

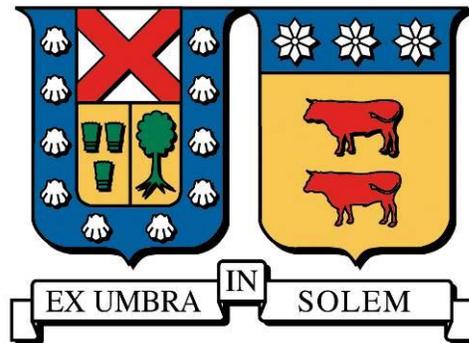
2018

EVALUACIÓN TÉCNICO Y ECONÓMICA DE LA APLICACIÓN DE LA TECNOLOGÍA DE GASIFICACIÓN DE CARBÓN Y BIOMASA UTILIZANDO ENERGÍA SOLAR EN UNA CENTRAL TERMOELÉCTRICA DE PEQUEÑA ESCALA

PLAZA VERGARA, NORMA

<https://hdl.handle.net/11673/46282>

Repositorio Digital USM, UNIVERSIDAD TECNICA FEDERICO SANTA MARIA



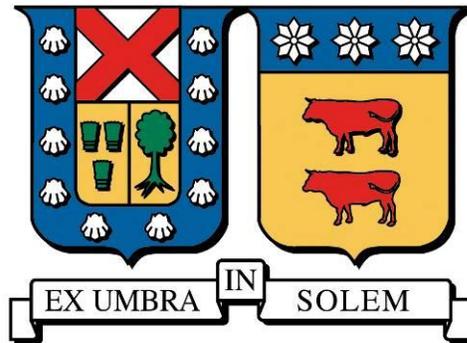
**UNIVERSIDAD TÉCNICA FEDERICO SANTA MARÍA
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA MECÁNICA**

**“EVALUACIÓN TÉCNICO Y ECONÓMICA DE LA
APLICACIÓN DE LA TECNOLOGÍA DE
GASIFICACIÓN DE CARBÓN Y BIOMASA
UTILIZANDO ENERGÍA SOLAR EN UNA
CENTRAL TERMOELÉCTRICA DE PEQUEÑA
ESCALA.”**

Norma Plaza Vergara

MAGISTER EN ECONOMIA ENERGÉTICA

2018



**UNIVERSIDAD TÉCNICA FEDERICO SANTA MARÍA
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA MECÁNICA**

**“EVALUACIÓN TÉCNICO Y ECONÓMICA DE LA
APLICACIÓN DE LA TECNOLOGÍA DE GASIFICACIÓN
DE CARBÓN Y BIOMASA UTILIZANDO ENERGÍA
SOLAR EN UNA CENTRAL TERMOELÉCTRICA DE
PEQUEÑA ESCALA.”**

Tesina de grado presentada por

Norma Margarita Plaza Vergara

como requisito parcial para optar al grado de

Magister en Economía Energética

Profesor Guía

Dr. Ing. Mario Toledo Torre

Profesor Correferente

Dr. Ing. Alejandro Sáez Carreño

Profesor Correferente Externo

PhD. Francisco Gracia

Julio 2018

TITULO DE LA TESINA:

**EVALUACIÓN TÉCNICO Y ECONÓMICA DE LA APLICACIÓN DE LA
TECNOLOGÍA DE GASIFICACIÓN DE CARBÓN Y BIOMASA UTILIZANDO
ENERGÍA SOLAR EN UNA CENTRAL TERMOELÉCTRICA DE PEQUEÑA
ESCALA.**

AUTOR:

Norma Margarita Plaza Vergara.

TRABAJO DE TESINA, presentado en cumplimiento parcial de los requisitos para el Grado de Magíster en Economía Energética del Departamento de Ingeniería Mecánica de la Universidad Técnica Federico Santa María.

Dr. Ing. Mario Toledo Torres.....

Dr. Ing. Alejandro Sáez Carreño.....

PhD. Francisco Gracia.....

Santiago, Chile. Julio de 2018

GLOSARIO

CNE:	Comisión Nacional de Energía.
CVC:	Costos Variables Combustibles.
CVNC:	Costos Variables no Combustibles.
CO2:	Dióxido de Carbono.
Gcal:	Giga calorías.
ITD:	Informe Técnico Definitivo para Precios de Nudo de Corto Plazo.
kW:	Kilowatt.
MM:	Miles de miles
MW:	Megawatt eléctrico.
MWh:	Megawatt hora.
OPEX:	Costos de Operación y Mantenimiento.
PCI:	Poder Calorífico Inferior.
tonCO2eq:	Toneladas de emisión de CO ₂ equivalente.
USA:	Estados Unidos de Norteamérica.
US\$:	Dólar de Estados Unidos de Norteamérica.

INDICE

RESUMEN.....	7
ABSTRACT	8
1 INTRODUCCION.....	9
2 OBJETIVOS.	9
2.1 OBJETIVO GENERAL.....	9
2.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS.....	10
3 METODOLOGÍA.....	11
4 ESTADO DEL ARTE.	12
4.1 GAS DE SÍNTESIS Y TECNOLOGÍA CONVENCIONAL.	12
4.1.1 Formas de producción.	13
4.1.2 Gasificación convencional.....	14
4.1.3 Características del gas de síntesis.....	19
4.2 REVISIÓN SISTEMAS DE GENERACIÓN DE ENERGÍA A PEQUEÑA ESCALA.	20
4.2.1 Biomasa.....	20
4.2.2 Carbón.....	21
4.3 ENERGÍA SOLAR.....	22
4.4 Sistemas de captación térmicos de energía solar.....	23
4.5 GASIFICACIÓN SOLAR.....	26
4.5.1 Experiencias gasificación solar.....	30
4.5.2 Proyectos en desarrollo.	40
4.6 COMPARACIÓN GASIFICACIÓN SOLAR VS CONVENCIONAL.	41
4.7 USO DE SYNGAS EN CO-COMBUSTIÓN.....	43
4.7.1 Tipos de co-combustión.....	43
4.8 Análisis del estado del arte.	45
5 ANÁLISIS FODA.....	48
5.1 Análisis FODA para central térmica de biomasa.....	48
5.2 Análisis FODA para central térmica a carbón.	49
6 EVALUACIÓN TÉCNICO-ECONÓMICA: COMPARACIÓN DE CASO BASE VS CO-COMBUSTIÓN CON GASIFICACIÓN SOLAR.....	50
6.1 ENERGÍA NECESARIA DE SYNGAS.....	50
6.2 NUEVOS COSTOS VARIABLES COMBUSTIBLES.....	54

6.3	DISEÑO DE LA PLANTA DE GASIFICACIÓN SOLAR.....	56
6.4	EVALUACIÓN ECONÓMICA.....	63
6.4.1	CASO EJEMPLO CENTRAL TÉRMICA TOCOPILLA.....	63
6.4.2	CASO EJEMPLO CENTRAL TÉRMICA BIOMASA.....	66
6.5	ANÁLISIS DE RIESGO.....	68
7	CONCLUSIONES.....	71
8	BIBLIOGRAFÍA.....	73
9	ANEXOS.....	74
9.1	DISEÑO DE PLANTAS DE SYNGAS Y COSTO INVERSIÓN.....	74
9.1.1	CARBÓN.....	74
9.1.2	BIOMASA.....	74
9.2	CÁLCULOS CVC.....	74
9.3	FLUJO DE CAJA.....	74
9.4	REPORTE MÍNIMO TÉCNICO.....	74
9.5	REPORTE ANÁLISIS DE RIESGO.....	74

RESUMEN

El presente trabajo tiene como objetivo realizar una evaluación técnica y económica de la tecnología de gasificación de carbón y biomasa utilizando energía solar concentrada para la producción de energía eléctrica en una central de pequeña escala. Se considera el proceso de co-combustión de la mezcla de gas de síntesis producido con carbón o biomasa en la caldera de la central termoeléctrica, según corresponda.

Se definen los conceptos generales asociados a la gasificación convencional y a la gasificación solar, identificando el conocimiento y las experiencias que se han realizado a nivel nacional e internacional en este tipo de tecnologías.

Para los casos de estudio se seleccionan dos centrales termoeléctricas, una de carbón y otra de biomasa, en consideración de las condiciones de radiación solar y potencia instalada. Para el análisis de la gasificación solar de carbón se selecciona la Unidad 13 de la Central Termoeléctrica ubicada en Tocopilla, en la región de Antofagasta, y para la gasificación solar de biomasa la Central Termoeléctrica ubicada en Mostazal, en la región del Libertador General Bernardo O'Higgins.

Para la evaluación técnica de cada una de las centrales se dimensionan plantas solares para tres escenarios, que consideran un aporte energético del gas de síntesis del 5, 10 y 20% en el proceso de co-combustión en la caldera. En base a estos aportes energéticos se propone el diseño de campos de concentración solar con la definición de la cantidad de heliostatos y área respectiva.

Para el análisis económico se utiliza la metodología de evaluación privada de proyectos determinando ingresos, costos, impuestos, indicadores y análisis de riesgo. Además, se realiza una evaluación ambiental y social del proyecto.

Las evaluaciones económicas de los escenarios rentables corresponden a un aporte energético del 5% y 10% para la central termoeléctrica de carbón, obteniendo rentabilidades de 10,7 MM US\$ y 5,5 MM US\$ respectivamente y para el caso de la central termoeléctrica de biomasa, todos los escenarios presentan rentabilidades negativas.

Finalmente, al realizar el análisis de riesgo se puede observar que el proyecto elegido, cuya rentabilidad es de 10,7 MM US\$ obtendría resultados positivos con un 90% de probabilidad. Sin embargo, se debe tener presente que el nivel de desarrollo de la tecnología de gasificación solar se encuentra a nivel experimental y no ha alcanzado la madurez que le permita en estos momentos un desarrollo industrial.

ABSTRACT

The goal of this work is to perform a technical and economic evaluation of the coal and biomass gasification technology using concentrated solar power for the production of electrical energy in a small-scale power plant. The process of co-combustion of the mixture of synthesis gas produced with coal or biomass in the boiler of the thermoelectrical power plant is considered as appropriate.

General concepts associated with conventional gasification and solar gasification are defined identifying the knowledge and the experiences already performed at a national and international level on this kind of technologies.

For the case studies, two thermoelectrical power stations were chosen - a coal and a biomass - according to their solar radiation conditions and installed power. Unit 13 of the Thermoelectrical Power Station located in Tocopilla in the Antofagasta's Region was chosen for the assessment of solar gasification of coal and the Thermoelectrical Power Station located in Mostazal in the Lib. Gral. Bernardo O'Higgins' Region was chosen for the solar gasification of biomass.

For the technical evaluation of each one of the stations, solar plants were measured for three scenarios which consider an energetic input of synthesis gas of 5, 10 and 20% in the process of co-combustion in the boiler. Based on these energetic inputs, it is suggested the design of fields of concentrating solar power, also defining the quantity of heliostats and the respective area.

For the economic analysis, the private project evaluation methodology is used specifying incomes, costs, taxes, indicators and risk analysis. In addition, an environmental and social assessment of the project is performed.

The economic evaluations of the profitable scenarios correspond to an energy contribution of 5% and 10% for the coal-fired power plant, obtaining returns of 10.7 MM US\$ and 5.5 MM US\$ respectively, and in the case of the biomass thermoelectric plant, all the scenarios present negative returns.

To bring to an end, when performing the risk analysis, it can be seen that chosen project, whose profitability is 10.7 MM US\$, it would have positive results with a 90% probability. However, it must be borne in mind that the level of development of solar gasification technology is at an experimental level and has not reached the level of maturity that would allow industrial development at this time.

1 INTRODUCCION.

El uso de combustibles fósiles, para la generación de energía, se visualiza en retirada, debido a los altos estándares ambientales que van progresivamente impidiendo y encareciendo su uso. En razón a esto, el gas de síntesis, proveniente de los combustibles fósiles, como lo es el carbón, así como el que se extrae a partir de la biomasa, surge como una alternativa de combustible más amigable con el medio ambiente, debido a su menor nivel de emisiones contaminantes locales¹.

Adicional a ello, el gas de síntesis se puede obtener a partir de sistemas de concentración solar², lo que implica un uso alternativo de esta energía, permitiendo con ello aprovechar la energía solar y "almacenarla en gas". Esto favorece la utilización de los altos niveles de recurso solar del país y que, en algunos puntos de éste, específicamente en el norte chico, existen escenarios de congestión de generación de energía, debido al exceso de plantas solares³.

Por lo tanto, resulta interesante estudiar la tecnología de gasificación de carbón y la de biomasa usando energía solar, en la producción de energía eléctrica, para lo cual el presente trabajo apunta a mostrar una visión global de la tecnología, el concepto técnico que está detrás, y su aplicación actual y futura en el mercado nacional. Se abordan los aspectos legales, económicos, comerciales, medio ambientales y técnicos de la implementación de este tipo de centrales de pequeña escala, realizando una evaluación económica con sus respectivas sensibilizaciones y conclusiones, para con ello establecer la viabilidad de este tipo de proyectos.

2 OBJETIVOS.

2.1 OBJETIVO GENERAL.

Realizar una evaluación técnico-económica del uso de la energía solar en la gasificación de carbón y biomasa para la producción de energía eléctrica en una central de pequeña escala, mediante la co-combustión del gas de síntesis producido en la caldera.

¹ <http://www.interempresas.net/Quimica/Articulos/126332-Valorizacion-residuos-mediante-gasificacion-alta-eficiencia-central-GICC-Puertollano.html>

² Utility to Purchase Low-Carbon Power from Innovative Clean Coal [en línea] <http://energy.gov/articles/utility-purchase-low-carbon-power-innovative-clean-coal-plant>

³ <http://www.t13.cl/noticia/nacional/el-desafio-chile-su-excedente-energia-solar>

2.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS.

- Identificar el grado de penetración, a nivel internacional y nacional, de la tecnología de gasificación de carbón y de biomasa utilizando energía solar.
- Revisión de los incentivos para el desarrollo de esta tecnología; tanto desde el punto de vista de la regulación (legislación) como de otros apoyos gubernamentales.
- Identificar los beneficios y barreras de la tecnología de gasificación de carbón y de biomasa utilizando energía solar en la aplicación nacional.
- Establecer propuestas para la aplicación de esta tecnología a nivel nacional en una central existente mediante co-combustión.
- Evaluación técnica de la incorporación de gas de síntesis mezclado con carbón o biomasa en la caldera (ciclo Rankine) en una central existente.
- Evaluación económica de la incorporación de la tecnología de gasificación utilizando energía solar en una central termoeléctrica de pequeña escala.

3 METODOLOGÍA.

Para el desarrollo de la presente tesina se consideran necesarias la realización de las siguientes tareas:

- Recopilación de antecedentes, bibliográficos, vía web y mediante entrevistas a expertos del área y su correspondiente análisis y síntesis.
- Estudio de los alcances, campos de acción y resultados obtenidos, en las experiencias extranjeras, para luego compararla con la realidad nacional.
- Revisar la existencia de incentivos para el desarrollo de esta tecnología; tanto desde el punto de vista de la regulación (legislación) como de otros apoyos gubernamentales, a nivel extranjero, como a nivel nacional.
- Identificar los beneficios y barreras de la tecnología de gasificación de carbón y de biomasa utilizando energía solar en la aplicación nacional, tanto normativos como de operatividad.
- Presentar propuestas para la aplicación de la tecnología en la realidad nacional, que deben ser consensuadas con expertos del área.
- Evaluar técnicamente la implementación de la tecnología de gasificación en una planta existente.
 - Identificación de la potencial central de estudio.
 - Identificar las condiciones de radiación del lugar elegido.
- Evaluar económicamente el escenario con y sin proyecto, a través de la metodología de evaluación privada de proyectos, determinando:
 - Ingresos del proyecto.
 - Costos.
 - Impuesto.
 - Indicadores económicos.
 - Análisis de Riesgo.
 - Flujo puro.
 - Flujo financiado.
- Evaluar ambiental y socialmente el proyecto.

4 ESTADO DEL ARTE.

4.1 GAS DE SÍNTESIS Y TECNOLOGÍA CONVENCIONAL.

El gas de síntesis o syngas es un combustible gaseoso sintético, creado por la transformación de una gran variedad de compuestos que contienen cadenas de hidrocarburos o de mezclas de sustancias con alto contenido de carbono. De los cuales incluye plásticos, biomasa, carbón (Lignitos, hullas, coque, etc.), combustibles convencionales e incluso algunos desechos. Este gas, se compone principalmente de hidrógeno (H_2) y monóxido de carbono (CO), y en menores cantidades metano (CH_4) y dióxido de carbono (CO_2). Las diversas proporciones de hidrógeno y monóxido de carbono, reciben denominaciones que dan evidencia de su procedencia (gas de agua, gas de craqueo, gas de disociación, etc.) o la aplicación de este gas para síntesis de productos químicos (gas para síntesis de metanol, oxogas, etc.)⁴.

Como su nombre lo indica en inglés “synthesis gas”, es usado como producto intermedio para la síntesis o elaboración de varios otros químicos o combustibles, como el gas natural sintético, metanol, petróleo sintético, amoníaco, etc, o utilizado directamente como combustible para transportes o vehículos de motores de combustión interna.

A continuación se presentan los diversos usos y aplicaciones que se le otorgan al gas de síntesis⁵:

- Generación de energía: Motores de combustión interna, células o celdas de combustible, turbinas de vapor CC.
- Calderas: Vapor y energía.
- Gas natural sintético.
- Hidrógeno: Hidro-tratamiento, transporte combustible, células o celdas de combustible, químicos, fertilizantes.
- Metanol: Formaldehido, Acetato de metilo, ácido acético, metileno propileno, di-metil éter.
- Fisher-Tropsch: Ceras, gasoil queroseno, gasolina, naftas.
- Amoníaco: Urea.

⁴ Química orgánica industrial, cap 2 2.1 pag 17-18, Weissermel, K, Arpe, h. j. 1999.

⁵ Investigación experimental de la generación de hidrógeno y monóxido de carbono desde la reacción de carbón mineral con vapor de agua, Vasconcelo, d. 2013.

4.1.1 Formas de producción.

Actualmente se obtiene H₂ principalmente a partir de metano, cuya fuente principal es gas natural, usando el proceso de reformado con vapor de metano (SMR, Steam Methane Reforming), tecnología que abarca el 48% de la producción mundial de H₂. Otras tecnologías abarcan porcentajes menores, como oxidación parcial (45%), autothermal reforming (2%) y electrólisis (5%)⁶.

- **Reformado con vapor de metano.**

Es un proceso catalítico que involucra una serie de reacciones entre el metano y el vapor de agua en duras condiciones de reacción. En la primera etapa, en el horno reformador, el metano reacciona con el vapor de agua a elevadas temperaturas (800 a 1000°C) y altas presiones (14 a 20 atm) sobre un catalizador, comúnmente a base de níquel, formando hidrógeno y monóxido de carbono (ver ecuaciones siguientes)⁷.



Estas reacciones, son altamente endotérmicas y requieren que una gran cantidad de calor que debe ser proporcionado por una alimentación de metano suplementaria al horno. En la segunda etapa, el producto del reformado, pasa por un reactor donde las moléculas de agua son divididas mediante una reacción levemente exotérmica por desplazamiento del monóxido de carbono, generando como producto dióxido de carbono e hidrógeno adicional.



Finalmente, cuando se requiere una alta pureza del hidrógeno (hasta 99 %) se utilizan tecnologías para eliminar el CO₂.

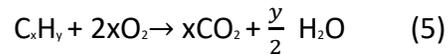
- **Oxidación parcial de hidrocarburos.**

Este proceso no catalítico se basa en la combustión incompleta de un hidrocarburo o compuestos con cadenas de carbono en presencia de vapor de agua. Para que ocurra lo anterior, se requiere que la cantidad de oxidante sea inferior al valor estequiométrico que se necesitaría para lograr una combustión

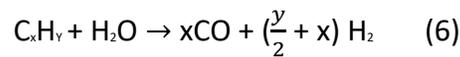
⁶ Seminario generación de hidrogeno, M. Toledo, 2015.

⁷ L Barelli, G Bidini, F Gallorini, and S Servili. Hydrogen production through sorptionenhanced steam methane reforming and membrane technology: a review. Energy, 33(4):554{570, 2008.

completa del hidrocarburo. Cuando se da inicio a la oxidación interactúan dos tipos de reacciones químicas. Por una parte al oxidarse el hidrocarburo se libera gran cantidad energía, desatando una serie de reacciones exotérmicas, descritas en las ecuaciones siguientes:

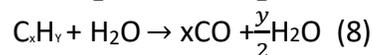
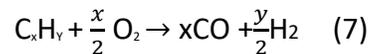


Por otra parte, el vapor absorbe calor en una serie de reacciones endotérmicas, actuando como agente regulador de las temperaturas, formando hidrógeno y monóxido de carbono adicional.



- **Autorreformado.**

El autorreformado, es una mezcla de los dos procesos descritos anteriormente: oxidación parcial y reformado con vapor de agua. Su funcionamiento consiste en reacciones combinadas de oxígeno y vapor de agua con un hidrocarburo. La ecuación (7) describe la oxidación parcial del hidrocarburo, en la cual se libera la cantidad de energía necesaria para dar sustento a las reacciones endotérmicas entre el vapor de agua y el combustible que queda sin quemar, descrita en la ecuación (8)⁸.



4.1.2 Gasificación convencional.

El proceso de gasificación convencional puede ser dividido en tres etapas como son pirólisis, combustión y gasificación, las cuales se explican a continuación:

La **pirólisis** es la etapa, posterior al secado y calentamiento del combustible, en la que se liberan los compuestos volátiles de los compuestos orgánicos (por debajo de 600°C). En este proceso, se origina un residuo carbonoso denominado “char”, conforme se eleva la temperatura; además los enlaces químicos débiles se rompen y se forman breas, aceites, fenoles y también gases hidrocarburoados (ricos en H₂).

⁸ M Flytzani-Stephanopoulos and GE Voecks. Autothermal reforming of aliphatic and aromatic hydrocarbon liquids. International Journal of Hydrogen Energy, 8(7):539, 548, 1983.

En el proceso de **combustión**, los gases originados en la pirolisis se queman, consumiéndose la mayor parte del oxígeno que alimenta el gasificador. Las reacciones son exotérmicas, y desprenden el calor necesario para producir las reacciones de gasificación. Además, el residuo carbonoso reacciona parcialmente con el oxígeno no consumido, hasta que éste se agota.

La **gasificación**, es una etapa en la que el “char” que queda tras la desvolatilización, se gasifica por medio de una reacción con O_2 , H_2O , CO_2 e H_2 . Los gases reaccionan entre sí para producir la mezcla final, y dependiendo del tipo de proceso de gasificación tienen una notable repercusión sobre los productos de la desvolatilización.

La composición final del gas de síntesis depende de las condiciones de presión y temperatura del proceso de gasificación, así como también del combustible y los agentes gasificantes empleados. A elevadas temperaturas, disminuyen las concentraciones de H_2O y CO_2 , mientras que aumentan las de CO e H_2 . En cambio, al aumentar la presión, disminuyen las concentraciones de CO e H_2 , aumenta la de H_2O , y apenas varía la de CO_2 .

Aplicando la definición de gasificación para el carbón, se debe mencionar que es un proceso que transforma el carbón desde su estado sólido, en un combustible gaseoso conocido como gas de síntesis. La gasificación del carbón se logra mediante una oxidación parcial, en la que se retira una serie de sustancias indeseables, como el azufre y la ceniza del carbón original, mediante diversas técnicas. El resultado es una fuente energética gaseosa limpia.

Cuando el carbón se quema, su energía química se libera en forma de calor; el O_2 del aire se combina con el C y el H_2 del carbón, produciendo CO_2 , H_2O y energía térmica. En condiciones normales, cuando hay exceso de aire, toda la energía química del carbón se convierte en calor y el proceso normal es la combustión; sin embargo, si el O_2 disponible se reduce, se libera menos calor del carbón y en la reacción aparecen nuevos productos gaseosos, como el H_2 , CO y CH_4 que contienen también energía química, y que conforman el denominado gas de síntesis.

Sin embargo, a pesar de que parece lógico continuar con la reducción del O_2 disponible en el proceso y por ende maximizar la energía química del combustible; existe un punto a partir del cual un porcentaje del carbón ya no se convierte en gas, quedando sin reaccionar parte del carbono y dando lugar a un proceso ineficiente.

La reacción exotérmica entre el carbono y el oxígeno proporciona la energía térmica necesaria para impulsar la pirólisis y el resto de reacciones de gasificación de carbón.

El método de gasificación de carbón más utilizado es la tecnología basada en vapor y oxígeno⁹. Además, existen otros métodos como la hidrogasificación y gasificación catalítica con vapor.

Los gasificadores en base a vapor de agua y oxígeno se clasifican dependiendo del sentido del flujo de gases y corriente de carbón dentro del reactor del gasificador. Los procesos de gasificación del carbón se pueden presentar en tres tipos de reactores principales:

- Lecho agitado (fijo) o de contracorriente (Updraft).
- Lecho fluidizado o de mezcla en contracorriente.
- Flujo arrastrado o suspendido (equicorriente).

Cada reactor se diferencia en su diseño, respecto a la ubicación de la entrada de carbón, vapor, aire (u oxígeno) salida de gas de síntesis y salida de ceniza.

- **Updraft:**

En éste, sólido y gas se mueven en sentidos contrarios: el sólido desciende y el gas asciende (Figura 4.1). Proceso siguiendo el "camino" de la partícula de biomasa:

1. Partícula con gases calientes procedentes de las zonas inferiores, lo que aumenta su temperatura a medida que desciende.
2. La partícula se seca y, a determinada temperatura, comienzan los procesos de pirólisis, generándose los gases que ascienden a la salida del reactor.
3. La partícula ya es char y se encuentra con los gases de combustión y el oxígeno. Se causan las reacciones de oxidación y reducción entre el sólido y la mezcla gaseosa presente. El gas producido en esta zona se mezclará con el producido en la parte superior de pirólisis, componiendo el GAS PRODUCTO que sale del gasificador

La baja temperatura de salida del gas, lo hace adecuado para combustión directa. Pero contiene los alquitranes y condensables producidos en el proceso de pirólisis inicial de las partículas.

⁹ D. Timmermann, A. Sáez, J.C. Olmedo, "DISEÑO DE POLÍTICA PÚBLICA PARA SUSTITUIR O COMPLEMENTAR LA PRODUCCIÓN DE GAS NATURAL A PARTIR DE UN GAS PRODUCIDO EN BASE A GASIFICACIÓN DE CARBÓN, PARA ABASTECER LA DEMANDA DE GAS NATURAL EN LA REGIÓN DE MAGALLANES", Departamento de Ingeniería Mecánica UTFSM, MEE, 2013. y P. Fernández, "Gasificación del carbón en centrales térmicas".

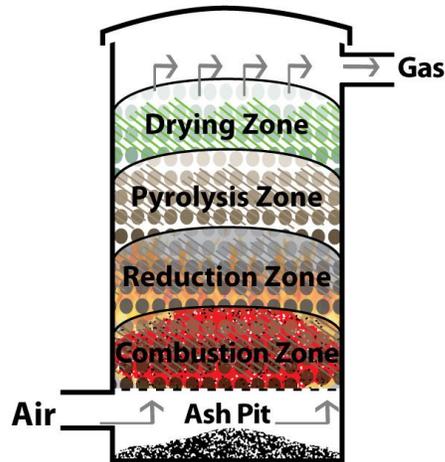


Figura 4.1. Gasificador Updraft

- **Lecho Fluidizado:**

En éste, cada partícula es sometida de forma instantánea-consecutiva-simultánea a los procesos en cualquier punto del gasificador tras su entrada a él (Figura 4.2).

- Sus características de elevada velocidad de reacción y excelente mezcla, hacen que la temperatura y conversión sean uniformes a lo largo de todo el reactor.
- Tiene una alta capacidad específica (Kg de sólido /m³ de reactor) frente a los otros reactores, por lo que resulta útil en unidades de más de 100 MW.
- El gas producto tiene un contenido medio en alquitranes y un importante arrastre de sólidos.

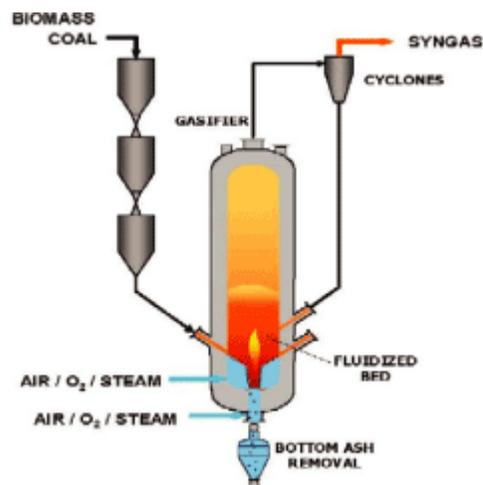


Figura 4.2. Gasificador Lecho Fluidizado.

- **Downdraft:**

1. La partícula entra al gasificador por la parte superior y sufre los procesos de secado y pirólisis al someterse a un aumento de temperatura en su camino descendente (Figura 4.3).
2. Desde la parte inferior se da la conducción y radiación de calor a temperaturas muy altas.
3. Gases, tar y char, descienden hasta la zona de oxidación donde, con el oxígeno introducido, se proporciona la energía necesaria para mantener el proceso térmicamente.
4. Los productos continúan reaccionando entre sí, resultando una disminución de la temperatura y un incremento de la cantidad y calidad del gas producido.
5. Los alquitranes están en muy pequeña proporción en el gas producto, que es la principal ventaja de este gasificador.

No es apto para trabajar con sólidos de humedad elevada.

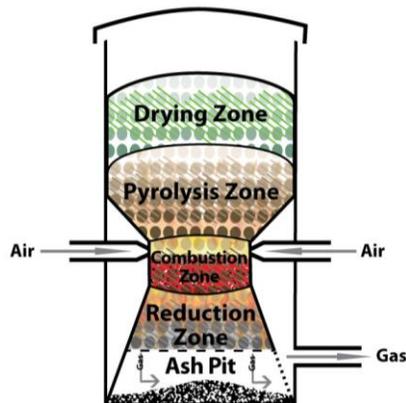


Figura 4.3. Gasificador Downdraft

La Hidrogasificación es un proceso de gasificación del carbón al que, pulverizado, se le hace reaccionar con un gas caliente rico en hidrógeno y con una sustancial cantidad de vapor de agua a alta presión.

4.1.3 Características del gas de síntesis.

Una de las principales diferencias entre los distintos gases de síntesis está asociada a la composición de cada combustible y, por ende, en al menos dos propiedades de gran importancia que son, el poder calorífico de cada combustible, y la capacidad de formar hidrocarburos radicales al reaccionar con NOx (Tabla 4.1).

En el caso del gas de síntesis de carbón, ambos parámetros están directamente relacionados con el tipo de gasificador utilizado, pero en mayor medida al tipo de carbón a gasificar.

Tabla 4.1. Características de gas de síntesis de carbón y biomasa.

Elemento [% vol]	Gas de síntesis (carbón)	Gas de síntesis (biomasa)
H ₂	44,5	10,1
CO	35,4	6,7
CH ₄	0,5	4,9
C ₂ H ₂	-	0,44
C ₂ H ₄	-	1,9
C ₂ H ₆	-	-
C ₃ H ₈	-	-
C ₄ H ₁₀	-	-
CO ₂	17,9	15,1
N ₂ + Ar	1,4	60,9
H ₂ O	0,1	22,8
OTROS	-	NH ₃ , HCN, H ₂ S
PCI (kJ/m ³)	9.477	4.500

4.2 REVISIÓN SISTEMAS DE GENERACIÓN DE ENERGÍA A PEQUEÑA ESCALA.

4.2.1 Biomasa.

En la Tabla 4.2 se presentan las centrales de generación de energía eléctrica conectadas al Sistema Coordinador Eléctrico Nacional¹⁰.

Tabla 4.2. Centrales eléctricas de biomasa conectadas al sistema central.

N°	Nombre Operador	Nombre Central	Ubicación	Región	Combustible	Consumo Especifico	Unidades consumos Especifico	Potencia (MW)
1	AES GENER	LAJA	Cabrero	Biobío	Desechos Forestales	8,82	[Ton/MWh]	12,6
2	NEOMAS	MASISA	Cabrero	Biobío	Biomasa	5,96	[m3 st/MWh]	11,1
3	NUEVA ENERGIA	ESCUADRON	Coronel	Biobío	BIOMASA	6,6	[m3 st/MWh]	14,2
4	COMASA	LAUTARO	Lautaro	DE LA ARAUCANÍA	BIOMASA	1,8	[TON/MWH]	48
5	ENERGÍA PACÍFICO	ENERGÍA PACÍFICO	Mostazal	Gral. B. O'Higgins	Biomasa	4,88	[m3 st/MWh]	15,6
6	HBS ENERGÍA	HBS	Los Angeles	Biobío	BIOMASA	245	[M3/MWH]	2,2
7	BIOENERGÍAS FORESTALES	SANTA FE	Nacimiento	Biobío	BIOMASA	1,5	[TON/MWH]	67,2
8	CMPC CELULOSA	CMPC LAJA	Laja	Biobío	BIOMASA-LICOR NEGRO	1,528186552	[TON/MWH]	25
9	CMPC CELULOSA	CMPC PACÍFICO	Collipulli	DE LA ARAUCANÍA Biobío	BIOMASA	1,216981132	[TON/MWH]	33
10	ENERGÍA LEÓN	COELEMU	Coelemu		BIOMASA	5,3	[Ton Vapor/MWh]	7,1
11	CMPC CELULOSA	CMPC SANTA FE	Nacimiento	Biobío	-	-	-	5

Fuente: <https://infotecnica.coordinador.cl/instalaciones/?eid=0&type=4>

Como se puede observar de la Tabla 4.2, las potencias de las plantas son reducidas, siendo la mayor de 67,2 MW, correspondiente a la Central Santa Fe que utiliza como biomasa desechos forestales, y la menor de 5 MW de la Celulosa CMPC.

Adicionalmente, cabe señalar que todas ellas se encuentran en el sur del país, principalmente en la Región del Biobío, donde los niveles de radiación solar no son muy elevados.

¹⁰ <https://infotecnica.coordinador.cl/instalaciones/?eid=0&type=4>

4.2.2 Carbón.

En la Tabla 4.3 se pueden observar las centrales eléctricas a carbón, existentes en el país.

Tabla 4.3. Centrales eléctricas carboneras, conectadas al sistema central.

N°	Nombre Operador	Nombre Central	Región	Comuna	Potencia Bruta [MW]	Consumo Específico	Unidad Consumo Específico
1	ENGIE (ex - E-CL)	TERMOELÉCTRICA TOCOPILLA (U15)	Antofagasta	Tocopilla	132,40	0,43429	kg/kWh
2	ENGIE (ex - E-CL)	TERMOELÉCTRICA TOCOPILLA (U14)	Antofagasta	Tocopilla	136,40	0,45099	kg/kWh
1	ENGIE (ex - E-CL)	TERMOELÉCTRICA TOCOPILLA (U13)	Antofagasta	Tocopilla	85,67	0,4887	kg/kWh
2	ENGIE (ex - E-CL)	TERMOELÉCTRICA TOCOPILLA (U12)	Antofagasta	Tocopilla	86,94	0,5113	kg/kWh
3	CELTA	TERMOELÉCTRICA TARAPACÁ (CTTAR)	Tarapacá	Iquique	158,00		kg/kWh
4	AES GENER	TERMOELÉCTRICA NORGENER (NTO2)	Antofagasta	Tocopilla	135,80		kg/kWh
5	AES GENER	TERMOELÉCTRICA NORGENER (NTO1)	Antofagasta	Tocopilla	140,59		kg/kWh
6	ENGIE (ex - E-CL)	TERMOELÉCTRICA MEJILLONES (CTM2)	Antofagasta	Mejillones	173,84		kg/kWh
7	ENGIE (ex - E-CL)	TERMOELÉCTRICA MEJILLONES (CTM1)	Antofagasta	Mejillones	159,63		kg/kWh
8	HORNITOS	TERMOELÉCTRICA HORNITOS (CTH)	Antofagasta	Mejillones	177,54		kg/kWh
9	ANGAMOS	TERMOELÉCTRICA ANGAMOS 1 (ANG1)	Antofagasta	Mejillones	276,90		kg/kWh
10	ANGAMOS	TERMOELÉCTRICA ANGAMOS 2 (ANG2)	Antofagasta	Mejillones	281,30		kg/kWh
11	COCHRANE	COCHRANE (CCH2)	Antofagasta	Mejillones	274,80	N/A	N/A
12	COCHRANE	COCHRANE (CCH1)	Antofagasta	Mejillones	274,92	N/A	N/A
13	ANDINA	CENTRAL TERMOELÉCTRICA ANDINA (CTA)	Antofagasta	Mejillones	177,00		kg/kWh
14	Endesa	Bocamina	Del Biobío	Coronel	130,00	0,38	[Ton/MWh]
15	Endesa	Bocamina II	Del Biobío	Coronel	350,00	0,377821872	Ton/MWh
16	Eléctrica Campiche	Campiche	Valparaíso	Puchuncaví	272,00	0,38	[Ton/MWh]
17	AES Gener	Guacolda U1	Atacama	Huasco	152,00	0,396	[Ton/MWh]
18	AES Gener	Guacolda U2	Atacama	Huasco	152,00	0,397	[Ton/MWh]
19	AES Gener	Guacolda U3	Atacama	Huasco	152,00	0,382	[Ton/MWh]
20	AES Gener	Guacolda U4	Atacama	Huasco	152,00	0,384	[Ton/MWh]
21	AES Gener	Guacolda U5	Atacama	Huasco	152,00	0,384	[Ton/MWh]
22	Eléctrica Ventanas	Nueva Ventanas	Valparaíso	Puchuncaví	272,00	0,38	[Ton/MWh]
23	Colbún	Santa María	Del Biobío	Coronel	370,00	0,352	Ton/MWh
24	AES Gener	Ventanas 1	Valparaíso	Puchuncaví	120,00	0,415	[Ton/MWh]
25	AES Gener	Ventanas 2	Valparaíso	Puchuncaví	207,99	0,397	[Ton/MWh]

Fuente: <https://www.cne.cl/estadisticas/electricidad/>

Como se puede observar, las potencias de este tipo de plantas son mayores, del orden de 86 MW, hasta los 370 MW, por lo que no entrarían en la denominación de pequeña escala, sin embargo, para definir un caso de estudio, que permita la comparación de uso de este tipo de combustible, se podría

considerar la central de menor potencia, que corresponde a la Unidad 13 de la termoeléctrica de Tocopilla de 85,67 MW.

4.3 ENERGÍA SOLAR.

La energía solar es una fuente de energía renovable, que se obtiene gracias al aprovechamiento de la radiación electromagnética que emite el sol. Este recurso energético es el más constante y abundante que cuenta nuestro planeta. Su mayor concentración se encuentra en los países localizados en el denominado cinturón solar, comprendido en el territorio ubicado entre 35° de latitud norte y los 35° de latitud sur e incluyen parte media continental de Estados Unidos, Australia, el Norte de África, algunas mesetas de Asia y aproximadamente el 50% del territorio nacional chileno (Figura 4.4). Chile, además de poseer altos niveles de radiación, dispone de condiciones climáticas muy favorable, sobre todo en la zona norte del país, donde las bajas precipitaciones, cielos despejados y terrenos áridos, hacen que sea un país privilegiado para el desarrollo de la energía solar.

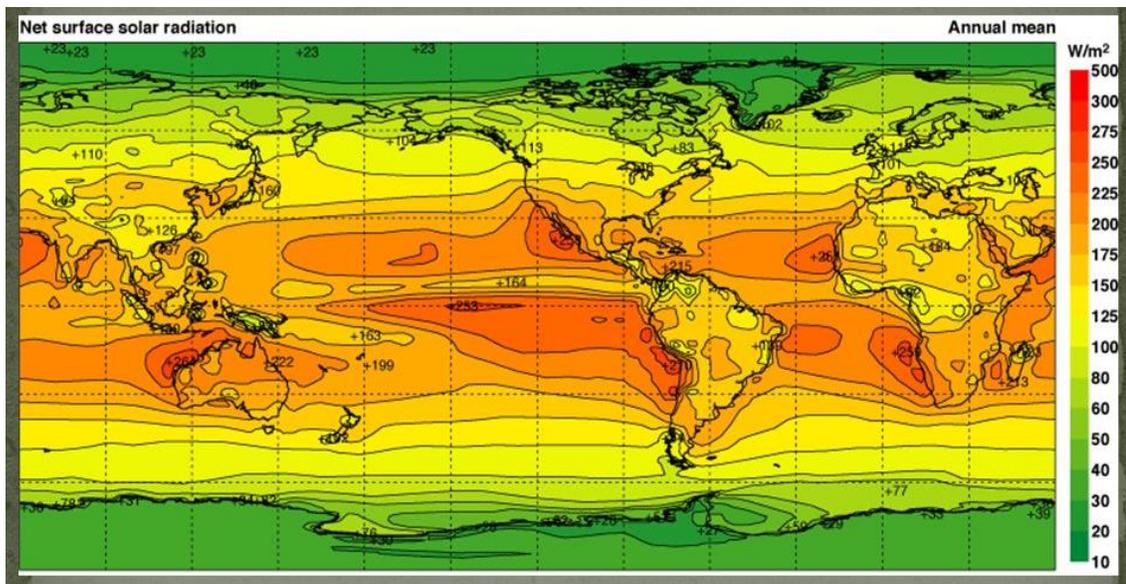


Figura 4.4. Distribución de la radiación solar.

Fuente: <http://www.gisandbeers.com/cartografia-de-radiacion-solar-mundial/>

La radiación varía según el momento del día, las condiciones atmosféricas y la latitud. En condiciones de radiación idóneas para el desarrollo de tecnología solar, equivale aproximadamente a 1000 W por metro cuadrado (W/m^2) en la superficie terrestre. Unidad denominada irradiancia. Nótese que en términos

globales prácticamente toda la radiación recibida es reemitida al espacio (de lo contrario se produciría un calentamiento abrupto). Sin embargo, existe una diferencia notable entre la radiación recibida y la emitida. La radiación es aprovechable en sus componentes directos y difusos, o en la suma de ambos. La radiación directa es la que llega directamente del foco solar, sin reflexiones o refracciones intermedias. La radiación directa puede reflejarse y concentrarse para su utilización, mientras que no es posible concentrar la luz difusa que proviene de todas las direcciones.

4.4 Sistemas de captación térmicos de energía solar.

Para poder aprovechar la energía solar y transformarla en energía térmica, se deben contar con sistemas de captación, los cuales se clasifican en pasivos y activos. Los sistemas pasivos no cuentan con dispositivos adicionales que permitan captar energía, si no que aprovechan los distintos elementos arquitectónicos.

Los sistemas activos en cambio captan la radiación solar por medio de un elemento de ciertas características llamado colector. Los colectores son un sistema que capta la radiación solar incidente, la cual es convertida en calor y transferida a algún fluido (aire, agua, aceite, etc.) que fluye a través del colector.

Hay varias maneras de clasificar a los colectores: según sea el grado de conversión térmica (baja, media y alta temperatura), de acuerdo a su movimiento con respecto al sol (estacionarios y no estacionarios), de acuerdo a la aplicación final de la energía térmica obtenida o en cuanto al índice de concentración.

El índice de concentración (C) es la razón entre el área de interceptación o entrada (A_{ent}) y el área de absorción o salida (A_{sal}) de un colector y es una propiedad relevante e intrínseca de cada uno de ellos. Puede ser definida como:

$$C = \frac{A_{ent}}{A_{sal}} \quad (9)$$

Mientras mayor sea el factor de concentración solar de un colector, mayor es la temperatura alcanzable, pero a la vez más complicado el seguimiento del movimiento del Sol. Esto obviamente encarece al sistema, por lo que es importante relacionar cada aplicación con el tipo de colector adecuado.

- Colectores sin concentración ($C=1$): Dentro de este grupo se tienen colectores de placa plana (FPC), colectores de tubos de vacío (ETC) y algunos colectores parabólicos compuestos (CPC).
- Colectores con concentración ($C>1$): Estos colectores cuentan con sistemas de concentración y en general con desplazamiento en uno o más ejes. Dentro de este grupo se tienen colectores cilindro parabólicos (PTC), colector parabólico compuesto (CPC), reflector de Fresnel lineal (LFR), reflector de disco parabólico (PDR) y colector de campo de heliostatos (HFC).

En la Tabla 4.4 se puede visualizar los distintos tipos de colectores, clasificados por el sistema de seguimiento que utilizan.

Tabla 4.4. Clasificación de colectores solares.

Seguimiento	Tipo de colector	Tipo de absorbente	Ratio de concentración	Rango de temperatura [°C]
Estacionario	Plano (FPC)	Plano	1	30-80
	Tubo Evacuado (ETC)	Plano	1	50-200
	Parabólico Compuesto (CPC)	Tubular	1-5	70-240
Un eje	Parabólico Compuesto (CPC)	Tubular	5-15	70-290
	Reflector Fresnel (LFR)	Tubular	10-40	60-250
	Cilindro Parabólico (PTC)	Tubular	15-45	70-290
	Cilíndrico (CTC)	Tubular	10-50	70-290
En dos ejes	Disco Parabólico(PDR)	Focal	100-1000	100-500
	Helióstato (HFC)	Focal	100-1500	150-2000

Chile se encuentra entre los países con más radiación solar en el mundo, por lo mismo estos últimos años ha estado promoviendo y ejecutando proyectos solares a lo largo del país. Actualmente, el potencial bruto que el país ostenta para la instalación de tecnologías solares es de 100.000 MegaWatts¹¹. En los mapas de la Figura 4.5 se muestra la radiación según las distintas regiones de Chile. En esta se aprecia radiaciones superiores a los 2000 kWh en la zona centro y norte del país.

¹¹ <http://cifes.gob.cl/sobre-cifes/>

Irradiación Global Horizontal
Chile Continental



Irradiación Directa Normal
Chile Continental



Figura 4.5: Mapa solar de Chile. Radiación global horizontal (izquierda) y radiación directa normal (derecha).

En la Tabla 4.5 se pueden observar los datos promedio anuales de radiación solar por región.

Tabla 4.5. Radiaciones solares promedio anuales por región¹².

Región	Radiación Solar (Kcal/m ² .dia)	Radiación Solar (kWh/m ² .día)
I	4.554	3.916
II	4.828	4.151
III	4.346	3.737
IV	4.258	3.661
V	3.520	3.027
VI	3.676	3.161
VII	3.672	3.157
VIII	3.475	2.988
IX	3.076	2.645
X	2.626	2.258
XI	2.603	2.238
XII	2.107	1.812
RM	3.570	3.070
ANTARTIDA	1.563	1.344

Si bien se describió la energía solar como uso térmico, esta puede ser usada de múltiples maneras, como por ejemplo para fines eléctricos, deshidratado solar, de iluminación, entre otros. Dentro de los métodos de aprovechamiento se encuentran los paneles fotovoltaicos, los colectores termosolares y las tecnologías de concentración, esta última de gran interés para la gasificación.

4.5 GASIFICACIÓN SOLAR.

El principio de la gasificación por vapor solar de elementos que contienen carbono se esquematiza en la Figura 4.6. La energía solar concentrada se utiliza para proporcionar la potencia necesaria para convertir materias primas sólidas como el carbón, la biomasa o los residuos que contienen carbono, en gas de síntesis de alta calidad, el cual se compone principalmente por H₂ y CO.

¹² Sarmiento 2006.

<http://hrudnick.sitios.ing.uc.cl/alumno10/tecnologias/Paginas/ERNC%60s/Solar/costo-solar.html>

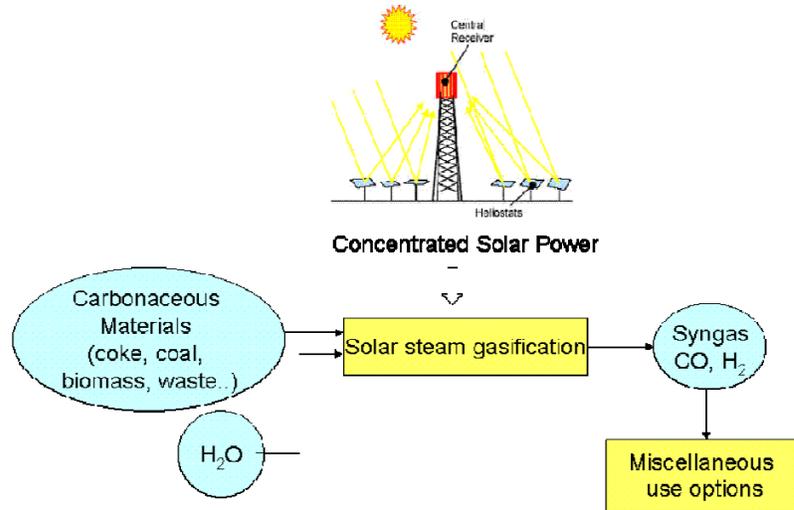


Figura 4.6. Esquema de la gasificación solar de vapor.

La Figura 4.7 ilustra posibles rutas termoquímicas solares para producir hidrógeno o gas de síntesis a partir de agua y/o combustibles fósiles¹³. Las materias primas incluyen compuestos inorgánicos tales como H₂O y CO₂, y fuentes orgánicas tales como carbón, biomasa, y gas natural.

Las formas de combustibles solares son H₂, gas de síntesis (con H₂ y CO como constituyentes principales), y sus derivados tales como metanol, éter dimetilico y aceite sintético.

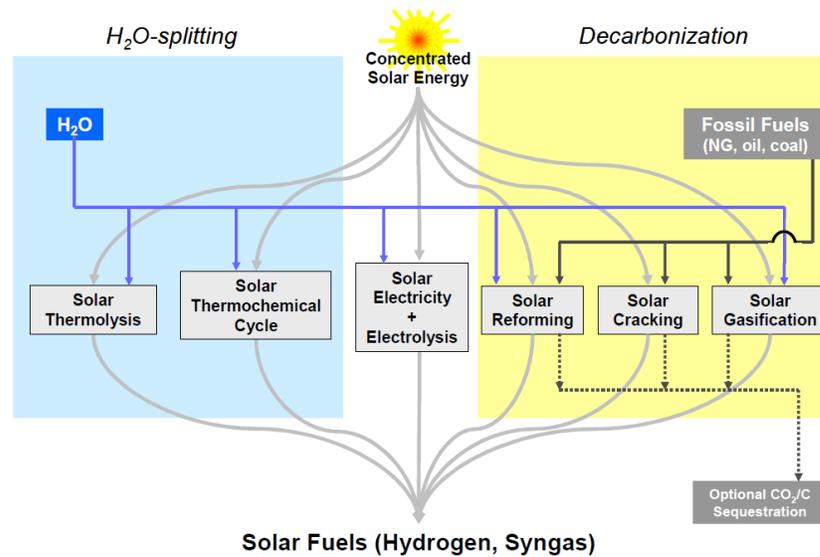


Figura 4.7. Rutas termoquímicas para la obtención de combustible a partir del sol.

¹³ A. Steinfeld, A. Meier: Solar Fuels and Materials. In: Encyclopedia of Energy, Elsevier, Vol. 5 (2004), p. 623. A. Steinfeld: Solar Energy 78 (2005), p. 603.

De la Figura 4.7 se puede observar que para el caso de la generación de combustible a partir de fuentes orgánicas tales como carbón, biomasa, y gas natural, estas se pueden ejecutar a través del craqueo solar, el reformado y la gasificación, que se esquematiza en la Figura 4.8.

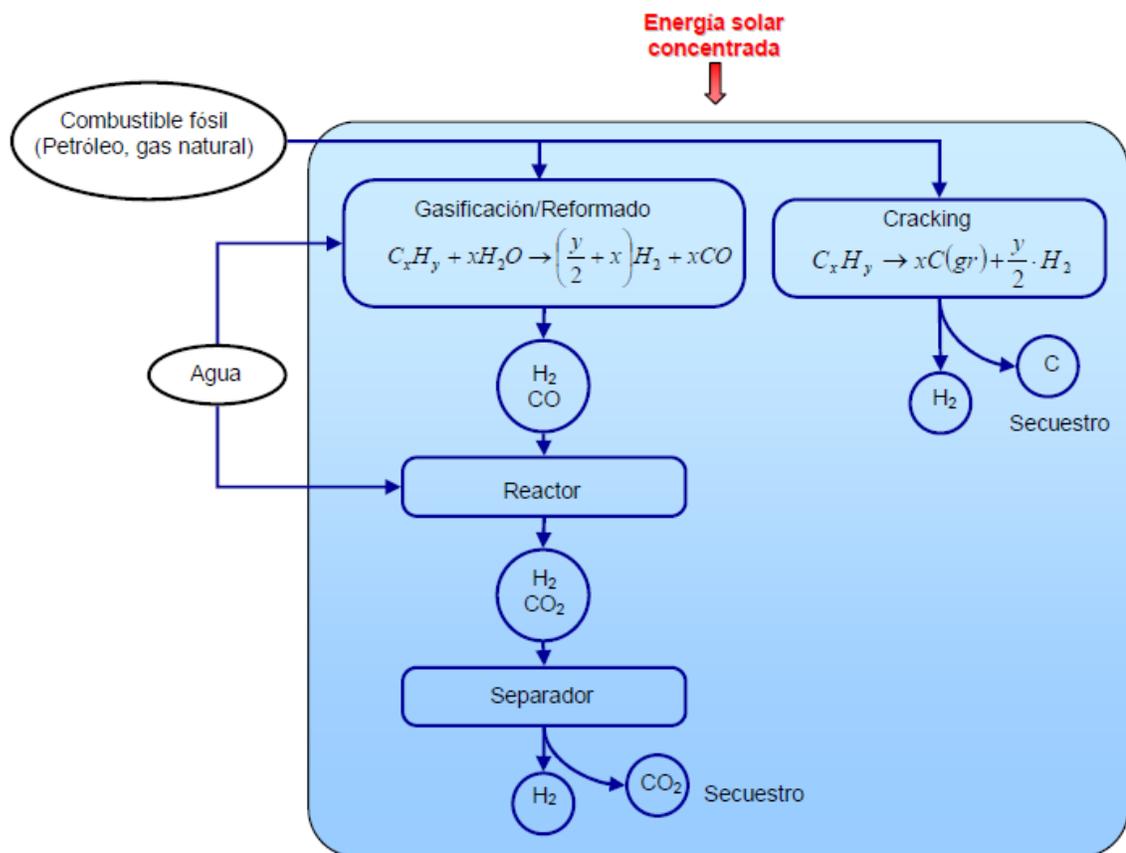


Figura 4.8. Rutas termoquímicas solares para la producción de H₂ utilizando combustibles fósiles y H₂O como fuente química - Reformado y gasificación solar (izquierda) y craqueo solar (derecha).

- **Craqueo solar.**

El término "solar cracking" o "craqueo solar" se utiliza para la descarbonización térmica del gas natural u otros hidrocarburos. Como resultado de la fisuración, el hidrógeno, el carbono y otros posibles productos se forman sin emisiones de CO₂. Por lo tanto, este proceso es otro método para la producción de combustible limpio. El agrietamiento requiere altas temperaturas de

aproximadamente 1500 K¹⁴ (1226,85°C) que se pueden alcanzar usando colectores solares de concentración.

En general, las ventajas de la fisuración solar son el aumento de valor de la materia prima utilizando energía solar, productos puros e incontaminados y ninguna emisión de CO₂.

- **Gasificación y reformado solar de vapor.**

Son procesos para la formación de un gas de síntesis mediante la reacción de un hidrocarburo con vapor de agua, el cual se lleva a cabo a presiones moderadas, en el rango de los 25 bares y a altas temperaturas de más de 700°C, generadas por un sistema CSP.

En la pirólisis proveniente del proceso de gasificación solar, el rendimiento del carbón puede maximizarse reduciendo la velocidad de calentamiento, disminuyendo la temperatura o permitiendo un mayor tiempo de residencia¹⁵. Por el contrario, una mayor velocidad de calentamiento, una temperatura más alta y un tiempo de residencia más corto maximizan el rendimiento de gas¹⁵.

La gasificación empieza a los 700°C, sin embargo, es a partir de los 1027°C que la reacción se considera más limpia y eficiente. Este método genera pocas emisiones de CO₂, también, el gas de síntesis resultante es limpio y posee un mayor contenido energético, ya que la energía de la materia prima incrementa un 33% solo por la adición de la energía solar.

- **Proceso de gasificación solar.**

Primero, en un receptor/reactor (intercambiador de calor altamente absortivo) se recibe la radiación concentrada transformándola en energía térmica, la cual se utiliza después para llevar a cabo una reacción química. Finalmente, adentro del reactor se encuentra un fluido térmico con una temperatura de salida alta.

Ya que esta energía térmica proveniente del sol es utilizada para llevar a cabo una reacción química endotérmica, a este proceso se le denomina “termoquímico solar”. Para realizar estos procesos con altas velocidades en sus

¹⁴ Zedtwitz P, Steinfeld A. The Solar Thermal Gasification of Coal—Energy Conversion Efficiency and CO₂ Mitigation Potential. *Energy*. 2003; 28(5):441-56.

¹⁵ Basu P. *Biomass Gasification and Pyrolysis: Practical Design and Theory*. Burlington, MA: Academic Press; 2010.

reacciones químicas y por lo tanto de manera más eficiente, es necesario mantener la temperatura de operación a temperaturas altas. Para llevar a cabo los procesos termoquímicos mencionados, se utilizan los denominados “reactores solares”, que son receptores diseñados para operar a altas temperaturas, minimizando las pérdidas de calor y favoreciendo el intercambio térmico y másico entre las especies que participan en la reacción.

El uso de energía solar concentrada elimina o reduce la emisión de CO₂ y utiliza el proceso limpio de alta temperatura de gasificación. Además, el valor del combustible de la materia prima se incrementa con la gasificación solar. Por ejemplo, el valor del combustible del carbón se puede incrementar en un 45% utilizando la gasificación del carbón solar¹⁶, y la emisión de CO₂ puede reducirse en un 30% en comparación con la gasificación convencional del carbón¹⁶.

4.5.1 Experiencias gasificación solar.

En la Tabla 4.5 se puede observar las experiencias que se han desarrollado en gasificación solar.

¹⁶ Kodama T, Kondoh Y, Tamagawa T, Funatoh A, Shimizu K, Kitayama Y. Fluidized Bed Coal Gasification with CO₂ under Direct Irradiation with Concentrated Visible Light. Energy & fuels. 2002; 16(5):1264-70.

Tabla 4.5. Comparación entre reactores solares para la gasificación de materiales carbonáceos.

Referencia	Modo de Irradiar	Tipo de Reactor	Agente Gasificador	Materia Prima	Temperatura de gasificación (K)	Potencia Solar (kW)	Eficiencia de Conversión de Energía (%)
(Greg et al., 1980)	Directa	Lecho fijo	Vapor de Agua	Carbón		4 -23	19-48
			CO ₂	Carbón		10.7	27
			Vapor de Agua	Carbón activado		17	34
			Vapor de Agua	Coque de Petróleo		19.5	23
(Taylor et al., 1983)	Directa	Lecho fijo	Vapor de Agua	Carbón Vegetal de Coco		1.2	30
			CO ₂	Carbón Vegetal de Coco		0.67	35
			CO ₂	Carbón Vegetal de Coco		1	10
(Murray & Fletcher, 1994)	Directa	Lecho Fluidizado y Lecho fijo	Vapor de Agua	Celulosa	1050 -1450	~ 6	
(Flechsenshar & Sasse, 1995)	Directa	Lecho fijo	Vapor de Agua	Petróleo Alemán	> 1273		
				Carbón	> 1273		
(Müller et al., 2003)	Directa	Lecho Fluidizado	Vapor de Agua	Carbón	> 1400		
(Adinberg et al., 2004)	Directa	Alberca de sales fundidas	Sales fundidas de Na y K	Partículas de Celulosa	1123		94% *
(von Zedtwitz & Steinfeld, 2005)	Directa	Lecho fijo	Vapor de Agua	Carbón	>1450		
		Lecho Fluidizado	Vapor de Agua	Carbón	>1450		
(Z'Graggen et al., 2006)	Directa	Flujo en Vórtice	Vapor de Agua	Coque de Petróleo	1296–1818 K	3.3-6.6	4.8-8.6

Referencia	Modo de Irradiar	Tipo de Reactor	Agente Gasificador	Materia Prima	Temperatura de gasificación (K)	Potencia Solar (kW)	Eficiencia de Conversión de Energía (%)
(Kodama et al., 2008)	Directa	Lecho Fluidizado con circulación interna	CO ₂	Coque de Carbón		0.9	12
(Piatkowski et al., 2009)	Indirecta	Lecho fijo	Vapor de Agua	Aguas Residuales	1490	8	15.9
				Polvo de neumáticos	1470	7	17.3
				Desperdicios sólidos	1423	7	15.9
				Carbón de Sudáfrica	1470	6	23.3
				Carbón de haya	1490	6	29
(Melchior et al., 2009)	Indirecta	Flujo de arrastre	Vapor de Agua	Carbón de haya	1074-1523	0.76-1.98	1.53
(Kodama et al., 2010)	Directa	Lecho Fluidizado	CO ₂	Coque de Carbón (tamaño 500-700µm)	1573.2	1	14
(Lichty et al., 2010)	Indirecta	Flujo de arrastre	CO ₂	Forraje de Maíz	~1273	2.8	62.8*
(Chen et al., 2010)	Indirecta	Lecho Fluidizado a alta presión	Agua supercrítica	Glucosa, harina de maíz, espigas de trigo		6 (nominal)	41.4-80*
(Kruesi et al., 2014)	Indirecta	Lecho fluidizado y Lecho fijo	Vapor de Agua	Bagazo de caña de azúcar			65-84*

*Conversión de materia a gas.

Se observa que para el caso de Greg et al. (1980), Taylor et al. (1983) y Patowski et al. (2009) se obtuvieron eficiencias similares cercanas al 30%.

En los dos primeros se usaron reactores de lecho fijo empleando un modo de radiación directa. El primer caso solo usó como agente gasificador vapor de agua teniendo como variables la materia prima y la potencia solar. Para el caso del carbón se alcanzaron eficiencias entre el 19 y 48%, para el carbón activado, 34% y para el coque de petróleo, 30%.

El reactor de Greg et al. (1980) tuvo forma de L (Figura 4.9), para aprovechar la gravedad en el suministro de la materia prima. El diseño incorporó una ventanilla de vidrio cuya apertura resultó ser más pequeña que la zona focal del concentrador solar, generándose pérdidas significantes.

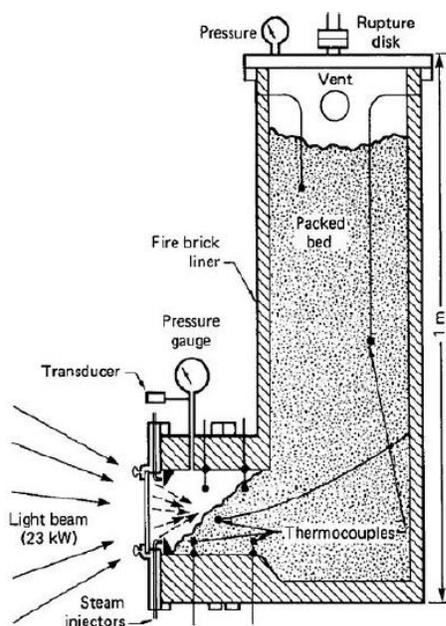


Figura 4.9. Reactor de cama compactada en forma de L irradiado directamente¹⁷.
Diseño del reactor usado en la investigación de Greg et al. (1980).

El segundo caso (Figura 4.10) mantuvo la materia prima y varió el agente gasificador, vapor de agua y CO₂, obteniendo eficiencias similares de 30% y 35%, respectivamente. Sin embargo, al cambiar el reactor por uno de lecho fluidizado la eficiencia bajó al 10%.

¹⁷ Gregg, D., Taylor, R., Campell, J., Taylor, J., & Cotton, A. (1980). Solar gasification of coal, activated carbon, coke and coal and biomass mixtures. *Solar Energy*, 25, 353-364.

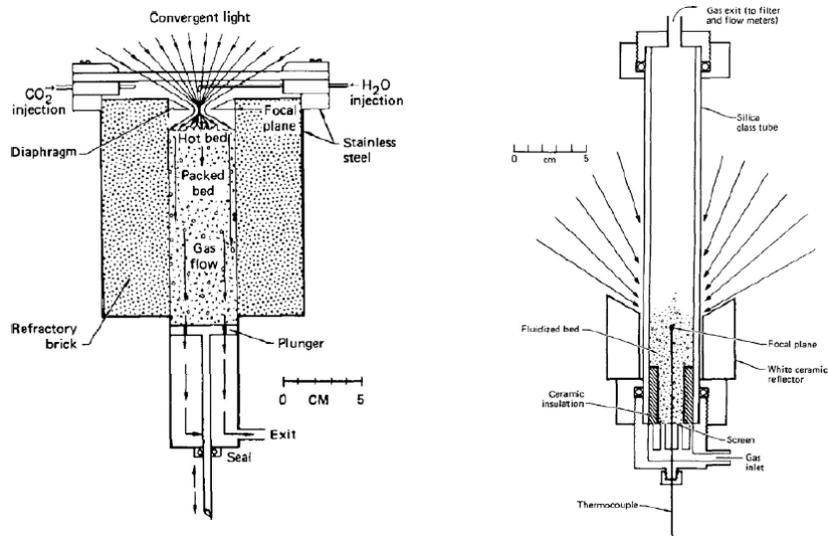


Figura 4.10. Diseño del reactor usado en la investigación de Taylor et al. (1983).

El tercer caso se trató de Patowski et al. (1980), el que, a diferencia de los casos anteriores, uso el modo de irradiación indirecta. Para todos los casos empleó un reactor de lecho fijo y agente gasificador vapor de agua. Respecto a la potencia solar, esta tuvo valores similares entre los 6 y 8 kW. La variable analizada fue la materia prima, siendo el carbón de haya el que obtuvo la mayor eficiencia (29%) seguida por el carbón de sudáfrica (23,3%), el resto de las materias analizadas alcanzaron eficiencias similares entre 16 y 17%. El reactor usado fue el presentado en otra investigación (Piatkowsky & Steinfeld, 2008), el cual consistió en un reactor indirectamente irradiado con doble cámara descrito anteriormente. En la Figura 4.11 se observa el diseño.

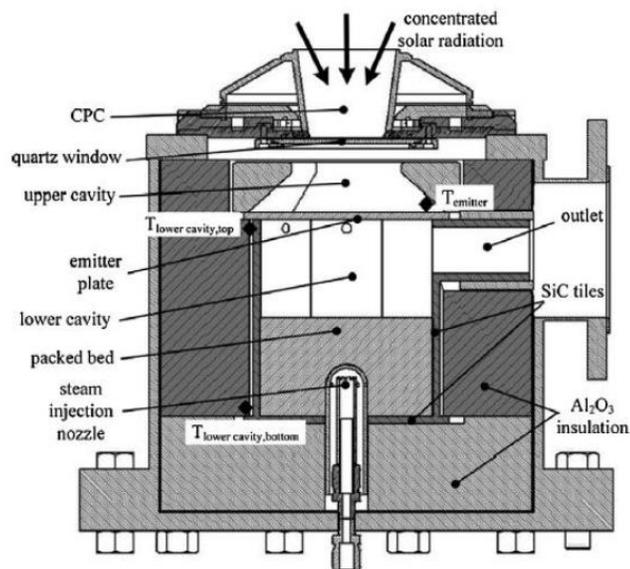


Figura 4.11. Reactor usado en la investigación de Piatkowsky et al. (2009) para gasificación solar.

El prototipo consistió en dos cavidades, una superior donde absorbe la radiación solar la cual ingresa por una ventanilla ubicada en la parte superior, y una cavidad inferior en la que se instaló el lecho fijo con la materia prima. Debajo del lecho se puso una boquilla para la inyección del vapor de agua.

Otro grupo que presentó eficiencias con un comportamiento similar fue el que usó como materia prima biomasa. Se debe tener presente que las eficiencias indicadas en la tabla para este grupo analizado se refieren al rendimiento de conversión de materia prima a gas. Aquí se integran las investigaciones realizadas por Lichy et al. (2010), Chen et al. (2010) y Kruest et al. (2014). No se incorporan la investigación de Murray & Fletcher (1994) debido a que no se tiene la eficiencia resultante, ni la de Adinberg et al. (2004) ya que se evaluará de manera particular dada la gran eficiencia alcanzada. Los tres usaron el modo de irradiar indirecta. El primer caso utilizó un reactor de flujo de arrastre con tubos absorbentes y agente gasificador CO₂. Cuando la materia prima se trató de forraje de maíz la eficiencia obtenida fue mayor (62,8%) que la alcanzada cuando se trabajó con sorgo (53,9%). Un dato a tomar en cuenta es que la potencia solar aplicada fue menor en un 20% para el caso del forraje de maíz que para el sorgo. El reactor se aprecia en la Figura 4.12.

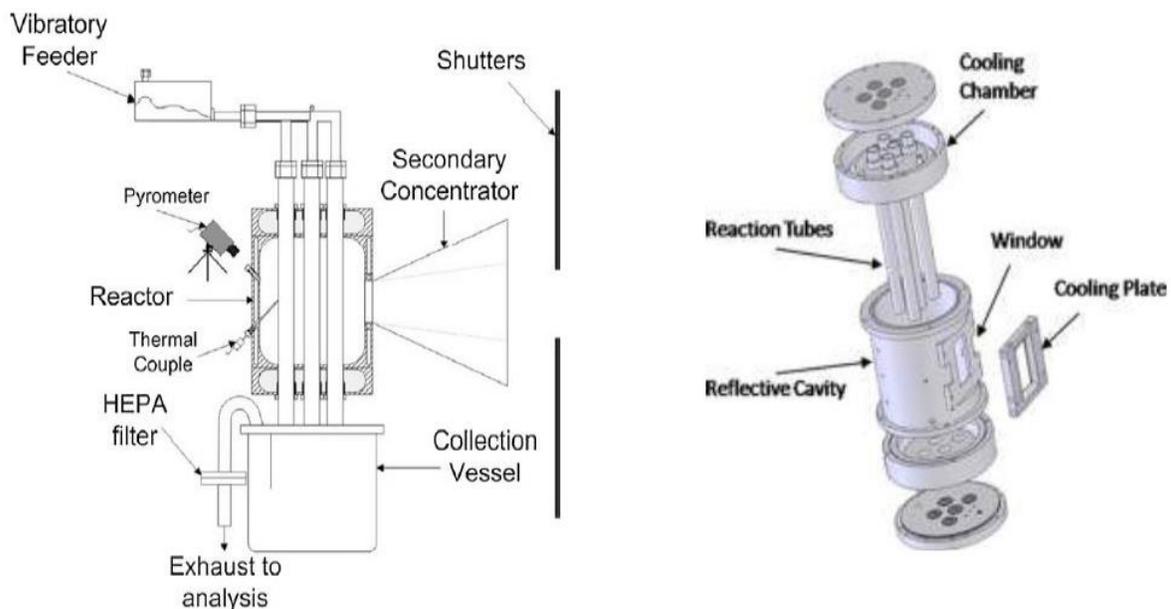


Figura 4.12. Reactor de Lichy et al. (2010).

El segundo caso consistió en un reactor de lecho fluidizado a alta presión. Como agente gasificador se aplicó agua supercrítica la que, debido a sus características, favorece la gasificación por vapor de la materia prima. Como resultado se

alcanzaron un amplio rango de eficiencias entre los 40 y 80%. En la Figura 4.13 se muestra el diseño del reactor.

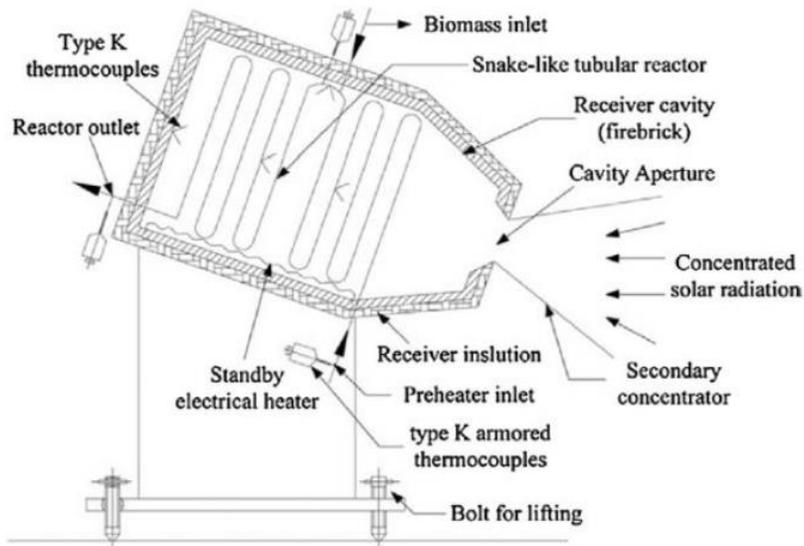


Figura 4.13. Reactor usado en la investigación de Chen et al. (2010).

Este reactor posee un serpentín por el cual circula primero el agua supercrítica y a la mitad del camino se inyecta la biomasa en forma de lecho fluidizado. Como resultado se obtuvo una reacción completa teniendo como productos H_2 y CO_2 .

El tercer caso se usó un reactor que integraba la tecnología de lecho fijo y lecho fluidizado. Con este sistema se llegó a obtener eficiencias entre los 65 y 84% (Figura 4.14).

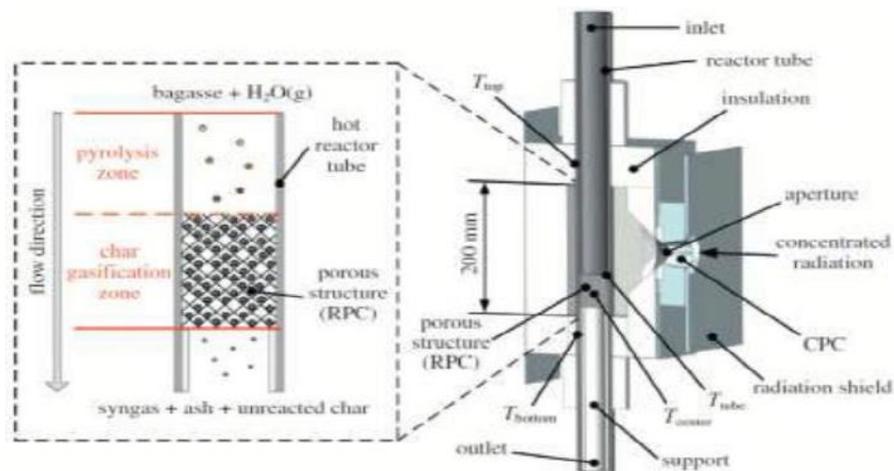


Figura 4.14. Diseño del reactor usado en la investigación de Kruest et al. (2014).

La sección superior se comporta como un reactor de lecho fluidizado y es donde se ingresa la biomasa. Aquí se realiza una rápida pirolisis. La sección inferior funciona como un reactor de lecho fijo.

Adinberg et al. (2004) se aborda de modo aparte debido a que usa un reactor con sales fundidas (Figura 4.15). Éstas fueron introducidas en un receptor central con tubos verticales. El reactor permitía la entrada de radiación directa por medio de una apertura calentando los tubos llenos de sales. Al calentarse las sales estas calentaban la biomasa produciéndose la pirolisis de la celulosa. El sistema funcionó como batería térmica y como cámara de reacción. Se alcanzaron temperaturas superiores a los 1000 K.

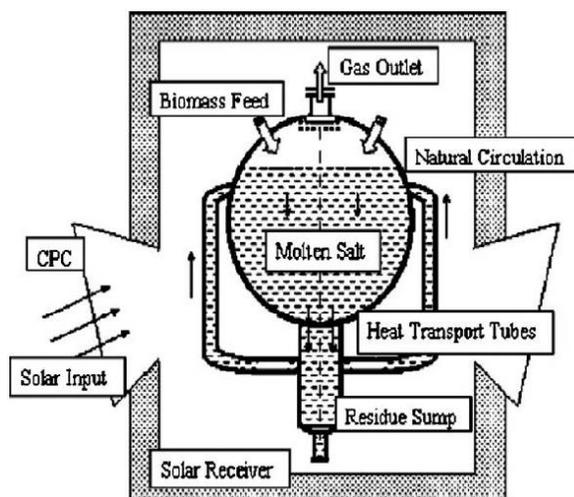


Figura 4.15. Reactor usado en la investigación de Adinberg et al. (2004).

Otro caso considerado es la investigación realizada por Z' Graggen et al. (2006), ya que incluye un reactor de flujo en vórtice. Este estudio nace del proyecto SYNPET (Hydrogen Production by Steam Gasification of Petcoke), en el cual colaboran las organizaciones Petróleos de Venezuela, la Eidgenössische Technische Hochschule (Colegio Técnico Federal) en Zúrich y el Centro de Investigaciones Energéticas, Medioambientales y Tecnológicas (CIEMAT) de España. Este proyecto nació con el objetivo de producir hidrógeno a partir de la gasificación solar de coque de petróleo considerando una planta con capacidad de 50 MW ubicada en Venezuela. La investigación de Z' Graggen et al. (2006) abordó un sistema piloto de 5 kW y fue probado en Suiza aprovechando un horno solar ya instalado con una potencia de 3,3 a 6,6 kW. Las eficiencias de conversión resultaron desde 4,8% hasta 8,6%.

La innovación en este reactor fue que estaba conformado por un flujo continuo de vapor de agua en forma de vórtice que permitió aumentar el tiempo de permanencia

de las partículas de coque en la zona de reacción, obteniéndose una mayor eficiencia de conversión (Figura 4.16).

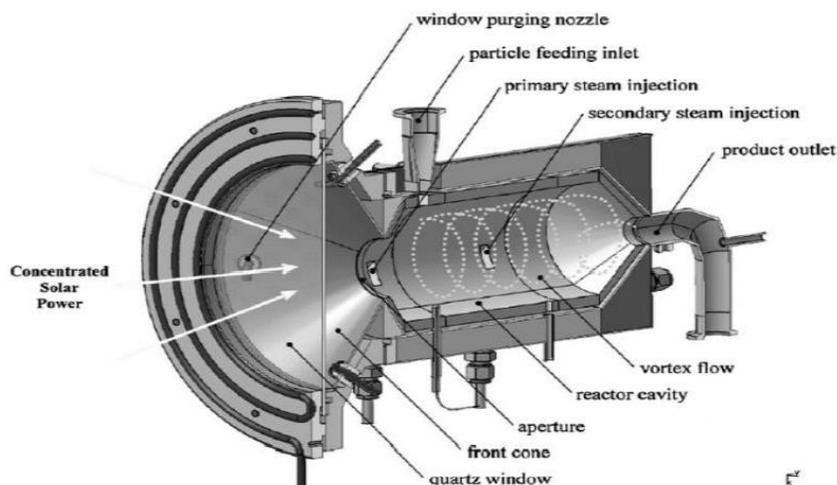


Figura 4.16. Reactor de flujo en vórtice.

- **Comparación de las experiencias de gasificación solar.**

Tal como se puede observar en la Tabla 4.5, dado que existen muchos parámetros disímiles, a continuación, se agrupan de modo tal de poder contar con información que coincida y de ello poder visualizar tópicos que puedan ser comparables, debido a lo cual, en la Tabla 4.6, se agruparon los casos que utilizaron el mismo tipo de irradiación, igual reactor y agente gasificante.

Tabla 4.6. Comparación entre reactores solares, con factores fijos.

Referencia	Modo de Irradiar	Tipo de Reactor	Agente Gasificador	Materia Prima	Temperatura de gasificación (K)	Potencia Solar (kW)	Eficiencia de Conversión de Energía (%)
(Greg et al., 1980)	Directa	Lecho fijo	Vapor de Agua	Carbón		4 -23	19-48
(Greg et al., 1980)	Directa	Lecho fijo	Vapor de Agua	Carbón activado		17	34
(Greg et al., 1980)	Directa	Lecho fijo	Vapor de Agua	Coque de Petróleo		19.5	23
(Taylor et al., 1983)	Directa	Lecho fijo	Vapor de Agua	Carbón Vegetal de Coco		1.2	30

Para el caso de irradiación directa, reactor de lecho fijo y vapor de agua, como agente gasificante, se obtiene que el caso que presenta mejor eficiencia es el de Greg, al usar carbón y potencias entre 4 y 23 kW, seguido del que utiliza carbón activado con 34% y una potencia de 17 kW y el más bajo resulta al utilizar como materia prima coque de petróleo. El caso de Taylor, usando carbón vegetal de coco y baja potencia, entrega una alta eficiencia de 30%.

Otro caso de coincidencia, considerando radiación directa, tipo de reactor de lecho fluidizado y agente gasificante iguales, CO₂ en este caso, son los de Taylor y Kodama, donde el caso que obtiene mayor eficiencia es el que utiliza como materia prima el coque de carbón con 14%, por sobre los 10% obtenidos con el carbón vegetal (Tabla 4.7).

Tabla 4.7. Comparación entre reactores solares, con factores fijos.

Referencia	Modo de Irradiar	Tipo de Reactor	Agente Gasificador	Materia Prima	Temperatura de gasificación (K)	Potencia Solar (kW)	Eficiencia de Conversión de Energía (%)
(Taylor et al., 1983)	Directa	Lecho Fluidizado	CO ₂	Carbón Vegetal de Coco		1	10
(Kodama et al., 2010)	Directa	Lecho Fluidizado	CO ₂	Coque de Carbón (tamaño 500-700µm)	1573.2	1	14

Ahora bien, al analizar, los casos de coincidencia que utilizan irradiación indirecta, reactor de lecho fijo y vapor de agua como agente gasificador, que son los ejemplos que se obtienen de Piatkowski, donde se puede observar que la experiencia que obtiene mayor eficiencia es al usar carbón de haya, alcanzando el 29%, y las menores son al utilizar aguas residuales y desperdicios sólidos, donde alcanza los 15,9% (Tabla 4.8).

Tabla 4.8. Comparación entre reactores solares, con parámetros fijos.

Referencia	Modo de Irradiar	Tipo de Reactor	Agente Gasificador	Materia Prima	Temperatura de gasificación (K)	Potencia Solar (kW)	Eficiencia de Conversión de Energía (%)
(Piatkowski et al., 2009)	Indirecta	Lecho fijo	Vapor de Agua	Aguas Residuales	1490	8	15.9
(Piatkowski et al., 2009)	Indirecta	Lecho fijo	Vapor de Agua	Polvo de neumáticos	1470	7	17.3
(Piatkowski et al., 2009)	Indirecta	Lecho fijo	Vapor de Agua	Desperdicios sólidos	1423	7	15.9
(Piatkowski et al., 2009)	Indirecta	Lecho fijo	Vapor de Agua	Carbón de Sudáfrica	1470	6	23.3
(Piatkowski et al., 2009)	Indirecta	Lecho fijo	Vapor de Agua	Carbón de haya	1490	6	29

4.5.2 Proyectos en desarrollo.

La ETH de Zúrich/Suiza, en conjunto con Petróleos de Venezuela (PDVSA) y el Centro de Investigaciones Energéticas, Medio Ambientales y Tecnológicas (CIEMAT) de España se hicieron parte en un proyecto para la construcción de una planta de gasificación solar de 50 MWt que operará con coque de petróleo (petcoke).

El proyecto consideró 3 fases de desarrollo, basadas en el escalamiento de una planta de 8 kWt a un diseño mayor de 500 kWt, finalizando con el diseño conceptual e implementación de una planta de 50 MWt. Actualmente se encuentra analizando los resultados de su planta piloto de 500 kWt.

De momento, en Chile, no existen proyectos de esta índole (gasificación solar). Sin embargo, gracias a un acuerdo de colaboración bi-lateral con Japón, a comienzos del año 2015 se informaron positivos resultados de un estudio de factibilidad realizado por Mitsubishi¹⁸ para instalar una planta de Gasificación Integrada en Ciclo Combinado (GICC) de hasta 500 MWe en el marco del Joint Crediting Mechanism (JCM) que Japón ha estado promoviendo con el objetivo de cumplir con sus cuotas de reducción de emisiones.

Las principales ventajas de utilizar una unidad GICC en Chile, según el equipo de Mitsubishi, se resumen en:

¹⁸ http://www.meti.go.jp/meti_lib/report/2015fy/000074.pdf

- Mayor eficiencia térmica neta del proceso: ~40% al gasificar a 1200°C;
- Menor consumo de combustible para una misma potencia;
- Reducción de hasta 20% en las emisiones de CO₂ en comparación con termoeléctricas convencionales;
- Reducción cercana al 30% de la descarga térmica al ambiente, y consecuentemente menor uso de agua de refrigeración;
- Reducción de emisiones de SO_x, NO_x y material particulado en comparación con centrales convencionales;
- Reducción de hasta un 50% en el volumen las cenizas (cristalización de éstas en la gasificación);
- Puede operar con un amplio rango de composiciones de combustibles.

Adicionalmente, cabe destacar que, si bien en Chile no existen actualmente iniciativas de gasificación solar, en la UTFSM se han realizado pruebas exitosas de factibilidad técnica basadas en condiciones ambientales regionales (Sede Viña del Mar, UTFSM). Se alcanzaron temperaturas de gasificación de 950°C en el foco de un reactor experimental operando con carbón sub-bituminoso, y se comprobó la presencia de gas de síntesis bajo estas condiciones de operación.

4.6 COMPARACIÓN GASIFICACIÓN SOLAR VS CONVENCIONAL.

Esta comparación fue obtenida de estudios realizados por la Royal Society of Chemistry¹⁹, que compara la gasificación solar con la convencional²⁰. La gasificación convencional (térmica) requiere que parte de la masa de materia prima inyectada al quemador se queme internamente con oxígeno (O₂) puro para generar calor a alta temperatura para las reacciones endotérmicas. Por ejemplo, se requieren 12 MJ kg⁻¹ para un proceso de gasificación con vapor de un típico carbón bituminoso de poder calorífico 34 MJ kg⁻¹. Por lo tanto, al menos el 35% de la masa de carbón inyectado debe quemarse exclusivamente para alimentar la reacción, lo que reduce inherentemente la utilización de carbón y contamina los gases de escape con productos de esta combustión.

En contraste, la gasificación con vapor a través de energía solar está libre de subproductos de la combustión y tiene una mayor producción de gas de síntesis por unidad de materia prima (masa).

Basado en la gasificación estequiométrica de carbono puro, el gas de síntesis resultante puede tener hasta un 33% de reducción en la producción CO₂ dado que su poder calorífico es mejorado gracias a la energía. La cantidad mejorada sobre el

¹⁹ <http://www.rsc.org/>

²⁰ Solar-driven gasification of carbonaceous feedstock—a review, Piatkowski, Wieckert, Weimer, Steinfeld, Sep. 2010.

que originalmente tenía es igual al cambio de entalpía de la reacción endotérmica, mientras retiene la misma cantidad de carbono.

Un análisis de segunda ley de la termodinámica indicó que los ciclos combinados de Brayton-Rankine que funcionan con gas de síntesis producido por energía solar pueden duplicar la producción eléctrica específica por unidad de masa de carbón y consecuentemente alcanzar emisiones específicas de CO₂ de 0.49-0.56 kg de CO₂/kW. Aproximadamente la mitad de lo que generan las centrales eléctricas de carbón convencionales. Si la biomasa se utiliza como materia prima, el gas de síntesis producido se puede considerar como CO₂-neutral. En última instancia, la gasificación a partir de energía solar puede considerarse como un medio de almacenar energía solar intermitente en una forma química transportable y despachable.

Aunque el carbón es el principal candidato de materia prima, los residuos carbonosos también se han investigado en el laboratorio y en sistemas modernos de conversión de residuos en energía (*“Waste to Energy, WTE”*) en sistemas de gasificadores convencionales. Estos estudios demostraron que no solo se lograron los beneficios típicos de reducción de volumen y la neutralización de cenizas de los incineradores, sino que las emisiones de dioxinas se redujeron a la mitad y las eficiencias de los sistemas WTE se mejoraron hasta en un 50%. Para una variedad de combustibles residuales, el 75-85% del contenido de energía de la materia prima introducida fue capturada en el gas de síntesis. Sin embargo, los productos de la combustión deben separarse del syngas de salida, limpiarse y liberarse al medio ambiente.

La gasificación impulsada por energía solar podría aplicarse bien a la eliminación y neutralización de residuos, así como a la recuperación de combustible. A diferencia de los gasificadores térmicos convencionales, los reactores solares están sujetos a transitorios térmicos debido a la irradiación solar intermitente. Los materiales cerámicos estructurales utilizados para aplicaciones superiores a 1300 K, como siliconado/sinterizado (SiC) y grafito recubierto de SiC, han demostrado un rendimiento estable durante el ciclo térmico y los choques térmicos en pruebas de laboratorio. La entrada de energía solar transitoria también puede producir picos a corto plazo en producción de gas de síntesis, que requiere el dimensionamiento de los equipos de manejo de gas residual para la capacidad excedente. Este fenómeno puede ser particularmente fuerte en las materias primas con altos contenidos volátiles tras la introducción de cargas nuevas, como es el caso con los materiales carbonosos residuales. Los conceptos de reactores solares tienen el potencial de ser una solución híbrida para permitir la operación nocturna, especialmente en todos los procesos térmicos que utilizan un medio secundario de energía calórica, pero se debe asumir el costo de introducir complejidad en los

diseños de los reactores y la logística. Además, el despliegue completo de la gasificación solar puede complicarse por el hecho de que los recursos hídricos son inherentemente pobres en las regiones áridas con grandes recursos solares (> 2000 kWh m⁻¹ por año).

4.7 USO DE SYNGAS EN CO-COMBUSTIÓN.

La co-combustión (tomado de «co-combustion» o de «co-firing» en inglés) es la combustión de dos combustibles diferentes en un mismo sistema de combustión. Los combustibles utilizados pueden ser de cualquier tipo (sólido, líquido o gaseoso) y de cualquier naturaleza (fósil, renovable o residual). Así, por ejemplo, el uso de combustibles de apoyo (gas o fueloil) en calderas de carbón, es técnicamente una co-combustión. Sin embargo, en el marco tecnológico actual con el término co-combustión no se hace referencia únicamente a la combustión conjunta de dos combustibles. Haría falta añadir que dicha combustión se realiza de manera sostenida.

Más concretamente el interés de la co-combustión, y el uso de dicho término para denominar un concepto tecnológico concreto surgió en Estados Unidos y Europa durante los años 80, llamando co-combustión al uso de combustibles de biomasa o residuos sólidos en centrales diseñadas para uso exclusivo de carbón, reemplazando parte del combustible original. Este hecho se ha acentuado con el incremento de interés internacional por la reducción de emisión de gases de efecto invernadero (GEI) producido por el uso de combustibles fósiles. Las últimas dos décadas la investigación ha permitido el desarrollo de soluciones tecnológicas capaces de adaptar sistemas de combustión de combustibles sólidos fósiles, de manera que se pueda utilizar biomasa reemplazando parte del combustible fósil original.

De esta manera, la definición de co-combustión, no tanto etimológica, sino en cuanto al uso actual del término se refiere, podría ser la siguiente: utilización conjunta de dos combustibles, uno fósil y otro de diferente naturaleza (renovable, residual) en el sistema de combustión o caldera originalmente diseñado para combustible fósil.

4.7.1 Tipos de co-combustión.

La co-combustión por lo general es aplicable a toda la tipología de sistemas de combustión: plantas de producción de energía eléctrica (combustible pulverizado, lecho fluido o parrilla), plantas de producción de cemento (horno rotatorio),

siderurgia (altos hornos) y sistemas de producción de energía térmica bien para industria o bien en el sector doméstico.

Las tecnologías usualmente empleadas en co-combustión suelen diferenciarse entre las que efectúan co-combustión directa y las que realizan co-combustión indirecta. En el primer caso el combustible secundario (biomasa, por ejemplo) se introduce mediante el mismo sistema de combustión (mezclado con el combustible fósil) o de manera separada (quemadores específicos) dentro de la misma caldera u horno, realizándose el proceso de combustión conjuntamente.

En el caso de la co-combustión indirecta, la combustión no se realiza de manera conjunta, dentro de los sistemas de co-combustión indirecta están aquellos que una vez obtenidos los productos de combustión de ambos combustibles éstos se mezclan y se utilizan conjuntamente para transmitir la energía térmica a un fluido caloportador (caso de centrales térmicas o sistemas de producción de calor) o a un producto (caso de los hornos de clinker para cemento y la siderurgia).

Dentro de este subtipo cabe destacar los sistemas de gasificación de biomasa, que transforman la biomasa sólida en gas combustible que se introduce en la caldera; las calderas externas, que queman la biomasa e inyectan los productos de combustión en la caldera principal de combustible fósil. Otro segundo tipo de co-combustión indirecta es aquella en la que los gases calientes producidos en la combustión de los combustibles fósiles y renovables no se entremezclan y transfieren calor a sistemas diferentes que posteriormente se integran. Sería el caso de una caldera de biomasa anexa a una caldera de carbón convencional para producción de electricidad, cuyos circuitos de gases son separados, pero cuyo circuito de fluido de potencia (agua que absorbe el calor de los gases) se encuentra interconectado.

Los sistemas de co-combustión directa presentan generalmente la ventaja de que son más sencillos y económicos que los sistemas de co-combustión indirecta. Sin embargo, también son sistemas más sensibles a la calidad del combustible, y en los que aparecen problemas de ensuciamiento, corrosión y disminución de la vida útil de intercambiadores de calor y otros equipos generalmente. Los sistemas de co-combustión indirectos son más complejos y costosos, pero permiten incrementar los porcentajes en que se utiliza la biomasa o combustible secundario. Así mismo es más adecuada para combustibles agresivos o para combustión de residuos que puedan introducir elementos como metales pesados u otros contaminantes en el sistema. La utilización del combustible secundario (biomasa por ejemplo) reemplazando parte del combustible fósil original en las tan diversas tecnologías puede variar desde soluciones triviales sin apenas necesidad de modificaciones de los sistemas de alimentación y combustión (sistemas directos), a complejas implementaciones (tanto sistemas directos como indirectos) que pueden requerir

importantes reformas y costes asociados. Las modificaciones dependerán principalmente de las características de los combustibles, de la tecnología original y los sistemas auxiliares y del grado de sustitución del combustible original que desea alcanzarse.

4.8 Análisis del estado del arte.

A nivel industrial la gasificación solar, no ha sido desarrollada, más bien solo se han implementado prototipos y para la situación nacional, como ya se señaló no se han desarrollado plantas con tales características. Sin embargo, en base al estudio elaborado por Mitsubishi y mencionado en el apartado anterior, se pudo identificar los beneficios asociados al uso de la gasificación solar en centrales de energía eléctrica son los siguientes:

- Mayor eficiencia térmica neta del proceso;
- Menor consumo de combustible para una misma potencia;
- Reducción de las emisiones de CO₂ en comparación con termoeléctricas convencionales;
- Reducción de la descarga térmica al ambiente, y consecuentemente menor uso de agua de refrigeración;
- Reducción de emisiones de SO_x, NO_x y material particulado en comparación con centrales convencionales;
- Reducción en el volumen las cenizas (cristalización de éstas en la gasificación);
- Puede operar con un amplio rango de composiciones de combustibles.

A pesar de que se han obtenido beneficios ambientales con la reducción en los niveles de emisión de SO₂ y NO_x, existe la barrera, dado que, desde el inicio, desde que se comienzan a fomentar las reducciones de contaminantes, a través de la ERNC, (Ley Corta I y II), no queda incorporada la co-combustión como una tecnología ERNC.

La ley 20.257, establece que “Cada empresa eléctrica que efectúe retiros de energía desde los sistemas eléctricos con capacidad instalada superior a 200 megawatts para comercializarla con distribuidoras o con clientes finales, estén o no sujetos a regulación de precios, deberá acreditar que una cantidad de energía haya sido inyectada por medios de generación renovables no convencionales, propios o contratados”. Sin embargo, a pesar de que la producción de syngas es por medio de concentración solar, la co-combustión no cumple con ésta ya que la normativa vigente reconoce como fuentes de energía renovable a las centrales eólicas, solares, de biomasa y geotermia, además de las mini hidro.

Lo que puede ayudar al desarrollo de esta tecnología, es la ley 20.780, asociada a los impuestos verdes y que afecta a empresa que cuenten con calderas y turbinas con potencia térmica nominal mayor a los 50 MWt de generación, por la ventaja de reducción de contaminantes.

A continuación, se señalan factores a considerar en la operatividad de este tipo de sistemas, como lo son la intermitencia de la energía solar y la posibilidad de almacenamiento del gas de síntesis producido.

- **Energía solar: fuente energética intermitente**

No es desconocido que la desventaja de esta fuente de energía es la intermitencia ya que depende de las variables del clima y del día y la noche. Dada esta característica es que los procesos productivos que utilizan esta fuente energética se ven limitados impidiéndose una producción continua.

El interés de este estudio no queda ajeno a esta problemática, ya que la producción de syngas se basa en gasificación solar. Además, se debe recordar que uno de los objetivos específicos del documento es evaluar de manera técnica la incorporación de este syngas en una central térmica, carbón o biomasa, de ciclo Rankine por medio de una tecnología de co-combustión.

Para el caso de la producción del syngas la intermitencia influye directamente, ya que la fuente energética para que sucedan las reacciones endotérmicas en el reactor es la energía solar de concentración. Hay que mencionar que esta tecnología funciona siempre y cuando reciba radiación directa, es decir, un día con cielo nublado donde exista radiación mayormente difusa no provocará el efecto de concentración solar.

Frente a estas situaciones la inquietud que surge es que hacer cuando la energía no alcanza para poner en marcha el reactor. Actualmente, a nivel industrial no existen casos que permitan dar una solución con experiencia, y además las investigaciones sobre co-combustión y gasificación solar no han llegado a abordar este tema. Dado estos antecedentes es que las siguientes propuestas son más bien ideas que nacen utilizando métodos convencionales como almacenamiento, un sistema de respaldo con otro tipo de combustible, entre otros.

Un método es la gasificación convencional como caso de respaldo, utilizando como fuente energética la misma materia prima que se gasifica. Es una alternativa menos simpaticante con el medio ambiente y que aumenta tanto el costo de producción como de inversión al necesitar mayor infraestructura. Sin embargo, con esto se asegura un ingreso continuo de syngas a la central térmica de co-combustión.

Otra forma de garantizar una inyección permanente de gas de síntesis a la central de co-combustión es que se sobredimensione la producción de syngas basada en energía solar. El gas sobrante se almacena para luego ser usado en la noche y en los días nublados. Esta propuesta requiere fabricar un sistema de mayor capacidad.

Una tercera opción es que, cuando no se tenga syngas solar, se inyecte gas natural bajo una combustión parcial. Este método ha sido probado en plantas pilotos demostrando bajar niveles de NO_x (hasta 70%) y SO₂ por MWh generado.

Una cuarta opción sería no inyectar un sistema de respaldo, dejando que la planta funcione de manera convencional cuando no se tenga syngas. Esta solución dependerá de si la tecnología de co-combustión y de su infraestructura lo permite.

- **Almacenamiento del syngas.**

Se podría pensar en un sistema similar al del gas natural, sin embargo, éste al ser almacenado pasa por un proceso de licuación reduciéndose su volumen 600 veces. Esto permite que el estanque de almacenamiento sea de menor tamaño. El proceso de licuación ocurre a -161°C.

La licuefacción ocurre cuando una sustancia pasa del estado gaseoso al líquido, por acción de la temperatura y el aumento de presión. Este proceso se utiliza para fines científicos, industriales y comerciales. Muchos de los gases se pueden poner en estado líquido a presión atmosférica normal por simple refrigeración y otros como el dióxido de carbono, requieren presurización.

Para el caso del carbón, se habla de una licuefacción indirecta la cual consiste primero en generar gas de síntesis y luego convertirla en hidrocarburos líquidos mediante una reacción de Fischer–Tropsch. Esta reacción licua el syngas por medio de dos principales ecuaciones que son altamente exotérmicas. Es un proceso que requiere alta presión (entre 15 a 40 bares) y muy altas temperaturas (450 a 650 K) para que ocurra de manera eficiente.

Para tener una opinión más acertada y experta en relación al almacenamiento del syngas licuado, primero se debe estar al tanto si este gas se puede recuperar mediante gasificación u otro método, ya que el interés del documento es la inyección de syngas en la co-combustión y no el uso de hidrocarburos líquidos resultantes de una reacción de Fischer–Tropsch. También se debe considerar la demanda energética del proceso completo (licuación y recuperación del syngas).

Otra propuesta sería la de almacenar el syngas en estado gaseoso en estanques de gran tamaño, dependiendo la demanda del syngas.

5 ANÁLISIS FODA.

5.1 Análisis FODA para central térmica de biomasa.

En la Tabla 5.1 se presenta el análisis FODA para una central térmica de biomasa.

Tabla 5.1. Análisis FODA para una central térmica de biomasa.

FORTALEZAS	DEBILIDADES
Existe alta disponibilidad de materia prima (combustible) y la obtención de esta no implica un gasto.	Las plantas de biomasa se ubican en el sector sur del país, principalmente en la región del Biobío, cuyo nivel de radiación no es muy elevado.
Menor generación de contaminantes, por ende, disminución de costos asociado a la reducción de uso de sistemas de abatimiento.	Existe una única planta que se encuentra en la región del del Libertador General Bernardo O'Higgins.
Reducción en el volumen las cenizas	La tecnología de gasificación solar esta abordada a nivel experimental, no industrial ni comercial, donde para el caso de la biomasa es aún menor.
Se exime del pago de impuestos verdes, debido a que la generación con biomasa es considerada ERNC.	Intermitencia en la generación de syngas, es necesario definir la modalidad o no de respaldo mediante un análisis de costo efectividad.
OPORTUNIDADES	AMENAZAS
Política Energética 2050, debido a que es uno de los pilares "Energía compatible con el Medio Ambiente". El sistema energético deberá destacarse por ser bajo en emisiones de gases efecto invernadero, lo que sería instrumento para impulsar y cumplir los acuerdos internacionales para un futuro climático seguro.	El gas de síntesis es requerido en laboratorios químicos, tales como para la generación de fertilizantes, lo que podría ser de alta demanda en la VI región, debido a la alta explotación agrícola que tiene.
Los cumplimientos del Acuerdo de París, que busca la reducción de los GEI, podrían favorecer medidas que intervengan a las centrales termoeléctricas, con este tipo de proyectos que reducen la cantidad de CO ₂ equivalente.	
Mostazal fue declara zona saturada de PM 2,5, con lo cual se aplicarán planes de descontaminación más exigentes, por lo que la utilización de syngas como sistema de abatimiento de contaminantes podría resultar ser beneficioso.	

5.2 Análisis FODA para central térmica a carbón.

En la Tabla 5.2 se presenta el análisis FODA para una central térmica a biomasa.

Tabla 5.2. Análisis FODA para una central térmica a carbón.

FORTALEZAS	DEBILIDADES
Existe un alto número de centrales térmicas a carbón ubicadas en la zona norte del país, zona que cuenta con un alto nivel de radiación solar.	La tecnología de gasificación solar esta abordada a nivel experimental, no industrial ni comercial.
Menor generación de contaminantes, por ende, disminución de costos asociado a la reducción de uso de sistemas de abatimiento.	Intermitencia en la generación de syngas, es necesario definir la modalidad o no de respaldo mediante un análisis de costo efectividad.
Reducción en el volumen las cenizas.	
Reducción de costos asociados al pago de impuestos verdes, debido a la reducción de contaminantes.	
Durante el día, dada la alta oferta de energía solar, hace probable que las centrales operen en mínimo técnico, lo cual puede realizarse utilizando syngas, lo que implica una reducción en los costos variables combustibles, dada la disminución del consumo de este.	
OPORTUNIDADES	AMENAZAS
Política Energética 2050, debido a que es uno de los pilares "Energía compatible con el Medio Ambiente". El sistema energético deberá destacarse por ser bajo en emisiones de gases efecto invernadero, lo que sería instrumento para impulsar y cumplir los acuerdos internacionales para un futuro climático seguro.	La generación de H ₂ para exportarlo podría ser más rentable que usarlo para quemarlo en una caldera. También podría ser usado para la fabricación de explosivos.
Los cumplimientos del Acuerdo de París, que busca la reducción de los GEI, podrían favorecer medidas que intervengan a las centrales termoeléctricas, con este tipo de proyectos que reducen la cantidad de CO ₂ equivalente-	
En el caso que se generen mercados transables de carbono, esta medida podría implicar un ingreso para la central.	

6 EVALUACIÓN TÉCNICO-ECONÓMICA: COMPARACIÓN DE CASO BASE VS CO-COMBUSTIÓN CON GASIFICACIÓN SOLAR.

Se desarrollarán dos ejemplos de centrales termoeléctricas en Chile, una a carbón y una a biomasa, donde se analizará la incorporación de la co-combustión con gas de síntesis producto de la gasificación solar del propio combustible. El primer ejemplo será aplicado a la Central Termoeléctrica de Tocopilla U13 y el segundo a la central de biomasa ubicada en Mostazal, región del Libertador General Bernardo O'Higgins. Estas plantas son centrales operativas y sus características se presentan en la Tabla 6.1²¹.

Tabla 6.1. Características centrales térmicas seleccionadas para el estudio.

Nombre Operador	Nombre Central	Ubicación	Región	Combustible	Consumo Especifico	Unidades consumos Especifico	Potencia (MW)	Poder calorifico	Precio combustible	UNIDAD CC	CVNC [US\$/MWh]	CVC [US\$/MWh]	CV [US\$/MWh]
ENERGÍA PACÍFICO	ENERGÍA PACÍFICO	Mostazal	Gral. B. O'Higgins	Biomasa	1,56	[m ³ st/MWh]	15,6	1912	31,82	US\$/m ³ st	9,83	49,71	59,54
					327,6	kg/MWh			0,15152381	US\$/Kg			
ENGIE (ex - E-CL)	TERMOELÉCTRICA TOCOPILLA (U13)	Tocopilla	Antofagasta	Carbón	0,4887	kg/kWh	85,67	6000	96,36	USD/Ton	11,3	55,2	66,5

La evaluación se realizará considerando el escenario diferencial, vale decir, se incorporarán en el flujo todos los costos adicionales y ahorros que la implementación del proyecto podría generar, en razón de lo cual, los costos considerados son:

- La inversión necesaria para elaborar e instalar el gasificador solar.
- Los costos de operación y mantención del gasificador solar.

Los ahorros corresponden a:

- Reducción de uso de combustible.
- Reducción de pago de impuestos verdes, para el caso de la central carbonera.

6.1 ENERGÍA NECESARIA DE SYNGAS.

Para identificar la energía necesaria de syngas para el caso de co-combustión con carbón, se utilizaron datos de experimentos de plantas piloto de gasificación operando con energía solar, por medio de discos concentradores, desarrolladas y mejoradas en EE.UU. y Suiza durante los últimos 30 años; resultando en la

²¹ ITD enero 2018 CNE.

caracterización de distintos tipos de reactores y combustibles desde la perspectiva de su estabilidad de operación, manejo de cenizas, transferencia de calor y eficiencia de conversión de energía solar en química. Este último concepto se expresa de la siguiente forma:

$$\eta_{solar} = \frac{E_{syngas}}{E_{solar} + E_{combustible}} \quad (10)$$

Donde η_{solar} corresponde a la eficiencia de conversión, E corresponde a la energía asociada al subíndice {syngas, solar y combustible}. Adicionalmente, es posible cuantificar un factor de mejora energética relacionado al uso de energía solar como fuente de calor para la gasificación, definido como:

$$U = \frac{m_{syngas} \cdot LHV_{syngas}}{m_{combustible} \cdot LHV_{combustible}} \quad (11)$$

Dónde el factor máximo obtenible corresponde a 1.33 (33% de aumento energético)²². Valores reales medidos en un gasificador solar de lecho fijo para distintos combustibles se presentan en la Tabla 6.2.

Tabla 6.2. Valorización energética en un gasificador solar para distintos combustibles

Combustible	RIL	Neumáticos pulverizados	Carbón bituminoso	Carbón de coque
η_{solar} (%)	28	17	23	29
U (-)	1.07	0.83	1.25	1.30
Temperatura en la superficie del lecho fijo - °C	1217	1197	1197	1217

Por lo tanto, para el cálculo asociado a la central a carbón se utilizó el factor de mejora energética de 1,25.

Para el caso de la biomasa se utilizó un estudio experimental donde se utilizaron desechos de caña de azúcar para gasificarla y los resultados obtenidos fueron de un factor de eficiencia de 1,26²³.

Ahora bien, teniendo los factores de mejora es necesario identificar la cantidad de energía que es posible reemplazar de combustible sólido por syngas, donde para

²² N. Piatkowski, C. Wieckert, A.W. Weimer, A. Steinfeld; "Solar-driven gasification of carbonaceous feedstock—a review", *Energy Environ. Sci.*, 4 (2011) 73.

²³ Solar-driven steam-based gasification of sugarcane bagasse in a combined drop-tube and fixed-bed reactor e Thermodynamic, kinetic, and experimental analyses. Michael Kruesi, Zoran R. Jovanovic, Elena C. dos Santos, Hyung Chul Yoon, Aldo Steinfeld

poder definir dentro de que rangos es factible hacer este reemplazo, se utilizó el trabajo de Cristian Rojas, titulado “Estudio técnico-económico del proceso de co-combustión de carbón pulverizado y gas de síntesis producto de la gasificación de carbón, en una central termoeléctrica”²⁴, que señala que el porcentaje de reemplazo no debe ser superior al 20%, en razón de lo cual, es que para este estudio, se han considerado 3 escenarios, 5%, 10% y 20%, obteniéndose los resultados que se presentan.

a) Reemplazo del 5% del aporte energético:

En esta situación, como se puede ver en la Tabla 6.3, el aporte energético horario de los combustibles, son 9,77²⁵ y 251 Gcal, para biomasa y carbón respectivamente, con lo cual, el 5% corresponde a 0,489²⁶ y 13 Gcal.

Tabla 6.3. Cálculo reemplazo de energía del 5%.

5%	Tipo de combustible	Biomasa	Carbón
Central convencional	Poder calorífico [kcal/kg]	1.912	6.000
	Consumo horario de combustible máximo [ton]	5,11	42
	Aporte energético combustible [Gcal]	9,77	251
Requemado con gas de síntesis	Combustible requerido para 95% de energía [ton]	4,86	39,8
	Combustible requerido para 5% de energía con gas de síntesis solar [ton]	0,20	1,7
	Consumo proyectado de combustible [ton]	5,06	41,4
	Diferencia combustible [ton]	-0,05	-0,42
	Ahorro año [ton]	-462	-3.668

Luego de identificada la energía necesaria asociada al 5%, se puede calcular la cantidad de combustible sólido que se requiere para generar el syngas, lo que se realiza utilizando el factor de mejora señalado anteriormente de 1,25, con lo cual se obtiene que el combustible necesario es de 0,20²⁷ ton para la biomasa y 1,7 ton para el carbón.

²⁴ C.A. Rojas Sandoval; Estudio técnico-económico del proceso de co-combustión de carbón pulverizado y gas de síntesis producto de la gasificación de carbón, en una central termoeléctrica, Universidad Técnica Federico Santa María, 2015.

²⁵ Aporte energético [Gcal]= 1.912 [kcal/kg] x 5,11 [ton]/1000

²⁶ 5% de Aporte energético [Gcal]= 9,77 [Gcal] x 5%.

²⁷ Combustible requerido para 5% de energía con gas de síntesis solar [ton]=13/(6000 x 1,25) x 1000 [ton]

Del mismo modo a continuación se obtienen los ahorros de combustibles con factores de reemplazo de 10% (Tabla 6.4) y 20% (Tabla 6.5).

b) Reemplazo del 10% del aporte energético.

Tabla 6.4. Cálculo reemplazo de energía del 10%.

10%	Tipo de carbón	Biomasa	Carbón
Central convencional	Poder calorífico [kcal/kg]	1.912	6.000
	Consumo horario de combustible máximo [ton]	5,11	42
	Aporte energético combustible [Gcal]	9,77	251
Requemado con gas de síntesis	Combustible requerido para 90% de energía [ton]	4,60	37,7
	Combustible requerido para 10% de energía con gas de síntesis solar [ton]	0,41	3,3
	Consumo proyectado de combustible [ton]	5,01	41,0
	Diferencia combustible [ton]	-0,11	-0,84
	Ahorro año [ton]	-924	-7.335

Reemplazo del 20% del aporte energético:

Tabla 6.5. Cálculo reemplazo de energía del 20%.

20%	Tipo de carbón	Biomasa	Carbón
Central convencional	Poder calorífico [kcal/kg]	1.912	6.000
	Consumo horario de combustible máximo [ton]	5,11	42
	Aporte energético combustible [Gcal]	9,77	251
Requemado con gas de síntesis	Combustible requerido para 80% de energía [ton]	4,09	33,5
	Combustible requerido para 20% de energía con gas de síntesis solar [ton]	0,81	6,7
	Consumo proyectado de combustible [ton]	4,90	40,2
	Diferencia combustible [ton]	-0,21	-1,67
	Ahorro año [ton]	-1.848	-14.670

En la Tabla 6.6 se presentan los ahorros anuales obtenidos para cada uno de los casos expuestos.

Tabla 6.6: Ahorros de combustible anuales.

Factor de reemplazo	Ahorro biomasa (ton/año)	Ahorro carbón (ton/año)
5%	-462	-3.668
10%	-924	-7.335
20%	-1.848	-14.670

Posteriormente, con la identificación de los aportes energéticos que debe entregar el syngas, se dimensionan las plantas de gasificación, lo cual se plantea en el numeral 6.3.

6.2 NUEVOS COSTOS VARIABLES COMBUSTIBLES.

Con el nuevo escenario de consumo de combustible, se obtienen entonces nuevos costos variables combustibles (CVC), que corresponden a los presentados en las Tablas 6.7, 6.8 y 6.9, donde se puede observar la situación sin proyecto, que cuenta con los datos operativos de las plantas actualmente. Las columnas, marcadas en verde muestran los CVC de la situación con proyecto, vale decir operando con el 5% de reemplazo de energía utilizando syngas, donde el costo asociado a CVNC corresponde al de un gasificador convencional. Con lo cual el nuevo CVC para la Central a carbón corresponde a 54,65 y a 49,13 para la Central a Biomasa.

Tabla 6.7. Nuevos CVC del escenario de reemplazo del 5% de la energía.

5% REEMPLAZO	MW	85,67	15,6		
Capacidad Instalada (MW)	85,67	SIN PROYECTO CENTRAL TOCOPILLA	SIN PROYECTO CENTRAL BIOMASA	GAS DE SINTESIS CARBÓN	GAS DE SINTESIS BIOMASA
Poder Calorífico Inferior	Kcal/kg	6.000	1.912	6.000	1.912
Consumo específico neto	Kg/kWh	0,489	0,328	0,484	0,324
Precio combustible	USD/ton	113,0 ²⁸	151,5	113,0	151,52
CVC	USD/MWh	55,2	49,710	54,65 ²⁹	49,13
CVNC	USD/MWh	11,3	9,83	6,7 ³⁰	6,7
Total	USD/MWh	66,5	59,54	61,35	55,83

²⁸ 113 USD/ton = 55,2 USD/MWh / 0,489 kg/kWh

²⁹ 54,65 USD/MWh = 0,484 Kg/kWh x 113,0 USD/ton (idem para nuevo CVC de la Central de biomasa con proyecto)

³⁰ CVNC de gasificadores convencionales, fuente: C.A. Rojas Sandoval: Estudio técnico-económico del proceso de co-combustión de carbón pulverizado y gas de síntesis producto de la gasificación de carbón, en una central termoeléctrica, Universidad Técnica Federico Santa María, 2015.

Tabla 6.8. Nuevos CVC del escenario de reemplazo del 10% de la energía.

10% REEMPLAZO	MW	85,67	15,6		
Capacidad Instalada (MW)	85,67	SIN PROYECTO CENTRAL TOCOPILLA	SIN PROYECTO CENTRAL BIOMASA	GAS DE SINTESIS CARBÓN	GAS DE SINTESIS BIOMASA
Poder Calorífico Inferior	Kcal/kg	6.000	1.912	6.000	1.912
Consumo específico neto	Kg/kWh	0,489	0,328	0,479	0,321
Precio combustible	USD/ton	113,0	151,5	113,0	151,52
CVC	USD/MWh	55,2	49,710	54,10	48,61
CVNC	USD/MWh	11,3	9,83	6,7	6,7
Total	USD/MWh	66,5	59,54	60,80	55,31

Tabla 6.9. Nuevos CVC del escenario de reemplazo del 20% de la energía.

20% REEMPLAZO	MW	85,67	15,6		
Capacidad Instalada (MW)	85,67	SIN PROYECTO CENTRAL TOCOPILLA	SIN PROYECTO CENTRAL BIOMASA	GAS DE SINTESIS CARBÓN	GAS DE SINTESIS BIOMASA
Poder Calorífico Inferior	Kcal/kg	6.000	1.912	6.000	1.912
Consumo específico neto	Kg/kWh	0,489	0,328	0,469	0,314
Precio combustible	USD/ton	113,0	151,5	113,0	151,52
CVC	USD/MWh	55,2	49,710	52,99	47,59
CVNC	USD/MWh	11,3	9,83	6,7	6,7
Total	USD/MWh	66,5	59,54	59,69	54,29

6.3 DISEÑO DE LA PLANTA DE GASIFICACIÓN SOLAR.

El equipo de gasificación solar contempla lo siguiente:

1. Gasificador solar, de los cuales se tomará uno de los ejemplos experimentales planteados en la Tabla 4.5 del numeral 4.5.1.
2. Campo de concentración solar.

Para dimensionar el tamaño del campo, es importante considerar temperaturas sobre los 800°C para favorecer las condiciones de formación de gas de síntesis, con ello se debe seleccionar la radiación normal directa del sector donde se va a instalar la planta.

Para seleccionar el diseño, se analizan las medidas obtenidas a partir del explorador solar de la Universidad de Chile en los sectores de Tocopilla y Mostazal. La radiación solar promedio se utiliza para identificar la cantidad de espejos necesarios para la obtención de la energía que requiere el syngas.

Ahora bien, previo a identificar el número de espejos, deben considerarse las variables que inciden en el diseño de un sistema de concentración solar, que son los siguientes:

a) Eficiencia de campo

La eficiencia del campo describe cuánta energía se espera que llegue al receptor en función del área total de heliostatos.

La Figura 6.1 muestra las pérdidas relacionadas con los heliostatos.

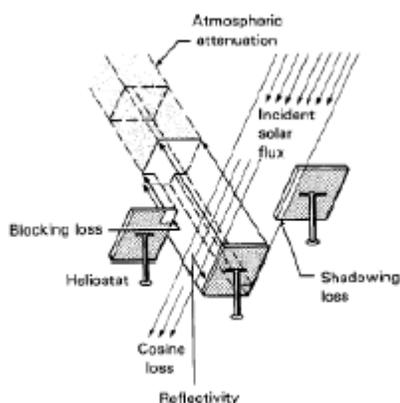


Figura 6.1. Pérdida de los heliostatos.

b) Atenuación atmosférica

Parte de la energía reflejada se dispersa y es absorbida por la atmósfera. Esto se conoce como pérdida de atenuación atmosférica³¹. Un día de buena visibilidad tendrá un pequeño porcentaje de pérdida por kilómetro, por lo que, para esta aplicación a pequeña escala, se supone esencialmente cero.

c) Sombreado y bloqueo

Para determinar las pérdidas causadas por sombras y bloqueos, se utiliza referencias bibliográficas de simulaciones para determinar la cantidad de pérdidas causadas por este efecto.

Input:

Área de heliostatos: 140 [m²]

Torre de altura: 50 [m]

Día: 21 de diciembre (mejor día del año)

Hora: 12 horas (sol en elevaciones más altas)

Distancia entre cada anillo. $\Delta R = \sqrt{A} (1.25 + i/20)$

donde A es el área de heliostatos y i el número del anillo.

Se considera la distancia Azimutal entre heliostatos, para determinar cuántos heliostatos hay en cada anillo

$$N^{\circ}\text{Heliostatos}_i = (2\pi \cdot R_i) / (1,5 \cdot \sqrt{A}) \quad (11)$$

d) Eficiencia Coseno

El rayo reflejado del heliostato es más poderoso cuando el heliostato es normal al rayo proveniente del sol. Si el vector H no está en línea con el vector S un ángulo de incidencia θ_i es introducido como se muestra en la Figura 6.2.

³¹ Falcone, Patricia Kuntz. A Handbook for Solar Central Receiver Design. Livermore: Sandia National Laboratories, 1986.

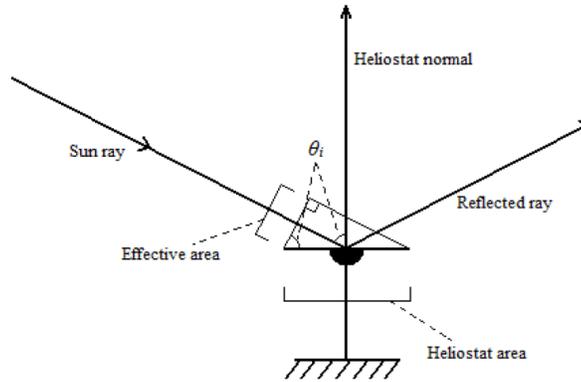


Figura 6.2. Reducción del área efectiva del helióstato a través del efecto coseno.

e) Diseño propuesto

Como se puede apreciar en la imagen de la Figura 6.3, se diseña el campo considerando las mejores condiciones solares del año. Con una eficiencia del efecto coseno del 88%.

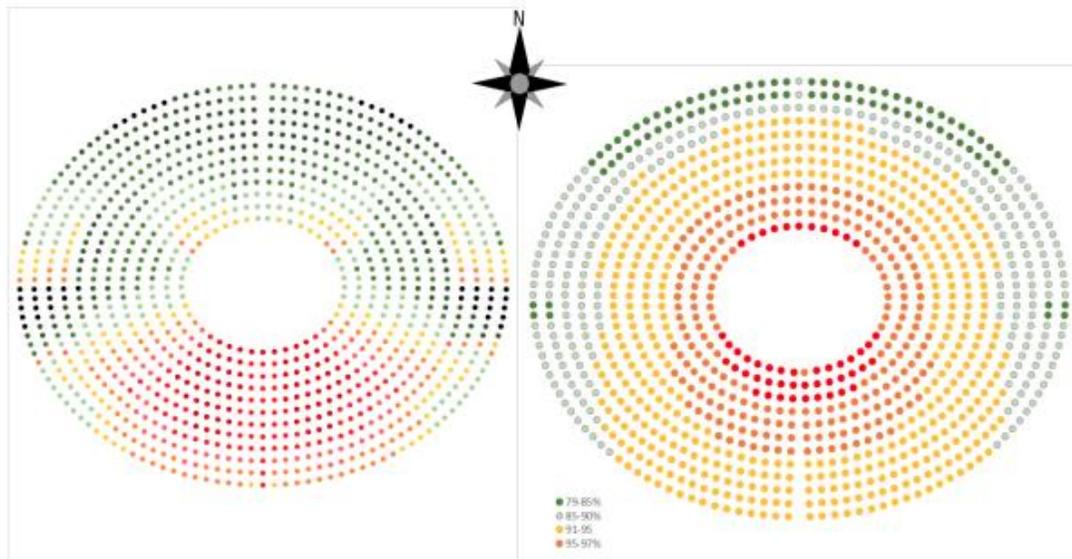


Figura 6.3. Referencia de efecto coseno

f) Spillage

Cuando el receptor no es lo suficientemente grande como para interceptar el reflejo de los rayos de los heliostatos, ocurren pérdidas por derrames. El derrame puede

disminuirse si aumenta el área del receptor; sin embargo, en algún punto, el proceso de aumentar el tamaño de la abertura del receptor se vuelve perjudicial debido a los mayores niveles de pérdida de calor. Estos dos efectos deben equilibrarse para determinar el tamaño óptimo del receptor. Según referencia³², el derrame está típicamente en el rango de uno a cuatro por ciento para diseños de receptor óptimos.

Por lo tanto, las pérdidas por spillage se toman como 4% para diseñar el derrame del peor de los casos.

g) Reflectividad y suciedad

Las pérdidas debidas a la reflectividad ocurren cuando las imperfecciones en la superficie del espejo en sí conducen a una pérdida de radiación reflejada. Las imperfecciones son típicamente pequeños defectos en la superficie misma. A partir de la referencia³³, las pérdidas de reflectividad típicas son aproximadamente del 10%.

Dependiendo de cuán limpia esté la superficie de los espejos, puede haber pérdidas de suciedad entre 2-10%. Estas pérdidas surgen cuando el polvo y la suciedad forman una capa sobre la superficie del espejo, evitando el reflejo de la luz. Las pérdidas de suciedad se toman como 5%, asumiendo una limpieza relativamente frecuente. Por otro lado, se cree que la suciedad afecta la eficiencia del espejo a una tasa de 0.25% por día, si una estimación mensual de eficiencia de limpieza está determinada por la suciedad es del 6%.

h) Seguimiento de Heliostato

Las capacidades de seguimiento de los heliostatos se limitan a la precisión de los motores de seguimiento, así como a los errores debidos al viento que reciben los heliostatos.

Las condiciones de viento tienen ráfagas de hasta 50 km/h con un promedio de 30 km/h. Pequeños errores de seguimiento y cargas considerables de viento pueden provocar una desalineación entre los heliostatos, lo que puede provocar pérdidas

³² Battleson, K.W. Solar Power Tower Design Guide: Solar Thermal Central Receiver Power Systems, A Source of Electricity and/or Process Heat. Sandia National Labs Report, 1981.

³³ Falcone, Patricia Kuntz. A Handbook for Solar Central Receiver Design. Livermore: Sandia National Laboratories, 1986.

adicionales de derrames. De la referencia³⁴, estos errores típicamente causan hasta aproximadamente un 10% de pérdidas adicionales.

i) Eficiencia de campo total:

Así, se considera que la eficiencia de diseño del campo es de un 59.8%, en base al cálculo de la ecuación (12).

$$\eta_{\text{campo}} = \eta_{\text{aten}} \cdot \eta_{\text{sombra}} \cdot \eta_{\text{bloqueo}} \cdot \eta_{\text{spillage}} \cdot \eta_{\text{reflec}} \cdot \eta_{\text{suciedad}} \cdot \eta_{\text{cos}} \cdot \eta_{\text{seg}} \quad (12)$$

Donde se considera que:

- Atenuación: 100%
- Sombra: 95%
- Bloqueo: 95%
- Spillage: 96%
- Reflectividad: 90%
- Suciedad: 94%
- Coseno: 88%
- Seguimiento: 90%

Con estos antecedentes, es posible diseñar los campos de concentración solar que requiera cada planta, en función a la cantidad de energía necesaria, obteniéndose los antecedentes de la Tabla 6.10 para la Central Tocopilla.

Tabla 6.10. Factores relevantes en el diseño de la planta de gasificación solar a carbón.

N°Hel	Radio	Delta R ³⁵	Cantidad necesaria de Heliostatos ³⁶ (u)	m ² de espejo	% de Reemplazo	Área de construcción
1	50		18	2520		2
2	66	15,973	42	5880		4
3	83	16,565	72	10080		6
4	100	17,157	108	15120		8
5	117	17,748	150	21000		11
6	136	18,340	199	27860	5%	15
7	155	18,931	254	35560		19

³⁴ Falcone, Patricia Kuntz. A Handbook for Solar Central Receiver Design. Livermore: Sandia National Laboratories, 1986.

³⁵ $\Delta R = \sqrt{A} \left(1.25 + \frac{i}{20} \right)$

³⁶ $N^{\circ} \text{Heliostats}_i = \frac{2\pi \cdot R_i}{1.5 \cdot \sqrt{A}}$

N°Hel	Radio	Delta R ³⁵	Cantidad necesaria de Heliostatos ³⁶ (u)	m ² de espejo	% de Reemplazo	Área de construcción
8	174	19,523	316	44240		24
9	194	20,115	385	53900	10%	30
10	215	20,706	462	64680		36
11	236	21,298	546	76440		44
12	258	21,889	638	89320		52
13	281	22,481	738	103320		62
14	304	23,073	846	118440	20%	72
15	327	23,664319	962	134680		84

Para un factor de reemplazo de:

- 5% son necesarios 6 heliostatos de 140 m² y un área de 15 ha;
- 10% son necesarios 9 heliostatos de 140 m² y un área de 30 ha;
- 20% son necesarios 14 heliostatos de 140 m² y un área de 72 ha.

De lo anterior se puede observar que la planta de gasificación solar para el caso de reemplazo de energía de 20%, requiere un terreno de gran envergadura, el cual se visualiza que no es factible de obtener para la central en cuestión, debido a lo cual queda excluido del presente análisis.

Con lo cual es posible calcular la inversión necesaria, en base a un proyecto base³⁷, obteniéndose lo siguiente:

- 5% se requieren \$18.584.123.-
- 10% se requieren \$26.871.192,06.-
- 20% se requieren \$43.418.098,77.-

Para la Planta de Biomasa ubicada en Mostazal, se determina lo presentado en la Tabla 6.11.

³⁷ Proyecto de concentración solar elaborado por la Empresa CSIRO.

Tabla 6.11. Factores relevantes en el diseño de una planta de gasificación solar a biomasa.

N°Hel	Radio	Delta R	Cantidad necesaria de Heliostatos (u)	m2 de espejo	% de Reemplazo	Area de construcción
1	25		35	315		1
2	29	4,05	46	414		1
3	33	4,2	58	522		1
4	38	4,35	72	648		2
5	42	4,5	87	783		2
6	47	4,65	104	936		2
7	52	4,8	123	1107		3
8	57	4,95	144	1296	5%	3
9	62	5,1	166	1494		3
10	67	5,25	190	1710		4
11	72	5,4	216	1944		5
12	78	5,55	244	2196		5
13	84	5,7	274	2466	10%	6
14	89	5,85	306	2754		7
15	95	6	340	3060		8
16	102	6,15	376	3384		8
17	108	6,3	415	3735		10
18	114	6,45	456	4104		11
19	121	6,6	499	4491		12
20	128	6,75	545	4905	20%	13

Para un factor de reemplazo de:

- 5% son necesarios 8 heliostatos de 9 m² y un área de 3 ha;
- 10% son necesarios 13 heliostatos de 9 m² y un área de 6 ha;
- 20% son necesarios 20 heliostatos de 140 m² y un área de 13 ha.

Con lo cual es posible calcular la inversión necesaria, en base a un proyecto de concentración solar propuesto para el sur de California por la Empresa CSIRO, obteniéndose lo siguiente:

- 5% se requieren \$3.398.588.-
- 10% se requieren \$3.773.668.-
- 20% se requieren \$4.572.256.-

6.4 EVALUACIÓN ECONÓMICA.

Los criterios generales usados en la evaluación de las alternativas en estudio son:

- a. Horizonte de evaluación: 20 años.
- b. La tasa de descuento utilizada es 8% anual.
- c. Se considera el diferencial entre la situación sin proyecto y con proyecto.
- d. Para el cálculo de las horas de funcionamiento de la planta de gasificación solar se consideran las horas de sol promedio al año.
- e. Para la Central de Biomasa se considera la potencia nominal de la planta.
- f. Para el caso de la Central Térmica Tocopilla se identifican las horas de operación a mínimo técnico, para lo cual se revisan los datos históricos de los últimos 3 años, determinándose que en promedio opera 8,3 horas al día en esta condición.
- g. La potencia asociada al mínimo técnico corresponde a 40MW, tal como lo reportara la empresa encargada de su operación³⁸.

En función de los antecedentes antes expuestos, es posible determinar las evaluaciones económicas de las alternativas planteadas, obteniéndose esta para cada caso.

6.4.1 CASO EJEMPLO CENTRAL TÉRMICA TOCOPILLA.

En las Tablas 6.12 y 6.13 se presentan los resultados de la evaluación económica para 5%, y en las Tablas 6.14 y 6.15 para 10%.

Tabla 6.12. Evaluación económica para 5% de reemplazo de gas de síntesis por carbón.

³⁸ Informe de Mínimo Técnico de las Unidades 12 y 13 de CTT Operando en Control Automático, 27.10.17

imput (5 %)	Valor	Unidad
Ahorro Carbón	3.668	TON
CVC Carbón	55,20	USD/MWh
Consumo específico	0,48274588	Ton/MWh
Potencia Planta	85,6	MW
Potencia planta a MT	40,0	MW
Horas totales año	8.760	
Horas operando estandar	5.731	h
Horas mínimo técnico	3.030	h
Horas de radiación solar al año	3.954	
horas sin radiación solar	4.806	
Inversion	-18.584.123	USD
CVC Carbon + CSP	54,65	USD/MWh
FACTOR PLANTA csp	23,0%	
Tasa de descuento	8,0%	-
Valor del dólar	630,0	\$
OPEX CSP		
Costos operación fijo	-69.000,0	US\$/MWhaño
Costos operación Variable	-3,0	US\$/MWh
potencia solar	15,2	MW
Potencia solar promedio	2,4	MW
TON de CO2 equivalente (0,3564)	9.270	TON CO2
Impuesto Verde	5	USD/TON CO2

Tabla 6.13. Evaluación económica para 5% de reemplazo de gas de síntesis por carbón.

	1	2	3	17	18	19	20
Ahorro proyectado (INGRESO)	2.656.776	2.735.089	2.815.751	4.235.318	4.360.987	4.490.426	4.623.749
Valor CVC Sin gasificación	27.077.300	27.889.619	28.726.308	43.451.118	44.754.651	46.097.291	47.480.210
Valor CVC Sin gasificación MT	6.689.136	6.889.810	7.096.504	10.734.100	11.056.123	11.387.806	11.729.440
Valor CVC con gasificación Solar	8.617.212	8.875.728	9.142.000	13.828.096	14.242.938	14.670.227	15.110.333
Valor CVC con proyecto (convencional cuando no hay syng	22.538.797	23.214.961	23.911.409	36.168.152	37.253.197	38.370.793	39.521.916
Ahorro Abatimiento	46.348	46.348	46.348	46.348	46.348	46.348	46.348
Costos Planta Solar	-828.488	-828.488	-828.488	-828.488	-828.488	-828.488	-828.488
Costo Fijo	-787.118	-787.118	-787.118	-787.118	-787.118	-787.118	-787.118
Costo Variable	-41.371	-41.371	-41.371	-41.371	-41.371	-41.371	-41.371
Flujo operacional (US\$)	1.828.287	1.906.600	1.987.262	3.406.830	3.532.499	3.661.938	3.795.260
Depreciación	-929.206	-929.206	-929.206	-929.206	-929.206	-929.206	-929.206
Perdida del ejercicio							
Utilidad ante de impuesta	899.081	977.394	1.058.056	2.477.623	2.603.292	2.732.732	2.866.054
Impuesto	-242.752	-263.896	-285.675	-668.958	-702.889	-737.838	-773.835
Utilidad después de impuesto	1.585.535	1.642.704	1.701.587	2.737.871	2.829.610	2.924.100	3.021.426
Depreciación	929.206	929.206	929.206	929.206	929.206	929.206	929.206
Flujo de caja (US\$)	-18.584.123	2.514.742	2.571.910	2.630.793	3.667.077	3.758.816	3.950.632
Flujo acumulado	2.514.742	5.086.651	7.717.445	51.824.345	55.583.161	59.436.468	63.387.099
VNA (US\$)	10.740.227						
TIR	14,42%						

Tabla 6.14. Evaluación económica para 10% de reemplazo de gas de síntesis por carbón.

imput (10 %)	Valor	Unidad
Ahorro Carbón	7.335	TON
CVC Carbón	55,20	USD/MWh
Consumo específico	0,48274588	Ton/MWh
Potencia Planta	85,6	MW
Potencia planta a MT	40,0	MW
Horas año	5.731	h
Horas mínimo técnico	3.030	h
Horas de radiación solar al año	3.954	
horas sin radiación solar	4.806	
Inversion	-26.871.192,06	USD
CVC Carbon + CSP	54,10	USD/MWh
FACTOR PLANTA csp	23,0%	
Tasa de descuento	8,0%	-
Valor del dólar	630,0	\$
OPEX CSP		
Costos operación fijo	-69.000,0	US\$/MWhaño
Costos operación Variable	-3,0	US\$/MWh
potencia solar	29,2	MW
potencia solar promedio		
TON de CO2 equivalente (0,3564)	18.539	TON CO2
Impuesto Verde	5	USD/TON CO2

Tabla 6.15. Evaluación económica para 10% de reemplazo de gas de síntesis por carbón.

	1	2	3	17	18	19	20
Ahorro proyectado (INGRESO)	3.046.693	3.135.313	3.226.591	4.832.994	4.975.203	5.121.679	5.272.548
Valor CVC Sin gasificación	27.077.300	27.889.619	28.726.308	43.451.118	44.754.651	46.097.291	47.480.210
Valor CVC Sin gasificación MT	6.689.136	6.889.810	7.096.504	10.734.100	11.056.123	11.387.806	11.729.440
Valor CVC con gasificación Solar	8.556.817	8.813.521	9.077.927	13.731.179	14.143.114	14.567.408	15.004.430
Valor CVC con proyecto (convencional cuando no hay syng)	22.255.622	22.923.291	23.610.989	35.713.740	36.785.152	37.888.707	39.025.368
Ahorro Abatimiento	92.695	92.695	92.695	92.695	92.695	92.695	92.695
Costos Planta Solar	-1.591.313	-1.591.313	-1.591.313	-1.591.313	-1.591.313	-1.591.313	-1.591.313
Costo Fijo	-1.511.618	-1.511.618	-1.511.618	-1.511.618	-1.511.618	-1.511.618	-1.511.618
Costo Variable	-79.696	-79.696	-79.696	-79.696	-79.696	-79.696	-79.696
Flujo operacional (US\$)	1.455.380	1.544.000	1.635.278	3.241.681	3.383.890	3.530.365	3.681.235
Depreciación	-1.343.560	-1.343.560	-1.343.560	-1.343.560	-1.343.560	-1.343.560	-1.343.560
Perdida del ejercicio							
Utilidad ante de impuesto	111.820	200.440	291.718	1.898.121	2.040.330	2.186.806	2.337.675
Impuesto	-30.191	-54.119	-78.764	-512.493	-550.889	-590.438	-631.172
Utilidad después de impuesto	1.425.188	1.489.881	1.556.514	2.729.188	2.833.001	2.939.928	3.050.062
Depreciación	1.343.560	1.343.560	1.343.560	1.343.560	1.343.560	1.343.560	1.343.560
Flujo de caja (US\$)	-26.871.192	2.768.748	2.833.440	2.900.074	4.072.748	4.176.560	4.283.487
Flujo acumulado	2.768.748	5.602.188	8.502.262	57.336.688	61.513.248	65.796.735	70.190.357
VNA (US\$)	5.556.963						
TIR	10,43%						

Al observar los dos escenarios, se puede determinar que ambos son rentables, sin embargo, la alternativa que resulta más beneficiosa es la que considera el reemplazo del 5% de energía por syngas, permitiendo la obtención de una rentabilidad superior en cerca de \$5 MM.

6.4.2 CASO EJEMPLO CENTRAL TÉRMICA BIOMASA.

En las Tablas 6.16 y 6.17 se presentan los resultados de la evaluación económica para 5%, en las Tablas 6.18 y 6.19 para 10%, y en las Tablas 6.20 y 6.21 para 20%.

Tabla 6.16. Evaluación económica para 5% de reemplazo de gas de síntesis por biomasa.

imput (5 %)	Valor	Unidad
Ahorro biomasa	448	TON
CVC biomasa	49,7	USD/MWh
Consumo específico	0,32800000	Ton/MWh
Potencia Planta	15,6	MW
Horas año	8.760	h
Horas de radiación solar al año	4.106	
horas sin radiación solar	4.654	
Inversion	-3.398.588	USD
CVC biomasa + CSP	49,13	USD/MWh
FACTOR PLANTA csp	23,0%	
Tasa de descuento	8,0%	-
Valor del dólar	630,0	\$
OPEX CSP		
Costos operación fijo	-69.000,0	US\$/MWhaño
Costos operación Variable	-3,0	US\$/MWh
potencia solar	0,568	MW

Tabla 6.17. Evaluación económica para 5% de reemplazo de gas de síntesis por biomasa.

	1	2	3	17	18	19	20
Ahorro proyectado (INGRESO)	79.260	81.638	84.087	127.190	131.005	134.936	138.984
Valor CVC Sin gasificación	6.793.170	6.996.965	7.206.874	10.901.043	11.228.075	11.564.917	11.911.864
Valor CVC con gasificación Solar	3.147.145	3.241.559	3.338.806	5.050.244	5.201.751	5.357.804	5.518.538
Valor CVC con proyecto (convencional cuando no hay syng)	3.566.764	3.673.767	3.783.980	5.723.610	5.895.318	6.072.177	6.254.343
Ahorro Abatimiento	0	0	0	0	0	0	0
Costos Planta Solar	-31.003	-31.003	-31.003	-31.003	-31.003	-31.003	-31.003
Costo Fijo	-29.394	-29.394	-29.394	-29.394	-29.394	-29.394	-29.394
Costo Variable	-1.609	-1.609	-1.609	-1.609	-1.609	-1.609	-1.609
Flujo operacional (US\$)	48.257	50.635	53.084	96.186	100.002	103.932	107.980
Depreciación	-169.929	-169.929	-169.929	-169.929	-169.929	-169.929	-169.929
Perdida del ejercicio							
Utilidad ante de impuesta	-121.672	-119.294	-116.845	-73.743	-69.927	-65.997	-61.949
Impuesto	0	0	0	0	0	0	0
Utilidad después de impuesto	48.257	50.635	53.084	96.186	100.002	103.932	107.980
Depreciación	169.929	169.929	169.929	169.929	169.929	169.929	169.929
Flujo de caja (US\$)	-3.398.588	218.187	220.564	223.013	266.116	269.932	273.862
Flujo acumulado	218.187	438.751	661.764	4.086.577	4.356.508	4.630.370	4.908.280
VNA (US\$)	-1.063.647						
TIR	3,62%						

Tabla 6.18. Evaluación económica para 10% de reemplazo de gas de síntesis por biomasa.

imput (10%)	Valor	Unidad
Ahorro biomasa	924	TON
CVC biomasa	49,7	USD/MWh
Consumo específico	0,32800000	Ton/MWh
Potencia Planta	15,6	MW
Horas año	8.760	h
Horas de radiación solar al año	4.198	
horas sin radiación solar	4.563	
Inversion	-3.773.668	USD
CVC biomasa + CSP	48,6	USD/MWh
FACTOR PLANTA csp	23,0%	
Tasa de descuento	8,0%	-
Valor del dólar	630,0	\$
OPEX CSP		
Costos operación fijo	-69.000,0	US\$/MWh
Costos operación Variable	-3,0	US\$/MWh
potencia solar	1,136	MW

Tabla 6.19. Evaluación económica para 10% de reemplazo de gas de síntesis por biomasa.

	1	2	3	17	18	19	20	
Ahorro proyectado (INGRESO)	150.322	154.831	159.476	241.222	248.459	255.912	263.590	
Valor CVC Sin gasificación	6.793.170	6.996.965	7.206.874	10.901.043	11.228.075	11.564.917	11.911.864	
Valor CVC con gasificación Solar	3.183.031	3.278.522	3.376.878	5.107.831	5.261.066	5.418.898	5.581.465	
Valor CVC con proyecto (convencional cuando no hay syng)	3.459.817	3.563.611	3.670.520	5.551.990	5.718.550	5.890.106	6.066.810	
Ahorro Abatimiento	0	0	0	0	0	0	0	
Costos Planta Solar	-62.078	-62.078	-62.078	-62.078	-62.078	-62.078	-62.078	
Costo Fijo	-58.788	-58.788	-58.788	-58.788	-58.788	-58.788	-58.788	
Costo Variable	-3.290	-3.290	-3.290	-3.290	-3.290	-3.290	-3.290	
Flujo operacional (US\$)	88.243	92.753	97.398	179.144	186.381	193.834	201.512	
Depreciación	-188.683	-188.683	-188.683	-188.683	-188.683	-188.683	-188.683	
Perdida del ejercicio								
Utilidad ante de impuesto	-100.440	-95.930	-91.285	-9.540	-2.303	5.151	12.828	
Impuesto	0	0	0	0	0	-1.391	-3.464	
Utilidad después de impuesto	88.243	92.753	97.398	179.144	186.381	192.444	198.048	
Depreciación	188.683	188.683	188.683	188.683	188.683	188.683	188.683	
Flujo de caja (US\$)	-3.773.668	276.927	281.436	286.081	367.827	375.064	381.127	386.731
Flujo acumulado	276.927	558.363	844.445	5.423.526	5.798.589	6.179.716	6.566.448	
VNA (US\$)	-690.259							
TIR	5,59%							

Tabla 6.20. Evaluación económica para 20% de reemplazo de gas de síntesis por biomasa.

input (20%)	Valor	Unidad
Ahorro biomasa	1.848	TON
CVC biomasa	49,7	USD/MWh
Consumo específico	0,32800000	Ton/MWh
Potencia Planta	15,6	MW
Horas año	8.760	h
Horas de radiación solar al año	4.198	
horas sin radiación solar	4.563	
Inversion	-4.572.256	USD
CVC biomasa + CSP	47,6	USD/MWh
FACTOR PLANTA csp	23,0%	
Tasa de descuento	8,0%	-
Valor del dólar	630,0	\$
OPEX CSP		
Costos operación fijo	-69.000,0	US\$/MWhaño
Costos operación Variable	-3,0	US\$/MWh
potencia solar	2,273	MW

Tabla 6.21. Evaluación económica para 20% de reemplazo de gas de síntesis por biomasa

	1	2	3	17	18	19	20
Ahorro proyectado (INGRESO)	289.711	298.402	307.354	464.901	478.848	493.213	508.010
Valor CVC Sin gasificación	6.793.170	6.996.965	7.206.874	10.901.043	11.228.075	11.564.917	11.911.864
Valor CVC con gasificación Solar	3.116.241	3.209.728	3.306.020	5.000.652	5.150.671	5.305.191	5.464.347
Valor CVC con proyecto (convencional cuando no hay syng)	3.387.218	3.488.835	3.593.500	5.435.491	5.598.556	5.766.512	5.939.508
Ahorro Abatimiento	0	0	0	0	0	0	0
Costos Planta Solar	-124.211	-124.211	-124.211	-124.211	-124.211	-124.211	-124.211
Costo Fijo	-117.628	-117.628	-117.628	-117.628	-117.628	-117.628	-117.628
Costo Variable	-6.583	-6.583	-6.583	-6.583	-6.583	-6.583	-6.583
Flujo operacional (US\$)	165.500	174.191	183.143	340.690	354.637	369.002	383.799
Depreciación	-228.613	-228.613	-228.613	-228.613	-228.613	-228.613	-228.613
Perdida del ejercicio							
Utilidad ante de impuesta	-63.113	-54.422	-45.470	112.077	126.024	140.389	155.186
Impuesto	0	0	0	-30.261	-34.026	-37.905	-41.900
Utilidad después de impuesto	165.500	174.191	183.143	310.429	320.610	331.097	341.898
Depreciación	228.613	228.613	228.613	228.613	228.613	228.613	228.613
Flujo de caja (US\$)	-4.572.256	394.113	402.804	411.756	539.042	549.223	559.710
Flujo acumulado	394.113	796.916	1.208.672	7.929.160	8.478.383	9.038.093	9.608.604
VNA (US\$)	-75.381						
TIR	7,79%						

Para el caso de la presente central térmica, todas las alternativas resultan negativas y por ende no rentables, con lo cual quedan excluidas del análisis.

6.5 ANÁLISIS DE RIESGO.

Para el siguiente análisis de riesgo se ha considerado solamente el proyecto instalado en la Central Tocopilla, con el escenario de reemplazo del 5%, debido a que es la propuesta que genera el mejor indicador de rentabilidad.

Para el análisis de riesgo se sensibilizaron las variables más influyentes en el flujo, las que corresponden a:

- Inversión.
- CVC considerando la gasificación.
- Horas de mínimo técnico.
- Horas de sol.

La inversión y el CVC se considera que podrían fluctuar según una desviación normal, tal como se puede observar en el Anexo 1.

Para el caso de las horas de mínimo técnico, se utilizan los datos históricos reportados desde el 2016 al Coordinador Central, donde el software de riesgo³⁹ indica que los datos se ajustan a una distribución probabilística gamma, tal como se puede observar en la Figura 6.4.

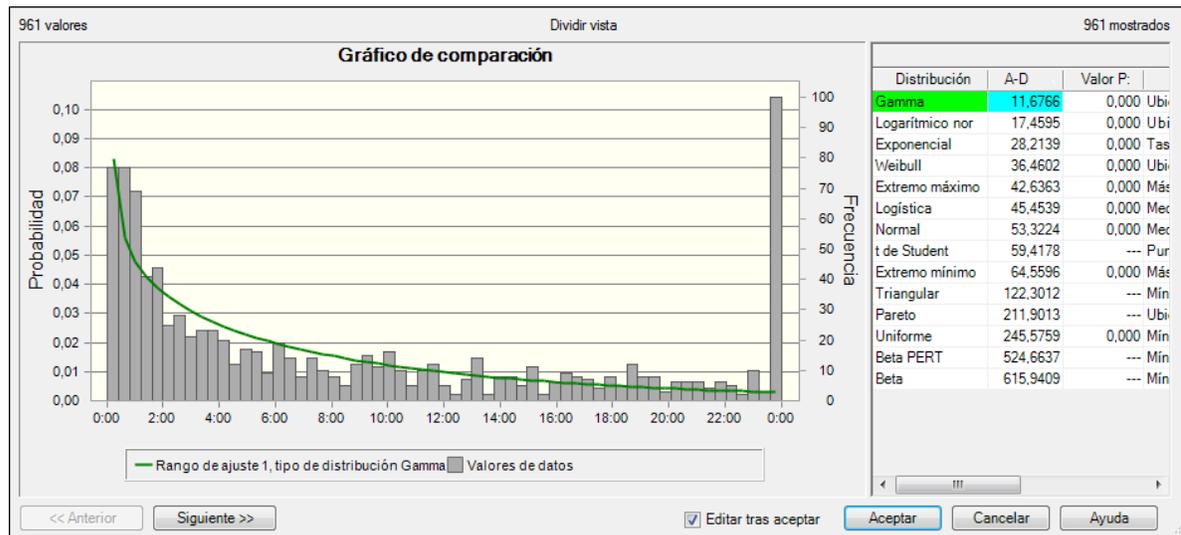


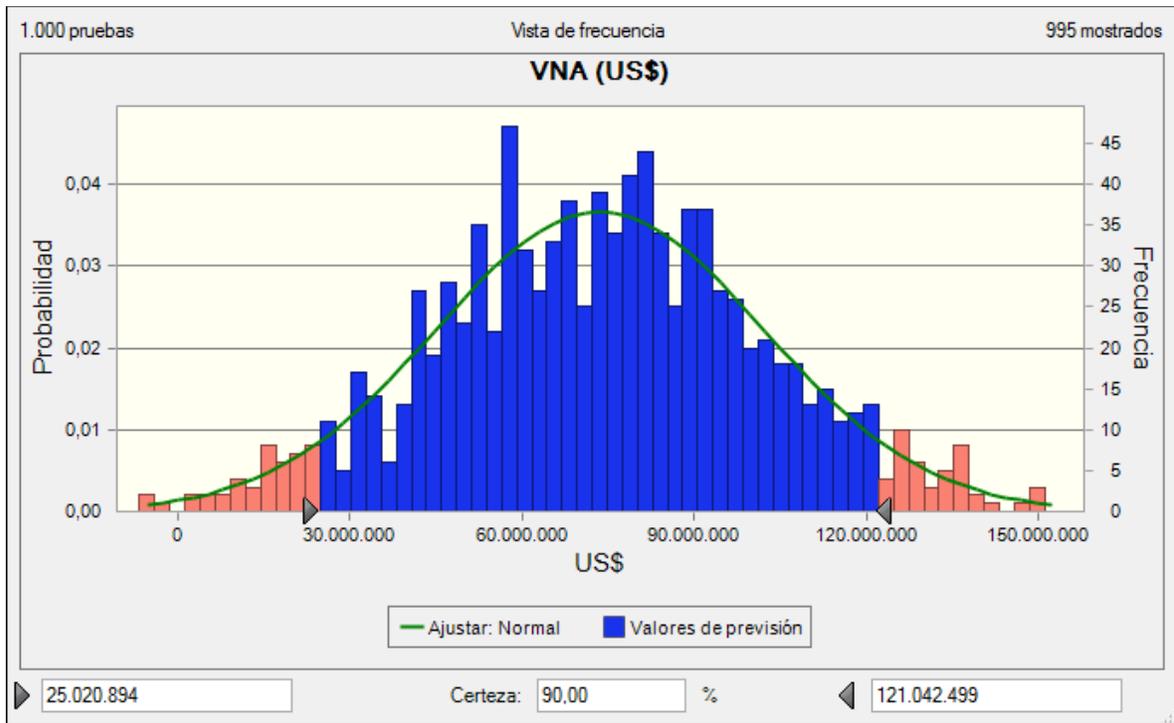
Figura 6.4. Función Gamma para horas de mínimo técnico.

Para el caso de las horas de sol, se considera que su distribución es triangular, donde las horas mínimas y máximas de sol corresponden a las históricas del sector de Tocopilla que fluctúan entre 10 y 11 horas, siendo su valor más probable 10,8 horas, tal como se puede observar en el anexo 1.

Luego de sensibilizar las tres variables críticas señaladas anteriormente, se obtiene con un 90% de certeza que el VAN puede fluctuar entre 25 MM USD en el peor escenario y 121 MM USD en el escenario más optimista, lo que se puede observar en la Figura 6.5.

³⁹ Crystall Ball, de Oracle.

Figura 6.5. Fluctuación del VAN al sensibilizar variables críticas para carbón.



7 CONCLUSIONES.

Se ha realizado una evaluación técnica y económica de la tecnología de gasificación de carbón y biomasa utilizando energía solar concentrada para la producción de energía eléctrica en una central de pequeña escala. Se consideró el proceso de co-combustión de la mezcla de gas de síntesis producido con carbón o biomasa en la caldera de la central termoeléctrica, según corresponda. Del presente trabajo se puede concluir:

- Existe un gran potencial de implementación de sistemas de gasificación solar en centrales térmicas carboneras, debido a que la mayoría de éstas se emplazan en la zona norte del país.
- Se debe tener en consideración el requerimiento de terreno necesario para la instalación de los heliostatos, lo cual puede hacer inviable un proyecto, debido a la inexistencia de terrenos, sobre todo en centrales que se encuentren emplazadas en zonas urbanas, lo que quedó reflejado en la alternativa de reemplazo energético de 20% de la Central Tocopilla que necesitaba 72 ha de terreno para la instalación del campo solar.
- El reemplazo del aporte energético del combustible por el de gas de síntesis, en ambos casos implica ahorros de combustible y por ende ahorro de costos.
- Los ahorros de costos implican una oportunidad en la operatividad a mínimo técnico de la Central Tocopilla, la cual mayormente se realiza en periodo diurno, que corresponde al horario de productividad de la planta de syngas.
- Al analizar las evaluaciones económicas realizadas para la Central Tocopilla, se determina que la que obtiene un mejor indicador de rentabilidad corresponde a la que contempla un nivel de reemplazo de energía del 5%, con un valor de 10,7 MMU\$, seguida por 5,2 MMUS\$, para el caso de reemplazo de 10%.
- Para el caso de la Central de biomasa, todos sus escenarios implican rentabilidades negativas, lo que se debe a que la inversión es muy alta para el bajo nivel de ahorro que se genera, donde los nuevos CVC, de la situación con proyecto, se reducen insignificadamente del orden de 1%.
- Al realizar el análisis de riesgo para el proyecto de reemplazo de energía del 5% en la Central de Tocopilla, se obtiene que con un 90% de probabilidad obtendría resultados positivos, sin embargo, se debe tener presente que el nivel de desarrollo de la tecnología de gasificación solar se encuentra a nivel

experimental y no ha alcanzado la madures que le permita en estos momentos un desarrollo industrial.

8 BIBLIOGRAFÍA.

1. URZUA BOBADILLA Rodrigo, “Diseño e implementación de un sistema de generación de gas de síntesis a partir de carbón y vapor de agua producido con aporte solar”, Departamento de Ingeniería Mecánica, Universidad Técnica Federico Santa María, 2016.
2. Utility to Purchase Low-Carbon Power from Innovative Clean Coal [en línea] <http://energy.gov/articles/utility-purchase-low-carbon-power-innovative-clean-coal-plant>
3. EERE Success Story—Washington: When Life Gives You Solar, Make Syngas [en línea] <http://energy.gov/eere/success-stories/articles/eere-success-story-washington-when-life-gives-you-solar-make-syngas>
4. Hydrogen from Coal U.S. Department of Energy [en línea] <https://www.hydrogen.energy.gov/production.html>
5. File:Hydrogen.from.Coal.gasification tampa.jpg [en línea] https://commons.wikimedia.org/wiki/File:Hydrogen.from.Coal.gasification_tampa.jpg
6. Wieckert, Piatkowski and Steinfeld, EXPERIMENTAL INVESTIGATION OF SOLAR STEAMGASIFICATION OF CARBONACEOUS FEEDSTOCKS.
7. Meier and Steinfeld, Solar Thermochemical Production of Fuels Advances in Science and Technology Vol. 74 (2010) pp 303-312.
8. Steinfeld, Solar thermochemical production of hydrogen—a review, Solar Energy 78 (2005) 603–615.
9. SERRANO CORNELIO José, “Estudios preliminares en el diseño de un reactor solar para la gasificación por vapor de coque de petróleo”, Facultad de Ingeniería Mecánica y Eléctrica, Universidad Veracruzana, 2015.
10. CNE, [en línea] <http://www.cne.cl/>
11. Ministerio de Energía, [en línea] <http://www.energia.gob.cl/>
12. D. Timmermann, A. Sáez, J.C. Olmedo, “DISEÑO DE POLÍTICA PÚBLICA PARA SUSTITUIR O COMPLEMENTAR LA PRODUCCIÓN DE GAS NATURAL A PARTIR DE UN GAS PRODUCIDO EN BASE A

GASIFICACIÓN DE CARBÓN, PARA ABASTECER LA DEMANDA DE GAS NATURAL EN LA REGIÓN DE MAGALLANES”, Departamento de Ingeniería Mecánica UTFSM, MEE, 2013.

13.P. Fernández, “Gasificación del carbón en centrales térmicas”. [en línea] <http://files.pfernandezdiez.es/CentralesTermicas/PDFs/17CT.pdf>.

9 ANEXOS.

9.1 DISEÑO DE PLANTAS DE SYNGAS Y COSTO INVERSIÓN.

9.1.1 CARBÓN.

9.1.2 BIOMASA.

9.2 CÁLCULOS CVC.

9.3 FLUJO DE CAJA

9.4 REPORTE MÍNIMO TÉCNICO.

9.5 REPORTE ANÁLISIS DE RIESGO.