAN representa la rentabilidad en términos absolutos de un proyecto de inversión. Según este criterio, la decisión de inversión se apoya en el siguiente razonamiento:

- , la inversión debe llevarse a cabo ya que es rentable para el proyecto.

- Si $VAN < 0$, la inversión no debe realizarse porque no es rentable para el proyecto.
- Si $VAN = 0$, es igual que la inversión se realice o no ya que no modifica el patrimonio de la empresa.

4.1.4.6. Criterio de la tasa interna de rentabilidad (TIR)

La TIR o tasa de retorno de la inversión es el tipo de descuento que hace igual a cero el VAN de este proyecto, es decir:

$$VAN = \sum_{t=0}^n \frac{F_{esperado}}{(1+r)^t} - I_0 = 0$$

(4.4)

Donde n sería el número de años de vida del proyecto de generación.

El TIR representa el porcentaje o tasa de interés ganado sobre el saldo no recuperado de una inversión. Es la rentabilidad obtenida sobre el capital mientras esté invertido, tras permitir el reembolso parcial de la inversión. Podemos decir que el TIR proporciona un criterio de rentabilidad de forma actual y relativa, es decir al escoger la alternativa que teóricamente es mejor, escogemos la

que nos proporcionan mayor beneficio por unidad monetaria invertida. La decisión sobre el proyecto se plantea así,

- Si $TIR > r$, la inversión puede realizarse porque la rentabilidad que nos ofrece el proyecto es mayor que la que ofrece el mercado.
- Si $TIR < r$, no interesa llevar a cabo la inversión porque la rentabilidad que nos ofrece el proyecto es menor que la que ofrece el mercado.
- Si $TIR = r$, la situación es de indiferencia.

4.1.4.7. Análisis de sensibilidad

El futuro es incierto, no seríamos realistas al suponer que en el tiempo, los acontecimientos se presentarán tal y como hemos previsto. La inversión siempre estará en condiciones de riesgo e incertidumbre. La diferencia fundamental entre estos conceptos es que el primero lleva asociada cierta probabilidad mientras el segundo no.

Existen una serie de técnicas para realizar análisis en incertidumbre entre las que podemos mencionar:

- Análisis de sensibilidad.
- Técnica del punto muerto.
- Simulación.

El más útil de todos los métodos no probabilísticos es el llamado análisis de sensibilidad. Este modelo persigue determinado grado de riesgo (sin otorgar probabilidades) de cada una de las variables aleatorias del proyecto y parte de asumir la posibilidad de que el resultado no sea el previsto. Por lo cual se trata de estimar cual será el nivel de riesgo de cada una de las variables esenciales del proyecto. Este nivel de riesgo se mide en base al efecto que tiene la variación porcentual de las variables elementales como los costos de generación (ejemplo: tarifa no regulada), Disponibilidad Técnica, Vida Útil, Inversión, Operación y Mantenimiento, nivel de radiación e Interés sobre el resultado final del VAN o la TIR.

El análisis de sensibilidad no tiene por objetivo eliminar la incertidumbre inherente a toda decisión relacionada con la realización de un proyecto de inversión sino más bien es un instrumento que permite cuantificar las consecuencias económicas de una variación inesperada, pero posible, de parámetros importantes.

El análisis de sensibilidad determina hasta dónde puede modificarse el valor de una variable para que el proyecto sea rentable. Refleja un análisis unidimensional acerca de la incidencia para el proyecto de la desviación de una variable. Entre las principales ventajas del análisis de sensibilidad están las siguientes: permite determinar las variables relevantes del proyecto, determinar la elasticidad o sensibilidad de los resultados del proyecto respecto a cada variable relevante y en ocasiones puede conducir al punto crítico. **[22]**

4.2. DETERMINACIÓN DE LOS COSTOS DE INSTALACIÓN

La tecnología de los parabólicos Stirling se ha desarrollado lentamente en los últimos treinta años con un desarrollo algo desigual entre el concentrador, que se ha optimizado (en prestaciones/costos), y el motor Stirling.

Las dos barreras que han impedido el despegue comercial de esta tecnología han sido el alto precio del disco colector-concentrador-dispositivo de seguimiento solar y la falta de una industria de motores Stirling de escala adecuada para estas tecnologías solares. El costo actual del sistema de disco parabólico es de , siendo los componentes de mayor costo específico (y por tanto los de mayor potencial de reducción) el disco concentrador y el motor Stirling.

Varios discos parabólicos se han ensayado extensivamente en los últimos treinta años. En dichos ensayos se han acumulado decenas de miles de horas de experiencia.

En la Figura 4.6 se muestra la distribución de costes del sistema.

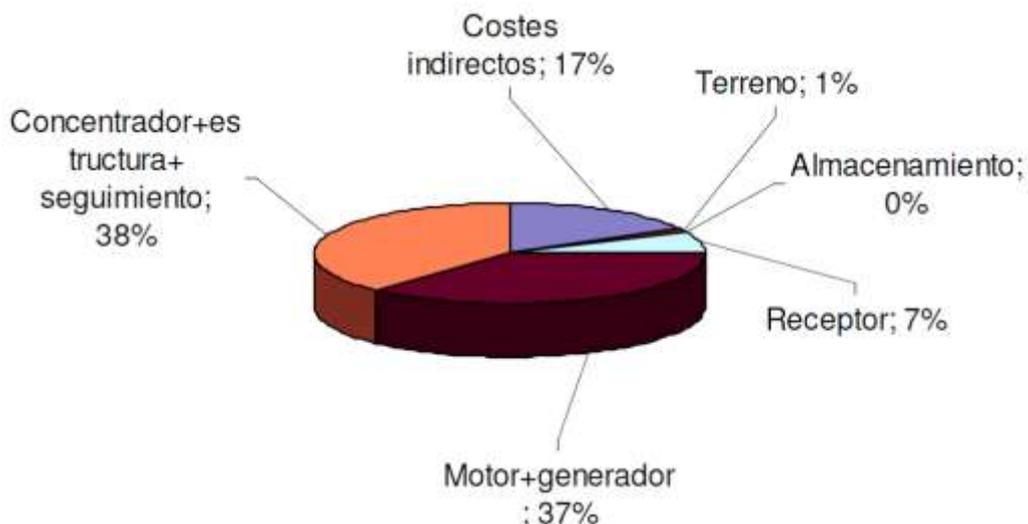


Figura N° 4.6. Distribución de costo de instalación

En base a las estimaciones de varios diseñadores y fabricantes, se estima que la producción en serie de unas 1.000 unidades, requeridas en una instalación centralizada de producción eléctrica, podría reducir un 40 % los costos del sistema disco Stirling hasta unos . Se estima además, que la disponibilidad y los costos mejorarían significativamente durante la fase de comercialización como se muestra en la figura 4.7.

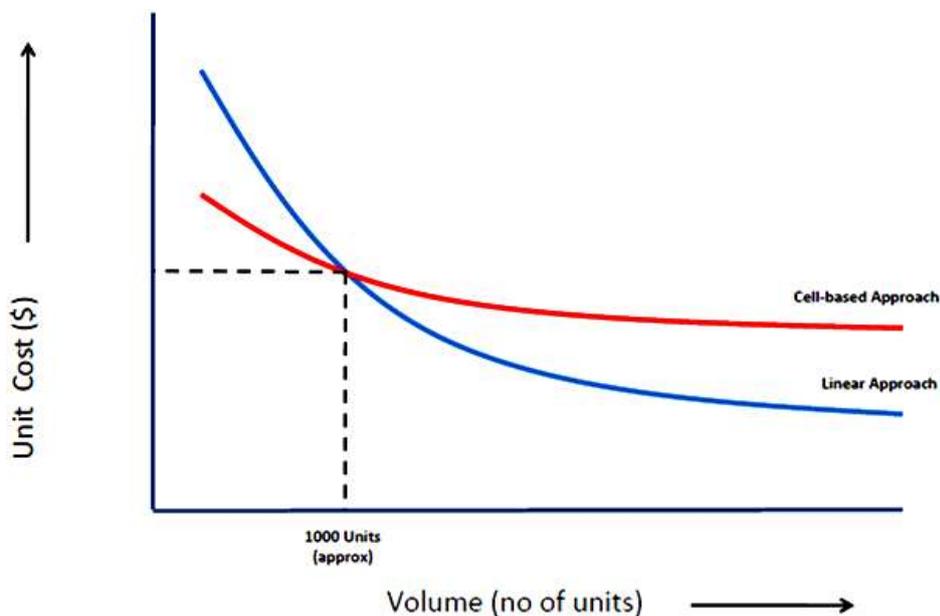


Figura N° 4.7. Curva de costo por kw en función del número de unidades de generación.[36]

Hasta la fecha se han diseñado prototipos que funcionan con potencias entre 3 kW y 50 kW, que se encuentran instalados en centros de investigación españoles, alemanes, americanos, etc. Estos sistemas que funcionan perfectamente en estos emplazamientos, resultan en la actualidad más costosos que el resto de tecnologías para ser considerados a la hora de promover grandes plantas. Tienen a favor el hecho de ser sistemas modulares. [13]

Para poder conocer la inversión inicial para la construcción de la planta de generación por medio de colectores solares de

concentración, primero debemos conocer las características de dicha planta como se muestra en la tabla 4.4.

N° colectores (Un)	400
Separación entre colectores.	15
Area total	90000
Capacidad	10
Colector	
Área total del colector	91
Reflectividad	0.94%
Receptor	
Diámetro apertura	0.184m
Motor	
Capacidad	25Kw
Velocidad	1800

Tabla N° 4.4. Características de la planta de generación solar.

Después de conocer las características principales de la planta, se detalla el costo de la misma en la siguiente tabla.

	Unitario , %	Total
Costo directo (CD)		
Estudio de factibilidad	\$ 208.080	\$ 208.080
Desarrollo	15.900 \$/ unidad	\$ 5,960.000
Ingeniería	9.809 \$/unidad	\$ 3,923.600
Mejoramiento del terreno	65.601 \$/Km	\$ 656.010
Línea de transmisión	65.601 \$/Km	\$ 131.202
Costo del colector	400\$/m2	\$ 14.000.000
Costo receptor	1000\$/kw	\$ 10.000.000
Costo del motor	2000\$/kw	\$ 20.000.000
contingencia	5%	\$ 2.994.616
Costo de instalación total		
Operación y mantenimiento		\$ 480.000
Costo total por capacidad de generación		

Tabla N° 4.5. Costo de instalación

4.2.1. Vida útil y Determinación de los costos de operación y mantenimiento de la planta de generación.

Los costos de operación en instalaciones renovables se pueden expresar como un porcentaje de los costos de adquisición, al no tener que soportar este tipo de instalaciones costos relacionados con el consumo de combustible. Este valor es aproximadamente el 480.000 \$/año.

Los sistemas de disco parabólicos presentan unos costos de operación y mantenimiento muy elevados en la actualidad debido a dos factores principales. El primero es la falta de unidades en el mercado, ya que la producción en serie reduce los costos y mejora la fiabilidad, y el segundo, muy relacionado con el primero, es la fiabilidad del sistema (al hablar de prototipos, la fiabilidad de dichos sistemas es todavía bastante limitada).

A continuación se presenta un grafico con una estimación de los tipos de mantenimientos a realizar a lo largo de la vida útil de la planta de generación que es aproximadamente de 25 a 30 años.

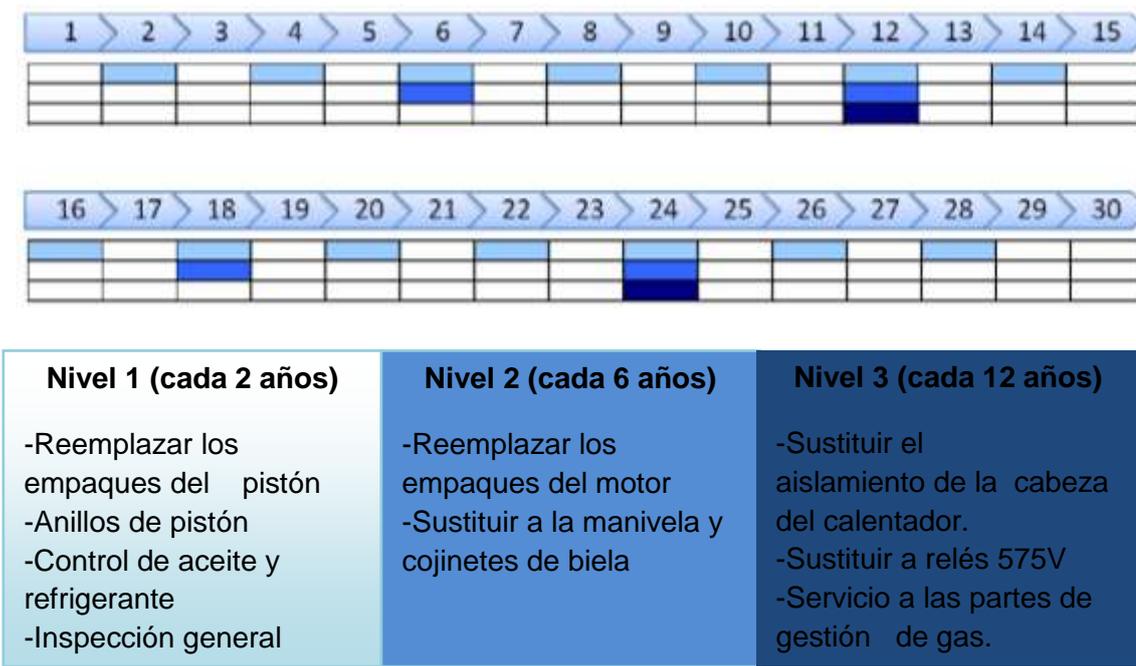


Figura N° 4.8. Tipo de mantenimiento a la Unidad de conversión de potencia a lo largo de su vida útil.

En el siguiente grafico se muestra de los costos en porcentajes, donde me presenta el valor del porcentaje de operación y mantenimiento.

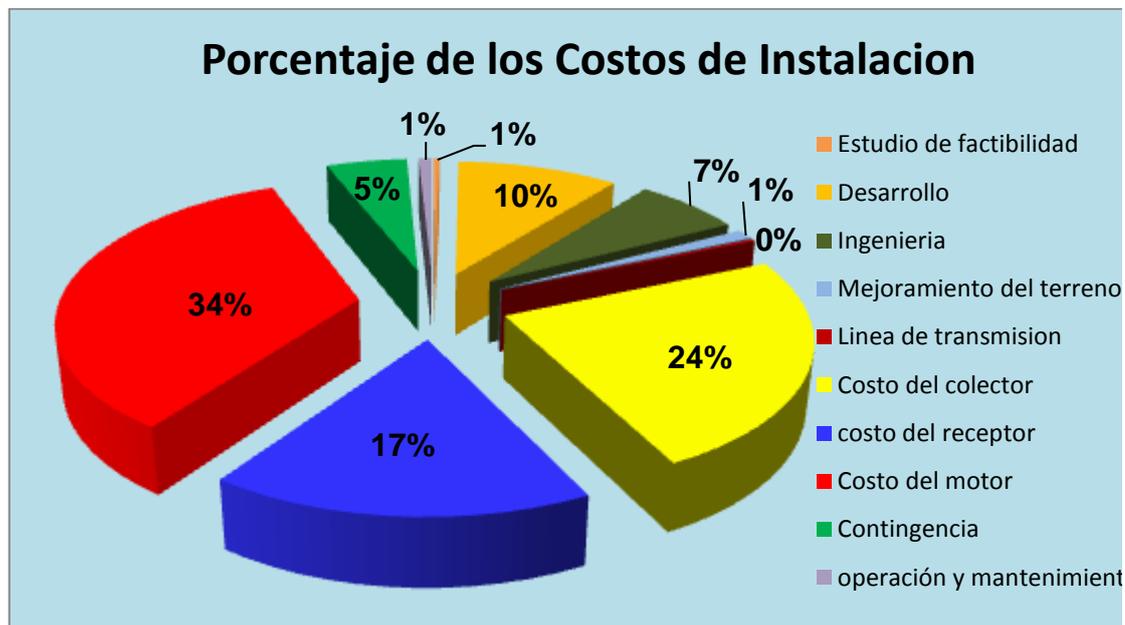


Figura N° 4.9. Porcentaje de costo de instalación

4.2.2. Inversión Inicial y Fuentes de Financiamiento.

La inversión en energías renovables puede resultar un negocio muy atractivo. La generación es muy bien retribuida, además de que a esto debemos añadirle los ingresos que generan las energías renovables por la venta de certificados de reducción de emisiones.

A pesar de los beneficios económicos que presenta el mercado de las energías renovables no convencionales la inversión inicial resulta muy elevada y muchas veces los proyectos no llegan a desarrollarse por no contar con el capital.

Nacional e internacionalmente existen organizaciones que ayudan con el financiamiento de proyectos con energías renovables no convencionales. Estas organizaciones promueven el cuidado del medio ambiente. Incluso ciertas instituciones otorgan créditos no reembolsables en países en vías de desarrollo que deseen desarrollar este tipo de energías.

El Fondo de Electrificación Rural y Urbano – Marginal FERUM presenta una tabla de valores de la cantidad de dólares por habitante que pueden solicitarse al FERUM previo al cumplimiento

de otros requisitos para la calificación de proyectos que se muestran en detalle en el ANEXO 5

“Que el monto solicitado de fondos del FERUM, sea máximo hasta los siguientes valores por vivienda beneficiada:”

Generación eólica:	
Generación fotovoltaica:	
Generación con Biomasa:	
Generación con mini centrales hidroeléctricas:	

Tabla N° 4.6. Fondos del FERUM para proyectos de energías no renovables. [23]

Aunque solamente se menciona como generación fotovoltaica está realmente indica solar y fotovoltaica por lo que incluye el tipo de centrales promovidas en el documento.

Por lo que la cantidad conseguida por este medio de acuerdo a la cantidad de viviendas que se podría suplir en el sector rural calculado anteriormente sería:

$$\begin{aligned}
 \$ \text{ inversion} &= 2000\$/\text{vivienda} \times 4000 \text{ viviendas} \\
 &= 8 \text{ Millones de dolares}
 \end{aligned}$$

4.2.3. Organizaciones internacionales.

- **EL Programa de Pequeñas Donaciones**

El Fondo para el Medio Ambiente Mundial (FMAM) es un mecanismo permanente de financiamiento, destinado a proporcionar donaciones y fondos de carácter concesionario a los países en desarrollo, para programas encaminados a proteger el medio ambiente mundial.

El Programa de Pequeñas Donaciones (PPD) se creó en el año de 1992 y es administrado por el Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo PNUD, a nombre del Fondo para el Medio Ambiente Mundial (FMAM). El PPD administra pequeños proyectos de ONGs y OCBs, destinados a ejecutar iniciativas locales para la conservación y uso sustentable de los recursos naturales.

- **Environmental Enterprises Assistance Fund**

El Environmental Enterprises Assistance Fund (EEAF) El objetivo central del EEAF se encuentra enfocado en el manejo equitativo de fondos privados. Sin embargo, la principal misión es mejorar la capacidad en los países donde trabaja.

Entre sus objetivos esta el colaborar con instituciones locales y regionales que promuevan el desarrollo sostenible, y otorgar financiamiento adicional de otros inversionistas.

- **Renewable Energy and Energy Efficiency Fund - REEF**

Los \$65 millones del Renewable Energy and Energy Efficiency Fund (REEF) es un fondo de inversión específicamente para proyectos de energía renovable y de eficiencia energética en países en vías de desarrollo. Además, el REEF puede realizar inversiones potenciales en proyectos fotovoltaicos relacionados tal como se los describe en el GEF en forma de cofinanciamiento. El REEF se enfocará en inversiones para proyectos por debajo de los 50 Megavatios (MW) y operaciones de pequeña escala en

fotovoltaicos. Estas inversiones deberán ser de preferencia en compañías de distribución y marketing fotovoltaicos. Las inversiones en proyectos fotovoltaicos probablemente serán menores al 10% del total de las inversiones del REEF.

El REEF busca activamente realizar inversiones en compañías privadas rentables y comercialmente viables, en proyectos en sectores que incluyan generación eléctrica conectada o no a la red y cuyo combustible primario sean recursos renovables, a través de eficiencia energética y conservación. [24]

- **Solar Development Group - SDG**

Fundación para el Desarrollo Solar pueden facilitar el acceso a una variedad de servicios de desarrollo empresarial y el capital semilla para operaciones piloto para las empresas del sector fuera de los servicios de la red de energía. Este apoyo se puede proporcionar en una base de riesgo compartido.

Fundación para el Desarrollo Solar es una organización sin fines de lucro financiado por donantes de organizaciones internacionales y privadas que entienden el papel importante de

los negocios que se pueden desempeñar en determinadas sociedades en desarrollo y las necesidades ambientales en el mundo. Apoyo de la Fundación, que van desde 100.000 dólares a 2,000.000 dólares, es normalmente la intención de ayudar a las empresas a prepararse para un crecimiento sustancial y atraer el capital necesario.

Las empresas elegibles son:

- ✓ Minoristas o distribuidores de sistemas solares domésticos o productos relacionados.
- ✓ Empresas de servicios energéticos renovables.
- ✓ Crédito al consumo para los sistemas de energía solar fotovoltaica
- ✓ Sistema de integradores
- ✓ Importadores de productos de energía solar
- ✓ Ensambladores de equipos locales y los fabricantes de módulos solares y componentes del sistema.

- **Corporación Financiera Internacional**

Esta corporación está encargada de promover el desarrollo económico de los países a través del sector privado. Los socios comerciales invierten capital por medio de empresas privadas en los países en desarrollo. Dentro de sus funciones se encuentra el otorgar préstamos a largo plazo, así como dar garantías y servicios de gestión de riesgos para sus clientes e inversionistas.

Su objetivo primordial es el mismo de todas las demás instituciones del Grupo del Banco Mundial, a saber, mejorar la calidad de vida de los habitantes de sus países miembros en desarrollo.

- ✓ Financia proyectos del sector privado en diversos lugares del mundo en desarrollo.
- ✓ Ayuda a empresas privadas de los países en desarrollo a movilizar financiamiento en los mercados financieros internacionales.

- **Corporación Andina de Fomento CAF**

Los préstamos de corto (hasta 1 año), mediano (de 1 a 5 años) y largo plazo (más de 5 años) constituyen la principal modalidad operativa de la CAF y pueden aplicarse a todas las etapas de ejecución de proyectos.

Aunque la CAF puede financiar prácticamente cualquier tipo de proyecto, tienen particular relevancia los préstamos de infraestructura destinados a proyectos públicos y privados de vialidad, transporte, telecomunicaciones, generación y transmisión de energía, agua y saneamiento ambiental.

Para el análisis del porcentaje de la inversión inicial que se requiere para la construcción de la planta de generación mediante colectores solares de concentración nos apoyamos con el uso de varios software's como son, SOLAR ADVISOR MODEL (SAM) y RETScreen los cuales han sido desarrollados en los Estados Unidos, los mismos que cuenta con bases de datos de radiación solar de varios países.

4.3. PRODUCCIÓN ANUAL DE ENERGÍA

Para el cálculo de producción de energía anual del sistema de colectores de disco parabólico, considera una radiación promedio de $5.44 \text{ Kw}/\text{m}^2$ para el sector rural de Santa Elena con una cantidad promedio de horas al día de sol de 6 horas, de acuerdo a datos obtenidos por distintos software que muestran estos datos y que ya han sido mencionados anteriormente en este documento.

La característica importante de la radiación solar en nuestro país es que su variación mes a mes no es tan significativa como en otros países del mundo.

En la siguiente tabla con su grafico se muestra la producción anual de energía

Mes	Energía (Mwh)
Ene	1,255.70
Feb	1,094.08
Mar	1,283.18
Abr	1,262.25
May	1,213.42
Jun	1,008.57
Jul	921.69
Ago	955.52
Sept	1,039.26
Oct	1,076.01
Nov	1,162.00
Dic	1,255.70
Total	13,527.38

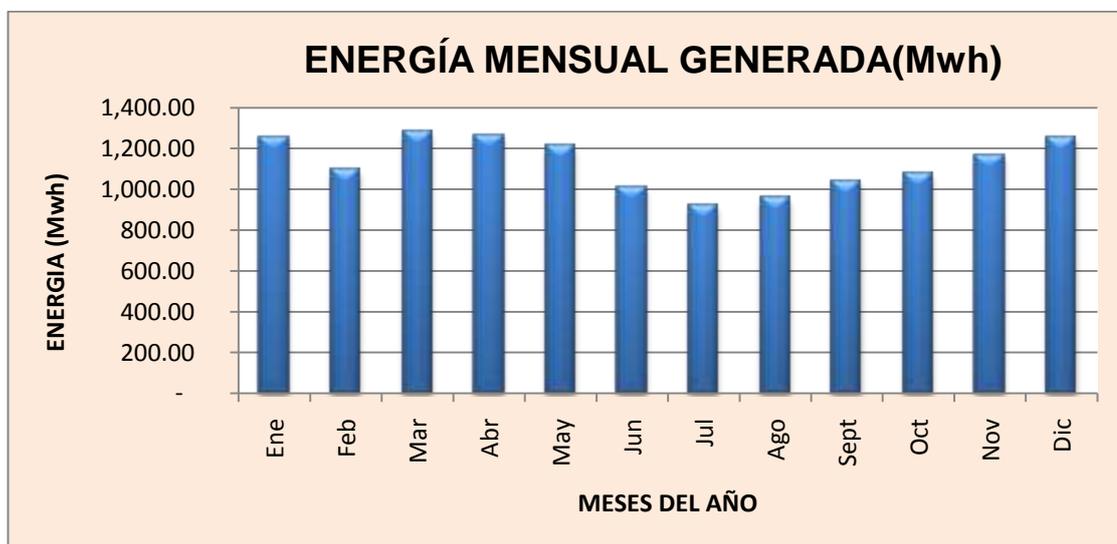


Figura N° 4.10. Energía mensual generada (Mwh)

Estos gráficos solo muestran la energía que la eficiencia del sistema le permite brindar que está entre un 20% a 40%, la siguiente gráfica muestra la cantidad real de energía que es captada por este tipo de colector y como dependiendo de la eficiencia de cada uno de sus componentes, esta energía se reduce al porcentaje anteriormente mencionado.

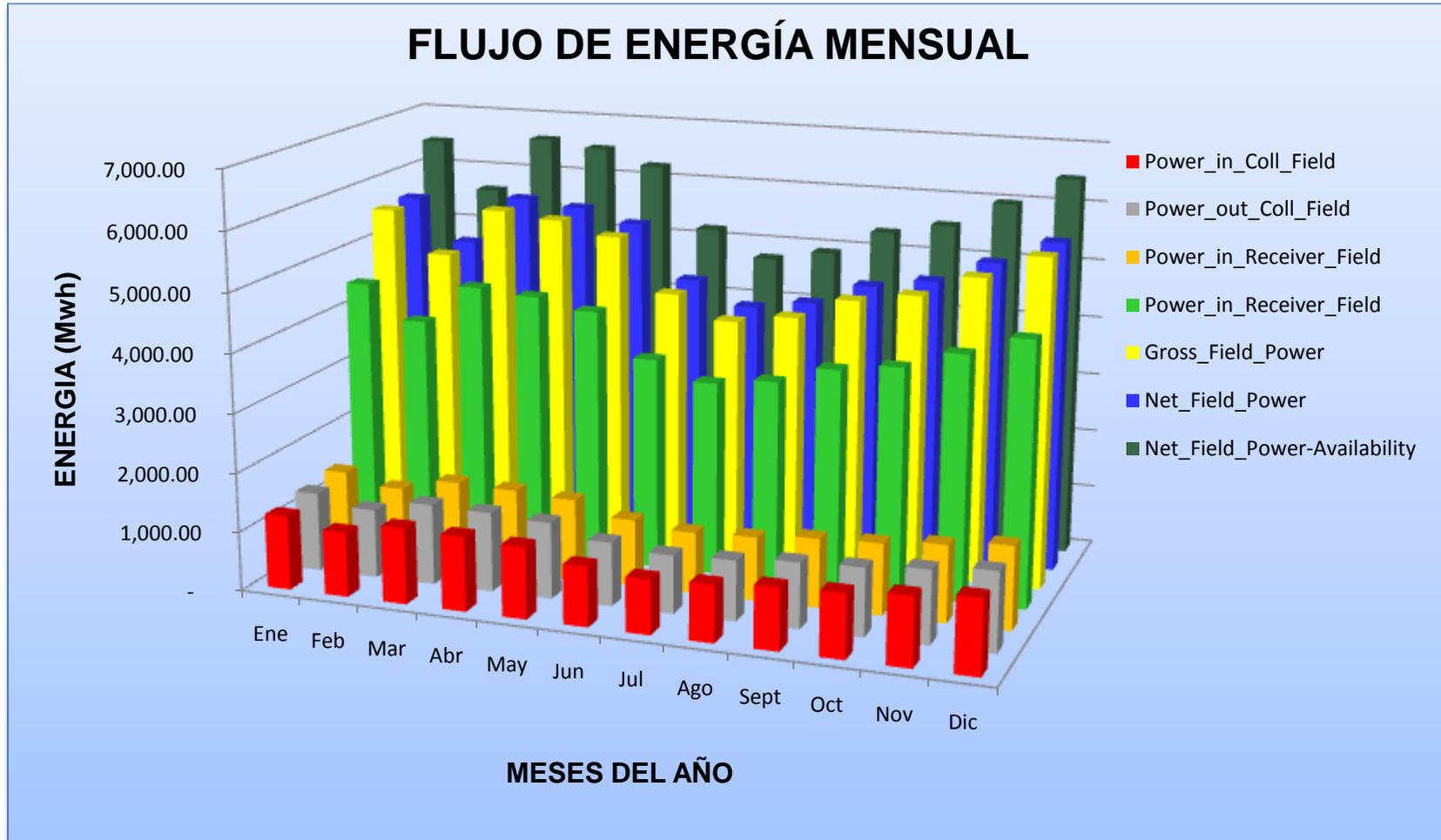


Figura N° 4.11. Flujo de energía en el colector mensualmente

4.4. PRECIO PROMEDIO DE VENTA DEL KWH

El organismo encargado de regular los precios de las energías renovables en el Ecuador es el Consejo Nacional de Electricidad (CONELEC). Este organismo es el ente regulador de todo el sector eléctrico ecuatoriano: generación, transmisión, distribución y comercialización.

El CONELEC mediante la regulación 009/06 estableció precios para las energías renovables no convencionales en sesión mantenida el 19 de Diciembre de 2006 que muestra la siguiente tabla de precios de las energías renovables no convencionales.

CENTRALES	PRECIO (cUSD/kWh) Territorio Continental	PRECIO (cUSD/kWh) Territorio Insular de Galápagos
EOLICAS	9.39	12.21
FOTOVOLTAICAS	52.04	57.24
BIOMASA Y BIOGAS	9.67	10.64
GEOTERMICAS	9.28	10.21
PEQUEÑAS CENTRALES HIDROELECTRICAS HASTA 5 MW	5.80	6.38
PEQUEÑAS CENTRALES HIDROELECTRICAS MAYORES A 5 MW HASTA 10 MW	5.00	5.50

Tabla N° 4.7. Precios de la energía renovable no convencional

En este mismo documento de regulación menciona la potencia límite de las energías renovables no convencionales que dice lo siguiente:

“Exceptuando a las pequeñas centrales hidroeléctricas cuya capacidad nominal instalada no puede superar 10 MW, para las demás tecnologías renovables no convencionales, la presente Regulación reconoce el precio de la energía y su vigencia de aplicación para centrales de generación con una potencia efectiva instalada de hasta 15 MW.

En el caso que la potencia efectiva de la central supere el límite de los 15 MW, solamente la producción correspondiente a los primeros 15 MW tendrán los precios que contempla esta regulación, mientras que la potencia y energías excedentes deberán ser comercializados como cualquier central convencional.”

4.4.1. Vigencia de los precios

Los precios establecidos en esta Regulación se garantizarán y estarán vigentes por un período de 12 años a partir de la fecha de suscripción del contrato de permiso, para todas las empresas que hubieren suscrito dicho contrato hasta el 31 de diciembre de 2008.

Cumplido el periodo de vigencia indicado en el párrafo inmediato anterior, las centrales renovables no convencionales operarán en el MEM, con un tratamiento similar a cualquier central de tipo convencional, de acuerdo a las normas vigentes a esa fecha.

De igual forma, para el caso de las centrales renovables no convencionales que pertenezcan a los sistemas aislados, terminado el periodo de vigencia, seguirán operando con un tratamiento similar a las centrales convencionales, de acuerdo a las normas que rijan sobre la materia a esa fecha.

Estos precios promocionales fueron fijados con el fin de incentivar la generación renovable no convencional. Este tipo de políticas económicas para incentivar la generación eléctrica renovable, son muy utilizadas a nivel mundial y se han obtenido resultados sumamente positivos.

Según la resolución vigente No. 007/10 (18 de febrero de 2010), se conoce que:

El Precio Referencial de Generación vigente en el período enero – diciembre 2009, en un valor de 0,04793 USD/kWh. [25] Anexo 6

4.5. INGRESOS ANUALES

Los ingresos anuales que se adquieran se originan de las siguientes fuentes:

- Venta de la energía producida.
- Remuneración de potencia disponible.
- Reducción de gases de efecto invernadero.

4.5.1. Venta de energía producida

Los ingresos anuales obtenidos por la venta de la energía producida por la planta solar termoeléctrica, provendrá del resultado del producto de la producción anual y el precio promedio de venta del KWh. de cada periodo.

$$\$ \text{Venta Energía}_{0-12 \text{ años}} = \frac{520\$}{\text{Mwh}} \times 13,527.38 \text{Mwh} = \$ 7,034,237.6$$

$$\begin{aligned} \$ \text{Venta Energía}_{12-25 \text{ años}} &= \frac{47.93\$}{\text{Mwh}} \times 13,527.38 \text{Mwh} \\ &= \$ 648,367.32 \end{aligned}$$

4.5.2. Remuneración por potencia disponible

Esta remuneración pretende fundamentalmente, incentivar mercados sustentables económicamente y mantener niveles de confiabilidad aceptables, tanto en el corto (seguridad), como en el largo plazo (suficiencia).

El pago de potencia ha sido uno de los incentivos que se ha diseñado para asegurar que exista la suficiente capacidad instalada en el parque de generación, y de esta manera poder abastecer la demanda del sistema a futuro y se obtiene multiplicando la potencia efectiva promedio en los meses de noviembre, diciembre, enero y febrero por el precio unitario de potencia y por los meses del año.[26]

En la regulación No. 007/10 (18 de febrero de 2010), ya mencionada anteriormente se establece que:

El Precio Unitario de Potencia para Remuneración (componente de potencia), es de , para el mercado de corto plazo.

Entonces:

$$Pot. prom = \frac{6.75 + 6.51 + 6.45 + 6.75}{4} = 6.615 Mw - mes$$

$$\$ Pot. Disp. = \frac{5700\$}{Mwh - mes} \times 6.615Mwh \times 12 meses = \$ 452,484.4$$

4.5.3. Venta de Certificados de reducción de emisiones en MDL

Para obtener ingresos por los Certificados de Reducción de Emisiones CER's se debe calcular un factor de emisiones del país en función de la generación que se dispone.

Este valor hasta el 2007 para el Ecuador corresponde a :

$$FE = 0.56053 \text{ Ton } CO_2/Mwh$$

Pero con el fin de incentivar la generación eólica y solar este factor es:

$$FE = 0.6421 \text{ Ton } CO_2/Mwh$$

Como se menciona en la sección anteriormente la planta solar generará al año un promedio de , por lo que la cantidad de que se puede enviar a la atmosfera es:

[27],[28]

$$\begin{aligned} \text{Ton } CO_2 &= 0.6421 \text{ Ton } CO_2/Mwh \times 13,527.38 \text{ Mwh} \\ &= 8,685.93 \text{ Ton } CO_2 \end{aligned}$$

El

precio aproximado que se puede recibir por una tonelada de CO2 en el mercado es muy variable. Se conoce que por cada tonelada

se pagará USD \$15 hasta el 2012 y de allí en adelante solo \$10 (según datos proporcionados por el CORDELIM). [29]

$$\$ CER's = \$ CER's_{<2012} + \$ CER's_{>2012}$$

4.5.4. Tasa de Interés Real Anual

La tasa de interés expresada en porcentajes representa el costo de oportunidad de la utilización de una suma determinada de dinero. En este sentido, la tasa de interés es el precio del dinero, el cual se debe pagar o cobrar por tomarlo prestado o cederlo en préstamo. Es decir, el poseedor de una suma de dinero deseará obtener la máxima rentabilidad posible para su capital, conforme a las oportunidades de inversión del mismo.

La fórmula simplificada para obtener la tasa de interés real implícita en la nominal sería:

Tasa de interés Real

= Tasa de interés Nominal – Tasa de Inflación

(4.5)

Según el informe del Banco Central del Ecuador la inflación del año 2010 fue del 3.33%.

Debido a que el proyecto es considerado de beneficio social, con el debido respaldo el mismo puede calificar fácilmente para lograr el financiamiento del Banco Interamericano de Desarrollo (BID).

Los préstamos de capital ordinario que actualmente concede el Banco Interamericano de Desarrollo, tienen plazos que se ubican entre los 15 y 30 años con una tasa promedio del 5,2% anual.

Por lo que la tasa de interés real es:

$$Tasa\ de\ interés\ Real = 5.2\% - 3.33\% = 1.90\%$$

4.6. FLUJO DE CAJA

El flujo de caja es de gran importancia en el análisis económico, ya que aquí se registran todos los ingresos generados de la venta de energía, la venta de los CER's y por los ingresos de la potencia disponible, además de los egresos producidos por la operación y mantenimiento durante toda la vida útil de la planta. Son estos valores los que me permiten establecer los valores objetivos para determinar la factibilidad económica del proyecto mediante el cálculo del valor actual neto y la tasa interna de retorno.

Inflación 2010	3.3%
Inversión Total	\$ 57,873.508
Vida útil	25
Tasa de interés	5.2 %
Años de préstamo	25
Utilidad empleados	15 %
Impuesto a la renta	25 %
Costo de oportunidad	9.33%

Tabla N° 4.8. Datos económicos para el flujo de caja

Este Costo de oportunidad es la Tasa de interés o retorno esperado que uno deja de ganar al invertir en un activo. En general, es aquello a lo que debe renunciarse para obtener una cosa. Es decir, es el valor de la menor alternativa sacrificada.

	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
INGRESOS												
§ POTENCIA DISPONIBLE		452,484	452,484	452,484	452,484	452,484	452,484	452,484	452,484	452,484	452,484	452,484
§ ENERGÍA		7,034,238	7,034,238	7,034,238	7,034,238	7,034,238	7,034,238	7,034,238	7,034,238	7,034,238	7,034,238	7,034,238
§ CER's		130,289	130,289	86,859	86,859	86,859	86,859	86,859	86,859	86,859	86,859	86,859
TOTAL INGRESOS		7,617,011	7,617,011	7,573,581	7,573,581	7,573,581	7,573,581	7,573,581	7,573,581	7,573,581	7,573,581	7,573,581
EGRESOS												
GASTOS DE OPERACIÓN Y MANT.		480,000	489,120	498,413	507,883	517,533	527,366	537,386	547,596	558,001	568,603	579,406
TOTAL EGRESOS		480,000	489,120	498,413	507,883	517,533	527,366	537,386	547,596	558,001	568,603	579,406
BENEFICIO BRUTO		7,137,011	7,127,891	7,075,168	7,065,698	7,056,048	7,046,215	7,036,195	7,025,985	7,015,581	7,004,979	6,994,175
AMORTIZACIONES SUBVENCIONES		8,013,096	8,013,096	8,013,096	8,013,096	8,013,096	8,013,096	8,013,096	8,013,096	8,013,096	8,013,096	8,013,096
BENEFICIOS ANTES DE IMPUESTOS		(876,085)	(885,205)	(937,927)	(947,397)	(957,047)	(966,880)	(976,900)	(987,111)	(997,515)	(1,008,117)	(1,018,920)
UTILIDAD EMPLEADOS 15%		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
BASE IMPONIBLE		(876,085)	(885,205)	(937,927)	(947,397)	(957,047)	(966,880)	(976,900)	(987,111)	(997,515)	(1,008,117)	(1,018,920)
IMPUESTO A LA RENTA 25%		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
BENEFICIO NETO		(876,085)	(885,205)	(937,927)	(947,397)	(957,047)	(966,880)	(976,900)	(987,111)	(997,515)	(1,008,117)	(1,018,920)
AMORTIZACION		8,013,096	8,013,096	8,013,096	8,013,096	8,013,096	8,013,096	8,013,096	8,013,096	8,013,096	8,013,096	8,013,096
INVERSION	57,873,508											
FLUJO DE CAJA	(57,873,508)	7,137,011	7,127,891	7,075,168	7,065,698	7,056,048	7,046,215	7,036,195	7,025,985	7,015,581	7,004,979	6,994,175
FLUJO DE CAJA ACUMULADO	(57,873,508)	(50,736,497)	(43,608,606)	(36,533,438)	(29,467,740)	(22,411,692)	(15,365,476)	(8,329,281)	(1,303,296)	5,712,285	12,717,263	19,711,438

2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
452,484	452,484	452,484	452,484	452,484	452,484	452,484	452,484	452,484	452,484	452,484	452,484	452,484	452,484
7,034,238	648,367	648,367	648,367	648,367	648,367	648,367	648,367	648,367	648,367	648,367	648,367	648,367	648,367
86,859	86,859	86,859	86,859	86,859	86,859	86,859	86,859	86,859	86,859	86,859	86,859	86,859	86,859
7,573,581	1,187,711												
590,415	601,633	613,064	624,712	636,581	648,677	661,001	673,560	686,358	699,399	712,687	726,228	740,027	754,087
590,415	601,633	613,064	624,712	636,581	648,677	661,001	673,560	686,358	699,399	712,687	726,228	740,027	754,087
6,983,166	586,078	574,647	562,999	551,130	539,034	526,710	514,151	501,353	488,312	475,024	461,483	447,684	433,624
8,013,096	8,013,096	8,013,096	8,013,096	8,013,096	8,013,096	8,013,096	8,013,096	8,013,096	8,013,096	8,013,096	8,013,096	8,013,096	8,013,096
(1,029,929)	(7,427,017)	(7,438,448)	(7,450,096)	(7,461,966)	(7,474,061)	(7,486,386)	(7,498,945)	(7,511,743)	(7,524,783)	(7,538,072)	(7,551,613)	(7,565,411)	(7,579,472)
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
(1,029,929)	(7,427,017)	(7,438,448)	(7,450,096)	(7,461,966)	(7,474,061)	(7,486,386)	(7,498,945)	(7,511,743)	(7,524,783)	(7,538,072)	(7,551,613)	(7,565,411)	(7,579,472)
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
(1,029,929)	(7,427,017)	(7,438,448)	(7,450,096)	(7,461,966)	(7,474,061)	(7,486,386)	(7,498,945)	(7,511,743)	(7,524,783)	(7,538,072)	(7,551,613)	(7,565,411)	(7,579,472)
8,013,096	8,013,096	8,013,096	8,013,096	8,013,096	8,013,096	8,013,096	8,013,096	8,013,096	8,013,096	8,013,096	8,013,096	8,013,096	8,013,096
6,983,166	586,078	574,647	562,999	551,130	539,034	526,710	514,151	501,353	488,312	475,024	461,483	447,684	433,624
26,694,605	27,280,683	27,855,331	28,418,330	28,969,459	29,508,494	30,035,203	30,549,354	31,050,707	31,539,019	32,014,043	32,475,525	32,923,209	33,356,833

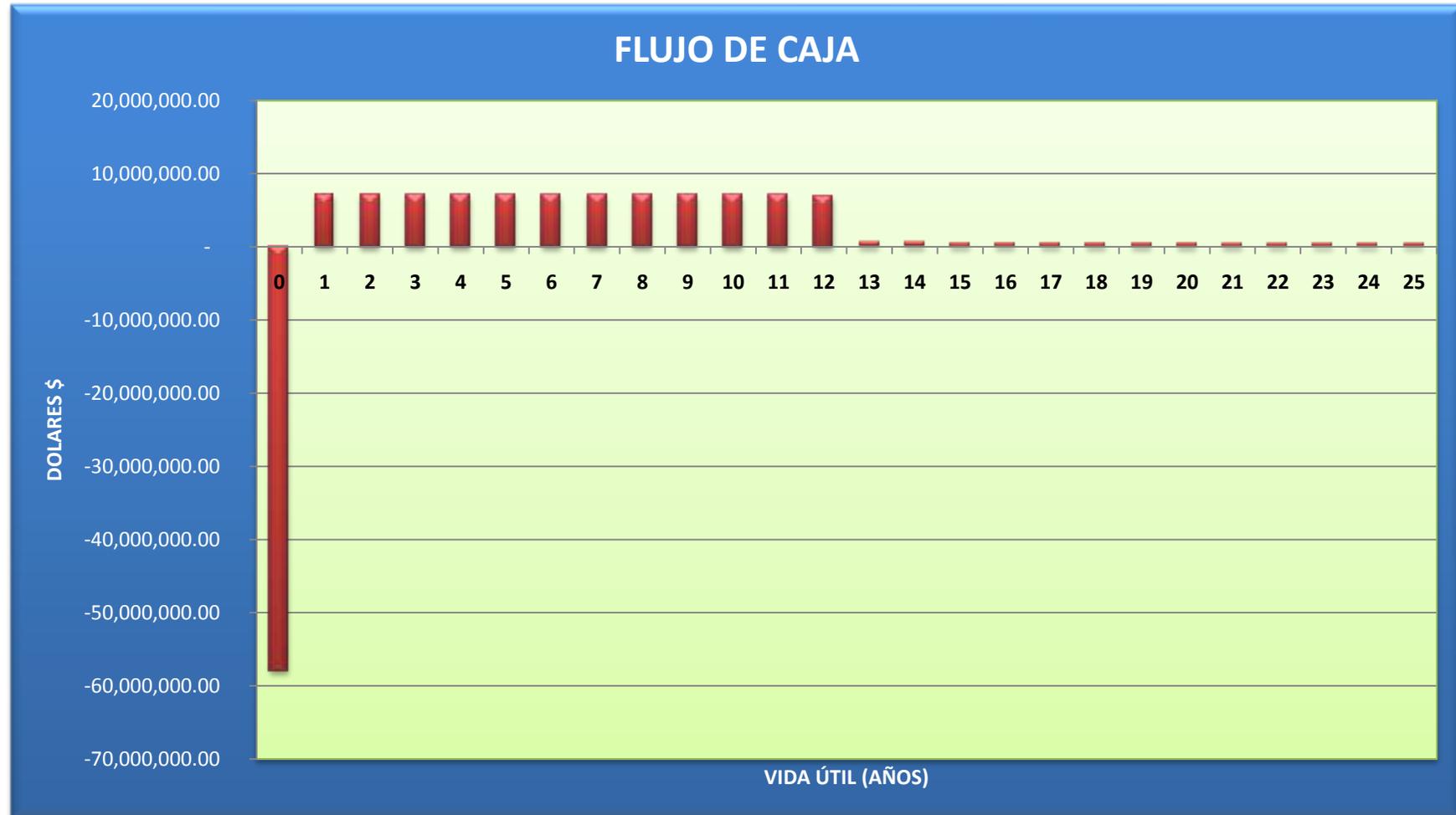


Figura N° 4.12. Flujo de caja de la planta de colectores solares térmicos.

Después de presentar el flujo de caja, procedemos a analizar cada uno de los conceptos anteriormente definidos para, así, de esta manera establecer un criterio de factibilidad.

Con la ayuda de la ecuación 4.3, la que se vuelve a repetir,

$$VAN = \sum_{i=0}^n \frac{F_{esperado}}{(1+r)^i} - I_0$$

Y la ayuda de los valores del flujo de caja que se muestran en la siguiente tabla, procedemos a calcular el VAN y el TIR.

AÑOS	FLUJO DE DINERO
0	-57,873,508.00
1	7,137,010.95
2	7,127,890.95
3	7,075,168.02
4	7,065,698.17
5	7,056,048.39
6	7,046,215.26
7	7,036,195.31
8	7,025,984.97
9	7,015,580.64
10	7,004,978.63
11	6,994,175.18
12	6,983,166.46
13	586,078.31
14	574,647.28
15	562,999.07
16	551,129.55
17	539,034.50
18	526,709.64
19	514,150.62
20	501,352.97
21	488,312.17
22	475,023.59
23	461,482.53
24	447,684.19
25	433,623.68
VAN	\$21,846,824.53
TIR	7%

Tabla N°4.9. Calculo del VAN y el TIR

De acuerdo a lo mencionado anteriormente;

- Si $VAN > 0$ la inversión debe llevarse a cabo ya que es rentable para el proyecto.
- Si $TIR < r$, no interesa llevar a cabo la inversión porque la rentabilidad que nos ofrece el proyecto es menor que la que ofrece el mercado.

En este caso la r es la tasa de interés activa efectiva para el segmento corporativo productivo, que en el mes de abril del presente año se situó en 9.33%, de acuerdo a un informe del mes de Marzo del 2011 del banco central del Ecuador. **[30]**

Lo cual resulta contradictorio para establecer si el proyecto es factible o no, porque de un lado el $VAN > 0$, que nos dice que la inversión debe llevarse a cabo, pero cuando observamos el TIR de 7% del flujo de caja no sería rentable debido a que esta tasa es menor que la tasa del mercado.

Por lo que analizaremos el otro parámetro llamado razón beneficio-costos o índice de rentabilidad que mide el valor presente de los beneficios por unidad de inversión.

$$IR = \frac{\sum_{t=0}^N \frac{F_{esperado}}{(1+r)^t}}{I_0} \quad (4.6)$$

Donde si $IR > 1$ el proyecto debería llevarse a cabo.

El numerador de la expresión representa el valor acumulado del flujo de caja y el denominador la inversión inicial, por lo que,

$$IR = \frac{338,184,500.00}{57,873,508.00} = 0.5764$$

Cuyo valor es menor que uno, por lo que la inversión no se llevaría a cabo.

Otro parámetro de gran importancia es el periodo de recuperación del capital, que se puede observar el flujo de caja, el cual indica que en el transcurso del octavo año la inversión se recuperaría como se lo presenta en la siguiente tabla.

AÑOS	FLUJO DE CAJA ACUMULADO
0	- 57,873,508.00
1	-50,736,497.05
2	-43,608,606.10
3	-36,533,438.08
4	-29,467,739.91
5	-22,411,691.52
6	-15,365,476.26
7	-8,329,280.95
8	-1,303,295.98
9	5,712,284.67
10	12,717,263.30
11	19,711,438.48
12	26,694,604.94
13	27,280,683.25
14	27,855,330.53
15	28,418,329.61
16	28,969,459.15
17	29,508,493.65
18	30,035,203.30
19	30,549,353.91
20	31,050,706.89
21	31,539,019.05
22	32,014,042.64
23	32,475,525.17
24	32,923,209.36
25	\$ 33,356,833.03

Tabla N°4.10. Flujo de caja acumulado

En el grafico se aprecia de una mejor forma este valor.

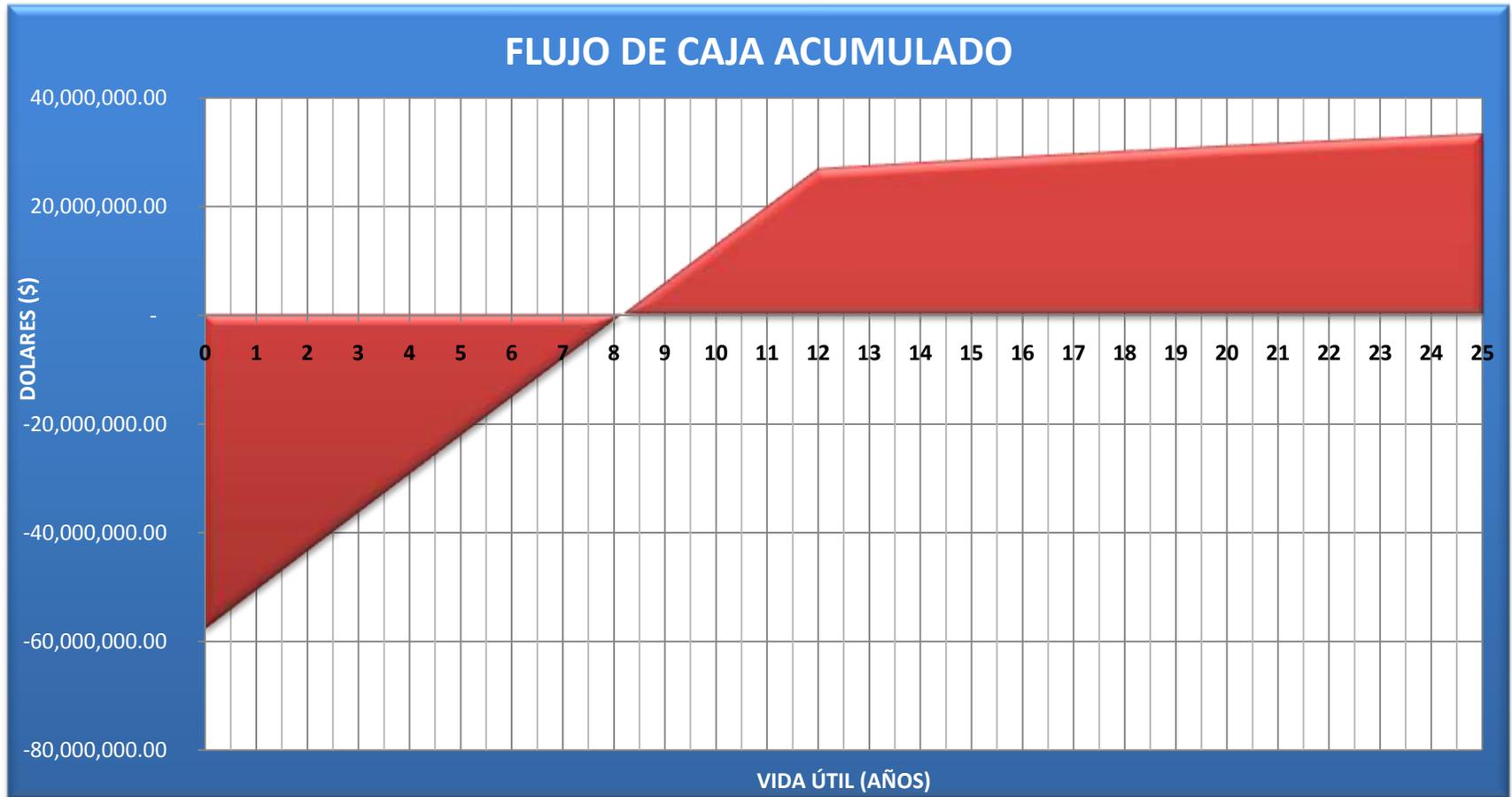


Figura N° 4.13. Periodo de recuperación del capital

4.7. COSTO DE PRODUCCIÓN POR Kwh

Para calcular el costo de producción de la energía durante su vida útil, se procede a sumar la inversión realizada con los costos de operación y mantenimiento que se realiza cada año, pero llevados al presente, esto se divide para la cantidad de energía que la planta generara durante toda su vida útil.

COSTO DE PRODUCCION DEL Kwh	
Inversión total	\$ 57,873,508.00
Valor presente de los costos de operación y mantenimiento	\$11,776,251.23
TOTAL	\$ 69,649,759.23
Valor presente de la energía durante su vida util	338,184,500.00Kwh
Costo Kwh	0.205951956 \$/Kwh

Donde este precio de la energía de aproximadamente sigue siendo un precio elevado en comparación con las otras tecnologías en energía renovables, pero menor al costo fijado por el CONELEC de .

En el anexo 8 se muestra la modificación de varios de los parámetros económicos, para de esta manera visualizar que efectos o repercusiones tendrían dichos cambios sobre los índices de factibilidad, lo que nos permite analizar las diferentes situaciones que se pueden presentar.

CONCLUSIONES

- 1) La energía solar conforma una parte sustancial de estas energías renovables, y la cantidad de energía de este tipo de fuentes integradas a la red eléctrica se espera que aumente de forma significativa en los próximos años debido a las preocupaciones sobre la seguridad energética y el cambio climático.
- 2) La creciente conciencia mundial sobre la necesidad de preservar el medioambiente planetario. Siendo que el sector energético es responsable de la producción del 60% de los gases de efecto invernadero, toca a los actores de este sector salvaguardar el planeta con políticas adecuadas.
- 3) La falta de información sobre el recurso que se desee aprovechar es uno de los principales impedimentos desde el punto de vista técnico. Al carecer de registros históricos se debe empezar por la adquisición de datos para determinar la factibilidad del proyecto, posteriormente se deberá realizar mediciones con mayor precisión para determinar las características particulares. Este proceso de investigación es largo y costoso.

- 4) En nuestro país y en la mayoría del continente el desarrollo y conocimiento de algunas de las tecnologías es totalmente limitado. Adicionalmente no se cuenta con la infraestructura y la maquinaria adecuada para la implementación de sistemas de generación, principalmente, solares, eólicos y geotérmicos.
- 5) La vulnerabilidad del Sistema Nacional Interconectado por efecto de la alta dependencia de la hidroelectricidad con régimen fundamentalmente amazónico. Con ello, de las aleatorias variaciones climáticas y por lo tanto, del riesgo de crisis, volatilidad de precios de energía y colapso;
- 6) La tendencia creciente de la producción térmica basada en combustibles fósiles importados, hecho que incrementa los costos de generación y el drenaje de divisas al exterior;
- 7) Debido a la alta inversión de capital inicial, el costo actual de electricidad generada por el disco parabólico está es todavía mucho más alta que el de las tecnologías convencionales. Sin embargo, con gran escala aplicación y los avances tecnológicos, el costo de la generación de electricidad de los discos parabólicos se espera que disminuya continuamente.

- 8) El costo de instalación de este tipo de centrales posee un menor costo que las instalaciones fotovoltaica, donde sus precios oscilan entre los 10000 a 13000 \$/kwh
- 9) La tecnología ya está siendo visto en los mercados de escala de servicios públicos de energías renovables, por lo tanto, la tecnología de discos parabólicos se está convirtiendo en un jugador importante en los mercados de energías renovables y energía eléctrica. La integración de un gran número de sistemas de discos parabólicos en la red de suministro eléctrico supone desafíos únicos, sobre todo relacionados con la fiabilidad y la estabilidad de los generadores y la red.
- 10) El mayor problema que enfrenta es tipo de tecnología aparte del costo de instalación, se debería a las fluctuaciones en la radiación solar debido a la presencia de nubosidad.
- 11) El impacto ambiental de este tipo de plantas termosolares es mucho menor que las tecnologías de torre central y cilíndrico parabólico, debido a que esta no necesita agua para la generación de electricidad, siendo solamente un impacto de forma visual debido a la cantidad de colectores.

- 12) Se estima que los ingresos anuales por venta de energía del año 1 al 12 a un precio de 52cUSD/Kwh es de \$ 7,034,237.60 y del año 13 al 25 a un precio de 4.793 c USD /Kwh de \$648,367.32 , de acuerdo a las tarifas fijadas por el CONELEC en la regulación 009/06.
- 13) Se estima que los ingresos por potencia disponible en los periodos de estiaje es de \$ 452,484.40 a un precio de 5.70 USD /Kw - mes de acuerdo a la regulación No. 007/10 (18 de febrero de 2010).
- 14) Se estima que los ingresos debido a la venta los certificados de emisión de CO₂ CER's en los dos primeros años a un precio de \$ 15 es de \$ 130,288.95 y en los años restantes de la vida útil de la planta termosolar a un precio de \$ 10 en \$86,859.30.
- 15) Se estima que el valor actual neto VAN \$ 21,846,824.53, valor que es positivo y como se menciona anteriormente indicaría que la inversión debería llevarse a cabo ya que es un valor positivo.
- 16) Se estima que la tasa interna de retorno es del 7% que es inferior a la tasa del mercado, contradiciendo en análisis mediante el van, es decir al ser menor que dicha tasa de mercado esta inversión no se debería llevar a cabo.

- 17) Se estima que el precio de la energía es de aproximadamente 21cUSD/Kwh sigue siendo un precio elevado en comparación con las otras tecnologías en energía renovables, pero menor al costo fijado por el CONELEC de 52cUSD/Kwh
- 18) Se estima que la razón entre el beneficio y el costo es de 0.5764, que también es un indicador de que la inversión no debería realizarse.
- 19) La poca estabilidad en los precios que establecidos por el CONELEC y el cambio en las políticas energéticas establecidas con cada cambio de gobierno, se convierte en un obstáculo de gran importancia para las personas que desean invertir en este tipo de energías.

RECOMENDACIONES

- 1) La generación de electricidad por medio de estos colectores solares térmicos es un tema sumamente interesante en el desarrollo de las energías renovables, por lo que su análisis debe ser muy minucioso, debido a que involucra muchas variables climáticas que son difíciles de predecir.

- 2) El país a través del gobierno nacional en conjunto con las universidades debería incentivar el desarrollo de este tipo de energías renovables, ya que los niveles de radiación en el país son adecuadas para la instalación de los mismos.

- 3) La instalación de estos colectores debe estar acompañada de un adecuado estudio medio ambiental, de tal manera que su impacto en el ecosistema sea el menor posible tanto para la fauna como para la flora.

- 4) El mantenimiento que se le a los colectores solares es vital para obtener la eficiencia deseada, ya que estos acumulan polvo que evitan recolectar la mayor cantidad de energía posible.

ANEXOS

Anexo 1

I	El software CENSOL V5.0
II	Surface meteorology and Solar Energy

CIUDAD		LATITUD	LONGIT.	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	MED
Ambato	I	1.28 S	78.63 W	4.6	4.6	4.6	4.4	4.4	4.0	4.3	4.5	4.5	5.0	5.0	4.8	4.5
	II			4.39	4.46	4.64	4.45	4.26	4.23	4.32	4.64	4.62	4.61	4.70	4.45	4.48
Astronómico	I	0.22 S	78.48 W	4.5	4.6	4.7	4.4	4.6	4.3	5.2	5.1	5.1	4.7	4.4	4.7	4.7
	II			4.14	4.35	4.55	4.33	4.12	4.02	4.27	4.46	4.27	4.24	4.30	3.98	4.25
Babahoyo	I	1.82 S	79.55 W	3.7	4.0	4.4	4.3	3.8	3.2	3.4	3.7	3.8	3.7	3.7	3.7	3.8

	II			4.21	4.38	4.76	4.64	4.18	3.78	3.81	4.21	4.32	3.97	4.21	4.09	4.21
Bahía	I	0.6 S	80.43 W	3.9	4.2	4.8	4.5	4.1	3.4	3.7	4.1	4.0	3.8	4.1	4.2	4.1
	II			5.30	5.24	5.92	5.81	5.26	4.08	4.00	4.23	4.49	4.54	4.63	5.05	4.88
Baños	I	1.4 S	78.42 W	4.2	4.3	3.9	4.1	4.1	3.6	3.9	4.1	4.2	4.8	4.7	4.5	4.2
	II			4.39	4.46	4.64	4.45	4.26	4.23	4.32	4.64	4.62	4.61	4.70	4.45	4.48
Boyacá	I	0.57 S	80.18 W	3.3	3.4	4.4	3.8	3.7	3.3	3.6	3.9	3.8	4.1	3.9	3.8	3.8
	II			5.30	5.24	5.92	5.81	5.26	4.08	4.00	4.23	4.49	4.54	4.63	5.05	4.88
Bucay	I	2.17 S	79.27 W	3.2	3.4	3.8	3.5	3.3	2.9	3.3	3.5	3.3	3.4	3.4	3.4	3.4
	II			4.49	4.59	5.04	4.91	4.51	4.18	4.01	4.50	4.74	4.51	4.72	4.71	4.58
Camposano	I	1.58 S	80.4 W	3.6	3.9	4.4	4.3	4.2	3.5	4.3	4.1	4.3	4.6	4.4	3.9	4.1
	II			5.47	5.30	5.81	5.74	5.21	4.09	3.66	4.00	4.37	4.40	4.59	5.22	4.82

Cañar	I	2.62 S	78.93 W	4.5	4.3	4.4	4.3	4.6	4.3	4.9	4.9	4.6	4.8	4.8	4.8	4.6
	II			4.39	4.25	4.45	4.33	4.19	4.15	4.19	4.49	4.55	4.54	4.73	4.57	4.40
Cariamanga	I	4.32 S	79.57 W	4.3	4.2	4.4	4.3	4.6	4.8	5.1	5.4	4.7	5.8	5.3	4.6	4.8
	II			5.01	4.85	5.23	4.98	5.00	5.18	5.44	5.97	6.21	6.04	6.11	5.48	5.46
Charles Darwin	I	0.73 S	90.3 W	4.7	5.0	5.4	5.5	4.5	4.2	3.6	3.5	3.7	4.1	4.4	4.2	4.4
	II			5.87	6.16	6.47	6.16	5.85	5.56	5.50	5.97	6.27	6.38	6.06	5.74	6.00
Coca	I	0.45 S	76.98 W	3.8	4.5	3.5	4.1	4.1	3.4	3.8	3.8	3.8	4.3	4.2	4.6	4.0
	II			4.24	3.98	3.76	3.86	3.80	3.59	3.77	4.17	4.53	4.62	4.41	4.24	4.08
Cotopaxi	I	0.62 S	78.57 W	4.3	4.2	3.9	3.6	3.8	3.9	4.1	4.6	4.0	4.4	4.6	4.2	4.1
	II			4.14	4.35	4.55	4.33	4.12	4.02	4.27	4.46	4.27	4.24	4.30	3.98	4.25
Cuenca-	I	2.85 S	78.95 W	4.6	4.6	4.6	4.3	4.2	3.9	4.2	4.4	4.4	4.8	5.1	5.0	4.5

Ricaurte	II			4.39	4.25	4.45	4.33	4.19	4.15	4.19	4.49	4.55	4.54	4.73	4.57	4.40
El puyo	I	1.58 S	77.9 W	3.6	3.6	3.6	3.5	3.7	3.4	3.7	4.0	4.0	4.3	4.3	3.9	3.8
	II			3.68	3.48	3.44	3.63	3.62	3.48	3.53	3.81	4.07	4.22	4.16	3.83	3.75
Guayaquil	I	2.2 S	79.88 W	4.0	4.2	4.7	4.6	4.6	3.9	4.2	4.5	4.7	4.6	4.3	4.4	4.4
	II			4.49	4.59	5.04	4.91	4.51	4.18	4.01	4.50	4.74	4.51	4.72	4.71	4.58
Hda. San Vicente	I	0.57 S	80.43 W	3.9	4.2	4.2	4.8	4.1	3.6	3.0	3.2	3.0	3.4	3.2	3.7	3.7
	II			5.30	5.24	5.92	5.81	5.26	4.08	4.00	4.23	4.49	4.54	4.63	5.05	4.88
Ibarra	I	0.35 N	78.13 W	4.5	4.4	4.3	4.3	4.5	4.3	4.8	4.9	4.6	4.7	4.4	4.4	4.5
	II			3.96	4.09	4.35	4.17	3.91	3.80	4.03	4.05	3.88	3.86	3.74	3.69	3.96
Isabel María	I	1.8 S	79.53 W	3.5	3.8	4.3	4.3	3.6	3.1	3.1	3.4	3.6	3.2	3.2	3.4	3.5
	II			4.21	4.38	4.76	4.64	4.18	3.78	3.81	4.21	4.32	3.97	4.21	4.09	4.21

Izobamba	I	0.37 S	78.55 W	4.3	4.3	4.4	4.1	4.3	4.2	4.9	4.8	4.7	4.4	4.5	4.4	4.5
	II			4.14	4.35	4.55	4.33	4.12	4.02	4.27	4.46	4.27	4.24	4.30	3.98	4.25
Jama	I	0.2 S	80.27 W	3.6	3.6	4.4	3.8	3.8	2.9	4.7	3.4	3.5	4.0	3.9	3.9	3.8
	II			5.30	5.24	5.92	5.81	5.26	4.08	4.00	4.23	4.49	4.54	4.63	5.05	4.88
Julcuy	I	1.47 S	80.62 W	3.6	3.8	4.2	4.1	4.1	3.4	4.3	4.9	4.5	4.3	4.4	4.1	4.1
	II			5.47	5.30	5.81	5.74	5.21	4.09	3.66	4.00	4.37	4.40	4.59	5.22	4.82
La Clementina	I	1.67 S	79.35 W	3.6	3.7	3.9	4.0	3.4	2.9	3.1	3.2	3.4	3.3	3.4	3.6	3.5
	II			4.21	4.38	4.76	4.64	4.18	3.78	3.81	4.21	4.32	3.97	4.21	4.09	4.21
La Concordia	I	0.1 N	79.42 W	3.5	3.8	4.1	4.1	3.9	3.3	3.7	3.6	3.4	3.5	3.4	3.3	3.6
	II			4.24	4.43	5.00	4.80	4.22	3.73	3.87	4.06	4.21	3.98	3.81	4.07	4.20
La Naranja	I	1.33 S	80.58 W	2.9	3.2	3.5	3.7	3.4	3.0	3.2	3.6	3.7	3.4	3.2	3.0	3.3

Jipijapa	II			5.47	5.30	5.81	5.74	5.21	4.09	3.66	4.00	4.37	4.40	4.59	5.22	4.82
Latacunga	I	0.92 S	78.62 W	4.5	4.3	4.3	4.0	4.2	4.1	4.4	4.6	4.5	4.6	4.5	4.5	4.4
	II			4.14	4.35	4.55	4.33	4.12	4.02	4.27	4.46	4.27	4.24	4.30	3.98	4.25
Loja	I	4 S	79.2 W	4.1	4.2	4.2	4.1	4.3	3.9	4.2	4.3	4.4	4.7	4.9	4.6	4.3
	II			4.83	4.80	5.19	4.88	4.65	4.60	4.65	4.93	5.18	4.95	5.26	5.07	4.92
Macara	I	4.38 S	79.28 W	4.2	4.1	4.2	4.1	4.3	4.0	5.1	5.2	5.1	5.2	5.1	4.6	4.6
	II			5.01	4.85	5.23	4.98	5.00	5.18	5.44	5.97	6.21	6.04	6.11	5.48	5.46
Macas	I	2.3 S	78.1 W	4.2	4.2	4.1	3.9	4.3	3.5	3.8	3.7	4.2	4.4	4.7	4.2	4.1
	II			4.39	4.25	4.45	4.33	4.19	4.15	4.19	4.49	4.55	4.54	4.73	4.57	4.40
Machala	I	3.27 S	79.95 W	4.4	4.8	5.0	4.6	4.8	4.0	3.7	4.2	3.8	3.9	3.8	4.7	4.3
	II			4.83	4.80	5.19	4.88	4.65	4.60	4.65	4.93	5.18	4.95	5.26	5.07	4.92

Manta	I	0.95 S	80.7 W	4.3	4.4	4.8	4.8	4.5	4.0	4.3	4.3	4.4	4.0	4.3	4.5	4.4
	II			5.30	5.24	5.92	5.81	5.26	4.08	4.00	4.23	4.49	4.54	4.63	5.05	4.88
Milagro	I	2.15 S	79.6 W	3.6	3.9	4.3	4.4	3.8	3.1	3.3	3.6	3.7	3.6	3.6	3.7	3.7
	II			4.49	4.59	5.04	4.91	4.51	4.18	4.01	4.50	4.74	4.51	4.72	4.71	4.58
Napo-San Vicente	I	0.57 S	80.43 W	4.1	4.7	4.5	4.7	4.2	3.5	3.6	3.6	3.4	3.8	3.8	4.2	4.0
	II			5.30	5.24	5.92	5.81	5.26	4.08	4.00	4.23	4.49	4.54	4.63	5.05	4.88
Nuevo Rocafuerte	I	0.92 S	75.4 W	4.7	4.6	4.1	3.9	4.0	3.7	4.2	4.3	4.7	4.6	4.6	4.5	4.3
	II			4.81	4.44	4.16	3.97	3.92	3.77	3.95	4.41	4.74	4.72	4.60	4.67	4.35
Olmedo	I	0.13 N	89.62 W	5.1	4.9	4.7	4.6	4.9	4.9	5.4	5.4	5.0	5.0	5.0	4.5	4.9
	II			6.12	6.62	6.94	6.48	6.16	5.68	5.41	5.46	5.74	5.97	5.93	5.87	6.03
Olmedo	I	1.38 S	80.22 W	3.4	4.0	3.6	3.5	3.6	3.2	3.7	4.4	3.9	3.8	3.6	4.3	3.7

Manabí	II			5.47	5.30	5.81	5.74	5.21	4.09	3.66	4.00	4.37	4.40	4.59	5.22	4.82
Pasaje	I	3.32 S	79.93 W	3.5	3.7	4.2	4.1	3.6	3.1	3.2	3.2	3.1	3.0	3.1	3.4	3.5
	II			4.83	4.80	5.19	4.88	4.65	4.60	4.65	4.93	5.18	4.95	5.26	5.07	4.92
Pedernales	I	0.07 S	80.07 W	4.4	4.8	5.7	5.0	4.7	4.4	4.1	4.1	4.3	4.4	4.3	4.0	4.5
	II			5.30	5.24	5.92	5.81	5.26	4.08	4.00	4.23	4.49	4.54	4.63	5.05	4.88
Pisayambo	I	1.07 S	78.42 W	3.6	3.9	3.9	3.9	3.9	3.6	3.8	3.9	4.0	4.3	4.4	4.2	4.0
	II			4.39	4.46	4.64	4.45	4.26	4.23	4.32	4.64	4.62	4.61	4.70	4.45	4.48
Portoviejo	I	1.07 S	80.33 W	3.4	3.9	4.1	4.4	4.3	3.4	3.9	4.1	4.4	4.5	4.0	4.1	4.0
	II			5.47	5.30	5.81	5.74	5.21	4.09	3.66	4.00	4.37	4.40	4.59	5.22	4.82
Puerto Baquerizo	I	0.9 S	89.78 W	5.0	5.7	6.4	6.2	6.0	5.2	4.9	4.9	4.7	4.8	4.9	4.9	5.3
	II			6.30	6.67	6.78	6.50	6.14	5.60	5.43	5.67	6.04	6.15	6.00	5.97	6.10

Puerto Bolívar	I	3.35 S	80 W	4.4	4.7	5.0	4.7	4.3	3.7	3.6	3.7	3.8	3.5	3.6	4.2	4.1
	II			4.83	4.80	5.19	4.88	4.65	4.60	4.65	4.93	5.18	4.95	5.26	5.07	4.92
Puerto Lopez	I	1.5 S	80.8 W	4.2	4.6	5.0	4.7	4.3	3.1	3.2	3.4	3.1	3.3	3.7	3.9	3.9
	II			5.47	5.30	5.81	5.74	5.21	4.09	3.66	4.00	4.37	4.40	4.59	5.22	4.82
Quininde	I	0.33 S	79.47 W	3.5	3.7	4.1	3.9	3.5	3.4	3.5	3.6	3.4	3.8	4.0	3.5	3.7
	II			3.96	4.30	4.73	4.50	3.93	3.57	3.62	4.02	4.10	3.81	3.76	3.78	4.01
Quito-Naquito	I	0.13 S	78.48 W	4.9	4.6	4.8	4.5	4.8	4.7	5.5	5.5	4.9	5.2	5.1	5.1	5.0
	II			4.14	4.35	4.55	4.33	4.12	4.02	4.27	4.46	4.27	4.24	4.30	3.98	4.25
Riobamba	I	1.67 S	78.63 W	6.9	6.3	7.6	7.6	7.4	6.2	7.0	7.1	6.6	7.2	4.6	7.0	6.8
	II			4.39	4.46	4.64	4.45	4.26	4.23	4.32	4.64	4.62	4.61	4.70	4.45	4.48
Rumipamba	I	1.02 S	78.58 W	4.7	4.6	4.6	4.2	4.6	4.3	4.5	4.7	4.7	4.6	4.9	4.9	4.6

	II			4.39	4.46	4.64	4.45	4.26	4.23	4.32	4.64	4.62	4.61	4.70	4.45	4.48
Salinas	I	2.18 S	80.98 W	4.7	5.2	5.2	5.2	4.9	4.0	3.7	3.7	3.4	3.5	4.0	4.9	4.4
	II			5.94	5.73	6.07	6.17	5.74	4.93	4.36	4.52	5.08	5.09	5.68	5.94	5.44
Salinas-La Puntilla	I	2.2 S	81.02 W	4.1	5.0	4.8	5.4	4.5	3.8	2.8	2.8	3.0	2.8	3.2	4.6	3.9
	II			6.48	6.22	6.48	6.54	5.93	4.95	4.45	4.52	5.22	5.27	5.87	6.30	6.30
Santa Elena	I	2.23 S	80.85 W	5.3	5.2	5.5	5.7	5.2	4.6	4	4.1	4.6	4.6	4.9	5	5.00
	II			5.94	5.73	6.07	6.17	5.74	4.93	4.36	4.52	5.08	5.09	5.68	5.94	5.44
San Carlos	I	2.28 S	79.42 W	3.4	3.4	3.9	3.9	3.4	2.9	3.0	3.2	3.3	3.3	3.2	3.5	3.4
	II			4.49	4.59	5.04	4.91	4.51	4.18	4.01	4.50	4.74	4.51	4.72	4.71	4.58
San Cristóbal	I	0.9 S	89.62 W	4.7	5.4	5.9	5.6	5.5	4.9	4.9	4.8	4.6	4.9	5.0	4.9	5.1
	II			6.30	6.67	6.78	6.50	6.14	5.60	5.43	5.67	6.04	6.15	6.00	5.97	6.10

San Lorenzo	I	1.28 N	78.85 W	3.6	4.0	4.4	4.3	4.0	3.6	3.8	3.8	3.8	3.9	3.7	3.5	3.9
	II			4.35	4.68	5.14	4.92	4.55	4.44	4.68	4.91	4.85	4.72	4.55	4.39	4.68
Santa Rosa	I	3.45 S	79.97 W	3.4	3.6	4.1	4.1	3.8	3.0	3.1	3.2	3.0	3.1	3.0	3.5	3.4
	II			4.83	4.80	5.19	4.88	4.65	4.60	4.65	4.93	5.18	4.95	5.26	5.07	4.92
Santo Domingo	I	0.23 S	79.27 W	3.1	3.5	3.8	3.8	3.5	3.1	3.5	3.5	3.4	3.5	3.3	3.2	3.4
	II			3.96	4.30	4.73	4.50	3.93	3.57	3.62	4.02	4.10	3.81	3.76	3.78	4.01
Taura	I	2.33 S	79.82 W	3.5	3.8	4.2	4.0	3.8	3.2	3.6	3.9	3.7	3.7	3.8	3.4	3.7
	II			4.49	4.59	5.04	4.91	4.51	4.18	4.01	4.50	4.74	4.51	4.72	4.71	4.58
Tulcán	I	0.82 S	77.7 W	4.0	4.1	4.0	3.8	4.1	3.9	4.2	4.3	4.2	4.2	4.1	3.8	4.1
	II			3.86	3.66	3.64	3.71	3.75	3.76	3.82	4.04	4.11	4.11	4.15	3.95	3.88

Anexo 2

EVOLUCIÓN Y PREVISIÓN DEL CONSUMO DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR SECTORES										
SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO (SNI)										
ESCENARIO DE CRECIMIENTO MEDIO										
	AÑO	RESIDENCIAL		COMERCIAL		INDUSTRIAL		ALUMB. PÚBLICO Y OTROS		TOTAL
		GWh	% deTOTAL	GWh	% deTOTAL	GWh	% deTOTAL	GWh	% deTOTAL	GWh
HISTÓRICO	1998	3 377	41.5	1 362	16.7	2 068	25.4	1 334	16.4	8 141
	1999	2 922	38.2	1 244	16.3	2 067	27.0	1 417	18.5	7 650
	2000	2 774	35.4	1 344	17.2	2 192	28.0	1 525	19.5	7 835
	2001	2 897	35.6	1 412	17.4	2 399	29.5	1 421	17.5	8 129
	2002	3 093	36.1	1 566	18.3	2 423	28.3	1 476	17.2	8 559
	2003	3 248	36.2	1 659	18.5	2 562	28.5	1 511	16.8	8 980
	2004	3 516	36.7	1 807	18.9	2 743	28.7	1 506	15.7	9 572
	2005	3 677	36.1	1 947	19.1	2 958	29.1	1 593	15.7	10 174
	2006	3 885	35.3	2 116	19.2	3 296	30.0	1 698	15.4	10 996
	2007	4 103	34.9	2 231	19.0	3 617	30.8	1 793	15.3	11 744
2008	4 372	34.9	2 429	19.4	3 880	31.0	1 834	14.7	12 516	
PRONÓSTICO	2009	4 690	35.0	2 649	19.8	4 148	31.0	1 906	14.2	13 393
	2010	5 048	34.1	2 891	19.5	4 845	32.7	2 024	13.7	14 808
	2011	5 401	32.7	3 148	19.1	5 838	35.4	2 114	12.8	16 502
	2012	5 742	32.6	3 412	19.4	6 264	35.6	2 196	12.5	17 614
	2013	6 065	32.5	3 672	19.7	6 667	35.7	2 272	12.2	18 676
	2014	6 381	32.4	3 921	19.9	7 039	35.8	2 345	11.9	19 686
	2015	7 166	33.6	4 160	19.5	7 593	35.6	2 417	11.3	21 335
	2016	8 268	35.8	4 402	19.0	7 954	34.4	2 489	10.8	23 113
	2017	9 317	37.5	4 648	18.7	8 333	33.5	2 564	10.3	24 862
	2018	10 355	38.9	4 897	18.4	8 712	32.7	2 640	9.9	26 604
2019	11 213	39.8	5 151	18.3	9 120	32.3	2 717	9.6	28 201	
2020	11 860	40.0	5 411	18.3	9 564	32.3	2 795	9.4	29 629	
CREC. 98-08		2.6%	-1.7%	6.0%	1.5%	6.5%	2.0%	3.2%	-1.1%	4.4%
CREC. 08-20		8.7%	1.1%	6.9%	-0.5%	7.8%	0.3%	3.6%	-3.6%	7.4%

Anexo 3

PROYECCION PERIODO 2009 - 2030 (SE INCLUYE LA RECUPERACIÓN DEL CONSUMO POR REDUCCIÓN DE PÉRDIDAS)										
AÑO	HISTÓ- RICO	CONSUMO ELÉCTRICO			RECUPERACIÓN DEL CONSUMO			CONSUMO ELECTRICO CON RECUPERACIÓN		
		CRECIMIENTO	MENOR	MEDIO	MAYOR	MENOR	MEDIO	MAYOR	MENOR	MEDIO
1998	8 141									
1999	7 650									
2000	7 835									
2001	8 129									
2002	8 559									
2003	8 980									
2004	9 572									
2005	10 174									
2006	10 996									
2007	11 744									
2008	12 516									
					La recuperación de consumo constituye la facturación de la energía que constan como pérdidas no técnicas , como resultado de la gestión de control de pérdidas de las distribuidoras					
2009		12 998	13 117	13 248	273	275	278	13 271	13 393	13 527
2010		13 841	14 128	14 394	667	681	694	14 508	14 808	15 088
2011		14 978	15 406	15 804	1 065	1 096	1 124	16 043	16 502	16 928
2012		15 598	16 174	16 715	1 389	1 440	1 488	16 987	17 614	18 204
2013		16 235	16 963	17 661	1 639	1 713	1 783	17 874	18 676	19 445
2014		16 875	17 769	18 638	1 820	1 916	2 010	18 694	19 686	20 648
2015		18 091	19 166	20 219	2 048	2 170	2 289	20 139	21 335	22 507
2016		19 406	20 676	21 928	2 287	2 437	2 585	21 693	23 113	24 513
2017		20 680	22 160	23 627	2 521	2 702	2 881	23 201	24 862	26 508
2018		21 933	23 639	25 338	2 751	2 965	3 178	24 684	26 604	28 517
2019		23 042	24 991	26 940	2 960	3 210	3 460	26 002	28 201	30 400
2020		23 987	26 197	28 414	3 143	3 432	3 723	27 130	29 629	32 137
2021		24 789	27 279	29 785	3 302	3 633	3 967	28 091	30 913	33 752
2022		25 609	28 399	31 214	3 457	3 833	4 213	29 066	32 233	35 426
2023		26 448	29 558	32 702	3 608	4 032	4 461	30 055	33 590	37 163
2024		27 303	30 756	34 252	3 754	4 229	4 710	31 058	34 985	38 962
2025		28 176	31 993	35 865	3 896	4 424	4 960	32 072	36 417	40 825
2026		29 066	33 271	37 543	4 034	4 617	5 210	33 099	37 888	42 753
2027		34 138	39 398	44 749	4 167	4 809	5 462	38 305	44 207	50 211
2028		35 196	40 956	46 823	4 303	5 007	5 724	39 499	45 963	52 547
2029		36 272	42 562	48 977	4 441	5 211	5 997	40 713	47 773	54 974
2030		37 365	44 217	51 212	4 582	5 423	6 281	41 947	49 640	57 492
CREC. 08-20		5.9%	6.7%	7.5%	26.2%	27.2%	28.1%	6.8%	7.7%	8.5%
CREC. 08-30		5.1%	5.9%	6.6%	15.2%	16.1%	16.9%	5.6%	6.4%	7.1%

Anexo 4

VIVIENDAS A ELECTRIFICAR CON ENERGÍAS RENOVABLES SECTOR RURAL PERÍODO 2009-2012

Provincia	Redes Distribución	Generación Renovable	Total Vivien- das Sector Rural	Ponderado Fotovoltaico (%)
El Oro	2.155	26	2.181	1,19
Esmeraldas	23.754	2.150	25.904	8,30
Guayas	5.000	960	5.960	16,11
Los Ríos	9.402	5	9.407	0,05
Manabí	22.819	90	22.909	0,39
Santa Elena	4.014	0	4.014	0,00
Santo Domingo	2.105	0	2.105	0,00
Subtotal Costa	69.249	3.231	72.480	4,46
Loja	11.509	0	11.509	0,00
Azuay	2.214	0	2.214	0,00
Bolívar	4.271	1.258	5.529	22,75
Cañar	839	0	839	0,00
Carchi	675	976	1.651	59,12
Chimborazo	1.587	536	2.123	25,25
Cotopaxi	4.897	695	5.592	12,43
Imbabura	3.460	0	3.460	0,00
Pichincha	5.877	0	5.877	0,00
Tungurahua	554	0	554	0,00
Subtotales Sierra	35.883	3.465	39.348	8,81
Morona Santiago	941	13.840	14.781	93,63
Napo	5.746	3.817	9.563	39,91
Orellana	7.553	7.644	15.197	50,30
Pastaza	1.474	7.039	8.513	82,69
Sucumbios	11.231	4.241	15.472	27,41
Zamora Chinchipe	7.901	631	8.532	7,40
Subtotales Oriente	34.846	37.212	72.058	51,64
Galápagos	0	15	15	100,00
Subtotales Galápagos	0	15	15	100,00
TOTAL	139.978	43.923	183.901	23,88

Anexo 5

REGULACIÓN No. CONELEC - 002/05

REGULACIÓN POR LA CUAL SE ESTABLECEN LOS PROCEDIMIENTOS PARA PRESENTAR, CALIFICAR Y PRIORIZAR LOS PROYECTOS DEL FERUM

3. REQUISITOS PARA LA CALIFICACIÓN DE PROYECTOS

Los proyectos presentados serán calificados si cumplen los siguientes requisitos:

4.1 Generación no convencional

- 4.1.1 Que estén destinados a prestar el servicio de energía eléctrica, a poblaciones ubicadas en sectores rurales sin dicho servicio y que por razones económicas deben ser alimentados con fuentes no convencionales;
- 4.1.2 Que dispongan de estudios de factibilidad, y estudios ambientales que cumplan con las disposiciones del Reglamento Ambiental para Actividades Eléctricas, en los casos determinados en el mismo;
- 4.1.3 Que el monto solicitado de fondos del FERUM, sea máximo hasta los siguientes valores por vivienda beneficiada:
 - Generación eólica: USD 1 350/vivienda
 - Generación fotovoltaica: USD 2 000/vivienda
 - Generación con Biomasa: USD 600 /vivienda
 - Generación con minicentrales hidroeléctricas: USD1 200/vivienda

Anexo 6

Resolución vigente No. 007/10, 18 de febrero de 2010

SESIÓN DE DIRECTORIO DE 18 DE FEBRERO DE 2010

RESOLUCIÓN No. 007/10

EL DIRECTORIO DEL CONSEJO NACIONAL DE ELECTRICIDAD,

Considerando:

Que, de conformidad con lo dispuesto en el numeral 11 de la Regulación No. CONELEC – 006/08: APLICACIÓN DEL MANDATO CONSTITUYENTE No. 15, “El CONELEC determinará anualmente el pliego tarifario que entrará en vigencia a partir del 1 de enero del año siguiente de su emisión...”;

Que, con base en lo dispuesto por el Mandato Constituyente No. 15, los recursos que se requieran para cubrir las inversiones en generación, transmisión y distribución, serán cubiertos por el Estado, constarán obligatoriamente en su Presupuesto General y deberán ser transferidos mensualmente al Fondo de Solidaridad y se considerarán aportes de capital de dicha Institución;

Que, en sesión del día jueves 4 de febrero de 2010 se puso en conocimiento de los Señores Miembros del Directorio los resultados del “Análisis de Costos para las Empresas Eléctricas sujetas a Regulación de Precios. Periodo Enero-Diciembre 2010”, remitido por la Dirección de Tarifas con Memorando No. DT-10-020 de 2 de febrero de 2010;

Que, en el Anexo 3 del documento titulado “Análisis de Costos para las Empresas Eléctricas sujetas a Regulación de Precios. Periodo Enero-Diciembre 2010”, consta el texto del Pliego Tarifario que tendrá vigencia durante el año 2010;

Que, mediante Memorando No. DE-10-041 de 12 de febrero de 2010, la Dirección Ejecutiva puso en consideración de los Señores Miembros del Directorio la Propuesta de modificación al texto del Pliego Tarifario 2010 considerando lo dispuesto en el Decreto Ejecutivo No. 242 de 5 de febrero de 2010;

Que, mediante Memorando No. DE-10-042 de 12 de febrero de 2010, la Dirección Ejecutiva puso en consideración de los Señores Miembros del Directorio los resultados del análisis de sensibilidad del costo del servicio eléctrico para dos escenarios:

Escenario 1.- Costo de Generación excluyendo los valores correspondientes a los Contratos de Arrendamiento con Energy International y APR Energy; y, **Escenario 2.-** Las condiciones del Escenario 1, excluyendo adicionalmente el desembolso 2010 de la deuda de HIDROPASTAZA con el BNDES;

Que, mediante Memorando No. PG-10-0155 de 18 de febrero de 2010, remitido a la Dirección Ejecutiva, la Procuraduría del CONELEC concluye que, del análisis jurídico realizado, los costos correspondientes a los Contratos de Arrendamiento con Energy International y APR Energy; y, la deuda de HIDROPASTAZA S.A., ahora HIDROPASTAZA EP, con el BNDES, no deberían formar parte de los costos imputables a la generación, sino que deberían ser asumidos directamente por el Ministerio de Finanzas;

RESUELVE

1. Acoger el Escenario 2 del Estudio Tarifario presentado por la Administración, a través de Memorando No. DE-10-042 de 12 de febrero de 2010.
2. Aprobar los costos anuales imputables al servicio de generación

para el año 2010, para cada una de las empresas de generación eléctrica de propiedad del Estado, presentados en el Cuadro No. 2 del Escenario 2.

3. Aprobar el Precio Unitario de Potencia para Remuneración (componente de potencia), de 5,70 USD /kW-mes, para el mercado de corto plazo.
4. Aprobar el Costo Medio de Generación vigente en el período enero – diciembre 2010, en un valor de 4,793 USD¢/kWh, cuyo detalle se presenta en el Cuadro No. 3 del Escenario 2.
5. Aprobar la Tarifa de Transmisión, que deberá ser pagada por cada distribuidor o gran consumidor, por el valor de 1,61 USD/kW-mes de demanda máxima no coincidente registrada en las barras de entrega al distribuidor o gran consumidor, en el mes que corresponda, cuyo valor energizado es equivalente a 0,3241 USD¢/kWh, de conformidad con la información entregada por la CELEC - TRANSELECTRIC, que consta en el Cuadro No. 5 del Escenario 2.
6. Aprobar los Costos del Servicio de Distribución y Precios Medios correspondientes a cada una de las Empresas Eléctricas Distribuidoras, conforme su detalle de cálculo que consta en el estudio y se muestra en el Cuadro No. 27 del Escenario 2, cuyo precio promedio nacional alcanza el valor de 0,0831 USD/kWh.
7. Aprobar los valores que constituyen los Peajes por Potencia en cada etapa funcional de distribución y los Peajes por Energía que corresponden al Reconocimiento por las Pérdidas de Transporte de la energía, presentados en los Cuadros Nos. 20 y 23 del Escenario 2.
8. Conocer el monto estimado de Déficit Tarifario de las Empresas Eléctricas de Distribución para el año 2010, cuyo detalle se muestra en el Cuadro No. 28 del Escenario 2.
9. Conocer el monto estimado de Déficit Operacional en Generación de la CNEL-Regional Sucumbíos y de la Empresa Eléctrica

Galápagos S.A. para el año 2010, cuyo detalle se muestra en los Cuadros No. 29 y 30 del Escenario 2.

10. Mantener el procedimiento que se aplica para la determinación del subsidio cruzado a favor de los consumidores de escasos recursos del sector residencial del servicio de energía eléctrica, según se recomienda en el numeral 7 del Informe del Análisis de Costos.
11. Aprobar el texto del Pliego Tarifario propuesto por la Dirección Ejecutiva mediante Memorando No. DE-10-041 de 12 de febrero de 2010, antes citado, el mismo que entrará en vigencia a partir del 1 de enero hasta el 31 de diciembre de 2010.
12. Aprobar los cargos tarifarios únicos para las empresas eléctricas de distribución del país, excepto para la Empresa Eléctrica Quito S.A. y la Eléctrica de Guayaquil, en los valores del cuadro adjunto al Memorando No. DE-10-041, antes citado.
13. Aprobar los cargos tarifarios para la Empresa Eléctrica Quito S.A. y la Eléctrica de Guayaquil, en los valores de los cuadros adjuntos al Memorando No. DE-10-041, antes citado.
14. Los valores de los cargos tarifarios aprobados en los numerales 12 y 13 serán aplicados a los consumidores en forma inmediata, sobre la base de los procesos de facturación de las empresas eléctricas de distribución.
15. Para la aplicación de lo dispuesto por el Art. No.8 del Decreto Ejecutivo No. 242, se considerará como Pequeños Industriales beneficiarios de la compensación por racionamientos a aquellos que no se acogieron a lo establecido en la Regulación CONELEC No. 006/09: Generación de Emergencia.
16. Solicitar al Gobierno Nacional el cubrimiento de los valores correspondientes al Déficit Tarifario y Déficit Operacional referidos en los numerales 8 y 9, conforme lo dispone el Mandato Constituyente No. 15, así como el reconocimiento del Déficit de Gestión, establecido

según el Plan Integral de Estabilización y Mejoramiento del Sector Eléctrico.

17. Solicitar al Gobierno Nacional el cubrimiento de los costos correspondientes a los Contratos de Arrendamiento con Energy International y APR Energy; y, la deuda de HIDROPASTAZA S.A., ahora HIDROPASTAZA EP, con el BNDES, sobre la base de los Decretos Ejecutivos Nos. 124, 206 y 244 de 6 de noviembre de 2009, 5 de enero y 8 de febrero de 2010, respectivamente; así como, el numeral 2.1.12 de la SEGUNDA DISPOSICIÓN TRANSITORIA de la Ley Orgánica de Empresas Públicas, publicada en el Suplemento del Registro oficial No. 48 de 16 de octubre de 2009 y el Decreto Ejecutivo No. 219 publicado en el Registro oficial No. 122 de 9 de febrero de 2009.

La presente Resolución, en los términos que anteceden, se aplicará a los consumos y servicios que se realicen a partir del 1 de enero hasta el 31 de diciembre de 2010”

Anexo 7

Factor de emisiones en redes eléctricas en Ecuador

Para proyectos de desarrollo limpio el factor de emisiones en el Ecuador es de;

0.56053 Ton CO₂ /Mwh EF grid,CM .

Este factor se podrá utilizar para proyectos que ayuden a reducir las emisiones de CO₂ tales como las centrales hidroeléctricas, automatización y cogeneración.

Para proyectos eólicos y solares son establecidos se establece un factor de emisiones mayor para de esta manera impulsar la creación de este tipo de proyectos.

0.64621 Ton CO₂ /Mwh Solar and Wind EF grid,CM .

Anexo 8

ALTERNTIVA 1

Si el costo de la energía establecido por el CONELEC se mantuviera en los	
AÑOS	FLUJO DE CAJA
0	-57,873,508.00
1	7,137,010.95
2	7,127,698.95
3	7,074,776.65
4	7,065,099.84
5	7,055,235.30
6	7,045,179.38
7	7,034,928.39
8	7,024,478.52
9	7,013,825.93
10	7,002,966.67
11	6,991,896.75
12	6,980,612.07
13	6,969,108.47
14	6,957,381.69
15	6,945,427.42
16	6,933,241.23
17	6,920,818.64
18	6,908,155.04
19	6,895,245.77
20	6,882,086.06
21	6,868,671.06
22	6,854,995.80
23	6,841,055.24
24	6,826,844.23
25	6,812,357.53
VAN	\$79,348,564.91
TIR	11%
Relación Beneficio / Costo	2.01

ALTERNATIVA 2

Si el costo de la energía establecido por el CONELEC se mantuviera en los y no se recibe ingresos por venta de potencia disponible ni CER's	
AÑOS	FLUJO DE CAJA
0	-57.873.508,00
1	6.554.237,60
2	6.544.925,60
3	6.535.432,95
4	6.525.756,14
5	6.515.891,60
6	6.505.835,68
7	6.495.584,69
8	6.485.134,82
9	6.474.482,23
10	6.463.622,97
11	6.452.553,05
12	6.441.268,37
13	6.429.764,77
14	6.418.037,99
15	6.406.083,72
16	6.393.897,53
17	6.381.474,94
18	6.368.811,34
19	6.355.902,07
20	6.342.742,36
21	6.329.327,36
22	6.315.652,10
23	6.301.711,54
24	6.287.500,53
25	6.273.013,83
VAN	\$ 68.659.767,87
TIR	10%
Relación Beneficio / Costo	1,77

ALTERNTIVA 3

Si el costo de la energía fuera durante su vida útil	
AÑOS	FLUJO DE CAJA
0	-57.873.508,00
1	2.888.601,99
2	2.879.289,99
3	2.826.367,68
4	2.816.690,87
5	2.806.826,33
6	2.796.770,42
7	2.786.519,42
8	2.776.069,56
9	2.765.416,96
10	2.754.557,71
11	2.743.487,79
12	2.732.203,11
13	2.720.699,50
14	2.708.972,73
15	2.697.018,46
16	2.684.832,27
17	2.672.409,67
18	2.659.746,08
19	2.646.836,81
20	2.633.677,10
21	2.620.262,09
22	2.606.586,83
23	2.592.646,27
24	2.578.435,27
25	2.563.948,57
VAN	\$- 4.182.279,04
TIR	1%
Relación Beneficio / Costo	0,17

ALTERNTIVA 4

Si el costo de la energía fuera durante su vida útil	
AÑOS	FLUJO DE CAJA
0	-57.873.508,00
1	4.160.987,35
2	4.151.675,35
3	4.098.753,05
4	4.089.076,24
5	4.079.211,70
6	4.069.155,78
7	4.058.904,79
8	4.048.454,92
9	4.037.802,33
10	4.026.943,07
11	4.015.873,15
12	4.004.588,47
13	3.993.084,87
14	3.981.358,09
15	3.969.403,82
16	3.957.217,63
17	3.944.795,04
18	3.932.131,44
19	3.919.222,17
20	3.906.062,46
21	3.892.647,46
22	3.878.972,20
23	3.865.031,64
24	3.850.820,63
25	3.836.333,93
VAN	\$ 20.834.950,73
TIR	5%
Relación Beneficio / Costo	0,72

ALTERNTIVA 5

Si la tasa de interés fuera la estatal para el sector Productivo corporativo del 9.33%.	
AÑOS	FLUJO DE CAJA
0	-57.873.508,00
1	7.137.010,95
2	7.108.066,95
3	7.033.947,98
4	7.001.408,09
5	6.966.906,04
6	6.930.323,52
7	6.891.535,08
8	6.850.407,69
9	6.806.800,33
10	6.760.563,43
11	6.711.538,46
12	6.659.557,27
13	218,571.35
14	160,132.22
15	98,169.22
16	32,469.85
17	-37,191.19
18	-111,052.79
19	-189,368.25
20	-272,406.13
21	-360,451.20
22	-453,805.38
23	-552,788.82
24	-657,740.96
25	-769,021.71
VAN	\$ -521,525.60
TIR	6%
Relación Beneficio / Costo	0,38

ALTERNATIVA 6

Si la tasa de interés fuera la estatal para el sector Productivo corporativo del 9.33% y el costo de energía es de durante toda su vida útil

AÑOS	FLUJO DE CAJA
0	-57.873.508,00
1	7.137.010,95
2	7.108.066,95
3	7.033.947,98
4	7.001.408,09
5	6.966.906,04
6	6.930.323,52
7	6.891.535,08
8	6.850.407,69
9	6.806.800,33
10	6.760.563,43
11	6.711.538,46
12	6.659.557,27
13	6.604.441,62
14	6.546.002,50
15	6.484.039,50
16	6.418.340,13
17	6.348.679,09
18	6.274.817,48
19	6.196.502,02
20	6.113.464,14
21	6.025.419,08
22	5.932.064,90
23	5.833.081,46
24	5.728.129,32
25	5.616.848,56
VAN	\$27.428.945,54
TIR	11%
Relación Beneficio / Costo	1,82

BIBLIOGRAFÍA

- [1] Georg. Brakmann, Rainer. Aringhoff y Sven Teske / Energía Solar Termoelectrica – 2020 Pasos Firmes Contra el Cambio Climático/ Greenpeace/2002.
- [2] Ministerio de Educación y Ciencia / CIEMAT – Plataforma Solar de Almería / <http://www.psa.es/webesp/index.html> /MADRID- 20 dic 2010.
- [3] Muñoz Antón Javier / Sistemas de Generación Eléctrica Mediante Calderas de Vapor Energizadas por Radiación Solar Concentrada / Universidad Politécnica de Madrid / MADRID-noviembre 2008.
- [4] Alma Rosa López Martínez Colaborador Técnico RENOVETEC / Historia de la Energía Solar / <http://www.centralestermosolares.com/historiatermosolar.html> / Historia de la Energía Solar. / MADRID 3 DE FEBRERO 2011

[5] Silva Pérez Manuel / Aprovechamiento de la energía solar en media y alta temperatura. Sistemas termosolares de concentración/ Grupo de Termodinámica y Energías Renovables/ Curso 2004/2005.

[6] Pérez Martínez Marta, Cuesta María José, Núñez Crespi Sylvia, Cabrera Juan / Energía Solar Termoeléctrica / CIEMAT-Centro de Investigaciones Energéticas medica Ambientales y tecnológicas/ Enero 2008.

[7] Ferrostaal/ Las empresas Stadtwerke München y RWE Innogy Construirán una Central de Colectores Cilindro-parabólicos en España, junto con MAN Ferrostaal, RheinEnergie y Solar Millennium/

http://www.ferrostaal.com/index.php?id=131&no_cache=1&L=1c...%5Buid%5D%3D31&tx_editfiltersystem_pi1%5Bcmd%5D=detail&tx_editfiltersystem_news_pi1%5Buid%5D=1189&cHash=eac980c86729342a7126953c426fbed9 // JULIO 2009

- [8] Andreas Häberle, Christian Zahler, Hansjörg Lerchenmüller, Max Mertins, Christof Wittwer, Franz Trieb, Jürgen Dersch. / The Solarmundo line focussing Fresnel collector. Optical and Thermal Performance and Cost Calculations7/Proceedings of the Solar 2002 American Solar Energy Society Conference/Reno, Nevada, 2001
- [9] P. Bolufe / La Mayor Planta Termosolar con Motor Stirling / -Instituto Químico de Sarriá /septiembre-octubre 2007
- [10] FIAGRO/La energía solar Termoeléctrica: La Electricidad del futuro/
http://www.fiagro.org.sv/index.php?option=com_content&view=article&id=1863&catid=24&Itemid=37 / Mayo 2010
- [11] Pep Puig, Marta Jofr / Energías Renovables para Todos / Solar Térmica.
- [12] <http://www.termosolar.renovetec.com/thermalstorage.html> / Ulf Herrmann, Bruce Kelly y Henry Price / Tanques de Almacenamiento Térmico con Sales Fundidas.

- [13] Losada San José Jorge / Análisis de un Sistema de Disco Parabólico con Motor Stirling / UNIVERSIDAD CARLOS III DE MADRID/Marzo 2009.
- [14] Ing. Fernando Izquierdo Tacuri / Atlas Solar del Ecuador con Fines de Generación Eléctrica /CONELEC / Agosto 2008.
- [15] Montes Pita María José / Análisis y Propuestas de Sistemas Solares de Alta Exergía que Emplean Agua Como Fluido Calorífero / Departamento de Ingeniería energética y fluido mecánica / Septiembre 2008.
- [16] Fenandez Diez Pedro / Procesos Termosolares en Baja, Media y Alta Temperatura / Capítulo IV / Colectores de Concentración de Media Temperatura / redsauce / 2009
- [17] Dustin F. Howard / Modeling, Simulation, and Analysis of Grid Connected Dish-Stirling Solar Power Plants / Georgia Institut of technology / Agosto 2010.
- [18] Bellows Felicia / Concentrated Solar Power / Stirling Energy System / Mayo 2009.

- [19] Mike Elenbaas, Terrance Meyer, Ryan Jacobson, Ryan Pletka, Gary Wilmes / Renewable Energy Development on Tribal Lands of Vieja / BLACK & VEATCH / September 2005.
- [20] Ing. Carlos Julio Arosemena / Modulo 2 Aspectos Socioeconómicos de las EERRR / Diciembre de 2010 .
- [21] Lcdo. Carlos Calero Merizalde / Plan maestro de electrificación del ecuador 2009 – 2020 / Capitulo v / Demanda Eléctrica / CONELEC / 2009
- [22] Munier Nolberto / Preparación y Evaluación de Proyectos / Universidad Mayor de San Simón / 1992
- [23] Lcdo. Carlos Calero Merizalde / Regulación por la Cual se Establecen los Procedimientos Para Presentar, Calificar y Priorizar los Proyectos del FERUM / Regulación No. CONELEC - 002/05 / 2005.
- [24] Surya P. Sethi / Renewable Energy & Energy Efficiency Fund / Washington / Marzo 2000.
- [25] Lcdo. Carlos Calero Merizalde / Precios de la Energía Producida con Recursos Energéticos Renovables no Convencionales / Regulación no. CONELEC – 009/06 / 2006.

- [26] Salazar Gabriel / Análisis del Método de Pago de Potencia en el Mercado Eléctrico Ecuatoriano / CENACE - EPN / 2008.
- [27] Núñez Rocha Thaís / El Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL): Oportunidades para el Desarrollo de Proyectos MDL en el Ecuador, Electrificación Rural / Ministerio del Ambiente / Abril 2009.
- [28] Ing. Marcos Castro / CORDELIM / [www.cordelim . Net](http://www.cordelim.net) / 2011.
- [29] Wolfgang Schiel / bult Dish Stirlig central
http://www.sbp.de/en#sun/category/100-Dish_Stirling / Schlaich Bergermann und Partner (Alemania) / 2011
- [30] Eugenio Paladines / BANCO CENTRAL DEL ECUADOR / Evolución del Crédito y Tasas de Interés Efectivas Referenciales / Marzo 2011