

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE BAJA CALIFORNIA
INSTITUTO DE INGENIERÍA
MAESTRÍA Y DOCTORADO EN CIENCIAS E INGENIERÍA



**“Factibilidad técnico-económica de la generación eléctrica a partir de
paja de trigo del Valle de Mexicali”**

**Tesis para obtener el grado de:
Maestra en Ingeniería**

**Presenta
Laura Karina Cervantes Ramos**

**Director
Dr. Marcos Alberto Coronado Ortega**
**Codirector
Dr. Conrado García González**

Contenido

Agradecimientos	3
Resumen	4
Abstract	5
Lista de figuras.....	6
Lista de tablas	8
Capítulo I. Introducción	9
1.1 Objetivo	11
1.2 Justificación	11
1.3 Antecedentes	15
Capítulo II. Evaluación técnica.....	25
2.1 Estudio de la materia prima	25
2.2 Procesos de conversión de biomasa	27
2.3 Simulación técnica en Aspen Plus®	32
2.4 Simulación técnica en SAM®	36
2.5 Estudio de la ubicación.....	47
2.6 Descripción de la planta	60
2.7 Emisiones.....	64
Capítulo III. Evaluación económica.....	69
3.1 Marco legal	69
3.2 Análisis FODA.....	78
3.3 Diagrama de Gantt	81
3.4 Costos de la bioenergía.....	84
3.5 Simulación en Microsoft Project®	89
4. Conclusiones	94
5. Referencias	98
6. Productos Académicos	101
6.1 Registros de derechos de autor	101
6.2 Cursos y ponencias.....	101
7. Anexos.....	102

Agradecimientos

Escribir un documento de tesis no es una tarea sencilla, y aunque sólo aparece un autor en la portada, la verdad es que sin la ayuda de muchas personas jamás hubiera terminado este trabajo. Considero relevante aclarar que el orden en que se mencionan a las personas no refleja la importancia de su participación, sin embargo, por alguien se ha de empezar. Quiero agradecer enormemente a mis padres, Joel y Laura, ya que en gran medida es gracias a ellos y a su buen ejemplo que soy la persona en que me he convertido, los quiero mucho. Gracias también a mi hermano Alonso que cada fin de semana estuvo ahí para ayudarme a distraerme de la tesis. Gracias a mi novio por todo su cariño y apoyo, no sólo para poder realizar este trabajo sino también para seguirme superando en la vida. Gracias a mi nana y a mi tata que siempre que los visitaba me daban su bendición y me motivaban a seguir adelante. Gracias a toda mi familia, tíos, tías, primos y primas, en especial a mi prima Pamela. Gracias a todas mis amigas, Mena, Anahí, Cristina, Alejandra, que siempre estuvieron ahí para escuchar todas mis quejas; en particular mil gracias a mi amiga Ana que me ayudó a elaborar los mapas de cultivos de trigo del Valle de Mexicali, amiga, sin ti no hubiera terminado, te quiero. Gracias a mis roommies Qenia y Marlene. Gracias a mi amiga y compañera de posgrado Abigail. Y obviamente, nada de esto hubiera sido posible sin el apoyo de mi director de tesis, el Dr. Marcos Coronado quien me estuvo guiando a lo largo de la maestría. Gracias a mi Codirector de tesis, el Dr. Conrado García por todo su apoyo. Gracias a la directora del Instituto de Ingeniería, la Dra. Gisela Montero, quien no sólo fue mi profesora en la maestría sino también mi mentora. Gracias al Consejo Nacional de Ciencia y Tecnología CONACYT, sin su programa de becas de posgrado no sería posible el desarrollo de muchos trabajos de investigación. Y gracias a todas las personas cuyos nombres no se mencionan en este párrafo pero que sin lugar a dudas fueron un factor clave para que yo pudiera concluir este documento, a todos, mil gracias.

Resumen

En Baja California, se generan importantes cantidades de biomasa agrícola residual provenientes de las cosechas del trigo y la producción de este cultivo se concentra en la zona del Valle de Mexicali. La mayor parte de la paja de trigo, es considerada como un residuo sólido cuya disposición es la quema *in situ*. Las quemas agrícolas deterioran la calidad del aire del Valle y la ciudad de Mexicali debido a las emisiones de gases contaminantes y afectan a la salud de la población. La finalidad de este trabajo fue determinar la factibilidad técnica y económica de una central eléctrica de biomasa, así como realizar un estudio de otros factores asociados como la legislación aplicable. En el presente trabajo se realizaron simulaciones para determinar la viabilidad técnica de una planta de generación de energía eléctrica de 10 MW de capacidad que utiliza la paja de trigo como combustible. Con estas simulaciones se obtuvieron los parámetros óptimos de operación de la misma. También se desarrolló una metodología para determinar la ubicación geográfica de la planta combinando la evaluación multicriterio en conjunto con un sistema de información geográfica. Se calcularon los costos de instalación de una planta con esas características así como el costo nivelado de la energía. El costo total de inversión calculado fue de 2,146.08 dls/kW instalado y el costo nivelado de la energía fue de 0.09045 dls/kWh. Con ello se abre la pauta para el desarrollo de estudios a futuro para la implementación de este tipo de centrales eléctricas.

Abstract

In Baja California, significant amounts of residual agricultural biomass from the wheat crops are generated and the production of this crop is concentrated in the Mexicali Valley area. Most of the wheat straw is considered as a solid residue whose disposition is burning in situ. Agricultural fires deteriorate the air quality of the Valley and the city of Mexicali due to the emission of polluting gases and affect the health of the population. Therefore, the purpose of this work was to determine the technical and economic feasibility of a biomass power plant, as well as to perform a study of other associated factors such as the applicable legislation. In the present work, simulations were carried out to determine the technical viability of an electric power generation plant of 10 MW capacity that uses wheat straw as fuel. With these simulations, the optimum operating parameters were obtained. A methodology was also developed to determine the geographical location of the plant combining the multicriteria evaluation in conjunction with a geographic information system. The installation costs of a plant with these characteristics as well as the levelized cost of electricity were calculated. The total estimated investment cost was \$2,146.08 dls/kW installed and the levelized cost of electricity was \$0.09045 dls/kWh. With this, the guidelines for the development of future studies for the implementation of this type of power plant are opened.

Lista de figuras

Figura 1. Generación de energía a partir de biomasa y proyección por región.....	16
Figura 2. Estructura de la producción de energía primaria en México, 2015.	18
Figura 3. Ubicación de Ingenios Azucareros.	19
Figura 4. Capacidad instalada y generación bruta de electricidad con bagazo de caña, 2005-2015.....	20
Figura 5. Capacidad instalada y generación bruta de energía eléctrica a partir de biogás. 2005-2015.....	21
Figura 6. Proyección de la generación de paja de trigo potencialmente útil.	26
Figura 7. Rutas de conversión de biomasa.	27
Figura 8. Estado de madurez de las tecnologías de generación de energía de biomasa.	28
Figura 9. Esquema de conversión de biomasa.....	30
Figura 10. Diagrama de flujo de la simulación.	33
Figura 11. CHE promedio para la paja de trigo del Valle de Mexicali.	38
Figura 12. Horno fogonero de parrilla.	39
Figura 13. Combustor de lecho fluidizado.	40
Figura 14. Pérdidas de eficiencia y eficiencia total de la caldera.	45
Figura 15. Generación mensual de energía.	47
Figura 16. Procedimiento generalizado para llevar a cabo un análisis de EMC en un SIG.	48
Figura 17. Cultivos de trigo del Valle de Mexicali.....	50
Figura 18. Área de influencia de líneas de transmisión eléctrica.	51
Figura 19. Área de influencia de caminos y carreteras.	52
Figura 20. Acueductos, canales y corrientes de agua del Valle de Mexicali.	53
Figura 21. Área de influencia de las localidades.	54
Figura 22. Capa generada de los Sitios Ramsar en formato <i>shape</i>	55
Figura 23. Área de influencia de fallas y fracturas.	56
Figura 24. Áreas descartadas dado a su carácter de restricción.....	57
Figura 25. Evaluación de materia prima en el punto 19.	58
Figura 26. Sitios viables para la instalación de la planta.	59
Figura 27. Sitio seleccionado.	59
Figura 28. Producción de vapor en la planta de Sangüeza.	61

Figura 29. Generación de electricidad en la planta de Sangüeza.	61
Figura 30. Puente grúa.	63
Figura 31. Emisiones de las quemas agrícolas a cielo abierto (toneladas de CO ₂ eq).....	66
Figura 32. Emisiones de CO ₂ eq (g/kWh) durante el ciclo de vida de la planta.	67
Figura 33. Emisiones de CO ₂ eq/kWh por fuente de energía.....	68
Figura 34. Diagrama de Gantt para la construcción de la planta de biomasa.	83
Figura 35. Marco de referencia para el LCOE.	88
Figura 36. Programación del proyecto para determinar costos.	90
Figura 37. Costos de instalación de diferentes tecnologías de generación (dolls/kW).....	93

Lista de tablas

Tabla 1. Histórico del cultivo de trigo en Mexicali, 2003-2015.....	25
Tabla 2. Composición de la paja de trigo del Valle de Mexicali.....	27
Tabla 3. Especificaciones de las corrientes.	35
Tabla 4. Especificaciones de los bloques.	35
Tabla 5. Datos de entrada al programa.....	41
Tabla 6. Indicadores de rendimiento de la planta generados por SAM [®]	46
Tabla 7. Listado de criterios empleados en la EMC.	49
Tabla 8. Factores de emisión de las quemas de paja de trigo a cielo abierto.	65
Tabla 9. Conceptos de aplicación de los modelos de contratos de interconexión.	76
Tabla 10. Resultados del análisis FODA.	78
Tabla 11. Listado de actividades.	81
Tabla 12. Costos típicos de plantas de biomasa.	89
Tabla 13. Costo por actividad en dólares.	91
Tabla 14. Valores utilizados para obtener el LCOE.	92
Tabla 15. Costo total de instalación en SAM [®]	92

Capítulo I. Introducción

Debido a la situación del medio ambiente y del cambio climático que se vive actualmente, la humanidad se encuentra en una búsqueda constante por alcanzar la sustentabilidad. Esto, a través de la optimización de los procesos existentes, el uso eficiente de los recursos, la investigación y el desarrollo de nuevas tecnologías; para satisfacer las necesidades actuales sin poner en riesgo la capacidad de generaciones futuras. A nivel mundial, distintas naciones examinan alternativas para promover el progreso económico y social de sus países respetando los ecosistemas naturales y la calidad del medio ambiente.

El desarrollo de cualquier país no sería posible sin el uso de la energía eléctrica, sin embargo, el 40% de las emisiones de CO₂ relacionadas con la energía proviene de la generación de electricidad [1] y el 80% del consumo mundial de energía se basa en combustibles fósiles [2]. Existe una amplia oportunidad de mejora para los procesos de generación de electricidad y un reto para migrar hacia fuentes menos contaminantes.

En México, la Ley General de Cambio Climático establece que la Secretaría de Energía en coordinación con la Comisión Federal de Electricidad y la Comisión Reguladora de Energía, promoverán que la generación eléctrica proveniente de fuentes de energía limpias alcance por lo menos 35% para el año 2024 [3].

Dentro de las energías renovables se encuentra la biomasa, la cual presenta varias ventajas para la obtención de electricidad. La biomasa es una fuente de energía renovable y sustentable, impulsa el desarrollo económico en el medio rural, es una fuente de generación

de empleo, favorece la fijación de la población en el medio rural evitando el éxodo a las zonas urbanas y favorece importantes beneficios ambientales. La biomasa aporta un balance de CO₂ favorable, siempre y cuando la obtención de la biomasa se realice de una forma renovable y sustentable, de forma que el consumo del recurso se haga más lentamente que la capacidad de la tierra para regenerarse. De este modo, la materia orgánica es capaz de retener durante su crecimiento más CO₂ del que libera en su combustión, sin incrementar la concentración de CO₂ en la atmósfera.

En Baja California, se generan importantes cantidades de biomasa agrícola residual provenientes de las cosechas del trigo y la producción de este cultivo se concentra en la zona del Valle de Mexicali. En 2015, la superficie sembrada y cosechada de trigo en el municipio de Mexicali ascendió a 90,878 ha y 90,609 ha, respectivamente [4]. La cosecha del trigo genera paja de trigo como biomasa residual. El índice de generación de paja de trigo por hectárea es de 7.3 t [5]. En 2015, se generaron 663,409 t de paja de trigo en el Valle de Mexicali. De estos residuos, el 15% tiene aplicaciones diversas y el 85% restante, es considerado como residuo sólido cuya disposición es la quema in situ; esta práctica inapropiada es utilizada para disponer de 563,897 t de paja de trigo. Considerando un poder calorífico inferior de 12.5 MJ/kg [6], se tiene que la energía total disponible a partir de la combustión de paja de trigo en 2015 fue de 7.04 PJ, lo que equivale aproximadamente a 1,117,637 barriles de petróleo crudo. La quema de la paja de trigo representa un desaprovechamiento de la energía contenida en la misma, la cual es potencialmente útil como biocombustible en la generación de electricidad. Con su aprovechamiento se contribuiría a diversificar la matriz energética regional, incrementando la participación de fuentes renovables.

1.1 Objetivo

Desarrollar la evaluación técnica y económica de una planta de generación de energía eléctrica de 10 MW de capacidad que utiliza paja de trigo del Valle de Mexicali como combustible, considerando distintos escenarios para definir en cuales es factible.

Alcances del objetivo

- Elaborar un inventario actualizado de la paja de trigo generada en el Valle de Mexicali.
- Evaluar el potencial de generación eléctrica de la paja de trigo en el Valle de Mexicali.
- Estimar el patrón para la calendarización de la paja de trigo, y realizar proyecciones a 5 y 10 años.
- Estimar las emisiones de gases contaminantes de la planta de generación eléctrica.
- Realizar un comparativo de las emisiones de la planta de biomasa contra las plantas actuales de generación eléctrica del Estado.
- Proponer una ubicación estratégica para la planta de generación de energía eléctrica.

1.2 Justificación

El trigo cubre más superficie terrestre que cualquier otro cultivo alimenticio. Es el tercer cereal más producido en el mundo, después del maíz y del arroz. En cuanto a la ingesta alimentaria el trigo ocupa el segundo lugar después del arroz, dado el mayor uso del maíz como alimento para animales. Actualmente, alrededor del 65% de la cosecha de trigo se utiliza para consumo humano, el 17% para la alimentación animal, y 12% en aplicaciones industriales, incluyendo los biocombustibles [7].

En Baja California, el trigo es uno de los principales cultivos sembrados, principalmente en el Valle de Mexicali. En promedio, cada año se siembran aproximadamente 81,649 ha en esta región para producir cerca de 507,543 t de trigo. El cultivo de trigo se realiza en el periodo denominado “otoño-invierno”. La siembra se efectúa en diciembre y a principios de enero. La madurez fisiológica del trigo llega a los 125 días después de su siembra y la cosecha tiene una duración aproximada de 2 a 3 semanas [8].

La recolección suele realizarse con máquinas trilladoras o cosechadoras cuando los tallos han perdido por completo su color verde. Es conveniente cosechar cuando el grano tenga entre 13% y 8% de humedad para evitar pérdidas por desgrane y quebrado del grano. El corte del tallo se efectúa a unos 30 cm del suelo regulado por la cosechadora [4]. El 82% de la producción de trigo en el Estado se destina al mercado internacional, el 13.9% es destinado a la industria de la molienda, el 1.2% al uso ganadero, el 2.7% como semilla y 0.2% al mercado nacional, ya sea local o regional [9].

Con la cosecha del trigo, cada año se generan en promedio 596,042 t de paja de trigo, de las cuales el 85% es quemado a cielo abierto. La quema de la paja de trigo, es una práctica común que utilizan los agricultores del Valle de Mexicali para disponer de tal residuo, puesto que reduce los costos en la preparación de la tierra para el próximo ciclo agrícola y además evita la propagación de plagas y enfermedades en futuros cultivos. Sin embargo, el Instituto Nacional de Investigación Forestal Agrícola y Pecuaria (CEVY-INIFAP), ha demostrado que contrario a las creencias de los productores, la quema calcina el nitrógeno, fósforo y materia orgánica del suelo, además de traer costos adicionales y baja de

rendimientos y por ende mermas en la utilidad al obtener menos volúmenes por hectárea de trigo entre ciclo y ciclo.

Tal práctica repercute considerablemente en las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI), material particulado (MP), hollín y cenizas, ocasionando deterioro de la calidad del aire del Valle y de la ciudad de Mexicali, así como problemas en la salud pública, como son enfermedades respiratorias.

Desde el punto de vista técnico y dependiendo de sus características, los residuos agrícolas pueden ser convertidos en energía útil a través de procesos termoquímicos o bioquímicos. Su porcentaje de humedad y su contenido de lignina en cada caso, determinan el proceso más conveniente.

En los métodos termoquímicos se utiliza el calor para transformar la biomasa. Los materiales que funcionan mejor son los de menor contenido de humedad tales como la madera, la paja, cáscaras, entre otros. Algunos métodos termoquímicos son la combustión directa, la pirólisis, la gasificación y la co-combustión.

En la combustión directa se quema la biomasa con exceso de aire, entre 600°C y 1,300°C. Es el método básico para recuperar la energía de la biomasa, en el cual se generan gases de combustión a altas temperaturas. El calor generado, puede ser aprovechado en la cocción de alimentos, para la climatización de viviendas, en la industria como calor de proceso o para producir electricidad [10]. En las plantas de generación de energía eléctrica basadas en la combustión directa de la biomasa, el calor producido puede utilizarse para generar

electricidad a través de una turbina de vapor. Esta tecnología es actualmente la vía más utilizada para producir energía a partir de la biomasa en aplicaciones independientes. La eficiencia de generación de energía utilizando turbinas de vapor se encuentra en el rango de 18% a 33% [11].

En el método de pirólisis, se descompone la biomasa aproximadamente a 500°C en ausencia de oxígeno. A través de este proceso, se obtienen gases formados por hidrógeno, óxidos de carbono e hidrocarburos, líquidos hidrocarbonatos y residuos sólidos carbonosos. Este proceso se utiliza desde hace varios años para la elaboración de carbón vegetal.

La gasificación es una forma de combustión donde se producen diferentes gases tales como CO, CO₂, H₂ y CH₄, en diferentes proporciones. La temperatura de la gasificación puede estar entre 700°C y 1,500°C, con un contenido de oxígeno entre 10% y 50%. Según se utilice aire u oxígeno, se realizan dos procedimientos de gasificación distintos. Por un lado, el gasógeno o gas pobre y por otro, el gas de síntesis. La importancia de éste es que se puede transformar en combustibles líquidos como metanol y gasolinas.

Por último, el método de co-combustión consiste en la utilización de la biomasa como combustible secundario mientras se realiza la combustión de carbón en las calderas. Con este proceso se reduce el consumo de carbón y se reducen las emisiones de CO₂.

Los métodos bioquímicos se llevan a cabo utilizando diferentes microorganismos que degradan las moléculas. Se utilizan para biomasa de alto contenido en humedad. Los métodos bioquímicos más comunes son la fermentación alcohólica y la fermentación

metánica. La fermentación alcohólica consiste en la fermentación de hidratos de carbono que se encuentran en las plantas y en la que se obtiene un alcohol (bioetanol). La fermentación metánica es la digestión anaerobia de la biomasa, donde la materia orgánica se descompone y se obtiene biogás [10].

De acuerdo con la aplicación comercial, la combustión directa y la conversión termoquímica son las tecnologías más prometedoras para el uso de biomasa para la generación de calor y/o electricidad. También se han hecho estudios pertinentes a las propiedades de la paja y su efecto sobre la combustión utilizando diversas tecnologías, así como estudios de factibilidad y análisis de barreras para la utilización de la paja y proyectos exitosos en Europa y en los Estados Unidos [12].

1.3 Antecedentes

La bioenergía en el mundo

La bioenergía, o la energía obtenida a partir de la biomasa, representó en 2012, aproximadamente el 10% (50 EJ) del suministro mundial de energía primaria. La mayor parte de ésta es consumida en países en desarrollo para cocinar y para calefacción, utilizando fogatas o estufas ineficientes con un considerable impacto en la salud a causa del humo producido y en el medio ambiente, por la deforestación. Por otro lado, el suministro de bioenergía moderna es comparativamente menor, pero ha ido creciendo de forma constante en la última década. El uso de la bioenergía moderna para calefacción alcanzó alrededor de 5 EJ en 2012. Además, 8 EJ fueron utilizados en la industria, principalmente en la producción de pulpa y papel, así como el sector de procesamiento de alimentos, para proporcionar calor a procesos de baja y media temperatura.

Actualmente existen numerosas tecnologías para la generación de calor y de energía eléctrica a partir de la biomasa; éstas van desde las instalaciones de calefacción para los edificios a base de madera sólida, hasta los digestores de biogás y las plantas de gasificación de biomasa a gran escala para generación de calor y electricidad. Las plantas de biomasa son cada vez más importantes para satisfacer la creciente demanda de energía. En 2012, se produjo a nivel mundial un total de 370 TWh de electricidad a partir de la biomasa. Esto correspondió a 1.5% de la generación mundial de electricidad.

Como se presenta en la Figura 1 [13], a corto plazo se espera que la capacidad y la generación de energía a partir de la biomasa incrementen de forma significativa. Se espera que la producción mundial de bioenergía alcance los 560 TWh en 2018, impulsado por los objetivos de energías renovables de los diferentes países, así como por la creciente demanda de energía en las economías emergentes con buena disponibilidad de biomasa y residuos renovables [13].

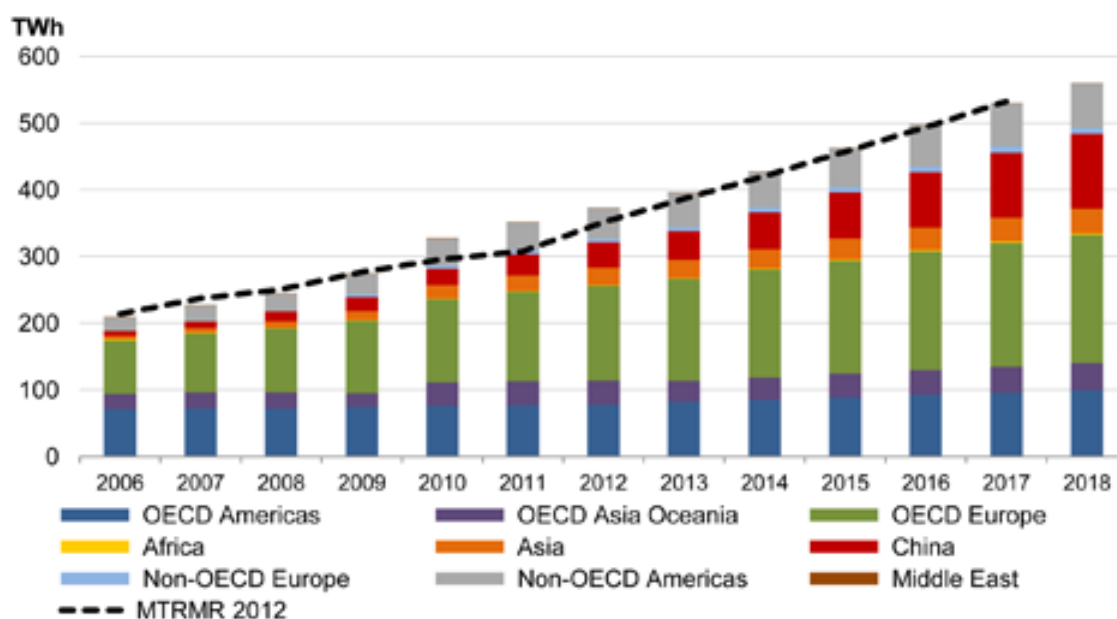


Figura 1. Generación de energía a partir de biomasa y proyección por región.

La bioenergía también jugará un papel importante para contribuir a la demanda de calor y de electricidad en el largo plazo. Análisis de la Agencia Internacional de Energía (IEA) sugieren que a fin de lograr reducciones significativas de las emisiones en el sector energético, la bioenergía producida de manera sustentable, desempeñará un papel cada vez mayor en el futuro con la demanda de biomasa primaria aumentando al triple en 2050. Para el mismo año, se espera un aumento de casi 10 veces en la producción de energía a partir de la biomasa, alrededor de 3,000 TWh [13].

La generación de energía que utiliza biomasa, incluida la paja, se utiliza comúnmente en muchos países. Los países europeos son pioneros de las tecnologías para la generación de calor y energía utilizando paja. En Europa, Dinamarca es pionera en el desarrollo de centrales eléctricas que utilizan desechos agrícolas y en 1989 se desarrolló la primera central eléctrica de paja comercial (Haslev). En Dinamarca se desarrollaron cuatro centrales eléctricas donde se utilizó paja de trigo como único combustible. En el Reino Unido se han construido también centrales eléctricas de paja a gran escala (38 MW, Ely en 2002) y en España (25 MW, Sangüesa en 2002) [12].

A finales de 2016, había aproximadamente 3,600 centrales de energía de biomasa activas en todo el mundo, con una capacidad instalada de aproximadamente 51 GW. Se espera que estas cifras aumenten a alrededor de 5,700 plantas de energía con una capacidad de cerca de 74 GW en 2025. El creciente apoyo mundial a las energías renovables y el desarrollo de fuentes de energía domésticas a partir de residuos existentes, por ejemplo, residuos de madera o bagazo, son las razones más importantes para este crecimiento [14].

México y la bioenergía

En 2015, la producción nacional de energía primaria totalizó 8,261.03 PJ, en su mayoría proveniente de fuentes fósiles de energía y sólo el 7.9 % provino de fuentes renovables tal como se indica en la Figura 2 [15]. La biomasa aportó el 56.4% de las energías renovables. La producción de biogás, mostró una disminución del 3.0% respecto al 2014, dando un total de 1.87 PJ. Por su parte, la biomasa, que se integra por bagazo de caña (29.7%) y leña (70.3%), pasó de 363.28 PJ en 2014 a 359.84 PJ en 2015, disminuyendo 1.0% [15].

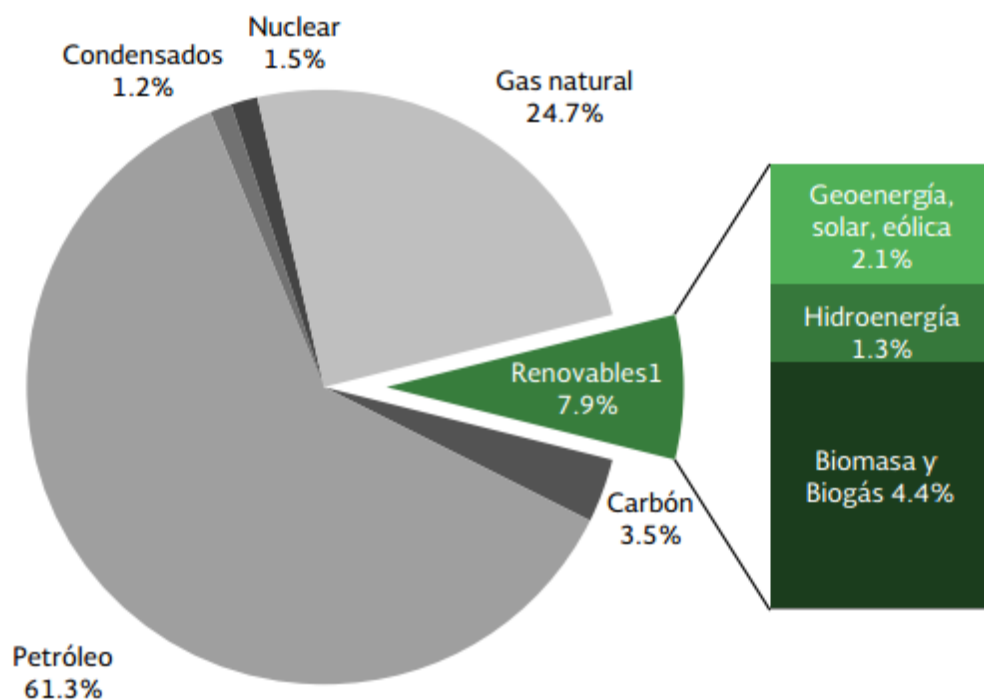


Figura 2. Estructura de la producción de energía primaria en México, 2015.

Según la Comisión Nacional para el Desarrollo Sustentable de la Caña de Azúcar (CONADESUCA), en 2016 existían en el país 57 Ingenios Azucareros en Operación, distribuidos en 15 Entidades Federativas; Campeche, Chiapas, Colima, Jalisco, Michoacán, Morelos, Nayarit, Oaxaca, Puebla, Quintana Roo, San Luis Potosí, Sinaloa, Tabasco, Tamaulipas y Veracruz. La distribución se divide en siete zonas, tal como se aprecia en la Figura 3 [16].



Figura 3. Ubicación de Ingenios Azucareros.

La biomasa para la generación de energía eléctrica en México, se obtiene principalmente del bagazo de caña. La capacidad instalada derivada del uso de bagazo de caña se incrementó 906.5% entre el 2005 y el 2015, pasando de 66.6 MW en 2005, a 599.1 MW en 2015. Respecto a la generación de electricidad, en 2005 se produjeron tan sólo 102.6 GWh y en 2015 la producción alcanzó los 1,187.3 GWh, lo que representó un incremento de 1,056.8% a lo largo de la década 2005-2015, esto se resume en la Figura 4 [17].

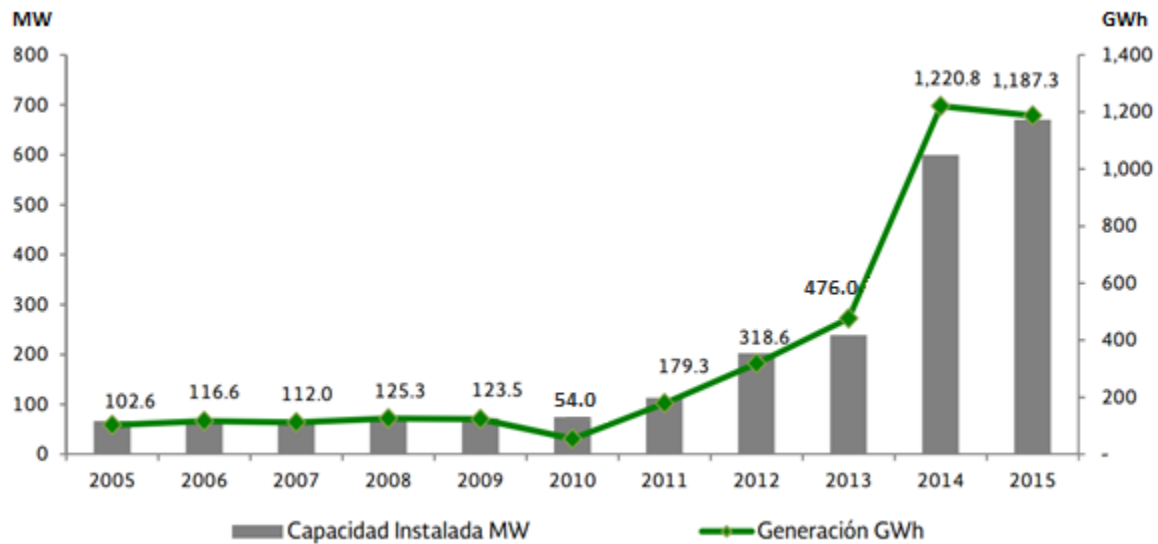


Figura 4. Capacidad instalada y generación bruta de electricidad con bagazo de caña, 2005-2015.

El biogás es un producto de la descomposición anaerobia de la materia orgánica. Está compuesto principalmente por dióxido de carbono y metano y proviene principalmente de rellenos sanitarios y de plantas de biodigestión. Entre los principales usos del biogás, se encuentran los procesos industriales, vehicular, calderas y de cogeneración, este último contribuye a la mitigación de emisiones de GEI, resultante del proceso de generación eléctrica. Entre 2005 y 2015 la capacidad instalada para generación de energía eléctrica por biogás paso de 19.3 MW a 80.8 MW, lo que representó un incremento de 319.1%. Respecto a la producción de electricidad, el incremento fue de 258.9% en el mismo período, registrando al cierre del 2015, 203.5 GWh, lo anterior se presenta en la Figura 5 [17].

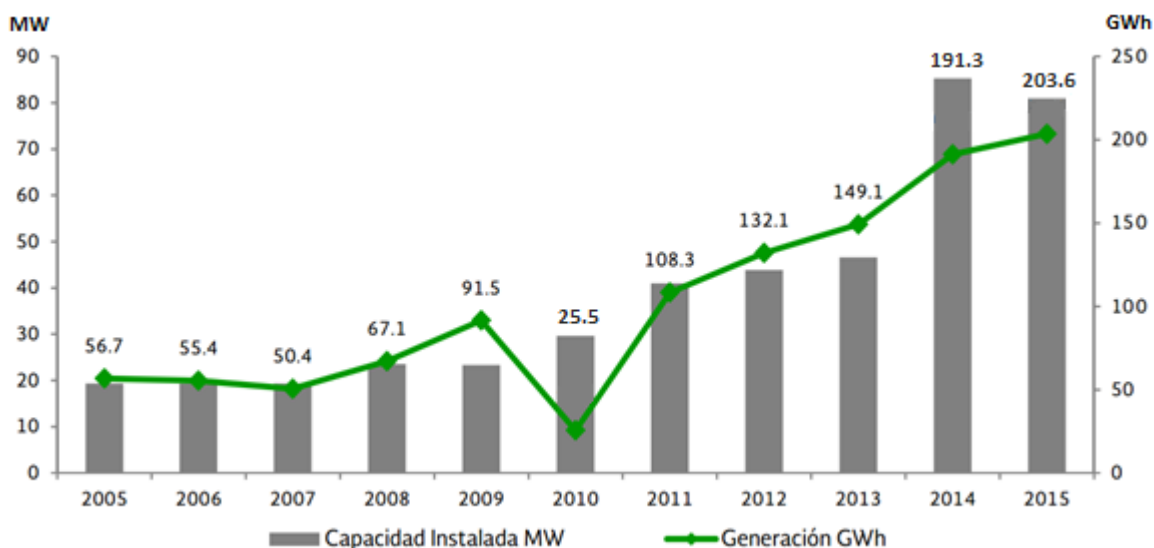


Figura 5. Capacidad instalada y generación bruta de energía eléctrica a partir de biogás. 2005-2015.

En todo el país se cuenta con 70 centrales de generación que emplean bioenergía, ya sea biomasa o biogás. Las regiones con mayor producción de energía eléctrica a partir de estos bioenergéticos son Oriental y Occidental, con 598 GWh y 389 GWh, respectivamente. Esta generación está asociada con la gran cantidad de ingenios azucareros que existe en esa región, siendo el Estado de Veracruz uno de los más importantes en la producción de bagazo de caña. Cabe destacar que en 2015 el área Peninsular con tan sólo una central generó, 40 GWh y el área Norte, con tres centrales cuya capacidad en conjunto fue de 9 MW, generó 24 GWh, lo que implica un gran esfuerzo por utilizar esta fuente de energía [17].

La SENER en conjunto con la SEMARNAT y la Agencia de Cooperación Alemana para el Desarrollo (GIZ), estiman que el país cuenta con un potencial de 3.1 millones de toneladas anuales de residuos sólidos urbanos para utilizarse en el coprocesamiento cementero en México, este potencial remplazaría el 30% de la energía térmica generada con coque de petróleo y carbón de ese sector. La Comisión Nacional Forestal (CONAFOR), a través del

Programa Nacional de Plantaciones Forestales (PRODEPLAN), estima las plantaciones energéticas potenciales para el año 2025 en 16.3 millones de hectáreas. El potencial energético de estas plantaciones alcanzaría entre 450 y 1,246 PJ. Hasta diciembre del 2015 se otorgaron 4 permisos de producción, 3 de comercialización y 42 de transporte [17].

Sin embargo, en la Prospectiva de Energías Renovables 2016-2030, no se hace mención del uso de biomasa agrícola residual para la generación de bioenergía en México.

Situación energética en Baja California

En 2010, la capacidad instalada de generación eléctrica en la entidad fue de 2,695 MW. Por tecnología empleada en la generación, la principal infraestructura eléctrica en el Estado fue la geotermia con 720 MW, plantas de ciclo combinado de CFE y de productores independientes con 817 MW y 510 MW respectivamente, la termoeléctrica convencional con 320 MW, 313 MW de turbogás, y de menor capacidad se tienen 10 MW del parque eólico de la Rumorosa y 5 MW de la planta solar.

Adicionalmente, en 2015, entró en operaciones el parque eólico Energía Sierra Juárez en el municipio de Tecate. Es el primer proyecto transfronterizo de energía eólica entre México y Estados Unidos y fue desarrollado por IEnova e InterGen. Cuenta con una capacidad instalada de 155 MW de energía eólica, mediante 47 aerogeneradores de 3.3 MW cada uno. Energía Sierra Juárez se interconecta con el sistema de transmisión suroeste, Southwest Powerlink, en la subestación East County de San Diego Gas and Electric (SDG&E).

Por su ubicación geográfica, las plantas, subestaciones y líneas de transmisión se distribuyen en dos áreas, la Zona Costa, que comprende las regiones de Tijuana, Rosarito y Tecate, y la Zona Valle, en Mexicali. La red de electricidad del Estado está conectada al Estado de California, Estados Unidos, mediante dos líneas de 230 kV, una cerca de Tijuana y otra en la periferia de Mexicali.

El servicio eléctrico se divide en público y privado. Para servicio público se cuenta con cerca de 1,800 MW, integrados por centrales generadoras propiedad de la CFE, siendo la más importante la central geotérmica de Cerro Prieto, y 500 MW de la central eléctrica de La Rosita, localizada en Mexicali y propiedad de la firma norteamericana InterGen, que tiene una capacidad instalada total aproximada de 1,100 MW. El servicio privado de electricidad tiene una capacidad instalada de poco más de 1,200 MW formado por 600 MW restantes de la central La Rosita, y 600 MW de la central eléctrica Sempra Energy localizada también en Mexicali, y propiedad de la firma de California, Sempra. Ambas plantas son de ciclo combinado y funcionan con gas natural. El servicio privado de electricidad está orientado sólo a la exportación de electricidad y su principal mercado es el Estado de California, Estados Unidos [18].

En 2011, C. García et al., determinaron que la energía contenida en la paja de trigo que se genera en el Valle de Mexicali, podría utilizarse mediante la combustión directa para la generación de electricidad, con un potencial de 106 MW. Esto representa 13.98% de la capacidad instalada del parque geotérmico Cerro Prieto (720 MW), ubicado en el Valle de Mexicali y 10.6 veces la capacidad instalada del parque eólico La Rumorosa (10 MW), localizado en el municipio de Tecate.

En cuanto al aprovechamiento de la biomasa para la producción de energía eléctrica, no existen en el Estado ningún tipo de plantas generadoras por parte de CFE o de productores independientes.

Capítulo II. Evaluación técnica

2.1 Estudio de la materia prima

Durante los últimos trece años, se han sembrado en promedio en el Valle de Mexicali 81,649 ha de trigo grano, con una producción promedio de 507,543 t. En la Tabla 1, se enlistan los datos históricos de siembra, cosecha y producción de trigo en el Valle de Mexicali, estos valores se obtuvieron de la Oficina Estatal de Información para el Desarrollo Rural Sustentable de Baja California. Considerando un índice de generación de paja de trigo de 7.3 t por hectárea sembrada y un 85% de los residuos destinados a la quema *in situ*, se estimó una generación de biomasa agrícola residual media anual de 506,635 t de paja de trigo.

Tabla 1. Histórico del cultivo de trigo en Mexicali, 2003-2015.

Año	Superficie sembrada (ha)	Superficie cosechada (ha)	Producción (t)
2003	75,035	74,394	467,418
2004	85,773	85,320	425,667
2005	81,111	80,555	476,152
2006	76,336	75,989	499,058
2007	80,202	79,946	480,375
2008	82,142	81,958	527,768
2009	89,032	88,937	589,106
2010	89,152	87,321	613,053
2011	74,507	74,260	481,925
2012	72,206	72,153	466,248
2013	83,147	83,015	514,180
2014	81,924	81,681	520,295
2015	90,878	90,609	536,825

Para realizar una proyección de la biomasa potencialmente útil, se calculó una tasa media de crecimiento anual del 2%. Para 2025, se estima un potencial medio anual de 687,388 t de paja de trigo, tal como se expone en la Figura 6.

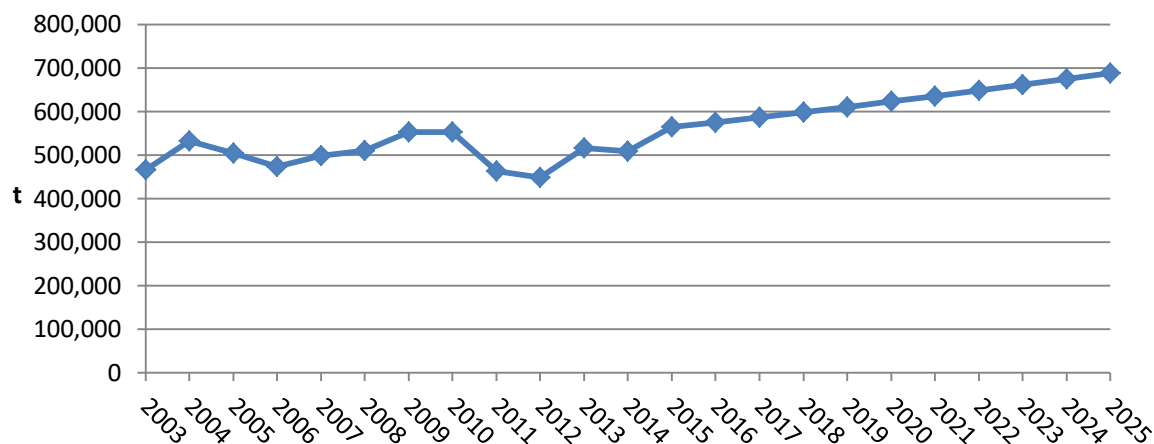


Figura 6. Proyección de la generación de paja de trigo potencialmente útil.
Fuente: Elaboración propia.

Características de la biomasa

Es necesario analizar las propiedades fisicoquímicas de la biomasa para identificar el método de conversión más adecuado para la obtención de energía. Las propiedades de la paja de trigo, así como de todos los residuos biomásicos de la agricultura, se ven afectadas por las condiciones de la región donde son generados y varían en distintas zonas del mundo. En la Tabla 2, se resumen los resultados de la caracterización fisicoquímica de la paja de trigo del Valle de Mexicali, obtenidos por Montero et al [19] donde se menciona que la paja de trigo del Valle de Mexicali contiene un alto poder calorífico. Este valor, aunado a la gran disponibilidad del recurso en la región, convierte a este residuo en un candidato para la obtención de bioenergía. También se menciona que debido al bajo contenido de humedad y la composición química de la paja de trigo, los procesos sugeridos para la producción de energía son la combustión y la gasificación.

Tabla 2. Composición de la paja de trigo del Valle de Mexicali.

Contenido de humedad: 5.58%					
PCS: 14.86 MJ/kg PCI: 14.5 MJ/kg					
Análisis próximo		Análisis último		Composición química	
Materia volátil	64.42%	C 37.20%	S 0.20%	Celulosa	57.09%
Carbón fijo	19.49%	H 5.57%	O 37.30%	Hemicelulosa	16.81%
Cenizas	16.09%	N 1.14%		Lignina	19.10%

2.2 Procesos de conversión de biomasa

Combustión directa

Como ya se había mencionado, la biomasa se puede utilizar en una variedad de procesos de conversión de energía para producir electricidad, calor, vapor y combustibles para el transporte. En la Figura 7 [20] se indican algunas de las posibles rutas a seguir para la obtención de energía eléctrica y calor a partir de distintas fuentes de biomasa. Como se observa en la figura, los procesos de conversión adecuados para los residuos agrícolas son la combustión directa, la co-combustión y la gasificación.

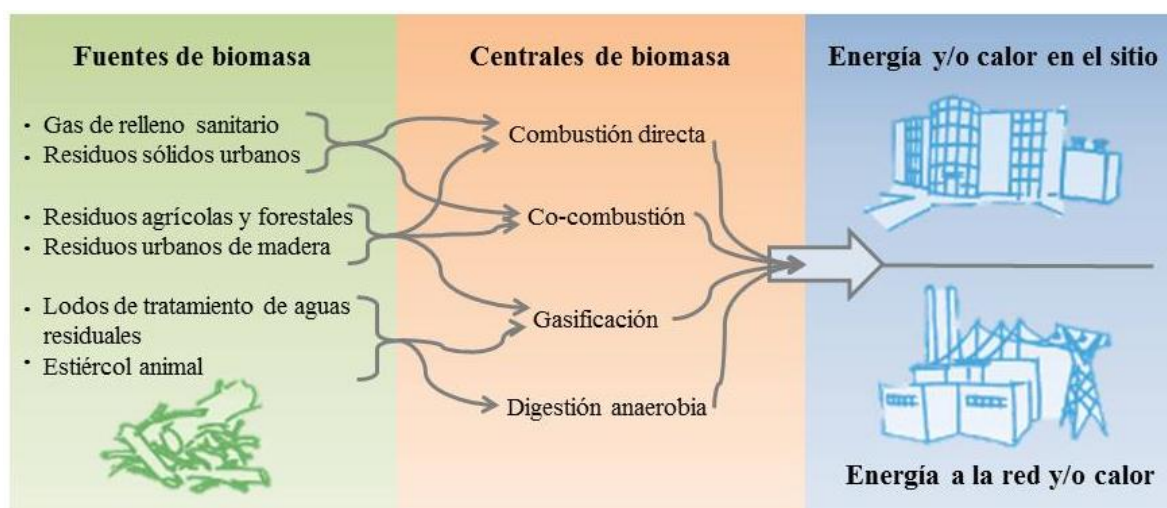


Figura 7. Rutas de conversión de biomasa.

Actualmente, la combustión es el proceso principal para la conversión de la biomasa en electricidad y el más probado en el tiempo. Otras tecnologías de conversión de biomasa en energía eléctrica son menos directas y todavía no son desarrolladas comercialmente. Por

ejemplo, la gasificación de biomasa que convierte la biomasa en un "gas de síntesis" volátil, que es combustible. Otra tecnología, la digestión anaeróbica de la biomasa, resulta en la formación de metano, que puede ser refinado en varios productos químicos o quemado de manera similar [21].

El presente trabajo de tesis está limitado a la combustión directa de la biomasa debido a la viabilidad conocida de la tecnología en comparación con los métodos más recientes de gasificación y digestión anaeróbica, así como su aplicación directa a la generación de electricidad. En la Figura 8 [22] se señala el costo anticipado y la madurez de distintas tecnologías de conversión de biomasa y se aprecia que la combustión directa para la obtención de vapor y generación de electricidad es una de las tecnologías más viables hasta el momento, de mayor madurez tecnológica y menor costo de aplicación a gran escala.

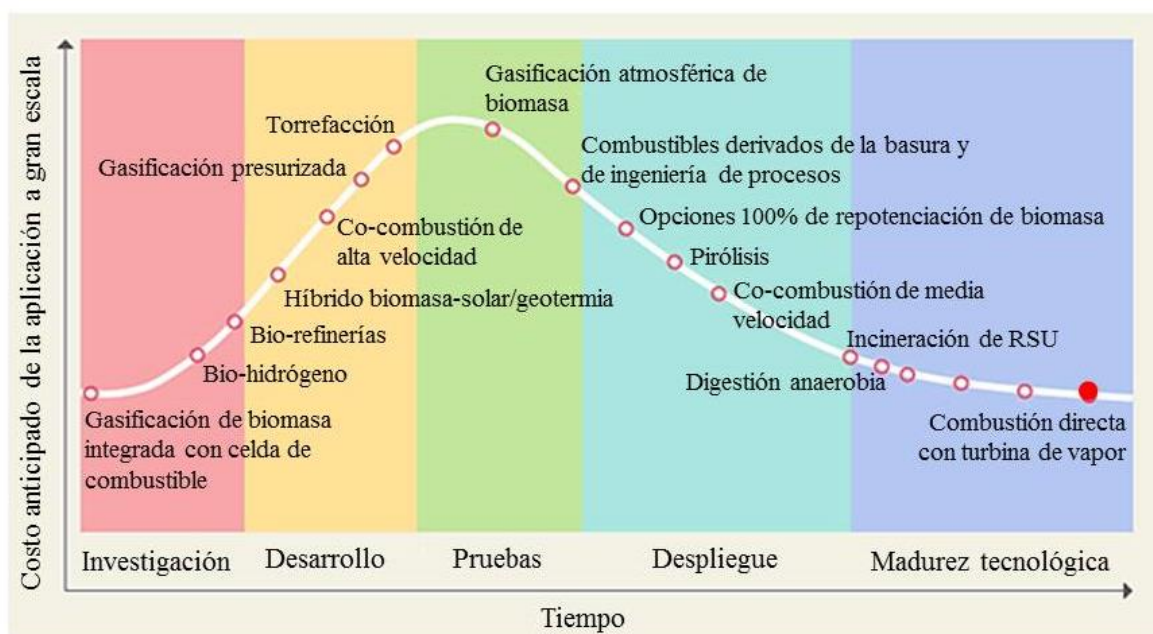


Figura 8. Estado de madurez de las tecnologías de generación de energía de biomasa.

La combustión se define como la reacción química entre un combustible y el comburente, aire, con la finalidad de producir energía térmica. Es un método termoquímico en el que se produce la oxidación completa de la biomasa (leñas, maderas, pellets, etc.) liberando gran cantidad de calor. Esta energía obtenida puede ser utilizada tanto para fines domésticos, como la cocción y la calefacción, o con fines industriales, como el secado de productos agrícolas, la generación de energía mecánica o eléctrica, etc.

Ciclo Rankine

Las centrales eléctricas de combustión directa de biomasa son muy similares en funcionamiento a las centrales térmicas de carbón, como se ilustra en la Figura 9 [21]. La biomasa se entrega a la planta donde las pilas o silos almacenan la biomasa adicional que no se alimenta inmediatamente a la planta. La biomasa puede someterse a varias etapas de preprocesamiento, incluyendo la reducción del tamaño, la separación y el secado antes de ser alimentada a la cámara de combustión. En el combustor, la oxidación de la biomasa ocurre bajo exceso de aire. La reacción exotérmica calienta los gases de combustión, que generan vapor a través de intercambiadores de calor para alimentar una típica turbina de ciclo Rankine y generador eléctrico [21].

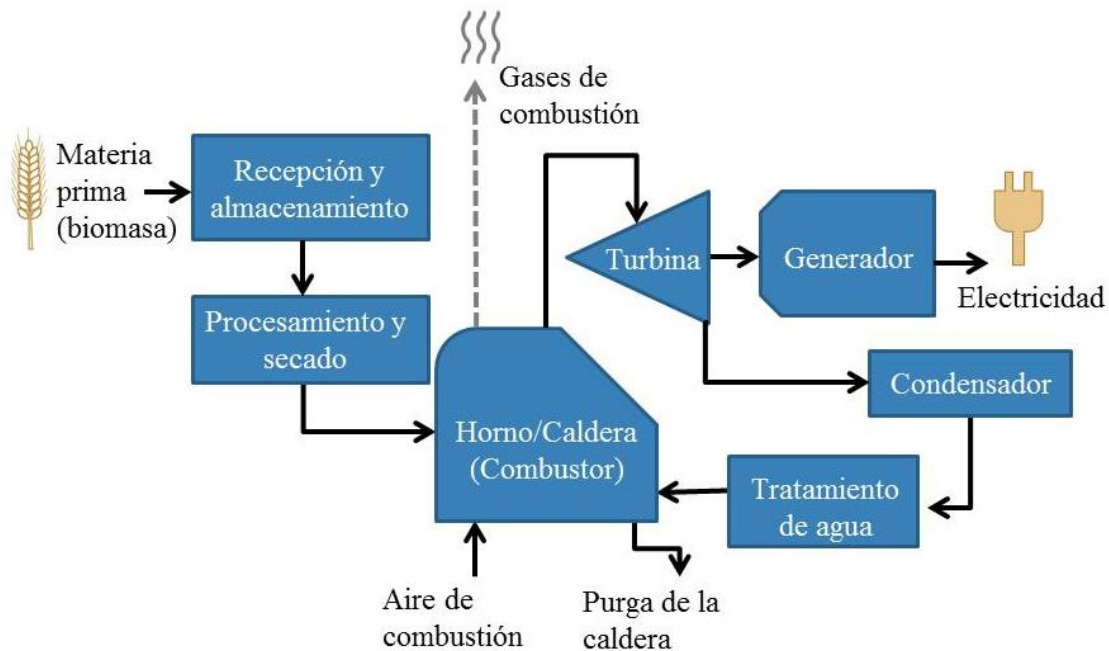


Figura 9. Esquema de conversión de biomasa.

El ciclo Rankine es el ciclo ideal para las centrales eléctricas de vapor. El ciclo Rankine ideal está compuesto de los siguientes cuatro procesos: compresión isentrópica, sin transferencia de calor ni irreversibilidades, en una bomba; adición de calor a presión constante en una caldera; expansión isentrópica en una turbina; y rechazo de calor a presión constante en un condensador.

El ciclo real de potencia de vapor difiere del ciclo Rankine ideal, como resultado de las irreversibilidades en diversos componentes. La fricción del fluido y las pérdidas de calor hacia los alrededores son las dos fuentes más comunes de irreversibilidades. Las irreversibilidades que suceden dentro de la bomba y la turbina son especialmente importantes y la desviación existente entre estos componentes, bombas y turbinas reales, puede ser tomada en cuenta utilizando las eficiencias isentrópicas [23].

Cálculos de potencial

En una primera estimación se consideró el promedio anual de paja de trigo disponible en el Valle de Mexicali, 687,288 t, así como su poder calorífico inferior, 14.5 MJ/kg, para calcular la capacidad de una planta de combustión de directa de biomasa. En la Ecuación 1 se muestran los cálculos realizados para estimar la energía liberada tras la combustión de la biomasa.

$$687,288 \text{ t} \left(\frac{1000 \text{ kg}}{1 \text{ t}} \right) \left(\frac{14.5 \text{ MJ}}{\text{kg}} \right) = 9.9657 \text{ PJ} \quad \text{Ec. 1}$$

La planta de combustión se plantea como una planta base de generación, la cual operaría las 24 horas, 330 días al año. Se consideran 30 días anuales para mantenimiento general de equipos y 5 días adicionales por posibles fallos en el sistema de transmisión eléctrica, como es el caso de apagones, para la puesta en marcha de la planta, el factor de planta utilizado fue de 90.4%. Es necesario dividir el valor de la energía liberada entre el tiempo, para obtener la potencia. El resultado de la operación anterior es de 349.52 MW. Como ya se había mencionado, la eficiencia de generación de energía utilizando turbinas de vapor se encuentra en el rango de 18% a 33% para plantas que operan con biomasa como combustible. Considerando un valor promedio de eficiencia se puede determinar la potencia producida por la central eléctrica, tal como se desarrolla en las ecuaciones 2 y 3.

$$\text{Trabajo neto} = \eta (\text{entrada de calor a la caldera}) = 25.5\% (349.52 \text{ MW}) \quad \text{Ec. 2}$$

$$\text{Trabajo neto} = 89 \text{ MW} \quad \text{Ec. 3}$$

Sin embargo, la paja de trigo se encuentra muy distribuida espacialmente y una central eléctrica de esa capacidad podría resultar inviable debido a los altos costos de transporte de la materia prima desde los sitios de recolección hasta las zonas de consumo. Por ello, se optó por evaluar una planta de 10 MW de capacidad. Con un cálculo en sentido opuesto, se

puede obtener una primera estimación de la cantidad de biomasa requerida por la planta, la cual fue de 77,111.5 t anuales de paja de trigo. A partir de este dato, se puede estimar el flujo de biomasa que debe ingresar al horno o combustor en kg/h, tal como se expresa en la Ecuación 4.

$$\left(\frac{77,111.5 \text{ t}}{7,920 \text{ h}}\right) \left(\frac{1,000 \text{ kg}}{1 \text{ t}}\right) = 9,736.3 \frac{\text{kg}}{\text{h}} \text{ paja de trigo} \quad \text{Ec. 4}$$

2.3 Simulación técnica en Aspen Plus®

Para determinar los parámetros óptimos de operación de una planta de generación de energía eléctrica de biomasa, se utilizó el programa Aspen Plus® versión 7.2. La materia prima del caso de estudio es biomasa agrícola residual, en específico paja de trigo del Valle de Mexicali. Debido a que la paja de trigo no se encuentra en la base de datos del programa, ésta se declaró en la simulación como un componente no convencional con el análisis último (ULTANAL), análisis próximo (PROXANAL) y análisis de sulfuro (SULFANAL), utilizando los valores de la caracterización fisicoquímica obtenidos por Montero et al. (ver Tabla 2) [24]. Se simuló la combustión directa de la biomasa en un reactor estequiométrico y para simular el ciclo de potencia se siguió el esquema de un ciclo Rankine, con vapor de agua como fluido de trabajo. Adicionalmente, se declaró la ceniza como componente no convencional, el carbono como componente sólido y los siguientes componentes como convencionales: H₂, N₂, S, O₂, H₂O, CO₂, NO, NO₂ y SO₂.

Para simular la descomposición y la combustión de la biomasa se utilizó el método de Peng-Robinson con modificaciones de Boston Mathias PR-BM [25]. En el ciclo de vapor, se seleccionó el método de estimación de propiedades de STEAM-TA [26]. El diagrama de

flujo de la simulación se presenta en la Figura 10, en la cual se aprecian los bloques utilizados y las corrientes de materia y trabajo.

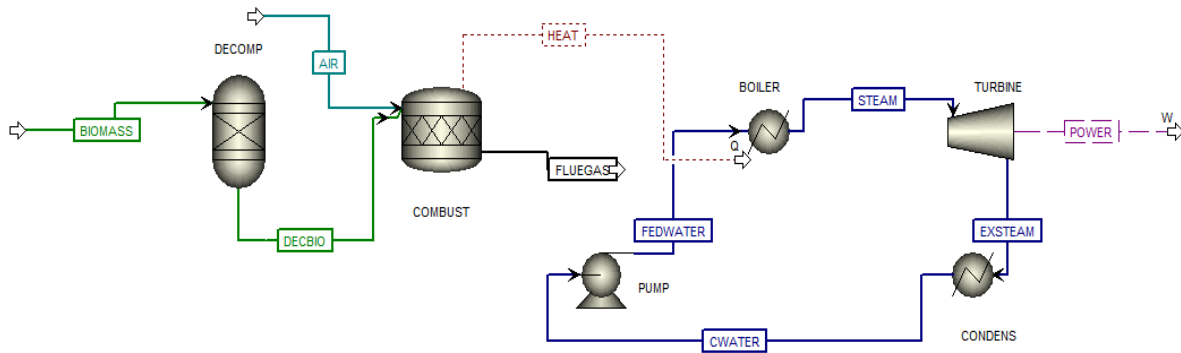


Figura 10. Diagrama de flujo de la simulación.
Fuente: Elaboración propia.

Para simular la combustión de la biomasa, ésta se tiene que descomponer primero en sus elementos básicos (C, H₂, O₂, N₂, S, H₂O, ASH), para lo cual se utiliza un reactor de rendimiento, RYield, nombrado en la simulación como DECOMP [24]. El rendimiento de cada uno de los componentes se calcula mediante las siguientes ecuaciones, en las cuales se utiliza la fracción de masa de cada uno de los componentes con base en el análisis último de la materia prima. En las siguientes ecuaciones (5-11), la fracción de masa de cada componente se representa con la letra X.

$$\text{Rendimiento H}_2 = (1 - X_{\text{humedad}}) * X_{\text{H}} \quad \text{Ec. 5}$$

$$\text{Rendimiento O}_2 = (1 - X_{\text{humedad}}) * X_{\text{O}} \quad \text{Ec. 6}$$

$$\text{Rendimiento N}_2 = (1 - X_{\text{humedad}}) * X_{\text{N}} \quad \text{Ec. 7}$$

$$\text{Rendimiento H}_2\text{O} = X_{\text{humedad}} \quad \text{Ec. 8}$$

$$\text{Rendimiento S} = (1 - X_{\text{humedad}}) * X_{\text{S}} \quad \text{Ec. 9}$$

$$\text{Rendimiento C} = (1 - X_{\text{humedad}}) * X_{\text{C}} \quad \text{Ec. 10}$$

$$\text{Rendimiento ASH} = (1 - X_{\text{humedad}}) * X_{\text{ASH}} \quad \text{Ec. 11}$$

El reactor estequiométrico, en donde se simula la combustión, requiere de dos flujos de entrada. Uno está constituido por la biomasa cuyo flujo se calculó previamente, y el otro

por aire. Según la reacción de combustión de la Ecuación 12, se requiere un mol de carbono (C) y un mol de oxígeno molecular (O₂) para producir un mol de dióxido de carbono (CO₂).



Con base en el flujo molar de carbono contenido en la biomasa, se calculó el flujo de oxígeno teórico necesario para llevar a cabo la combustión realizando las operaciones de la Ecuación 13.

$$284.6070 \frac{\text{kmol}}{\text{h}} C \left(\frac{1 \text{ kmol } O_2}{1 \text{ kmol } C} \right) = 284.6070 \frac{\text{kmol}}{\text{h}} O_2 = \text{oxígeno teórico} \quad \text{Ec. 13}$$

Debido a que utilizar oxígeno puro para la combustión de biomasa representaría un costo muy elevado, se utiliza el oxígeno contenido en el aire, por lo cual se calculó el flujo de aire teórico necesario para suministrar esa cantidad de oxígeno (ecuaciones 14 y 15), considerando que el aire se encuentra compuesto únicamente por una mezcla de nitrógeno (N₂) y oxígeno (O₂).

$$284.6070 \frac{\text{kmol}}{\text{h}} O_2 \left(\frac{79 \text{ kmol } N_2}{21 \text{ kmol } O_2} \right) = 1,070.6644 \frac{\text{kmol}}{\text{h}} N_2 \quad \text{Ec. 14}$$

$$\text{Aire teórico} = O_2 + N_2 = 284.6070 \frac{\text{kmol}}{\text{h}} O_2 + 1,070.6644 \frac{\text{kmol}}{\text{h}} N_2 = \quad \text{Ec. 15}$$

$$1,355.2714 \frac{\text{kmol}}{\text{h}} \text{aire teórico}$$

Para asegurar la combustión completa de la biomasa se consideró una entrada de aire en exceso del 20% [21]. En el cálculo del flujo molar de aire de alimentación al reactor, representado en el diagrama de flujo como COMBUST, se empleó la Ecuación 16:

$$\% \text{ aire en exceso} = \frac{(\dot{n} \text{ aire})_{\text{alimentación}} - (\dot{n} \text{ aire})_{\text{teórico}}}{(\dot{n} \text{ aire})_{\text{teórico}}} \times 100\% \quad \text{Ec. 16}$$

$$\frac{20\% (1355.2714 \frac{\text{kmol}}{\text{h}} \text{aire teórico})}{100\%} + 1355.2714 \frac{\text{kmol}}{\text{h}} \text{aire teórico}$$

$$= 1626.3257 \frac{\text{kmol}}{\text{h}} \text{aire alimentación}$$

En la Tabla 3 se indican las especificaciones de entrada de las corrientes. El flujo másico del agua en ciclo de vapor se determinó realizando un análisis de sensibilidad para seleccionar el flujo que generara el trabajo de salida de la turbina deseado. En la Tabla 4 se enlistan las especificaciones de los datos de entrada para los bloques de la simulación.

Tabla 3. Especificaciones de las corrientes.

Corriente	Datos de entrada
BIOMASS	T= 25°C
	P= 1 atm
	$\dot{m}$ = 9,736.3 kg/h
AIR	T= 25°C
	P= 1 atm
	$\dot{m}$ = 1,626.32 kmol/h
	N ₂ = 79%
CWATER	O ₂ = 21%
	T= 38°C
	P= 9 kPa
	$\dot{m}$ = 30,000 kg/h

Tabla 4. Especificaciones de los bloques.

Bloque	Datos de entrada
BOILER	T=600°C
	P= 15 MPa
COMBUST	P= 1 atm
	T= 800°C
CONDENS	T= 38°C
	P= 9 kPa
PUMP	P= 15.9 MPa
	η = 85%
TURBINE	P= 10 kPa
	η_{isent} = 87%
	η_{mec} = 97%
DECOMP	P= 1 atm
	T= 25°C

Como principales resultados obtenidos, con los parámetros antes señalados se generó un trabajo de salida de la turbina de 10.307 MW. Se requiere una entrada de trabajo a la bomba de 157 kW, el calor generado por la reacción de combustión fue de 39.7664 MW y la eficiencia de la planta fue del 25.52%. Los datos de temperatura y composición de los gases de combustión, la corriente FLUEGAS, se encuentran en el Anexo 1 de este documento de tesis.

2.4 Simulación técnica en SAM[®]

System Advisor Model es un software de descarga gratuita proporcionado por el NREL que modela sistemas de energía conectados a la red utilizando tecnologías de generación eléctrica de biomasa, energía solar, eólica y geotérmica, así como sistemas solares de calentamiento de agua a pequeña escala.

Como complemento, se realizó la simulación de una planta de biomasa en SAM[®]. Nuevamente se utilizaron los datos de la caracterización fisicoquímica de la paja de trigo del Valle de Mexicali; el contenido de humedad, el poder calorífico superior y la composición elemental (ver Tabla 2). En SAM[®], existe la opción de ingresar las normales climatológicas de la región de estudio; la base de datos del programa sólo contiene las condiciones climatológicas de Estados Unidos y de algunas ciudades del resto del mundo por lo que se generó e importó un archivo tipo .tmy utilizando el programa Meteonorm versión 5.1, para poder incluir las normales climatológicas del municipio de Mexicali. Realizando esto, el programa ajusta el contenido de humedad de la biomasa, basado en los valores promedio mensuales de la temperatura ambiente y la humedad.

En el apartado de manejo de la materia prima, se seleccionó la opción de permitir que la materia prima se seque al aire hasta alcanzar el contenido de humedad de equilibrio (CHE). Si el CHE es mayor al 10%, se recomienda incluir un proceso de secado para reducir el contenido de humedad de la biomasa antes de entrar al reactor. El CHE de la paja de trigo del Valle de Mexicali se calculó con la Ecuación 17.

$$CHE = \frac{1800}{W} \left[\frac{Kr}{(1-Kr)} + \frac{K_1 Kr + 2K_1 K_2 K^2 r^2}{1 + K_1 Kr + K_1 K_2 K^2 r^2} \right] \quad \text{Ec. 17}$$

Donde las constantes W, K, K₁ y K₂, se obtienen de las siguientes ecuaciones.

$$W = 330 - 0.452T_K + 0.00415T_K^2 \quad \text{Ec. 18}$$

$$K = 0.791 + 0.000463T_K + 0.0000000844T_K^2 \quad \text{Ec. 19}$$

$$K_1 = 6.34 + 0.000775T_K - 0.0000935T_K^2 \quad \text{Ec. 20}$$

$$K_2 = 1.09 + 0.0284T_K - 0.0000904T_K^2 \quad \text{Ec. 21}$$

Donde T_K es la temperatura absoluta en Kelvin y r es la fracción de humedad relativa (%/100) [21]. En la Figura 11 se muestran los valores mensuales promedio del CHE para la paja de trigo del Valle de Mexicali determinados en base a los valores promedio mensuales de la temperatura y la humedad de la región. Debido a que los valores del CHE se encuentran muy por debajo del 10%, se concluye que es posible prescindir de un secador de biomasa.

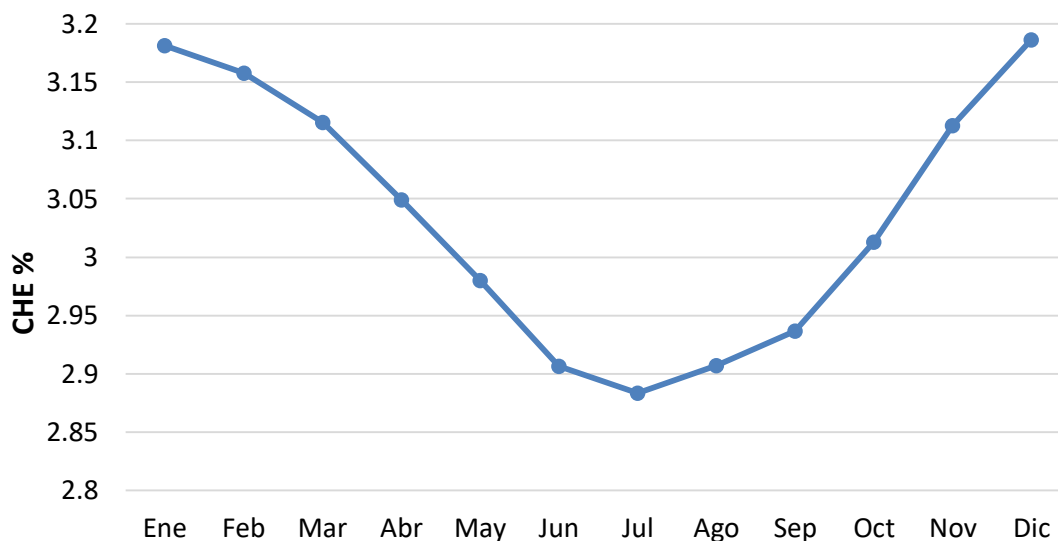


Figura 11. CHE promedio para la paja de trigo del Valle de Mexicali.
Fuente: Elaboración propia.

SAM[®] calcula la eficiencia de un sistema de combustión según lo especificado por el usuario. Aquí, los principales datos de entrada son el contenido de humedad, la opción de manejo de la materia prima de biomasa, el tipo de sistema de combustión, el porcentaje de aire en exceso, la temperatura de los gases de combustión, el número de calderas, el grado de vapor y el factor de sobrecalentamiento de la caldera. Estas entradas generan la eficiencia del sistema. La eficiencia del sistema y el contenido de calor del combustible determinan el flujo de vapor suministrado a la turbina.

Sistema de combustión

A diferencia de Aspen Plus[®], en SAM[®] se puede elegir el tipo de sistema de combustión. El programa presenta tres opciones distintas de hornos los cuales son un horno fogonero de parrilla, un combustor de lecho fluidizado y un horno ciclónico.

El **horno fogonero de parrilla** está diseñado para alimentar combustible sólido a una rejilla, donde se produce la combustión, con el aire de combustión pasando a través de la rejilla. Los fogoneros son generalmente los menos costosos de los tres tipos de combustores disponibles en SAM[®] y son los más adecuados para grandes velocidades de alimentación de combustible (34,019- 317,514 kg/h). Dado que la rejilla móvil recoge continuamente las cenizas no quemadas, los costos de mantenimiento son significativamente más bajos que los quemadores antiguos que simplemente queman un montón de combustible [21]. En la Figura 12 [27] se presenta el esquema de un horno fogonero de parrilla.

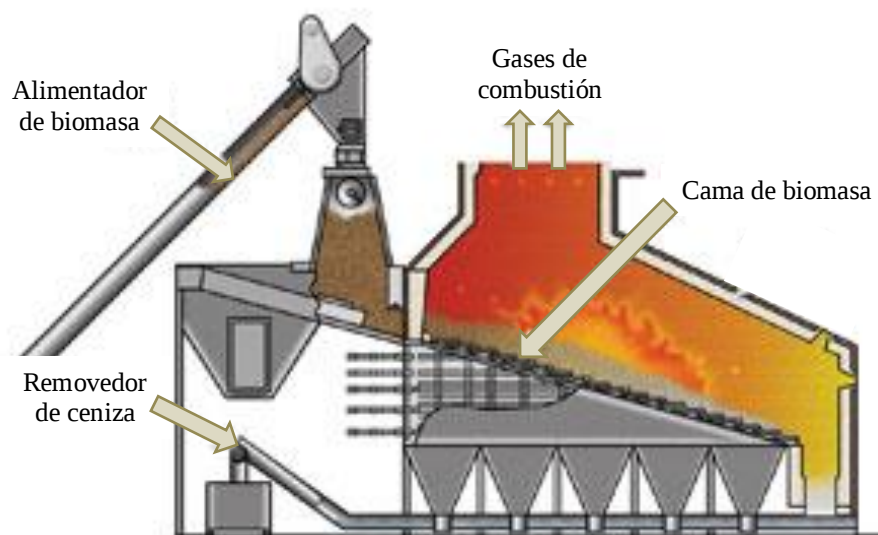


Figura 12. Horno fogonero de parrilla.

Un **combustor de lecho fluidizado** presenta un lecho de combustible y arena u otra sustancia inerte que queda suspendida por el aire de combustión que fluye hacia arriba. El aire de combustión funciona tanto como medio de oxidación como de suspensión. Esta tecnología reduce las fluctuaciones en la producción de vapor asociada con materias primas inconsistentes o con el cambio de combustibles. Además, la temperatura de combustión es

menor en comparación con los hornos de calentamiento de la parrilla y de ciclón, lo que da lugar a la formación reducida de contaminantes. Sin embargo, el costo de capital puede ser un 30% - 100% más alto, y los costos de operación y mantenimiento generalmente también aumentan [21]. En la Figura 13 [28] se expone el esquema de un combustor de lecho fluidizado.

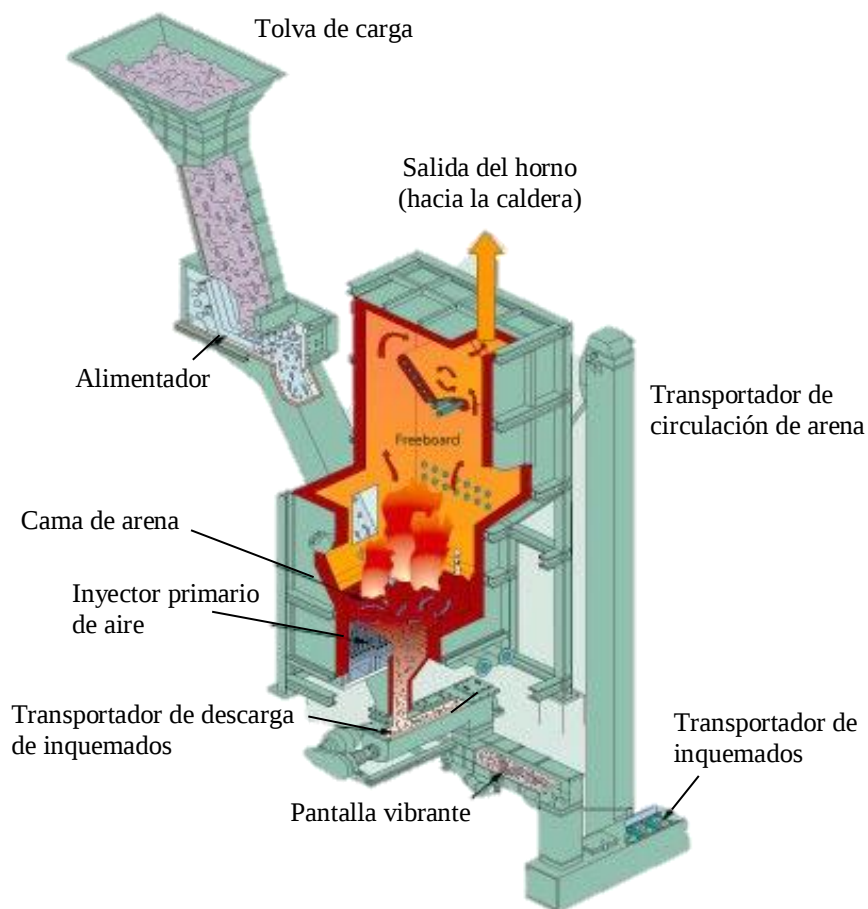


Figura 13. Combustor de lecho fluidizado.

Por último, los **hornos ciclónicos**, como los combustores de lecho fluidizado, permiten la flexibilidad en los tipos de combustible y tienen mayor eficiencia de combustión que los hornos fogoneros al alimentar el combustible de forma espiral. Los hornos ciclónicos son más pequeños y tienen menos costo de capital que los combustores de lecho fluidizado y, por lo tanto, pueden ser más adecuados para menores tasas de combustión [21].

Para los tres tipos de combustores, los gases de combustión calientes producidos en el horno se desplazan hacia arriba a la caldera. La caldera transfiere la energía térmica contenida en el gas de combustión caliente al agua de alimentación de la caldera para generar vapor. El vapor continúa para alimentar la turbina en un ciclo de Rankine y después de la condensación se recicla de nuevo a la caldera.

Para los cálculos de SAM[®], el tipo de horno seleccionado afecta el porcentaje de pérdida de eficiencia por carbono no quemado. La elección del sistema de combustión afecta los costos de capital y los costos de operación y mantenimiento, sin embargo, el tipo de horno también afecta el factor de sobre-diseño de la caldera, la temperatura del gas de combustión, la selección del grado de vapor y el número de calderas que se pueden instalar.

Resultados

Como ya se mencionó, se consideraron las condiciones climatológicas de la región, las características fisicoquímicas de la biomasa, la disponibilidad anual del combustible y las especificaciones de planta requeridas por el simulador. Los datos de entrada al programa que se utilizaron para la simulación se resumen en la Tabla 5.

Tabla 5. Datos de entrada al programa.

	Parámetro	Datos de entrada
Materia prima de biomasa	Materia prima disponible	77,111.5 t/año
	Contenido de humedad	5.58 %
	Poder calorífico superior	14.86 MJ/kg
	Contenido de carbono	37.2 %
	Contenido de hidrógeno	5.57 %
	Contenido de nitrógeno	1.14 %
Especificaciones de planta	Manejo de materia prima	Permitir que la materia prima se seque al aire hasta alcanzar el CHE
	Sistema de combustión	Horno fogonero de parrilla
	Grado de vapor	950°F, 1500 psig
	Aire en exceso	20 %
	Temperatura de gas de combustión	370°F

Tras ingresar los datos de entrada al programa se obtuvieron como resultados principales que la planta de biomasa tendría una capacidad nominal máxima estimada de **10.038 MW** y una producción de vapor estimada de **27,634 kg/h**.

El valor global de la energía liberada por el combustible es penalizado por varias pérdidas de eficiencia. Las pérdidas de eficiencia más significativas en el sistema de combustión se enumeran en la interfaz de usuario de SAM[®] como: pérdidas en los gases de combustión secos, humedad en el combustible, calor latente, combustible no quemado y radiación y misceláneos.

Las **pérdidas en los gases de combustión secos** existen porque se produce una pérdida significativa de entalpía cuando el gas de combustión sale de la planta a una temperatura mucho más alta que la temperatura a la que se alimentó. Además, el flujo de gas de combustión seco está determinado en gran medida por el porcentaje de entrada de aire en exceso. Sin embargo, el aire de combustión de la atmósfera es sólo un 21% de oxígeno en volumen, y el resto nitrógeno. Así, gran parte de las pérdidas de entalpía resultan del calentamiento del nitrógeno que acompaña al oxígeno de la combustión. El simulador utiliza la temperatura ambiente media mensual para calcular con precisión la eficiencia, ya que se supone que el aire de combustión se alimenta a temperatura ambiente. Las pérdidas de gases de combustión secos son a menudo responsables de la mayor pérdida de eficiencia en el horno.

La **humedad en el combustible** afecta negativamente a la eficiencia de la planta de dos formas principales. Primero, el agua contenida en la biomasa representa una masa extra que

debe ser arrastrada y procesada junto con la propia biomasa. Dado que el agua no proporciona ningún valor de calentamiento, la humedad es esencialmente "peso muerto". Además, el agua absorbe el calor de la reacción de combustión que es poco probable que se recupere. Cuando el combustible entra en la caldera, el agua en el combustible estará a la temperatura de alimentación de combustible. Al salir del sistema de combustión, el agua, ahora vaporizada, estará a la misma temperatura que el gas de combustión.

Las pérdidas por **calor latente** se presentan debido a que los combustibles sólidos contienen generalmente un pequeño porcentaje de hidrógeno en peso, aproximadamente 5%. Durante la combustión, el hidrógeno liberado reacciona con el oxígeno tal como se indica en la Ecuación 22.



La reacción señala que el hidrógeno presente en el combustible deja la chimenea del horno a la temperatura de los gases de combustión como vapor de agua, requiriendo así el calor latente de vaporización del agua, así como también el calor sensible del vapor a la temperatura de los gases de combustión.

Las pérdidas por **combustible no quemado** resultan de una combustión incompleta en la caldera. En la práctica, el porcentaje de combustible no quemado depende del tipo de caldera y del aire alimentado en exceso. Esta pérdida de eficiencia es una de las más difíciles de estimar. Para calderas bien mantenidas a niveles adecuados de aire en exceso, el grado de combustión incompleta debería ser similar entre varias tecnologías. SAM[®] considera por defecto un 3.5% de pérdidas para los hornos fogoneros de parrilla, 0.25% para los combustores de lecho fluidizado y 3% para los hornos ciclónicos.

La superficie de un horno está a una temperatura mucho más alta que su entorno; por lo tanto, los hornos pierden calor hacia los alrededores por **radiación** y convección. Dado que los hornos más pequeños tienen un área superficial más grande en relación con su potencia térmica de salida, las pérdidas de radiación son más significativas para las calderas más pequeñas. Las calderas modernas tienden a mantener una temperatura externa casi constante a pesar de la fracción de capacidad a la que operan. Por lo tanto, las calderas que funcionan a plena capacidad experimentan pérdidas de radiación menos severas en relación con su entrada de calor. La Asociación Americana de Fabricantes de Calderas (ABMA) ha publicado una tabla que estima las pérdidas de radiación en función de la capacidad plena y la capacidad operativa. En SAM[®], se utiliza la tabla de radiación de la ABMA para calcular la pérdida de eficiencia por radiación.

La categoría de **misceláneos** abarca varias pérdidas que son difíciles de cuantificar, como la humedad en el aire, el calor sensible en las cenizas, la radiación en cenizas y el calor sensible en el polvo de los gases de combustión. La pérdida por la humedad en el aire depende de la ubicación y es calculada por el motor de simulación de SAM[®]. Los otros conceptos se agrupan en una disminución que se toma como 2.03%.

En la Figura 14 se resumen los porcentajes de pérdidas de eficiencia del sistema de combustión descritos previamente y calculados por el motor de simulación de SAM[®]. El programa arroja también como resultado la eficiencia total de la caldera, que en este caso resultó de ser de 79.1%. Este valor se obtiene simplemente de partir de un 100% e ir restando los porcentajes de pérdidas de eficiencia. Como se puede apreciar en la figura, el mayor porcentaje de pérdidas de eficiencia proviene de las pérdidas en los gases de

combustión secos con un 8.46%, seguido por las pérdidas de calor latente con un 4.6%, en tercer lugar se encuentran las pérdidas por combustible no quemado con un 3.5%, después las pérdidas por la humedad contenida en el combustible con un 2.31% y por último las pérdidas por radiación y misceláneos con un 2.03%.

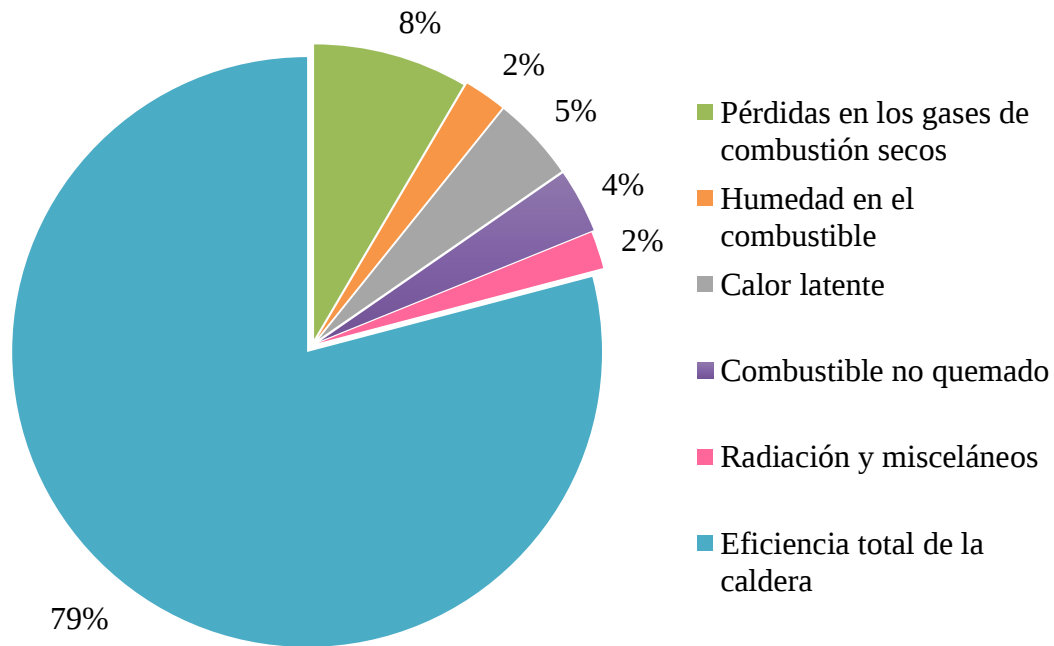


Figura 14. Pérdidas de eficiencia y eficiencia total de la caldera.
Fuente: Elaboración propia.

Después de la vaporización de la corriente de biomasa durante la combustión, ésta se convierte en gas de combustión que sale de la planta a través de la chimenea del horno. Durante la combustión, la biomasa transfiere todo su calor útil a la corriente de agua de alimentación de la caldera. La cantidad de calor útil se calcula con la Ecuación 23.

$$Q = \dot{m} \text{ PCS} \left(\frac{100 - \text{pérdidas totales}}{100} \right) \left(\frac{1h}{3600s} \right) \quad \text{Ec. 23}$$

Donde Q es el calor transferido al agua de alimentación de la caldera en MW, PCS es en MJ/kg, $\dot{m}$ es el flujo de biomasa de alimentación en kg/h y las pérdidas totales es la sumatoria de cada una de las pérdidas de eficiencia del sistema de combustión expresadas en porcentajes. Por lo que el calor útil transferido al agua es de 31.789 MW.

Las pérdidas parásitas representan las cargas que una planta de energía requiere para funcionar por sí misma. Los ventiladores, transportadores y bombas representan una carga. El modelo de SAM[®] maneja las cargas parasitarias como un porcentaje de la capacidad nominal máxima. Para esta simulación se consideró un 6% de cargas parasitarias dando un total de 602 kW.

En la Tabla 6 se enlistan algunos de los indicadores de rendimiento obtenidos tras la simulación en el programa para una central de biomasa de 10 MW en el Valle de Mexicali. Asimismo, en la Figura 15 se exhibe una gráfica de la salida mensual de energía generada por una planta de biomasa de 10 MW en el Valle de Mexicali como resultado de la simulación.

Tabla 6. Indicadores de rendimiento de la planta generados por SAM[®].

Indicador	Valor
Energía anual (kWh)	70,257,016
Uso anual de biomasa (t/año)	77,111
Factor de capacidad anual (%)	94
Uso anual de agua (m ³)	93,865.3
Eficiencia térmica, PCS (%)	28.6
Eficiencia térmica, PCI (%)	29.8

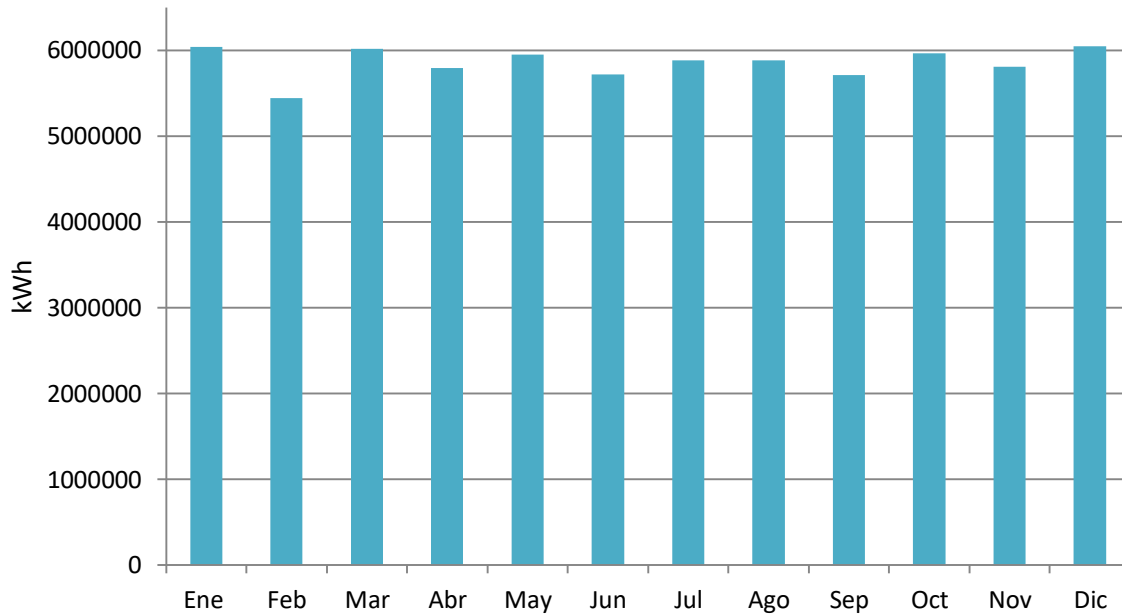


Figura 15. Generación mensual de energía.
Fuente: Elaboración propia.

2.5 Estudio de la ubicación

Para la selección de la ubicación de la planta de generación de energía eléctrica a partir de biomasa, se utilizó la técnica de Evaluación Multicriterio (EMC), que implica la evaluación de la elección de alternativas basadas en criterios concretos, en conjunto con un Sistema de Información Geográfica (SIG). La técnica de EMC consiste en la evaluación de factores y restricciones que afectan a los sitios ideales para la ubicación de planta. Para llevar a cabo el análisis de criterios se utilizó el Mapa Digital de México (MDM) para escritorio versión 6 de descarga gratuita proporcionado por el INEGI. Este mapa es una plataforma tecnológica que permite un análisis de la distribución y el comportamiento de los elementos naturales y culturales que conforman el entorno geográfico, así como de información estadística susceptible de ser relacionada con una ubicación geográfica. El MDM para escritorio permite incorporar cartografía vectorial en formato *shape*, cartografía *raster* en formatos *mrSid*, *ecw*, *dem*, *bil*, *tif*, *jpg*, *bm*, *bmp*, *gif* y *png*, y cartografía proveniente de

servicios web; vincular información documental en formatos txt, word, pdf, ppt, y asociar información tabular en formatos xls [29]. La primera fase del proceso de la evaluación de sitio consiste en la definición del objetivo, posteriormente se deben identificar los distintos criterios a evaluar los cuales se pueden clasificar como factores o restricciones. Se deben obtener o generar los distintos mapas vectoriales en cualquiera de los formatos aceptados por el MDM. Cada uno de estos vectores es una capa temática las cuales serán superpuestas entre sí para su evaluación y cada una de ellas representa un criterio. Finalmente, se evalúan los distintos escenarios con la EMC hasta obtener las zonas aptas que cumplan con el objetivo [30]. En la Figura 16 se resume la metodología general descrita anteriormente.

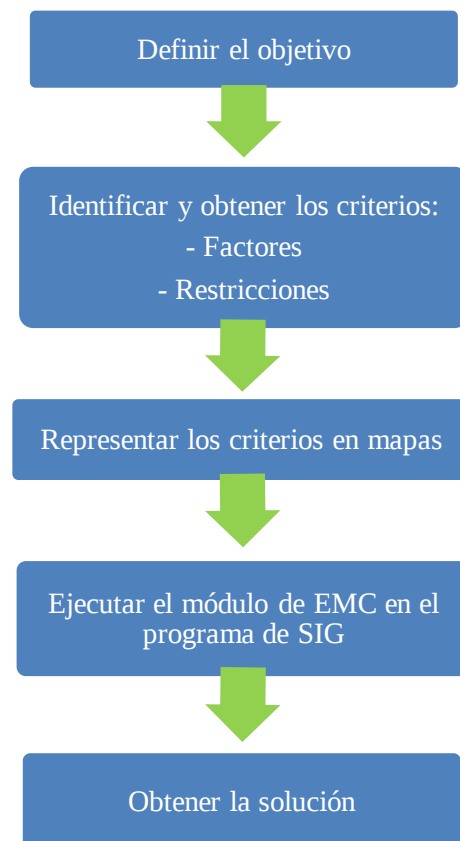


Figura 16. Procedimiento generalizado para llevar a cabo un análisis de EMC en un SIG.
Fuente: Elaboración propia.

Objetivo

La ubicación de la planta es de gran relevancia dado que tiene un impacto directo en los costos de transporte de la materia prima desde el sitio de recolección hasta la zona de almacenamiento y consumo [31]. El objetivo principal de esta evaluación fue determinar la localización de zonas óptimas para la instalación de una central de biomasa agrícola residual que pueda generar energía eléctrica y esté conectada a la red teniendo como prioridad la reducción de los costos y las emisiones asociadas al transporte de la materia prima.

Definición de los criterios

Los criterios son aspectos que aumentan o disminuyen la valoración de una alternativa como solución al problema, pueden ser cuantitativos o cualitativos. La definición de los criterios consiste en la identificación de aquellos que van a favorecer el objetivo establecido y la determinación de cuáles de los criterios son más importantes que otros en beneficio de este objetivo. Hay dos tipos de criterios para un análisis de EMC: restricciones y factores. Las restricciones son criterios que excluyen áreas del análisis y los factores son criterios que influyen, positiva o negativamente, la viabilidad del objetivo en cuestión. Los criterios de decisión utilizados para determinar la ubicación óptima de la planta de biomasa se enlistan en la Tabla 7 en donde se observa que 4 de los criterios son factores y 3 actúan como restricciones.

Tabla 7. Listado de criterios empleados en la EMC.

ID	Criterio	Clasificación
1	Materia prima, cultivos de trigo	Factor
2	Líneas de transmisión eléctrica	Factor
3	Camino y carreteras	Factor
4	Canales de agua y acueductos	Factor
5	Localidades	Restricción
6	Sitios Ramsar	Restricción
7	Fallas y fracturas	Restricción

Representación de los criterios

Para obtener el criterio de materia prima, cultivos de trigo, se trabajó con la capa de información de los inventarios agrícolas por parcela en el Valle de Mexicali 2016 de la Oficina Estatal de Información para el Desarrollo Rural Sustentable de Baja California. Con esta información se generaron y exportaron los polígonos correspondientes a los cultivos de trigo en formato .kml el cual es compatible con el MDM, tal como se observa en la Figura 17. Este factor es de suma importancia dado que las zonas con mayor densidad de área de cultivos de trigo son las zonas ideales para la localización de la central de biomasa.

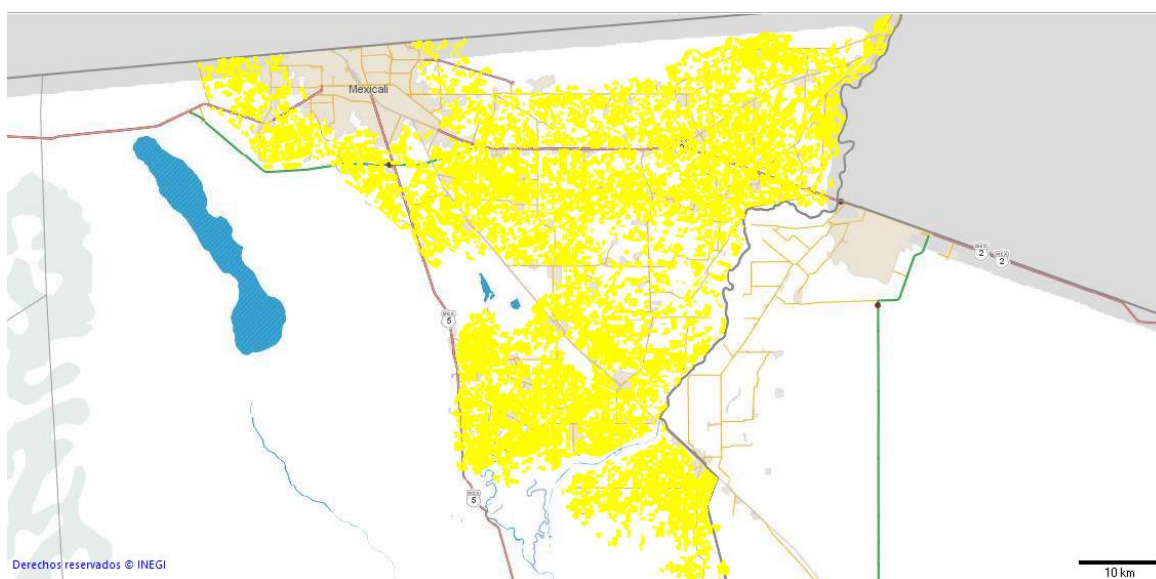


Figura 17. Cultivos de trigo del Valle de Mexicali.
Fuente: Elaboración propia.

Para el factor de líneas de transmisión eléctrica se obtuvieron tres capas de información en formato *shape* del Conjunto de Datos Vectoriales de Baja California proporcionado por el INEGI. Se obtuvo la capa de líneas de transmisión eléctrica como tipo "línea", la capa de subestaciones eléctricas como tipo "punto" y otra capa de subestaciones eléctricas tipo "área". Para realizar el análisis espacial se utilizó la herramienta *Buffer* del MDM en donde

se delimitó una zona de influencia de 1,000 m a subestaciones eléctricas, y de 500 m a las líneas de transmisión, siguiendo los límites propuestos por Carlos de la Paz Blanco [32]. Los tres *buffer* se unificaron en una sola capa tipo *shape* utilizando la herramienta *fusionar* del MDM. En la Figura 18 se observa la capa de información generada. Este factor es de gran importancia para la localización de la central eléctrica de biomasa, puesto que el objetivo de la planta es transmitir la energía generada a la red eléctrica y el incremento en la distancia entre la planta y las líneas de transmisión repercute considerablemente en los costos de instalación. Los costos adicionales de la realización de nuevas líneas de transmisión no sólo pueden volver el proyecto inviable, sino que implican también una serie de impactos ambientales sobre los recursos naturales, sociales y culturales.

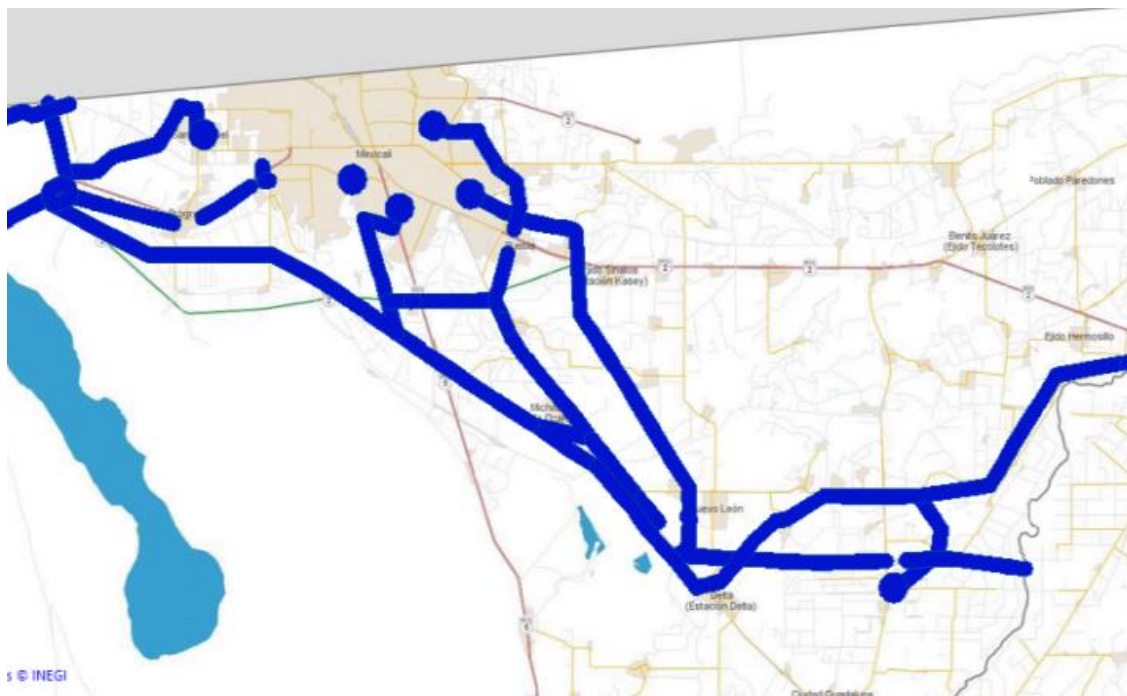


Figura 18. Área de influencia de líneas de transmisión eléctrica.
Fuente: Elaboración propia.

Las vías terrestres de acceso como caminos y carreteras son un factor de gran importancia para determinar la ubicación de la central de biomasa. Las capas de información se

obtuvieron en formato *shape* del Conjunto de Datos Vectoriales de Baja California proporcionado por el INEGI, ambas capas son del tipo línea. Los caminos se definen como vías de transporte terrestre no pavimentadas para tránsito de vehículos, personas y animales y las carreteras son vías de transporte terrestre pavimentadas, diseñadas para tránsito de vehículos automotores [32]. En este caso se consideró un límite de distancia de 2,000 m a partir de los caminos y carreteras, de manera que la central eléctrica de biomasa no se puede localizar fuera de estas zonas [33]. Para realizar este análisis espacial se utilizó la herramienta *buffer* y la herramienta *fusionar* del MDM tal como se observa en la Figura 19.

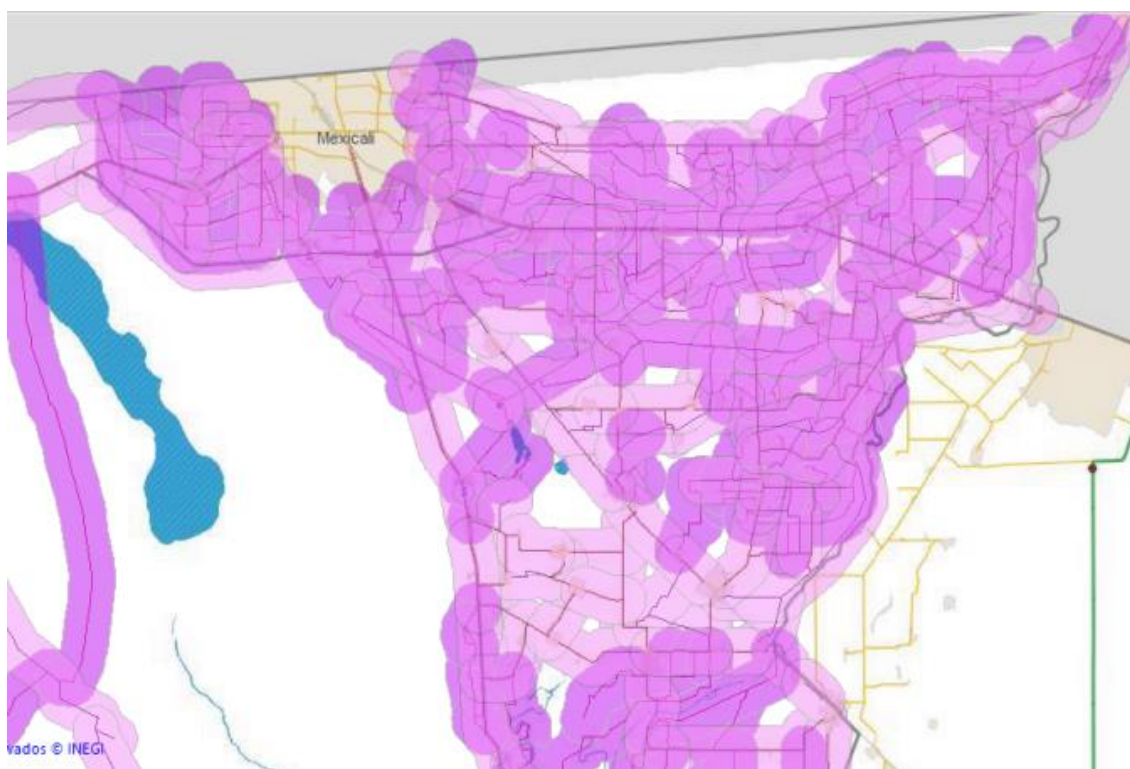


Figura 19. Área de influencia de caminos y carreteras.
Fuente: Elaboración propia.

El factor de canales de agua y acueductos se incluyó en la evaluación dado que la central de biomasa requiere de una cantidad considerable de agua. Para el análisis de este factor se obtuvieron tres capas de información en formato *shape* del Conjunto de Datos Vectoriales

de Baja California proporcionado por el INEGI. Las capas que se incluyeron fueron acueductos, canales, y corrientes de agua, las tres del tipo línea, tal como se observa en la Figura 20. Para el análisis de este factor se consideró una distancia límite de 100 m, siguiendo los valores propuestos por De la Paz Blanco. Para esto se utilizó la herramienta *buffer* y la herramienta *fusionar* del MDM.

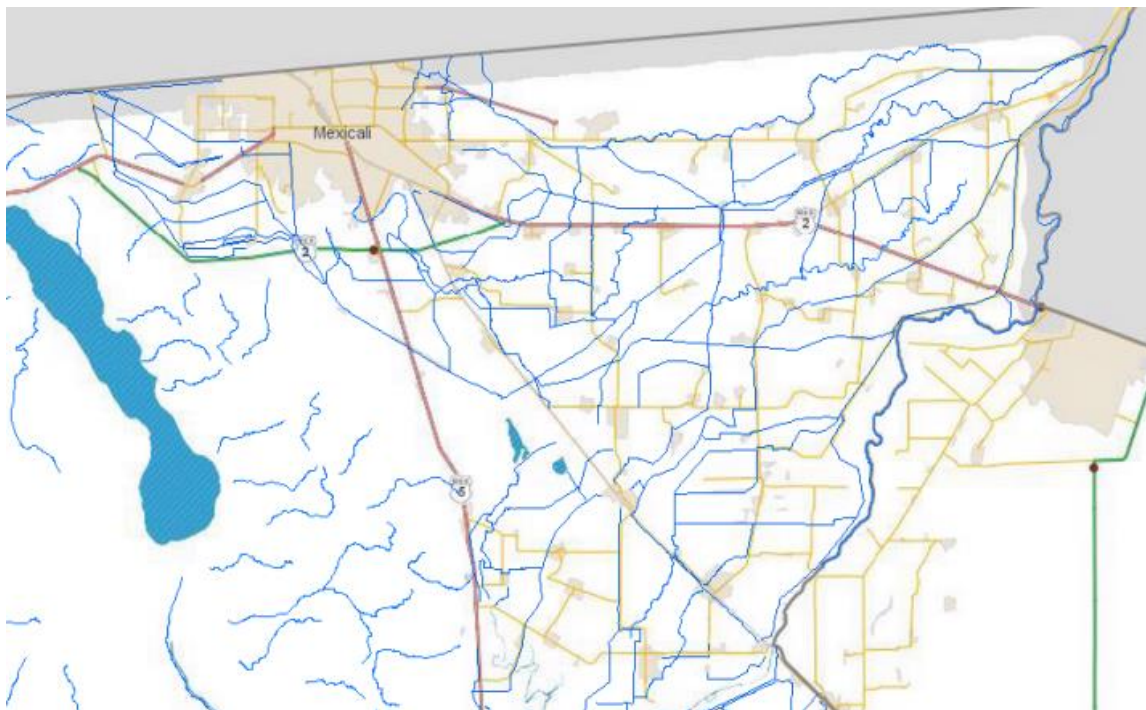


Figura 20. Acueductos, canales y corrientes de agua del Valle de Mexicali.
Fuente: Elaboración propia.

Para el criterio de localidades se obtuvo la capa de información en formato *shape* del Conjunto de Datos Vectoriales de Baja California proporcionado por el INEGI. En este caso se consideró una restricción de 1,000 m de distancia desde las localidades de la ciudad de Mexicali y su Valle, la central eléctrica de biomasa no se puede ubicar dentro de estos límites. Para esto se utilizó la herramienta *buffer* y la herramienta *fusionar* del MDM tal como se aprecia en la Figura 21.

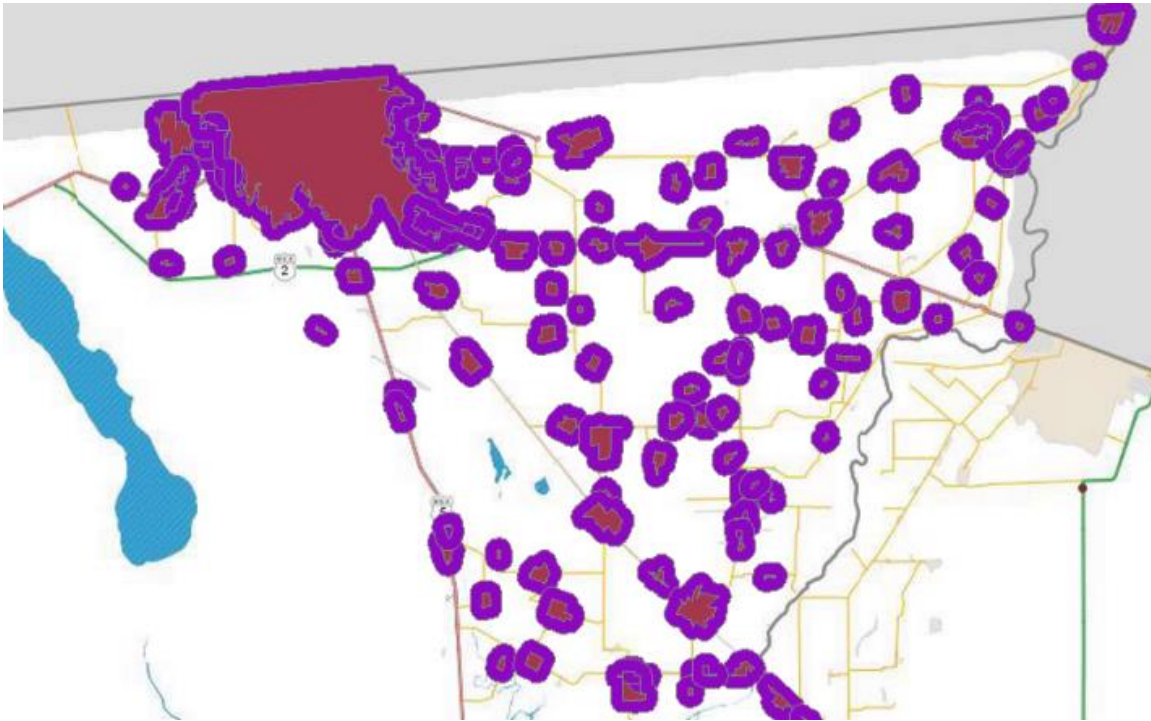


Figura 21. Área de influencia de las localidades.
Fuente: Elaboración propia.

La Convención sobre los Humedales de Importancia Internacional, especialmente como Hábitat de Aves Acuáticas, conocida también como Convenio RAMSAR fue firmada en la ciudad de Ramsar, Irán, el 2 de febrero de 1971 y entró en vigor en 1975. Ramsar es el primero de los tratados modernos de carácter intergubernamental sobre conservación y uso sostenible de los recursos naturales. México forma parte de la Convención de Ramsar desde 1986, es actualmente la Comisión Nacional de Áreas Naturales Protegidas, la dependencia del Gobierno Federal encargada, de llevar a cabo la aplicación de la Convención. Actualmente, nuestro país cuenta con 142 Sitios Ramsar con una superficie total de casi nueve millones de hectáreas. Estos incluyen, entre otros, tipos de humedales, manglares, pastos marinos, humedales de alta montaña, arrecifes de coral, oasis, sistemas cársticos y sitios con especies amenazadas [34].

Los sitios Ramsar se clasificaron como restricción debido a que estas áreas no son candidatas para la instalación de la central de biomasa. Esta capa de información se obtuvo del Acervo de información geográfica INEGI, a través del servidor WMS <http://gaia.inegi.org.mx/NLB/mdm5.wms> en formato de imagen .png. En la Figura 22 se observa la capa de información generada en formato shape para ser utilizada en un análisis posterior.

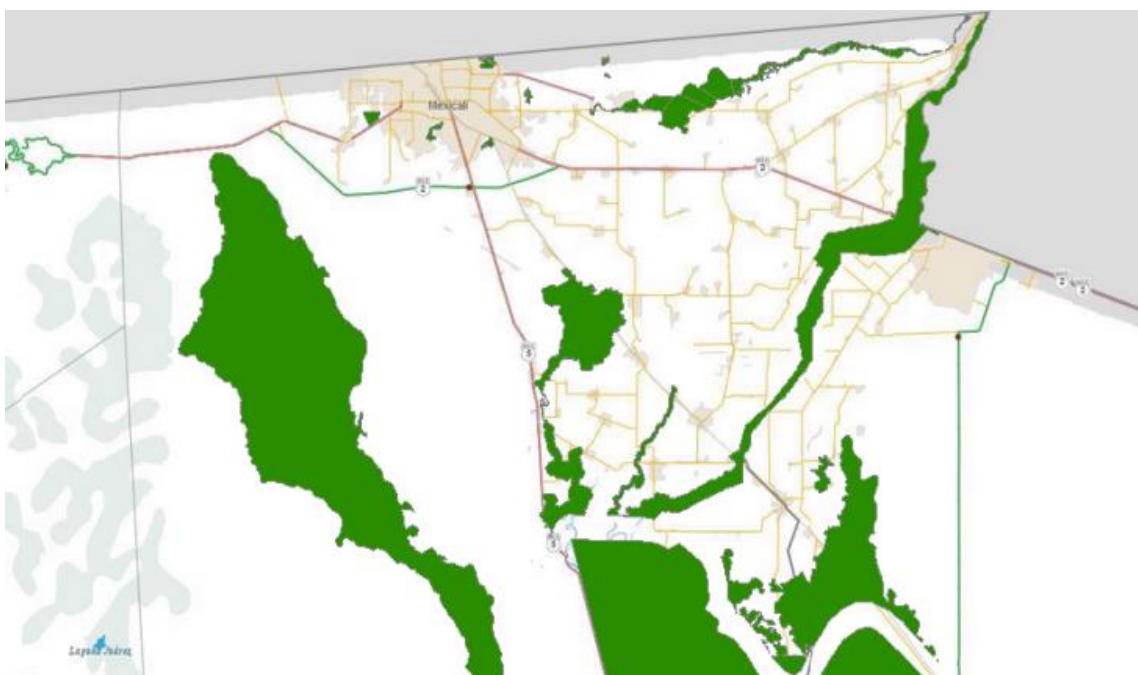


Figura 22. Capa generada de los Sitios Ramsar en formato *shape*.
Fuente: Elaboración propia.

El Estado de Baja California cuenta con numerosas fallas y fracturas. Para llevar a cabo la evaluación, estas zonas se clasificaron como restricciones. Esta capa de información se obtuvo del Acervo de información geográfica INEGI, a través del servidor WMS <http://gaia.inegi.org.mx/NLB/mdm5.wms> en formato de imagen .png. En este caso se generó la capa de información en formato *shape* y se utilizó la herramienta *buffer* para

delimitar un área con 1,000 m de distancia desde las fallas y fracturas, esto se representa en la Figura 23.

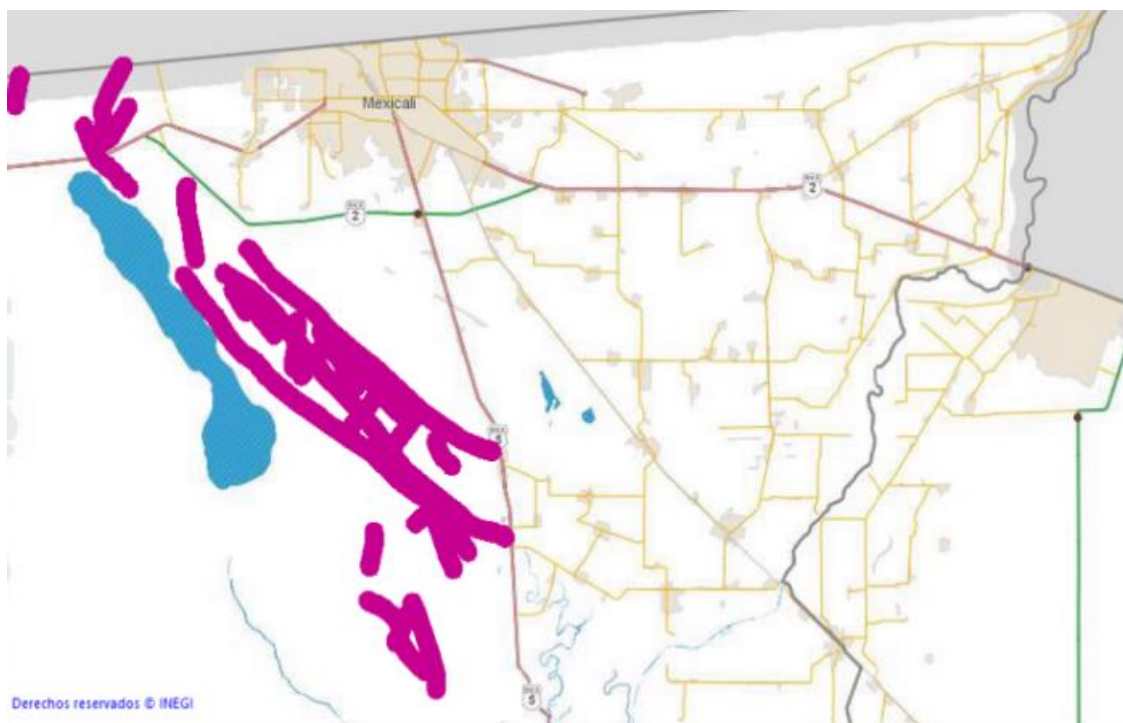


Figura 23. Área de influencia de fallas y fracturas.
Fuente: Elaboración propia.

Análisis espacial

Cuando todos los criterios, tanto los factores como las restricciones, han sido representados en mapas y han sido previamente trabajados para su análisis, se puede proseguir a realizar el análisis espacial en el cual se aplican distintas herramientas para obtener las áreas candidatas para la ubicación de la planta de biomasa. A partir de los factores "líneas de transmisión eléctrica", "caminos y carreteras" y "canales de agua y acueductos", se utilizó la herramienta *intersección* para obtener las áreas en las cuales estos tres factores eran coincidentes, las cuales se representan en color rojo en la Figura 24. La siguiente etapa del análisis consiste en descartar las áreas en las cuales no es posible ubicar la planta de

biomasa. Estas áreas están representadas por las restricciones de “localidades”, “sitios Ramsar” y “fallas y fracturas”. Para este análisis se utilizó la herramienta *extraer*, las áreas que se deben descartar de las opciones para la ubicación de la planta de biomasa se exhiben en color negro en la Figura 24.

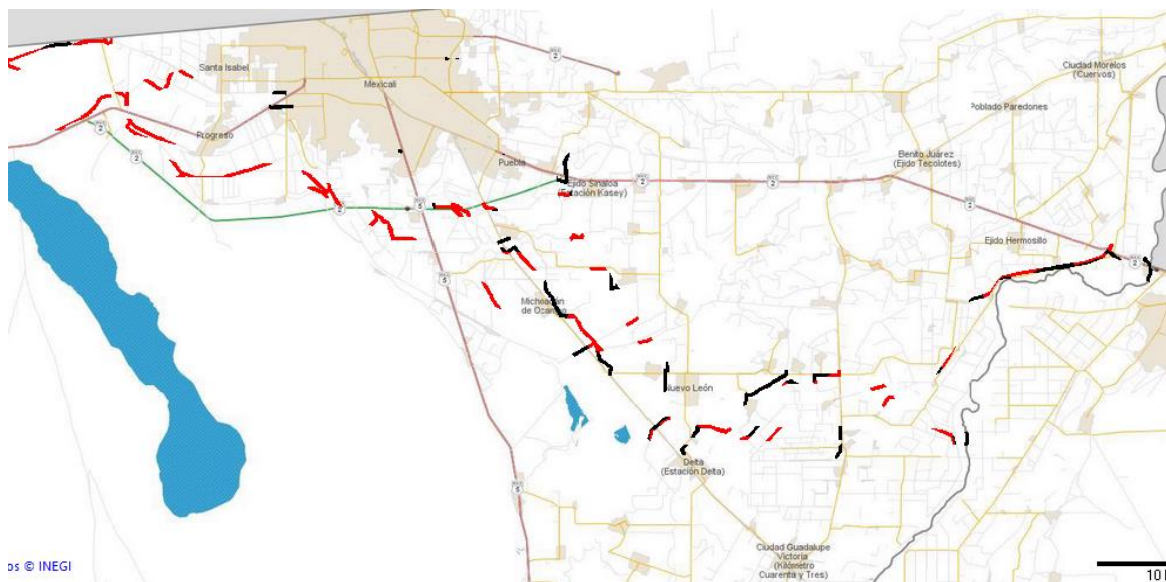


Figura 24. Áreas descartadas dado a su carácter de restricción.
Fuente: Elaboración propia.

El último paso del análisis espacial para determinar cuáles de las áreas potenciales son las óptimas para la instalación de la central de biomasa consiste en evaluar la densidad de área de la materia prima para lo cual se seleccionaron y evaluaron 45 puntos que representan los sitios candidatos para la ubicación de la planta. Para evaluar la densidad de área de la materia prima en cada uno de los puntos se utilizó la herramienta *buffer* para delimitar un radio de recolección de 10 km en cada uno [31]. Con esta nueva capa de información y las capas de los cultivos de trigo se extrajeron las parcelas que se encontraban dentro de este radio utilizando la herramienta *extraer*. Finalmente, se midió la superficie total de estas parcelas utilizando la herramienta *medir*, determinando cuáles de los puntos cumplían con

la superficie mínima que contiene la materia prima requerida por la planta de biomasa. En la Figura 25 se aprecia un ejemplo de la evaluación de uno de los puntos.

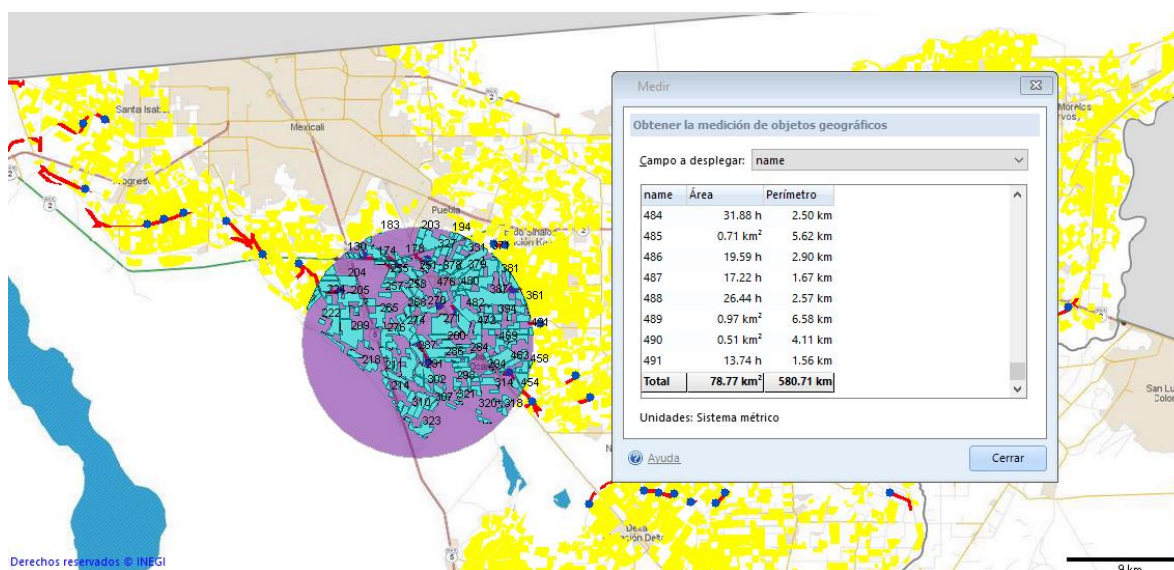


Figura 25. Evaluación de materia prima en el punto 19.
Fuente: Elaboración propia.

La superficie mínima requerida por la planta es de 105.6 km² de cultivos de trigo, por lo cual, al terminar la evaluación de todos los puntos, el resultado fue que 5 de los 45 puntos analizados cumplían con todos los criterios propuestos en la EMC. De los cinco sitios viables se seleccionó el que se representa con un "x" en la Figura 26 debido a que presenta una alta densidad de materia prima y se encuentra junto a una carretera de fácil acceso, sin embargo, cualquiera de estos puntos es apto para la instalación. En la Figura 27 se aprecia una imagen satelital del sitio seleccionado para la instalación de la planta de biomasa.

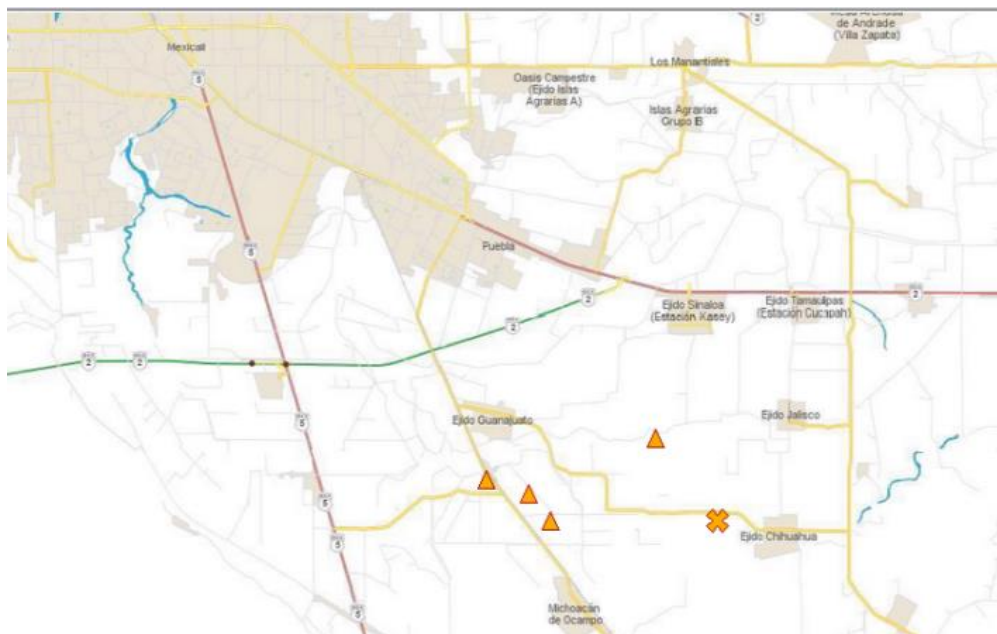


Figura 26. Sitios viables para la instalación de la planta.
Fuente: Elaboración propia.



Figura 27. Sitio seleccionado.
Fuente: Elaboración propia.

Mediante la aplicación de técnicas de evaluación multicriterio y sistemas de información geográfica se pudo realizar un análisis espacial de distintos factores y restricciones para determinar la localización óptima de una central eléctrica de biomasa. El sitio seleccionado para la construcción de la Central de Biomasa se ubica al sureste de Mexicali, Baja California, 205 m al sur de la carretera federal número 14 que conecta el ejido Guanajuato con el ejido Chihuahua. Las coordenadas geográficas aproximadas del centro del sitio donde estaría ubicada la central son 32°29'29.72" latitud norte y 115°15'39.45" longitud oeste.

2.6 Descripción de la planta

Para tener una visión global de los componentes que forman una central de biomasa y el funcionamiento que se requiere para la producción de energía eléctrica a partir de la paja de trigo, se utilizaron como guía los esquemas de las figuras 28 y 29 [35] que representan el proceso seguido por la planta de Sangüeza en España que tiene una capacidad instalada de 25 MW y opera con paja como combustible principal.

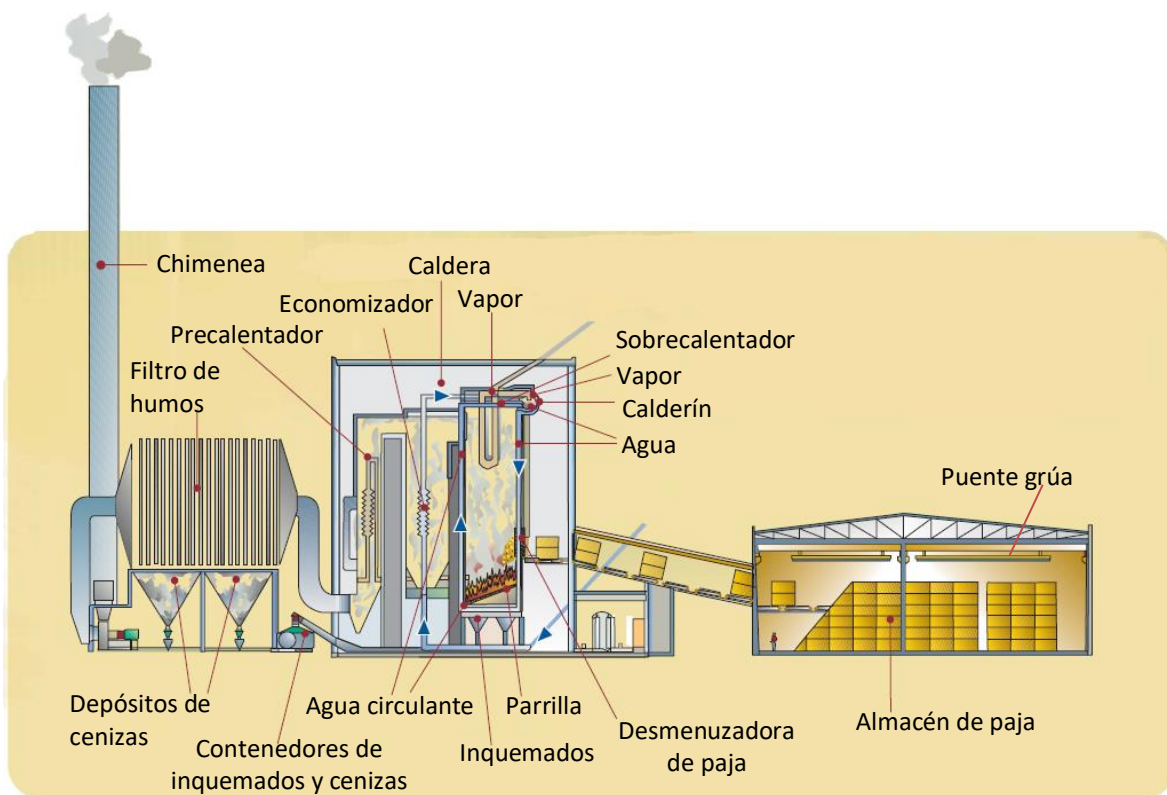


Figura 28. Producción de vapor en la planta de Sangüeza.

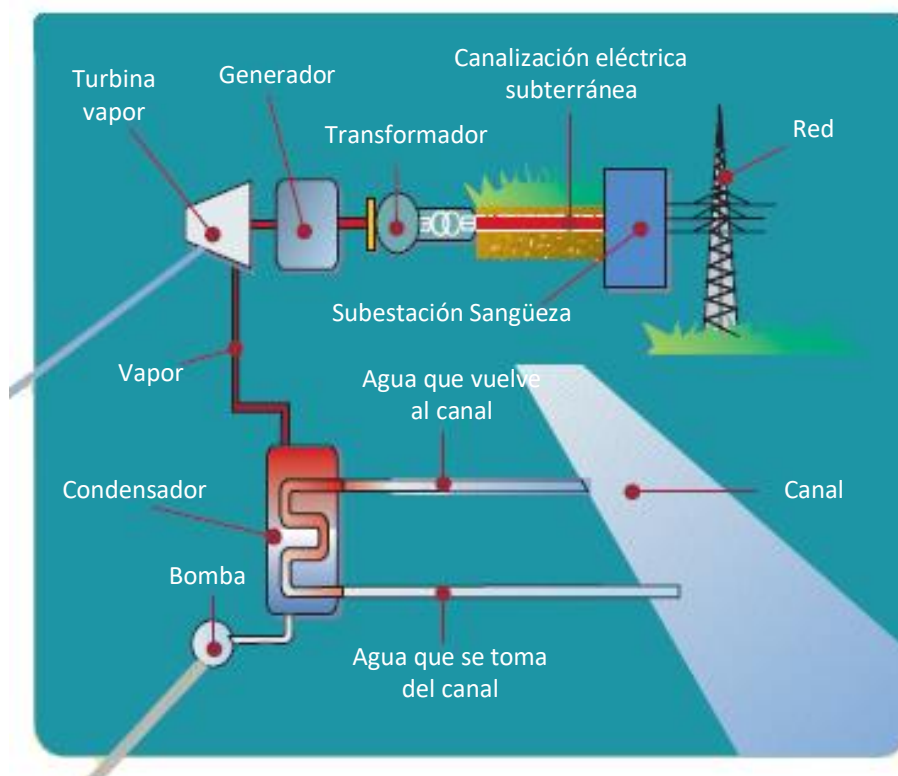


Figura 29. Generación de electricidad en la planta de Sangüeza.

Como primera consideración, para el almacenamiento de la biomasa dentro de la planta se requiere un almacén que pueda contener cierto volumen de paja de trigo. De acuerdo con la Consejería de Economía y Empleo de la Junta de Castilla y León, las dimensiones de las pacas rectangulares de paja están en torno a los 70-90 cm por 90 cm por 240 cm y tienen un peso entre 160 kg y 220 kg dependiendo de la densidad. Se consideró la misma área de almacén que en la central de Sangüeza, 5,120 m². Con una densidad aproximada de 110 kg/m³ y suponiendo una altura de 10 m en el almacén, se estima que se pueden almacenar aproximadamente 5,632 t de paja de trigo, con esa cantidad acumulada, la planta podría operar de forma continua por 24 días y sería necesario reabastecer el almacén de pacas de paja de trigo periódicamente. En cuanto a la logística del transporte de la materia prima, se propone tener ubicados otros sitios en los cuales se apilen las pacas de paja de trigo recolectadas, y se transporten con camiones hasta el almacén de la planta para sustituir la materia prima consumida de forma que el almacén nunca se quede a menos del 12.5% de su capacidad, lo equivalente a 3 días de operación.

Se requiere de un puente grúa para realizar la descarga de las pacas de paja de trigo desde el almacén hasta las bandas alimentadoras. La Figura 30 [36] representa el traslado de pacas con una de estas grúas. Estas grúas están diseñadas para operar de forma ininterrumpida las 24 horas del día. Para el almacenamiento, la grúa puente de dos vigas se posiciona encima del vehículo de suministro. Como medios de toma de carga se utilizan seis pinzas desplazables en dirección longitudinal, capaces de recoger simultáneamente hasta 12 pacas con las medidas máximas de 2,500 por 1,300 por 1,200 mm (largo, ancho y alto).



Figura 30. Puente grúa.

Después de un control del contenido de humedad mediante sensores y la posterior aprobación, la grúa cambia al funcionamiento automático, transporta las pacas y las deposita con una precisión de ± 15 mm en la ubicación asignada en el almacén. Las acciones controladas por variadores de frecuencia garantizan un desplazamiento cuidadoso y sin escalonamiento. Una vez que el sistema de sensores de la instalación de producción notifica la necesidad de relleno, se genera la siguiente orden de transporte. La grúa recoge automáticamente, conforme a una rutina definida, la cantidad necesaria de pacas almacenadas y las entrega a un tramo del sistema técnico de transporte, que las introduce en la planta de producción [36].

Como ya se mencionó, el tipo de horno propuesto es un horno fogonero de parrilla. De acuerdo con publicaciones del International Renewable Energy Agency, este tipo de hornos requieren de un tamaño de partícula de entrada de entre 6 y 50 mm, por lo cual es necesario que las pacas de paja transportadas en las bandas alimentadoras sean desmenuzadas antes

de entrar en la caldera. La paja desmenuzada cae sobre la parte superior de una parrilla vibratoria ubicada en la caldera, que favorece la combustión y evacuación de los inquemados. La tasa de entrada de biomasa a la caldera debe ser de 9,736.3 kg/h de forma continua. Las especificaciones del horno/caldera ya se mencionaron en apartados anteriores. Adicionalmente a estos equipos se requieren contenedores de inquemados y cenizas, un filtro de humos, depósitos de cenizas y una chimenea. La combustión de la paja produce inquemados, que se depositan en el fondo de la caldera, y cenizas volantes, que se retienen en el depósito del filtro de mangas antes de evacuar los gases por la chimenea. Los residuos sólidos generados, inquemados y cenizas, se emplean para la elaboración de abonos orgánicos y fertilizantes agrícolas.

En este trabajo de tesis se propone la instalación de una torre de enfriamiento para disminuir la temperatura del agua de condensación y devolverla al circuito con una temperatura de aproximadamente 38°C para poder realizar correctamente el ciclo.

2.7 Emisiones

Actualmente cerca del 85% de la paja de trigo generada en el Valle de Mexicali es quemada a cielo abierto cada año tras la cosecha del trigo. Tal práctica se lleva a cabo sin ninguna medida de seguridad ni regulaciones y repercute considerablemente en las emisiones de CO, material particulado (MP) y CH₄ al ambiente, ocasionando un deterioro de la calidad del aire del Valle y ciudad de Mexicali, así como problemas en la salud de la población. Para estimar las emisiones de CO₂ y calcular las emisiones futuras, como consecuencia de las quemas a cielo abierto, se utilizaron los factores de emisión de la quema de paja de trigo a cielo abierto de la EPA para estimar las toneladas de CO₂ equivalente que se han estado

emitiendo cada año a la atmósfera. Dentro del reporte de la EPA, destacan dos series de factores que dependen del tipo de técnica de quema agrícola que se implemente, la quema frontal, cuando el fuego avanza en la dirección del viento, y la quema en contracandela, cuando el fuego progresa en dirección opuesta al viento [6]. En la Tabla 8 se indican los factores de emisión para los dos tipos de quemas de paja de trigo a cielo abierto. Debido a la incertidumbre acerca de la técnica de quema que se utiliza en mayor proporción en el Valle de Mexicali, se realizaron los cálculos considerando ambas. Para estimar las toneladas de CO₂ equivalente emitidas se utilizó el Potencial de Calentamiento Global (PCG) del CO y el CH₄. Los resultados de estos cálculos se encuentran en el Anexo 2.

Tabla 8. Factores de emisión de las quemas de paja de trigo a cielo abierto.

Tipo de quema	Factores de emisión (kg/t)		
	CO	CH ₄	MP
Quema frontal	64	2	11
Quema en contracandela	54	1.3	6

En la Figura 31 se presentan los resultados de los cálculos de emisiones de CO₂ equivalente para los dos tipos de quemas a cielo abierto desde el 2003 hasta el 2015, así como una proyección de las emisiones para los próximos 10 años. Hasta el 2015 se estima un promedio anual de 118,553 t de CO₂ eq para el tipo de quema frontal y un promedio anual de 95,906 t de CO₂ eq para el tipo de quema en contracandela.

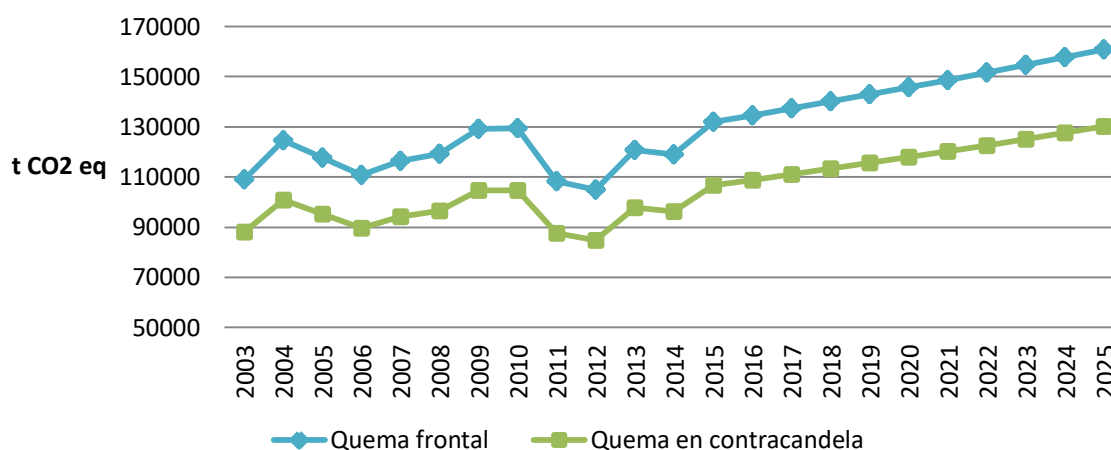


Figura 31. Emisiones de las quemas agrícolas a cielo abierto (toneladas de CO₂ eq).
Fuente: Elaboración propia.

Anteriormente se mencionaron las emisiones actuales de CO₂ equivalente así como las proyecciones si se continúa con las prácticas de la quema a cielo abierto.

En SAM[®] se calcularon las emisiones asociadas con la operación de una planta de 10 MW de capacidad durante un ciclo de vida 25 años. Las características de la planta son las mismas mencionadas previamente, en donde la paja de trigo es quemada en un horno fogonero de parrilla. Los resultados arrojados por el programa se resumen en la Figura 32 en donde se señalan las emisiones equivalentes de CO₂ segregadas por tipo de proceso y en función de la energía generada en kWh. En la figura se observa que el proceso de combustión es el que representa el mayor porcentaje de emisiones con cerca de 81,100 t de CO₂ eq. A lo largo de un año de operación de la planta, sin embargo, el balance final es negativo debido a que la absorción de CO₂ por parte de la biomasa es aún mayor y los otros procesos no representan un gran porcentaje de emisiones.

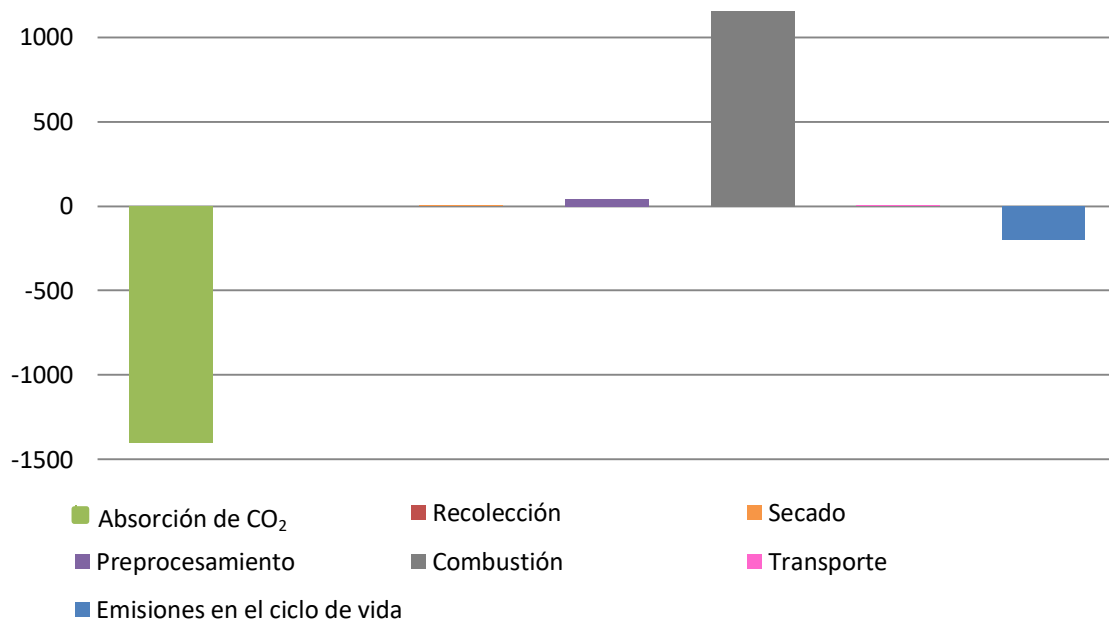


Figura 32. Emisiones de CO₂ eq (g/kWh) durante el ciclo de vida de la planta.
Fuente: Elaboración propia.

Un reporte de la World Nuclear Association presenta las emisiones de gases de efecto invernadero durante el ciclo de vida de diferentes tecnologías de generación de energía eléctrica. En la Figura 33 [37] se observa la comparación de los rangos de emisiones de CO₂ eq por fuente de generación y los valores promedio. Cabe destacar que en el reporte se menciona que estos valores pueden variar notablemente en cada caso particular ya que dependen de muchos factores, sin embargo, se puede notar la gran diferencia entre las fuentes renovables de energía y los combustibles fósiles.

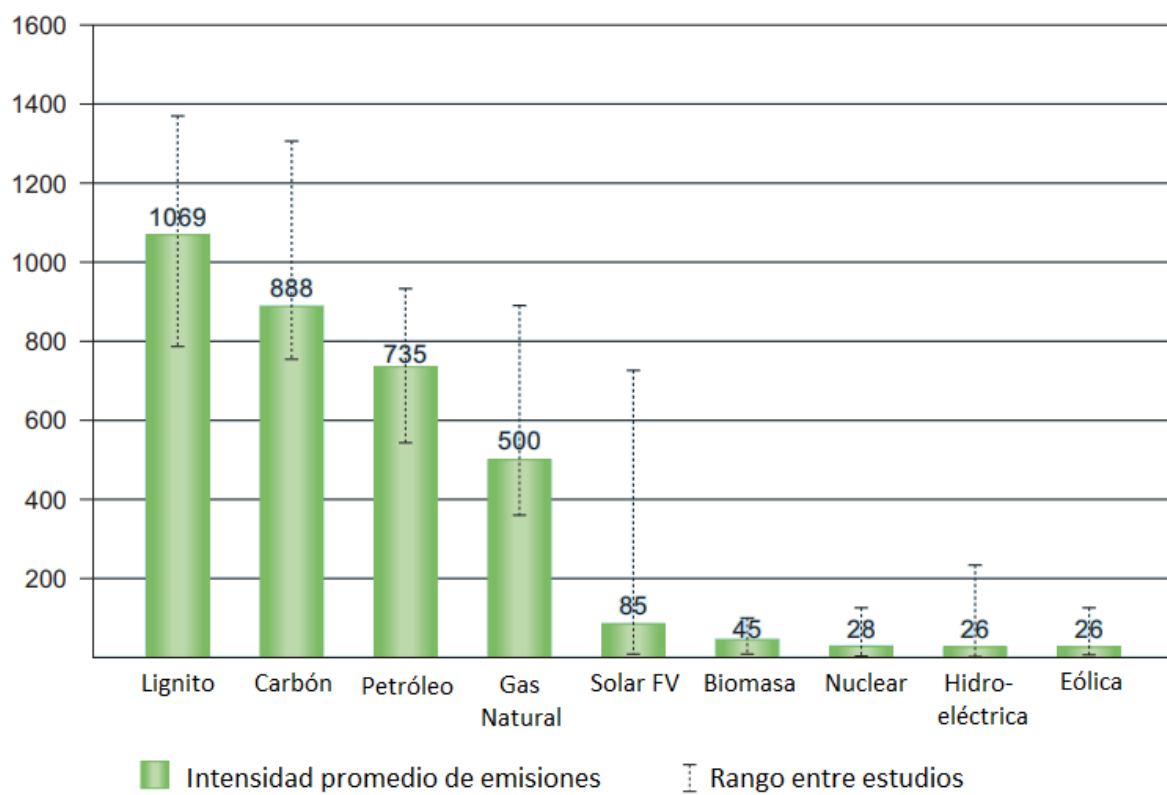


Figura 33. Emisiones de CO₂ eq/kWh por fuente de energía.

Capítulo III. Evaluación económica

3.1 Marco legal

En el siguiente apartado se enlistan las leyes, reglamentos, normas y demás elementos legales a tener en consideración para la instalación de una central de generación de energía eléctrica a partir de biomasa. Se comienza con la mención de la normativa y legislación internacional seguida de la mención de la normativa y legislación nacional. Para algunos elementos se presenta una breve descripción de los mismos y, en su caso, algunos puntos clave.

Normativa y legislación internacional

- Protocolo de Kioto

Es un protocolo de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (CMNUCC), y un acuerdo internacional que tiene por objetivo reducir las emisiones de seis gases de efecto invernadero que causan el calentamiento global: CO₂, CH₄, N₂O, HFC, PFC y SF₆ [38].

- Bonos de carbono

Es uno de los tres mecanismos propuestos en el Protocolo de Kioto para la reducción de emisiones de GEI. Un bono equivale a una tonelada de dióxido de carbono que se deja de emitir a la atmósfera. Para México el mercado de bonos de carbono se ha expandido y desde 2008 ocupa el cuarto lugar mundial, con una participación del 3%. Dos ejemplos de inversionistas de bonos de carbono en México son el Estado de California, Estados Unidos y Alemania, donde se crearon en forma independiente al Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL), los bonos de carbono *Climate Reserve Tonnes* (CRT's), y se firmaron acuerdos con

varios Estados de la frontera mexicana para desarrollar métodos y protocolos de certificación. California mantiene en México 32 proyectos con un volumen estimado de 6,713,353 t de CO₂ eq y hay una cartera de proyectos estimada en 67,439,665 t de CO₂ eq. Alemania, mediante el MDL, planea comprar a la agroindustria tequilera 1.4 millones de bonos de carbono [39]. Los precios del carbono difieren mucho según la localización y tipo de proyecto; van desde 5 a 12 dólares por bono [40]. En México, el programa encargado de los bonos de carbono se llama Sistema de Comercio de Emisiones y lo encabezan la Secretaría del Medio Ambiente y Recursos Naturales (SEMARNAT) y la Bolsa Mexicana de Valores.

Normativa y legislación nacional

- Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos

En 2013, la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos sufrió algunas modificaciones importantes en tres de sus artículos. El artículo 25, menciona que corresponde al Estado la rectoría del desarrollo nacional para garantizar que éste sea integral y sustentable. El artículo 27, establece que corresponde exclusivamente a la Nación la planeación y el control del sistema eléctrico nacional, así como el servicio público de transmisión y distribución de energía eléctrica. En el artículo anterior se remueve la exclusividad para la generación de energía. El artículo 28, dice que no constituirán monopolios las funciones que el Estado ejerza de manera exclusiva en las áreas de planeación y control del sistema eléctrico nacional, así como el servicio público de transmisión y distribución de energía eléctrica. Igualmente, dejando de lado lo referente a la generación de energía [41].

- Reforma Energética

Las modificaciones efectuadas en la Constitución en 2013, fueron la base para que en 2014, se promulgaran las leyes secundarias de la Reforma Energética y sus respectivos Reglamentos. Con ellas se busca fortalecer el mercado para las energías renovables debido a la apertura para la inversión y la competencia. Asimismo, en abril de 2014 la Secretaría de Energía publicó el Programa Especial para el Aprovechamiento de Energías Renovables 2014-2018, como el instrumento de planeación rector de la política pública de México en materia de Energías Renovables. Una de las metas de este programa es el aumento de la generación eléctrica anual mediante biocombustibles de 2,142 GWh en 2018 [42].

- Ley de Promoción y Desarrollo de los Bioenergéticos (LPDB)

El artículo 1ro menciona que la Ley tiene por objeto la promoción y desarrollo de los Bioenergéticos con el fin de coadyuvar a la diversificación energética y el desarrollo sustentable como condiciones que permiten garantizar el apoyo al campo mexicano y establece las bases para promover la producción de insumos para Bioenergéticos, a partir de las actividades agropecuarias, forestales, algas, procesos biotecnológicos y enzimáticos del campo mexicano, sin poner en riesgo la seguridad y soberanía alimentaria del país. Desarrollar la producción, comercialización y uso eficiente de los Bioenergéticos para contribuir a la reactivación del sector rural, la generación de empleo y una mejor calidad de vida para la población; en particular las de alta y muy alta marginalidad. Procurar la reducción de emisiones contaminantes a la atmósfera y gases de efecto de invernadero, utilizando para ello los instrumentos internacionales contenidos en los Tratados en que México sea parte, y coordinar acciones entre los Gobiernos Federal, Estatales, Distrito

Federal y Municipales, así como la concurrencia con los sectores social y privado, para el desarrollo de los Bioenergéticos [43].

- Ley de la Industria Eléctrica

En el artículo 3ro. se describen las energías limpias como aquellas fuentes de energía y procesos de generación de electricidad cuyas emisiones o residuos, cuando los haya, no rebasen los umbrales establecidos en las disposiciones reglamentarias que para tal efecto se expidan. El artículo 17 menciona que las centrales eléctricas con capacidad mayor o igual a 0.5 MW requieren permiso otorgado por la Comisión Reguladora de Energía (CRE) para generar energía eléctrica en el territorio nacional. En el artículo 71 se expresa que la industria eléctrica se considera de utilidad pública y por ello se procederá a la ocupación o afectación superficial o la constitución de servidumbres necesarias para la construcción de plantas de generación de energía eléctrica en aquellos casos en que, por las características del proyecto, se requiera de una ubicación específica. En el artículo 73 se menciona que los términos y condiciones para el uso, goce o afectación de los terrenos, bienes o derechos necesarios, serán negociados y acordados entre los propietarios o titulares de dichos terrenos, bienes o derechos, incluyendo derechos reales, ejidales o comunales, y los interesados en realizar dichas actividades y tratándose de propiedad privada, además podrá convenirse la adquisición. En los artículos 74 y 75 se encuentran las bases del procedimiento para éstas negociaciones y acuerdos [44].

- Reglamento de la Ley de la Industria Eléctrica

El artículo 2 del Reglamento define los rangos de tensiones para el suministro eléctrico. Establece como alta tensión la tensión de suministro eléctrico a niveles mayores a 35 kV;

baja tensión la tensión de suministro eléctrico a niveles iguales o menores a 1 kV; y media tensión la tensión de suministro eléctrico a niveles mayores a 1 kV y menores o iguales a 35 kV. Por otra parte, el artículo 21 habla sobre las solicitudes de permisos y autorizaciones que se deben presentar ante la CRE, y menciona que se deberán contener los siguientes datos:

- I. Nombre o denominación o razón social y domicilio fiscal del interesado;
- II. Domicilio para oír y recibir notificaciones;
- III. Nombre del representante legal, en su caso;
- IV. Tipo de permiso o autorización que solicita;
- V. Para los permisos de generación:
 - a) Ubicación de la Central Eléctrica;
 - b) Capacidad y generación anual estimada de la Central Eléctrica, y
 - c) Tipo de tecnología y, en su caso, el combustible primario [45].

- Ley de Transición Energética

Tiene por objeto regular el aprovechamiento sustentable de la energía así como las obligaciones en materia de Energías Limpias y de reducción de emisiones contaminantes de la Industria Eléctrica, manteniendo la competitividad de los sectores productivos. En el artículo 3ro. se describen las energías renovables como aquellas cuya fuente reside en fenómenos de la naturaleza, procesos o materiales susceptibles de ser transformados en energía aprovechable por el ser humano, que se regeneran naturalmente, por lo que se encuentran disponibles de forma continua o periódica, y que al ser generadas no liberan emisiones contaminantes [46].

- Norma Oficial Mexicana NOM-001 SEDE 2012

Relativa a las instalaciones destinadas al suministro y uso de la energía eléctrica [47].

- Ley General del Equilibrio Ecológico y Protección al Ambiente

El artículo 28 menciona que la evaluación de impacto ambiental es el procedimiento a través del cual se establecen las condiciones a las que se sujetará la realización de obras y actividades que puedan causar desequilibrio ecológico o rebasar los límites y condiciones establecidos en las disposiciones aplicables para proteger el ambiente y preservar y restaurar los ecosistemas, a fin de evitar o reducir al mínimo sus efectos negativos sobre el medio ambiente. Para ello, requerirán previamente la autorización en materia de impacto ambiental la industria del petróleo, petroquímica, química, siderúrgica, papelera, azucarera, del cemento y eléctrica [48].

- Reglamento de la Ley General del Equilibrio Ecológico y la Protección al Ambiente en materia de Evaluación del Impacto Ambiental.

El artículo 5 inciso K establece que quienes pretendan llevar a cabo alguna de las siguientes obras o actividades, requerirán previamente la autorización en materia de impacto ambiental:

I. Construcción de plantas nucleoelectricas, hidroelectricas, carboelectricas, geotermoelctricas, eoloelctricas o termoelctricas, convencionales, de ciclo combinado o de unidad turbogás, con excepción de las plantas de generación con una capacidad menor o igual a medio MW, utilizadas para respaldo en residencias, oficinas y unidades habitacionales;

II. Construcción de estaciones o subestaciones eléctricas de potencia o distribución;

III. Obras de transmisión y subtransmisión eléctrica, y

IV. Plantas de cogeneración y autoabastecimiento de energía eléctrica mayores a 3 MW.

Las obras a que se refieren las fracciones II a III anteriores no requerirán autorización en materia de impacto ambiental cuando pretendan ubicarse en áreas urbanas, suburbanas, de equipamiento urbano o de servicios, rurales, agropecuarias, industriales o turísticas [49].

- Resolución Núm. RES/067/2010

A través de esta resolución, la CRE expide el modelo de contrato de interconexión para centrales de generación de energía eléctrica con energía renovable o cogeneración eficiente y sus anexos (f-rc, ib-rc, tb-rc), así como el modelo de convenio para el servicio de transmisión de energía eléctrica por fuente de energía [50].

- Resolución Núm. RES/119/2012

A través de esta resolución, la CRE expide las reglas generales de interconexión al sistema eléctrico nacional para generadores o permisionarios con fuentes de energías renovables o cogeneración eficiente. En la Tabla 9 se enlistan los conceptos de aplicación de los modelos de contratos de interconexión y de los convenios de servicios de transmisión para fuentes de energías renovables o cogeneración eficiente, los cuales aparecen en esta resolución. Para el caso de estudio propuesto en el presente trabajo de tesis se deben tener en consideración los datos de la tercera columna, para centrales de generación de energía eléctrica con energía renovable con capacidad mayor a 500 kW. En el anexo 3 de este documento de tesis se encuentra el diagrama de flujo para la atención de solicitudes de interconexión.

Tabla 9. Conceptos de aplicación de los modelos de contratos de interconexión.

Modelo de contrato de interconexión			
Concepto	Para fuente de energía renovable o sistema de cogeneración en pequeña escala	Para fuente de energía renovable o sistema de cogeneración en mediana escala	Centrales de generación de energía eléctrica con energía renovable o cogeneración eficiente
Resolución de la CRE	Res/054/2010	Res/054/2010	Res/067/2010
Tensión de suministro	Menores o iguales a 1 kV	Mayores a 1 kV y menores a 69 kV	Mayores a 1 kV y hasta 400 kV
Capacidad de la central generadora	Serv. uso residencial hasta 10 kW. Serv. uso gral. En baja tensión hasta 30 kW.	Hasta 500 kW	Capacidad mayor a 500 kW y en hidroeléctricas hasta 30 MW
Estudio de factibilidad	Zona de distribución	Zona de distribución	Subdirección de programación
Determinación de los cargos por servicios de transmisión	No aplica	No aplica	Subdirección de programación
Oficio resolutivo	Zona de distribución	Zona de distribución	División de distribución
Permiso de la CRE (trámites CRE 00- 001, 019, 029, 021, 022, 023)	No aplica	No aplica	Requisito
Solicitud contrato de interconexión (trámite CFE-00-003-a)	Zona de distribución	Zona de distribución	Subdirección de programación
Contrato de interconexión	Modelo de contrato anexo uno de la Res/054/2010	Modelo de contrato anexo dos de la Res/054/2010	Modelo de contrato anexo de la Res/067/2010
Convenio de servicios de transmisión (trámite CFE-00-003-d)	No aplica	No aplica	Requisito si va a portear, solicitar a subdirección de programación
Elaboración del contrato de interconexión	Zona de distribución	Zona de distribución	Subdirección de programación
Elaboración del convenio de servicios de transmisión	No aplica	No aplica	Subdirección de programación
Coordinación para la interconexión del proyecto	Zona de distribución	Zona de distribución	Área de control del CENACE

En el anexo 2 de la Resolución se encuentran los requerimientos técnicos de interconexión al sistema eléctrico nacional y se menciona que los proyectos de interconexión serán atendidos por el Suministrador en las Zonas de Distribución, donde se validará la información del proyecto proporcionado por el Solicitante, el cual deberá contener el equipo básico que se indica en los capítulos del anexo [51].

- Ley General de Cambio Climático

El artículo 3ro. transitorio, establece como una de sus metas que la Secretaría de Energía en coordinación con la Comisión Federal de Electricidad y la CRE, promoverán que la generación eléctrica proveniente de fuentes de energía limpias alcance por lo menos 35% para el año 2024 [3].

- Ley del Impuesto sobre la Renta

El artículo 34, fracción XIII, establece que los contribuyentes del Impuesto Sobre la Renta que inviertan en maquinaria y equipo para la generación de energía proveniente de fuentes renovables, tales como la energía proveniente de la biomasa o de los residuos, podrán deducir 100% de la inversión en un solo ejercicio y con ello favorecer la protección del medio ambiente al disminuir el uso de combustibles fósiles. Con el fin de que estas inversiones no se hagan con el único fin de reducir la base gravable del impuesto, se contempla como obligación el que la maquinaria y equipo que se adquiera se mantenga en operación durante un periodo mínimo de cinco años al ejercicio que se deduzca [52].

3.2 Análisis FODA

El análisis FODA evalúa las fortalezas, oportunidades, debilidades y amenazas relacionadas con el desarrollo de un proyecto. [53] Las fortalezas y debilidades del proyecto son características internas y son controlables, mientras que las oportunidades y amenazas son factores externos, pero pueden reaccionar en un momento determinante de forma favorable [54]. Se elaboró un análisis FODA a partir de un diagnóstico contextual con el cual se obtuvieron las oportunidades y amenazas, y se agregaron los factores internos del proyecto, las fortalezas y las debilidades, con la finalidad de adquirir los elementos necesarios para formular estrategias. En la Tabla 10 se muestra la matriz FODA, la cual está integrada por 8 fortalezas y 3 debilidades así como 4 amenazas y 6 oportunidades.

Tabla 10. Resultados del análisis FODA.

Fortalezas	Oportunidades
F1. La biomasa es una fuente renovable de energía con balance de CO ₂ favorable. Ayuda a mitigar las emisiones de las quemas descontroladas de la paja de trigo.	O1. Políticas nacionales e internacionales, legislación ambiental en California e inversión extranjera.
F2. La generación eléctrica por combustión directa es una tecnología madura y comerciable.	O2. Existen interacciones de intercambio de energía con los Estados Unidos de América.
F3. La energía de biomasa puede ser modular y escalable.	O3. Actualmente no existe un uso específico para los residuos agrícolas del trigo.
F4. Altos factores de planta en comparación con otras fuentes renovables de energía.	O4. Gran disponibilidad/generación anual de residuos agrícolas del trigo.
F5. La biomasa es una fuente de energía que se puede almacenar.	O5. La mayor demanda de energía coincide con el periodo de generación de la biomasa.
F6. Alto poder calorífico y bajo contenido de humedad de la materia prima.	O6. La demanda de energía en el Estado va en aumento.
F7. Impulsa el desarrollo económico del sector agrícola.	
F8. Diversificación de la matriz energética del Estado.	

Debilidades	Amenazas
D1. La materia prima (paja de trigo) requiere de grandes espacios de almacenamiento.	A1. Posibles condiciones climáticas desfavorables para el desarrollo de cultivos.
D2. La baja densidad de la biomasa incrementa los costos de transporte y almacenamiento.	A2. Cambios radicales en los precios de generación eléctrica de otras fuentes.
D3. La generación de residuos agrícolas se presenta muy distribuida geográficamente. Grandes distancias para transporte.	A3. Renuencia de los agricultores a cambiar sus prácticas actuales de quema de residuos.
	A4. Posibilidad de cambio en la tendencia de cultivos por incentivos agrícolas hacia otro tipo de cultivos.

De las 6 oportunidades, cuatro de ellas están relacionadas con los residuos agrícolas, su falta de aprovechamiento y la creciente demanda de energía. Las otras dos se refieren a las políticas nacionales, inversión extranjera y relación con Estados Unidos de América. Por lo cual es estratégicamente importante analizar con mayor detenimiento ésta última parte para obtener una ventaja. De las 8 fortalezas, Baja California tiene que aprovechar otras fuentes de energía renovable como lo es la biomasa considerando que la energía geotérmica es limitada y que la energía solar y la energía eólica son intermitentes. En cuanto a sus 3 debilidades, las tres presentan relación con la baja densidad de la biomasa y los altos costos de su transporte, por lo cual es necesario crear estrategias para mitigar este punto.

Estrategias FO. Se basan en el uso de las fortalezas internas del proyecto con el objetivo de aprovechar las oportunidades externas.

E1: Aprovechar la relación con Estados Unidos de América. y sus políticas en cuanto a la generación de energía por fuentes renovables, sobre todo en el Estado de California, para considerar la exportación de energía.

E2: Aprovechar la disponibilidad y el uso prácticamente nulo de los residuos agrícolas para ser los precursores en la generación de energía eléctrica con biomasa en la región buscando ser los líderes en esta actividad.

E3: Buscar diferentes alternativas para el almacenamiento adecuado de la biomasa.

E4: Considerar plantas de pequeña capacidad ubicadas estratégicamente en el Valle de Mexicali con el fin de abarcar todos los residuos distribuidos a lo largo de la región.

E5: Como estrategia de operación, la planta propuesta puede operar como una planta base, y en el verano, una planta de menor capacidad puede ayudar a abastecer el pico de demanda.

Estrategias DO. Tienen como objetivo la mejora de las debilidades internas valiéndose de las oportunidades externas.

E7: Con el fin de disminuir el volumen por unidad de masa es conveniente buscar técnicas de pretratamiento de biomasa que permitan reducir los costos de transporte y almacenamiento, retardando la descomposición de la biomasa por efecto de las condiciones ambientales.

E8: Analizar la posibilidad de apoyos financieros por parte del gobierno federal, estatal, municipal y/o de organismos internacionales interesados en la reducción de emisiones contaminantes a la atmósfera.

Estrategias FA. Se basan en la utilización de las fortalezas de un proyecto para evitar o reducir el impacto de las amenazas externas.

E9: Procesar distintos tipos de biomasa (materia prima) para adaptarse a los posibles cambios en los cultivos agrícolas.

3.3 Diagrama de Gantt

Como parte de la planificación del proyecto se elaboró un diagrama de Gantt para la construcción e instalación de equipos de una planta de biomasa de 10 MW en el Valle de Mexicali. El diagrama de Gantt es una técnica utilizada en el manejo de proyectos que indica la duración de las actividades a realizar en forma gráfica y representadas por barras horizontales sobre una escala de tiempo, ésta técnica es ampliamente utilizada debido a que es fácil de interpretar y analizar.

Para la elaboración de este diagrama se utilizó el programa Microsoft Project[®] en donde se realizó primeramente un listado de actividades y se estableció la relación y secuencia entre las mismas. Para estimar la duración de cada actividad se plantearon tres escenarios; la duración optimista, la duración esperada y la duración pesimista. Posteriormente el programa calcula la duración de cada una de las actividades. En la Tabla 11 se enlistan las 24 actividades, la duración calculada de cada una y la secuencia a través de las actividades predecesoras.

Tabla 11. Listado de actividades.

ID	Descripción	Duración (días)	Predecesoras
1	Recepción y estudio de la información	10.83	
2	Preparación del sitio	14.17	1
3	Cimientos principales	30.67	2
4	Construcción edificio de oficinas	30.17	3
5	Construcción almacén	50.00	3
6	Construcción nave de generación	37.46	3
7	Cimientos subestación	29.67	2
8	Servicios auxiliares	25.33	4,5,6
9	Pintura, acabados, limpieza	10.67	19,24
10	Instalación puente grúa	9.00	5,8
11	Instalación caldera de vapor	21.67	6,8
12	Instalación turbina	25.67	6,8
13	Instalación generador	23.83	6,8

14	Instalación condensador	8.00	6,8
15	Instalación torre de enfriamiento	25.67	6,8
16	Bombas principales	23.00	6,8
17	Bombas secundarias	9.67	16
18	Instalación sistema de control	8.67	12
19	Pruebas y arranque de la planta	13.5	11,13,14,15,17,18
20	Construcción subestación	20.83	7
21	Instalación transformador	25.33	20
22	Instalación celdas de protección	20.5	20
23	Interconexión eléctrica	18.00	21,22
24	Pruebas y arranque de subestación	20.33	23

Se diseñó un calendario especial de operaciones para el proyecto, en el cual se consideró un horario de trabajo para realizar las actividades de 8 horas diarias de lunes a sábado y se tomaron en cuenta los días de descanso obligatorios señalados en el artículo 74 de la Ley Federal del Trabajo. Como resultado de los datos ingresados al programa, y considerando el calendario de actividades antes mencionado, se obtuvo una duración total del proyecto de 259.91 días, aproximadamente ocho meses y medio. En la Figura 34 se presenta el diagrama de Gantt, donde se pueden apreciar las fechas de inicio y terminación del proyecto simulando que la construcción inicia en octubre de 2017. También se indican en color rojo las actividades críticas del proyecto.

La instalación de la caldera de vapor incluye la instalación del economizador, sobrecalentador, chimenea, depósitos de cenizas y filtro de humos. La instalación de la turbina incluye todos los accesorios y protecciones. La instalación del generador incluye el montaje, automatización y puesta en marcha. La instalación de la torre de enfriamiento incluye tratamiento de agua, accesorios de montaje y tuberías de conexión. La instalación del condensador incluye tratamiento de agua, accesorios de montaje y tuberías de conexión. La instalación de las celdas de protección incluye las conexiones, cableado, accesorios y herramientas.

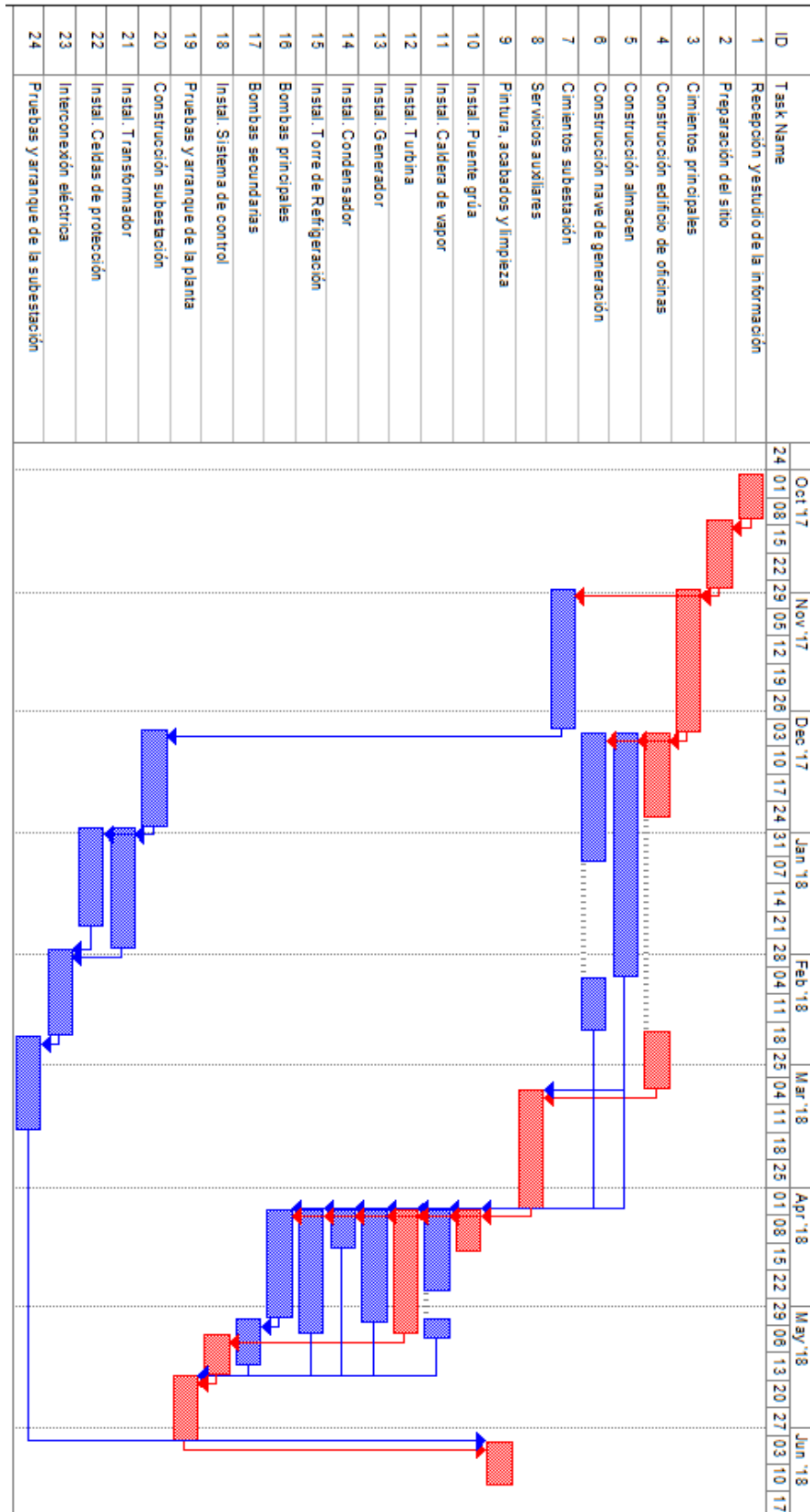


Figura 34. Diagrama de Gantt para la construcción de la planta de biomasa.
Fuente: Elaboración propia.

3.4 Costos de la bioenergía

En 2010, el costo total de instalación de los hornos fogoneros fue de entre 1,880 y 4,260 dls/kW. Y el rango del costo nivelado de la electricidad fue de entre 0.06 y 0.21 dls/kWh [22].

El costo nivelado de la electricidad, también conocido como costo normalizado o costo equivalente, abreviado como LCOE por sus siglas en inglés, es la valoración económica del costo del sistema de generación de electricidad que incluye todos los costos a lo largo de la vida útil del proyecto: la inversión inicial, operación y mantenimiento, el costo de combustible, costo de capital, etc.

A continuación se presenta la Ecuación 24, utilizada para calcular el LCOE de tecnologías de energías renovables:

$$\text{LCOE} = \frac{\sum_{t=1}^n \frac{I_t + M_t + F_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{E_t}{(1+r)^t}} \quad \text{Ec. 24}$$

donde:

LCOE = costo nivelado promedio de la generación de electricidad a lo largo de la vida útil

I_t = costos de inversión en el año t

M_t = costos de operación y mantenimiento en el año t

F_t = costo de combustible en el año t

E_t = generación de electricidad en el año t

r = tasa de descuento

n = vida del sistema

Los costos de operación y mantenimiento (O&M) pueden hacer una contribución significativa al costo nivelado de la electricidad (LCOE) y típicamente representan entre 9% y 20% del LCOE para las centrales eléctricas de biomasa. Los costos fijos de O&M

consisten en mano de obra, mantenimiento programado, reemplazo rutinario de componentes y equipos (calderas, equipos de manejo de materias primas, etc.), seguros, etc. Cuanto mayor sea la planta, menores serán los costos fijos de O&M (por kW), debido al impacto de las economías de escala, en particular para la mano de obra requerida. Los costos variables de O&M dependen de la salida del sistema y generalmente se expresan como un valor por unidad de producción (dlls/kWh). Incluyen los costos de combustibles que no son de biomasa, eliminación de cenizas, mantenimiento no planeado, reemplazo de equipos y costos incrementales de servicio. Los costos fijos de O&M van desde el 2% de los costos de instalación al año hasta el 7% para la mayoría de las tecnologías de biomasa, con costos variables de O&M de alrededor de 0.005 dlls/kWh [22].

El suministro seguro y de largo plazo de materias primas de bajo costo y de origen sostenible es fundamental para la economía de las centrales eléctricas de biomasa. Los costos de las materias primas pueden ser cero para los desechos que de otro modo tendrían costos de eliminación o que se producen en el sitio en una instalación industrial (por ejemplo, licor negro en las fábricas de pasta y papel o bagazo en las fábricas de azúcar). Los costos de las materias primas pueden ser modestos cuando los residuos agrícolas pueden ser recolectados y transportados en distancias cortas. Sin embargo, los costos de la materia prima pueden ser elevados cuando están implicadas distancias de transporte significativas debido a la baja densidad energética de la biomasa (por ejemplo, el comercio de astillas y pellets de madera). Se consideran costos de materias primas de entre 10 dlls/tonelada para residuos de bajo costo a 160 dlls/tonelada para pellets comercializados internacionalmente [22].

Con algunas notables excepciones, hay pocos precios formales en el mercado para la biomasa. El mercado de la biomasa se centra principalmente en el comercio de astillas y pellets. Sin embargo, la mayoría de la biomasa utilizada para la generación de energía proviene de fuentes no comercializadas, tales como desperdicios y residuos de procesos agrícolas e industriales, surgimientos forestales, etc. que se consumen localmente.

Para la biomasa no comercializada, los únicos costos de la materia prima son a menudo el transporte, la manipulación y el almacenamiento requeridos para entregar los residuos de biomasa a la planta de energía. Existen algunos mercados locales, pero estos se basan en contratos bilaterales y los datos sobre los precios pagados a menudo no están disponibles.

Los costos de las materias primas pueden representar del 40% al 50% del costo total de la electricidad producida. La materia prima más económica es típicamente la constituida por residuos agrícolas como la paja y el bagazo de la caña de azúcar, ya que estos pueden ser recogidos durante la cosecha [22].

En Estados Unidos, los costos de los residuos agrícolas provenientes del maíz y la paja, se encuentran en el rango de los 1.73 a los 4.33 dlls/GJ y varían entre los 20 y 50 dlls/tonelada. Estos costos incluyen la recolección de la materia prima, pago a los agricultores y transporte de la materia prima. En Europa, un análisis reciente de cuatro fuentes de biomasa y cadenas de suministro identificó costos de materias primas de entre 4.8 a 6.0 dlls/GJ para residuos agrícolas locales y entre 55 y 68 dlls/tonelada, incluyendo el transporte de la materia prima [22].

El costo total de la inversión, gasto de capital CAPEX, consiste en el equipo (motor principal y sistema de conversión de combustible), maquinaria de manipulación y preparación de combustible, costos de ingeniería y construcción y planificación. También puede incluir la conexión a la red, carreteras y cualquier tipo de nueva infraestructura o mejoras a la infraestructura existente requerida para el proyecto. Este costo varía entre los 1,900 y los 4,100 dls/kW para los hornos fogoneros [22].

Los supuestos críticos requeridos para derivar el LCOE de los sistemas de generación de energía a base de biomasa son:

- Costos de equipo y otros costos iniciales de capital
- Tasa de descuento
- Vida económica
- Costos de materias primas
- Costos de O&M
- Eficiencia de generación

En la Figura 35 [22] se presenta el marco de referencia del costo nivelado de la electricidad, LCOE, para la generación de energía a partir de biomasa.

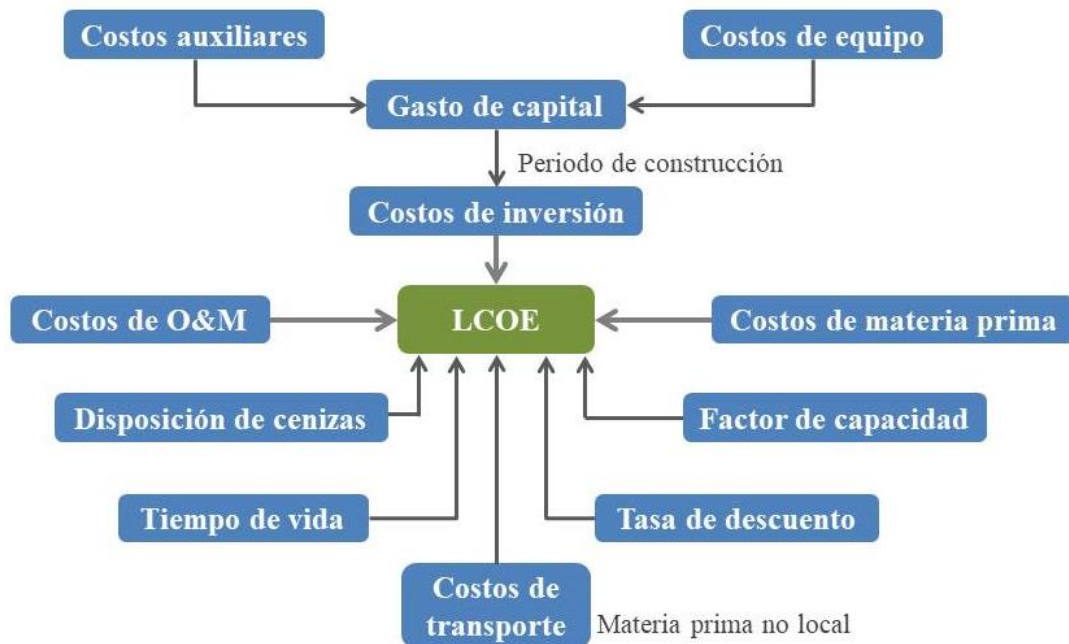


Figura 35. Marco de referencia para el LCOE.

La tasa de descuento utilizada para representar el costo de capital promedio para la generación de energía a base de biomasa se supone del 10% [22].

Se supone que la vida económica de las plantas de biomasa es de 20 a 25 años. La renovación y reemplazo de equipos menores está incluida en los costos de O&M [22].

Se supone que los costos de eliminación de cenizas son de 132 dls/tonelada, con un promedio del 1% del rendimiento de la materia prima en peso [22].

Se supone que las centrales eléctricas alimentadas con biomasa funcionan con un factor de capacidad del 85%, aunque la generación de una central eléctrica específica dependerá de su diseño y de la disponibilidad, calidad y costo de la materia prima a lo largo del año [22].

Las suposiciones de los costos de capital varían desde los 1,325 dlls/kW para los sistemas de calderas de hornos fogoneros [22]. Cuando las calderas de combustible de bajo costo están disponibles y los costos de combustible son bajos (por ejemplo, los residuos agrícolas), las calderas que producen vapor para alimentar una turbina de vapor ofrecen electricidad competitiva desde tan sólo 0.062 dlls/kWh [22].

En la Tabla 12 se resumen los valores típicos y los rangos de costos para las plantas de energía de biomasa. Estos datos fueron utilizados en las simulaciones económicas del presente trabajo de tesis.

Tabla 12. Costos típicos de plantas de biomasa.

Descripción	Valor	Unidad de referencia
Costo de instalación de horno fogonero	1,880 - 4,260	dlls/kW
Costo nivelado de la electricidad (LCOE)	0.06 - 0.21	dlls/kWh
Costo de O&M	9 - 20	% del LCOE
Costo fijo de O&M	2 - 7	% del costo de instalación
Costo variable de O&M	0.005	dlls/kWh
Costo de la materia prima	40 - 50	% del costo de electricidad producida
Costo de residuos agrícolas de paja	1.73 - 4.33	dlls/GJ
Costo de residuos agrícolas de paja	20 - 50	dlls/tonelada
Costo total de la inversión	1,900 - 4,100	dlls/kW
Tasa de descuento	10	%
Vida económica de la planta	20 - 25	años
Costo de eliminación de cenizas	132	dlls/tonelada
Factor de capacidad	≈ 85	%
Costo de capital	desde 1,325	dlls/kW

3.5 Simulación en Microsoft Project®

Para realizar una estimación de los costos de instalación de una planta de biomasa de 10 MW de capacidad, se utilizó Microsoft Project®. Como ya se había mencionado, la planeación del proyecto de instalación se realizó también en Microsoft Project® al elaborar el diagrama de Gantt, en el cual se delimitaron las actividades a realizar, la secuencia y

relación entre ellas, así como la duración de las mismas. Para obtener los resultados de costos se desarrolló el procedimiento que se indica en la Figura 36.

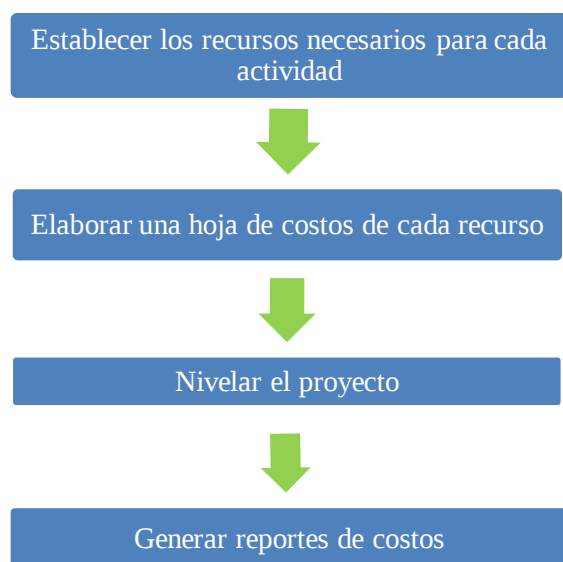


Figura 36. Programación del proyecto para determinar costos.
Fuente: Elaboración propia.

La asignación de recursos a cada actividad se detalla en el anexo 4 de este documento de tesis. Los recursos se clasifican como “work” si representan un trabajo por hora, como el personal y la renta de equipos para construcción. Los recursos también se pueden clasificar como “material” en el caso de los equipos de la planta y los materiales de construcción. Para la elaboración de la hoja de recursos se realizó una estimación de costos análoga basándose en costos de proyectos similares y en el trabajo propuesto por Aldoma Peña [55]. Se consideró un 2% extra como costo indirecto de los equipos y se realizó una nivelación automática. Al final, el programa arrojó como resultados una duración estimada del proyecto de 259.9 días, un costo total de \$15,551,660.44 dólares y 10,083.83 horas de trabajo. En la Tabla 13 se desglosan los costos para cada una de las actividades.

Tabla 13. Costo por actividad en dólares.

ID	Actividad	Crítica	Costo
1	Recepción y estudio de la información	Sí	\$4,610.53
2	Preparación del sitio	Sí	\$29,891.57
3	Cimientos principales	Sí	\$82,381.93
4	Construcción edificio de oficinas	Sí	\$911,780.23
5	Construcción almacén	No	\$1,110,656.10
6	Construcción nave de generación	No	\$1,399,829.53
7	Cimientos subestación	No	\$57,096.69
8	Servicios auxiliares	Sí	\$274,193.97
9	Pintura, acabados, limpieza	Sí	\$9,607.58
10	Instalación puente grúa	Sí	\$30,863.40
11	Instalación caldera de vapor	No	\$5,011,032.92
12	Instalación turbina	Sí	\$1,767,445.05
13	Instalación generador	No	\$1,698,926.19
14	Instalación condensador	No	\$334,938.54
15	Instalación torre de enfriamiento	No	\$953,729.01
16	Bombas principales	No	\$82,776.82
17	Bombas secundarias	No	\$47,486.72
18	Instalación sistema de control	No	\$62,284.64
19	Pruebas y arranque de la planta	Sí	\$1,829.96
20	Construcción subestación	No	\$28,151.04
21	Instalación transformador	No	\$954,268.18
22	Instalación celdas de protección	No	\$495,187.34
23	Interconexión eléctrica	No	\$197,270.82
24	Pruebas y arranque de subestación	No	\$5,421.68
	Total		\$15,551,660.44

Para calcular el costo de inversión, además de considerar el costo de instalación de los equipos se tomó en cuenta el costo de adquisición del terreno y un pago por el concepto de ingeniería y dirección del proyecto. También se consideró un 21% del costo de instalación por concepto de gastos generales. Por lo cual se calculó un costo total de inversión de \$21,460,837.88 dólares, equivalente a **2,146.08** dlls/kW instalado. Para calcular el costo nivelado de la electricidad LCOE, se evaluaron dos escenarios, uno pesimista y otro optimista, los diferentes valores considerados así como los resultados se encuentran en la Tabla 14.

Tabla 14. Valores utilizados para obtener el LCOE.

Concepto	Escenario 1	Escenario 2
Costo fijo de O&M	2 % del costo de instalación	7 % del costo de instalación
Costo de combustible	20 dlls/t	50 dlls/t
Vida útil	25 años	20 años
Tasa de descuento	10%	10%
LCOE	0.0453 dlls/kWh	0.0966 dlls/kWh

Adicionalmente se calculó el costo total de instalación utilizando el programa SAM[®]. Para realizar una comparación con los datos obtenidos en Microsoft Project[®], se utilizaron los valores predeterminados propuestos por SAM[®]. En la Tabla 15 se señalan los valores para cada concepto y la referencia utilizada por el programa.

Tabla 15. Costo total de instalación en SAM[®].

Concepto	Referencia	Valor
Costo directo de capital (CDC)		
Caldera	650 \$/kW	\$6,524,888.51
Turbina y generador	470 \$/kW	\$4,717,996.30
Equipo de manejo de biomasa	310 \$/kW	\$3,111,869.90
Otros equipos	270 \$/kW	\$2,270,338.30
Balance de la planta	400 \$/kW	\$3,774,397.04
Gastos generales	12 %	\$2,500,738.81
Total		\$23,340,228.86
Costo indirecto de capital (CIC)		
Ingeniería y construcción	20% del CDC	\$4,668,045.77
Terreno y misceláneos	5% del CDC	\$1,167,011.44
Total		\$5,835,057.22
Costo total de instalación		\$29,175,286.08
Costo por kW		\$2,906.40

El valor estimado por el programa se asemeja al valor calculado en Microsoft Project[®]. También se calculó el LCOE, el cual fue de 0.09045 dlls/kWh, con el valor predeterminado de 46.62 dlls/tonelada. Este valor del LCOE es muy similar al valor calculado en el escenario 2 mencionado con anterioridad.

En 2015, la IEA publicó un estudio en donde se incluyen 181 plantas de generación de energía eléctrica de distintas tecnologías comparando la capacidad instalada y el costo de instalación de cada una. Los detalles del estudio se localizan en el anexo 5 de este documento de tesis. En la Figura 37 se presentan algunas de las fuentes de energía del estudio y sus costos de instalación en dólares por kW. Los costos de instalación incluyen los costos de pre-construcción, ingeniería, procura, construcción y costos de contingencia. Los valores que se grafican son el mínimo y máximo de la muestra de cada serie así como los valores de la media y mediana [56].

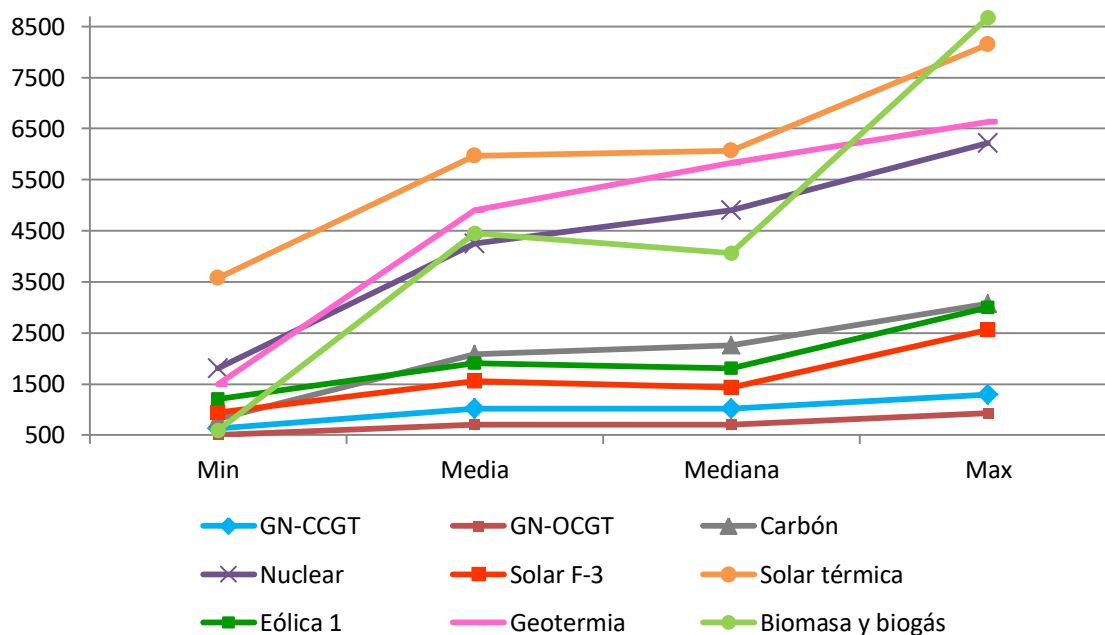


Figura 37. Costos de instalación de diferentes tecnologías de generación (dólares/kW).
Fuente: elaboración propia con datos de IEA.

4. Conclusiones

Se realizó una evaluación técnica y económica de una planta de generación de energía eléctrica de 10 MW de capacidad que utiliza paja de trigo de la región del Valle de Mexicali. La central objeto de estudio utiliza como combustible 77,112 t anuales de paja de trigo lo que representa alrededor del 13.6% de la materia prima generada cada año en la región.

La razón principal de haber realizado esta evaluación radica en la problemática generada con las quemas a cielo abierto de la paja de trigo. Directamente se ocasiona un deterioro de la calidad del aire del Valle y de la ciudad de Mexicali. Hasta el 2015 se estima un promedio anual de 118,553 t de CO₂ eq para el tipo de quema frontal y un promedio anual de 95,906 t de CO₂ eq para el tipo de quema en contracandela por estas prácticas inadecuadas.

La vía de conversión de biomasa analizada en este trabajo es la combustión directa para la obtención de vapor y generación de electricidad puesto que es una de las tecnologías más viables hasta el momento, de mayor madurez tecnológica y menor costo de aplicación a gran escala.

La planta de combustión se plantea como una planta base de generación, la cual operaría las 24 horas, 330 días al año. Como resultados de la evaluación técnica se determinó que debido a los valores mensuales promedio del CHE para la paja de trigo del Valle de Mexicali es posible prescindir de un secador. El sistema de combustión propuesto es un horno fogonero de parrilla. Se determinó un flujo de aire en exceso del 20% para asegurar

la combustión completa de la biomasa. La capacidad nominal máxima estimada de la planta fue de 10.038 MW con una producción de vapor estimada 27,634 kg/h.

La eficiencia total de la caldera resultó de 79.1%. El mayor porcentaje de pérdidas de eficiencia provino de las pérdidas en los gases de combustión secos con un 8.46%, seguido por las pérdidas de calor latente con un 4.6%, en tercer lugar se encontraron las pérdidas por combustible no quemado con un 3.5%, después las pérdidas por la humedad contenida en el combustible con un 2.31% y por último las pérdidas por radiación y misceláneos con un 2.03%. Las cargas parasitarias de la planta representaron un 6% de la capacidad nominal dando un total de 602 kW.

La energía anual generada por la planta tuvo un valor de 70,257,016 kWh. Un factor de planta del 94% y una eficiencia de planta del 28.6 %. La eficiencia de generación de energía utilizando turbinas de vapor se encuentra en el rango de 18% a 33% para las centrales de biomasa.

A través de la aplicación de técnicas de evaluación multicriterio y sistemas de información geográfica se pudo realizar un análisis espacial de distintos factores y restricciones para determinar la localización óptima de la central eléctrica de biomasa. El sitio seleccionado para la construcción de la Central de Biomasa se ubica al sureste de Mexicali, Baja California, 205 m al sur de la carretera federal número 14 que conecta el ejido Guanajuato con el ejido Chihuahua. Las coordenadas geográficas aproximadas del centro del sitio donde estará ubicada la central son 32°29'29.72" latitud norte y 115°15'39.45" longitud oeste.

Se elaboró un análisis FODA a partir de un diagnóstico contextual realizado previamente con el cual se obtuvieron 8 fortalezas y 3 debilidades así como 4 amenazas y 6 oportunidades.

Se realizó un diagrama de Gantt para la construcción e instalación de equipos de una planta de biomasa de 10 MW en el Valle de Mexicali. Con base en un listado de 24 actividades se obtuvo una duración total del proyecto de 259.9 días, aproximadamente ocho meses y medio.

Para realizar una estimación de los costos de instalación de una planta de biomasa de 10 MW de capacidad, se utilizó Microsoft Project[®]. Al final, el programa arrojó como resultados un costo total de \$15,551,660.44 dólares y 10,083.83 horas de trabajo.

Para calcular el costo de inversión, además de considerar el costo de instalación de los equipos, se tomó en cuenta el costo de adquisición del terreno y un pago por el concepto de ingeniería y dirección del proyecto. También se consideró un 21% del costo de instalación por concepto de gastos generales. Por lo cual se calculó un costo total de inversión de 2,146.08 dlls/kW instalado.

También se calculó el LCOE, el cual fue de 0.09045 dlls/kWh, utilizando un valor de costo de materia prima de 46.62 dlls/tonelada, una tasa de descuento del 10% y una vida útil de la planta de 25 años.

La metodología utilizada resulta de gran importancia dado que su aplicación no es exclusiva para los proyectos similares al caso de estudio sino que puede ser utilizada para la evaluación de este y otros tipos de casos.

Existen numerosas ventajas de instalar este tipo de plantas en el Valle de Mexicali comparado con otras tecnologías disponibles. Estas plantas de generación de energía son una tecnología madura y comerciable que aprovecha un residuo local para la producción de electricidad. En comparación con otras fuentes de energía renovable, como la energía solar y la energía eólica, la biomasa no es intermitente. Y a diferencia de las plantas que funcionan a base de combustibles fósiles, las plantas de biomasa presentan un balance favorable de CO₂. Otra ventaja es la generación de empleos directos e indirectos en la región.

5. Referencias

- [1] IEA. (2017). International Energy Agency. Sitio web: <https://www.iea.org/topics/electricity/>
- [2] IEA. (2017). International Energy Agency. Sitio web: <https://www.iea.org/topics/climatechange/>
- [3] Cámara de Diputados del H. Congreso de la Unión. (2012). *Ley General de Cambio Climático*. Diario Oficial de la Federación.
- [4] OEIDRUS. (2017) Oficina Estatal de Información para el Desarrollo Rural Sustentable. Sitio web: http://www.oeidrus-bc.gob.mx/oeidrus_bca/
- [5] García, C., Montero, G., Coronado, M., & Acosta, M. (2011). *Biocombustibles: una alternativa para la disposición de residuos del cultivo de trigo en el Valle de Mexicali*. Hacia la sustentabilidad: Los residuos sólidos como fuente de energía y materia prima, pp. 337-342.
- [6] Coronado, M., Montero, G., García, C., Pérez, A., & Pérez, L. (2012). *Emisiones de las quemadas de paja de trigo en el Valle de Mexicali, 1987-2010*. Revista Internacional de Contaminación Ambiental, 28, pp. 117-124.
- [7] FAO. (2013). *Statistical Yearbook 2013: World food and agriculture*. Roma: Food and Agriculture Organization of the United Nations.
- [8] García, C., Montero, G., Coronado, M., & Acosta, M. (2013). *Potencial energético de la paja de trigo en el Valle de Mexicali*. Revista Internacional de Contaminación Ambiental, 29, pp. 62-72.
- [9] INEGI. (2013). *La Agricultura en Baja California: Censo Agropecuario 2007*. México: Instituto Nacional de Estadística y Geografía.
- [10] Endesa Educa. (2014). *Centrales de biomasa*. Mayo 16, 2015. Sitio web: http://www.endesaeduca.com/Endesa_educa/recursos-interactivos/produccion-de-electricidad/xiv.-las-centrales-de-biomasa
- [11] OECD/IEA. (2012). *Technology Roadmap: Bioenergy for heat and power*. Francia: International Energy Agency, p. 15.
- [12] Dragan M., Branka D. (2012) *Comprehensive analysis of a straw-fired power plant in the province of Vojvodina*. Thermal Science, vol. 16.
- [13] IEA. (2015). International Energy Agency. Sitio web: <https://www.iea.org/topics/renewables/subtopics/bioenergy/>
- [14] ECOPROG (2016). *Biomass to Power: The World Market for Biomass Power Plants 2016/2017*. 7ma. Edición.
- [15] SENER. (2016). *Balance Nacional de Energía 2015*. Secretaría de Energía.
- [16] CONADESUCA. (2016). *Regiones Cañeras*. Comisión Nacional para el Desarrollo Sustentable de la Caña de Azúcar. Sitio web: <http://www.conadesuca.gob.mx/Proyecto%20Climatologico/regiones.html>
- [17] SENER. (2016). *Prospectiva de Energías Renovables 2016-2030*. Secretaría de Energía.
- [18] Muñoz, G., Campbell, H., Díaz, E., & Quintero, M. (2012). *Baja California: Perfil Energético 2010-2020*. Comisión Estatal de Energía de Baja California.
- [19] Montero, G., Coronado, M., Torres, R., Jaramillo, B., García, C., Stoytcheva, M., Vázquez, A., León, J., Lambert, A., & Valenzuela, E. (2016). *Higher heating value determination of wheat straw from Baja California, Mexico*. Energy 109 612-619.

- [20] Milbrandt, A., & Uriarte, C. (2012). *Bioenergy Assessment Toolkit*. National Renewable Energy Laboratory. NREL.
- [21] Jorgenson, J., Gilman, P., & Dobos, A. (2011) *Technical Manual for the SAM® Biomass Power Generation Model*. National Renewable Energy Laboratory. NREL.
- [22] IRENA. (2012) *Biomass for Power Generation. Renewable energy technologies: cost analysis series*. IRENA working paper. Volume 1: Power Sector. Issue 1/5.
- [23] Cengel, Y., & Boles, M. (2008) *Termodinámica*. McGraw Hill. 6ta. Edición.
- [24] Huixiao, Z., Kaliyan, N., & Vance, M. (2013). *Aspen Plus simulation of biomass integrated gasification combined cycle systems at corn ethanol plants*. Biomass and Bioenergy.
- [25] Janaa, K., & Dea, S. (2014). *Biomass Integrated Combined Power Plant with Post Combustion CO₂ Capture – Performance Study by ASPEN Plus®*. Energy Procedia 54 166–176.
- [26] Godswill Uchechukwu Megwai. (2014). *Process Simulations of Small Scale Biomass Power Plant*. University of Borås.
- [27] Canadian Biomass Magazine. (2009). Sitio web: <https://www.canadianbiomassmagazine.ca/boilers/boilers-boiled-down-1167>
- [28] CBER Biomass to energy. Canadian Biomass Energy Research LTD. Sitio web: http://www.biomassenergyresearch.ca/combustion_expertise.htm
- [29] INEGI. (2015) *Mapa Digital de México para escritorio versión 6 Tutorial*. Instituto Nacional de Estadística y Geografía.
- [30] Marrero, L., Toro, G., Scalley, H., & Báez, H. (2011) *Evaluación multicriterio y sistemas de información geográfica para la planificación y la toma de decisiones acerca del uso de terrenos*. USDA Forest Service, Southern Research Station.
- [31] Lv, H., Ding, H., Zhou, D., & Zhou, P. (2014). *A Site Selection Model for a Straw-Based Power Generation Plant with CO₂ Emissions*. Sustainability-Open Access Journal, 7466-7481.
- [32] INEGI. (2014) *Diccionario de Datos Topográficos escala 1:250 000 (versión 2)*. Instituto Nacional de Estadística y Geografía.
- [33] De la Paz Blanco. (2012) *Metodologías para la localización óptima de centrales de biomasa y minihidráulica como recursos energéticos renovables en la comarca de el Bierzo*. Universidad Complutense de Madrid.
- [34] Ramsar. (2017). Sitio web: <http://www.ramsar.org/es/humedal/mexico>
- [35] VENZARIO (2009). Plantas de Biomasa – Sangüesa. Sitio web: <https://venzario.com/2009/03/07/plantas-de-biomasa-sanguesa/>
- [36] DEMAG. (2017). Sitio web: <http://www.demagcranes.es/Referencias/Drax-Power-gruas-puente-Biomasa>
- [37] WNA. World Nuclear Association (2011). *Comparison of Lifecycle Greenhouse Gas Emissions of Various Electricity Generation Sources*. WNA Report.
- [38] Naciones Unidas. (1998). *Protocolo de Kyoto de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el cambio climático*.
- [39] Vázquez, A. (2017). *El mercado de los bonos de carbono*. Derecho Ambiental y Ecología. Pág. 51. Sitio web: http://www.ceja.org.mx/IMG/El_mercado_de_los_bonos_de_carbono.pdf
- [40] Tapia, P. (2014). *México, pionero de AL en venta de bonos de carbono*. Milenio Dario.
- [41] Cámara de Diputados del H. Congreso de la Unión. (1917) *Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos*. Diario Oficial de la Federación.

- [42] Secretaría de Energía. (2014). *Programa Especial para el Aprovechamiento de las Energías Renovables*. Diario Oficial de la Federación.
- [43] Cámara de Diputados del H. Congreso de la Unión. (2008). *Ley de Promoción y Desarrollo de los Bioenergéticos*. Diario Oficial de la Federación.
- [44] Cámara de Diputados del H. Congreso de la Unión. (2014). *Ley de la Industria Eléctrica*. Diario Oficial de la Federación.
- [45] Cámara de Diputados del H. Congreso de la Unión. (2014). *Reglamento de la Ley de la Industria Eléctrica*. Diario Oficial de la Federación.
- [46] Cámara de Diputados del H. Congreso de la Unión. (2015). *Ley de Transición Energética*. Diario Oficial de la Federación.
- [47] Secretaría de Energía. (2012). *NORMA Oficial Mexicana NOM-001-SEDE-2012, Instalaciones Eléctricas*. Diario Oficial de la Federación.
- [48] Cámara de Diputados del H. Congreso de la Unión. (1988). *Ley General del Equilibrio Ecológico y la Protección al Ambiente*. Diario Oficial de la Federación.
- [49] Cámara de Diputados del H. Congreso de la Unión. (2000). *Reglamento de la Ley General del Equilibrio Ecológico y la Protección al Ambiente en materia de Evaluación del Impacto Ambiental*. Diario Oficial de la Federación.
- [50] Comisión Reguladora de Energía. (2010). *RESOLUCION Núm. RES/067/2010*. Diario Oficial de la Federación.
- [51] Comisión Reguladora de Energía. (2012). *RESOLUCION Núm. RES/119/2012*. Diario Oficial de la Federación.
- [52] Cámara de Diputados del H. Congreso de la Unión. (2013). *Ley del Impuesto sobre la Renta*. Diario Oficial de la Federación.
- [53] Coronado, M., Montero, G., García, C., Torres, R., Vázquez, A., Ayala, R., León, J., Pérez, L. & Romero, E. (2015) *Cotton stalks for power generation in Baja California, Mexico by SWOT analysis methodology*. Energy and Sustainability. Vol. 195.
- [54] Montero, G., García, C., Coronado, M., Toscano, L., Stoytcheva, M., Torres, R., Vázquez, A. & Montes, D. (2017) *SWOT Analysis Applied to Wheat Straw Utilization as a Biofuel in Mexico*. Frontiers in Bioenergy and Biofuels. Capítulo 24. INTECH.
- [55] Aldoma, G. *Diseño de una central de biomasa de 1 MW ampliable a 2 MW*. Universitat Rovira I Virgili.
- [56] NEA. Nuclear Energy Agency. IEA. International Energy Agency. (2015) *Projected Costs of Generating Electricity 2015 Edition*.

6. Productos Académicos

6.1 Registros de derechos de autor

1. Certificado de registro de derechos de autor ante el INDAUTOR de la obra literaria "Evaluación de la factibilidad técnico-económica de la generación eléctrica a partir de paja de trigo de Baja California" con folio 03-2015-120212453300-01. (Anexo 6)
2. Certificado de registro de derechos de autor ante el INDAUTOR de la compilación de datos "Análisis de la factibilidad técnico-económica de una planta eléctrica de biomasa con paja de trigo como combustible en el Valle de Mexicali" con folio 03-2016-031812221700-01. (Anexo 7)
3. Certificado de registro de derechos de autor ante el INDAUTOR de la compilación de datos "Simulación en Aspen Plus® de un ciclo rankine para la generación de energía eléctrica a partir de paja de trigo" con folio 03-2016-120610565300-01. (Anexo 8)
4. Certificado de registro de derechos de autor ante el INDAUTOR de la compilación de datos "Análisis próximo de cáscara de higuera y podas de vid" con folio 03-2016-120610525400-01. (Anexo 9)
5. Certificado de registro de derechos de autor ante el INDAUTOR de la compilación de datos "Análisis próximo y determinación del poder calorífico superior del bagazo cervicero" con folio 03-2016-120610553900-01. (Anexo 10)
6. Certificado de registro de derechos de autor ante el INDAUTOR de la compilación de datos "Caracterización fisicoquímica de las podas de eucalipto" con folio 03-2016-120610513100-01. (Anexo 11)

6.2 Cursos y ponencias

1. Constancia de participación en el curso de "Capacitación de instalación, operación y mantenimiento del sistema gasificador de biomasa para la generación eléctrica, marca Power Pallet 20 kW" otorgada por VALREP S.A de C.V. (Anexo 12)
2. Reconocimiento por la participación como Expositor durante la Sesión de Posters con el trabajo "Simulación en ASPEN Plus® de un ciclo Rankine para la generación de energía eléctrica a partir de la combustión de paja de trigo" otorgado por parte del Instituto de Ingeniería. (Anexo 13)
3. Constancia de participación como ponente en el XIX Congreso Internacional en Ciencias Agrícolas con el tema "Simulación en Aspen Plus® de un ciclo rankine para la generación de energía eléctrica a partir de paja de trigo". (Anexo 14)

7. Anexos

Anexo 1. Resultados de la simulación de la corriente FLUEGAS.

FLUEGAS			
Substream: MIXED		*** ALL PHASES ***	
Mole Flow	kmol/hr	Mass Flow	kg/hr
C	0	C	0
H2	0	H2	0
N2	1323.057	N2	37063.42
S	0	S	0
O2	9.462078	O2	302.7752
H2O	283.7215	H2O	5111.322
CO2	284.607	CO2	12525.5
NO2	0	NO2	0
NO	0	NO	0
SO2	0.576903	SO2	36.95917
Total Flow	kmol/hr	Total Flow	kg/hr
	1901.424		56518.92
Total Flow	kg/hr	Enthalpy	cal/sec
	55039.98		-8.63E+06
Total Flow	l/min	Substream: NC	
	2.79E+06	Mass Flow	kg/hr
Temperature	K	PAJA	0
	1073.15	ASH	1478.944
Pressure	atm	Total Flow	kg/hr
	1		1478.944
Vapor Frac	1	Temperature	K
Liquid Frac	0		1073.15
Solid Frac	0	Pressure	atm
Enthalpy	cal/mol		1
	-16337.26	Vapor Frac	0
Enthalpy	cal/gm	Liquid Frac	0
	-564.391	Solid Frac	1
Enthalpy	cal/sec	Enthalpy	cal/gm
	-8.63E+06		-7.688803
Entropy	cal/mol-K	Enthalpy	cal/sec
	10.51703		-3158.697
Entropy	cal/gm-K	Entropy	
	0.3633237	Density	gm/cc
Density	mol/cc		3
	1.14E-05	Average MW	1
Density	gm/cc		
	3.29E-04		
Average MW	28.94671		
Liq Vol 60F	l/min		
	1529.299		

Anexo 2. Cálculo de emisiones de CO₂ equivalente a partir de los factores de emisión de CO, CH₄ y MP de la EPA para los dos tipos de quemas a cielo abierto.

Año	Paja quemada (t)	Quema frontal			
		CO (t)	CH ₄ (t)	MP (t)	CO ₂ eq (t)
2003	465592.2	29797.9	931.2	5121.5	108949
2004	532221.5	34062.2	1064.4	5854.4	124540
2005	503293.8	32210.8	1006.6	5536.2	117771
2006	473664.9	30314.6	947.3	5210.3	110838
2007	497653.4	31849.8	995.3	5474.2	116451
2008	509691.1	32620.2	1019.4	5606.6	119268
2009	552443.6	35356.4	1104.9	6076.9	129272
2010	553188.2	35404.0	1106.4	6085.1	129446
2011	462315.9	29588.2	924.6	5085.5	108182
2012	448038.2	28674.4	896.1	4928.4	104841
2013	515927.1	33019.3	1031.9	5675.2	120727
2014	508338.4	32533.7	1016.7	5591.7	118951
2015	563898.0	36089.5	1127.8	6202.9	131952
2016	575175.9	36811.3	1150.4	6326.9	134591
2017	586679.5	37547.5	1173.4	6453.5	137283
2018	598413.1	38298.4	1196.8	6582.5	140029
2019	610381.3	39064.4	1220.8	6714.2	142829
2020	622588.9	39845.7	1245.2	6848.5	145686
2021	635040.7	40642.6	1270.1	6985.4	148600
2022	647741.5	41455.5	1295.5	7125.2	151572
2023	660696.4	42284.6	1321.4	7267.7	154603
2024	673910.3	43130.3	1347.8	7413.0	157695
2025	687388.5	43992.9	1374.8	7561.3	160849

Año	Paja quemada (t)	Quema en contracandela			
		CO	CH ₄	MP	CO ₂ eq (t)
2003	465592.2	25142.0	605.3	2793.6	88137
2004	532221.5	28740.0	691.9	3193.3	100750
2005	503293.8	27177.9	654.3	3019.8	95274
2006	473664.9	25577.9	615.8	2842.0	89665
2007	497653.4	26873.3	646.9	2985.9	94206
2008	509691.1	27523.3	662.6	3058.1	96485
2009	552443.6	29832.0	718.2	3314.7	104578
2010	553188.2	29872.2	719.1	3319.1	104719
2011	462315.9	24965.1	601.0	2773.9	87516
2012	448038.2	24194.1	582.4	2688.2	84814
2013	515927.1	27860.1	670.7	3095.6	97665
2014	508338.4	27450.3	660.8	3050.0	96228
2015	563898.0	30450.5	733.1	3383.4	106746
2016	575175.9	31059.5	747.7	3451.1	108881
2017	586679.5	31680.7	762.7	3520.1	111058
2018	598413.1	32314.3	777.9	3590.5	113280
2019	610381.3	32960.6	793.5	3662.3	115545
2020	622588.9	33619.8	809.4	3735.5	117856
2021	635040.7	34292.2	825.6	3810.2	120213
2022	647741.5	34978.0	842.1	3886.4	122617
2023	660696.4	35677.6	858.9	3964.2	125070
2024	673910.3	36391.2	876.1	4043.5	127571
2025	687388.5	37119.0	893.6	4124.3	130123

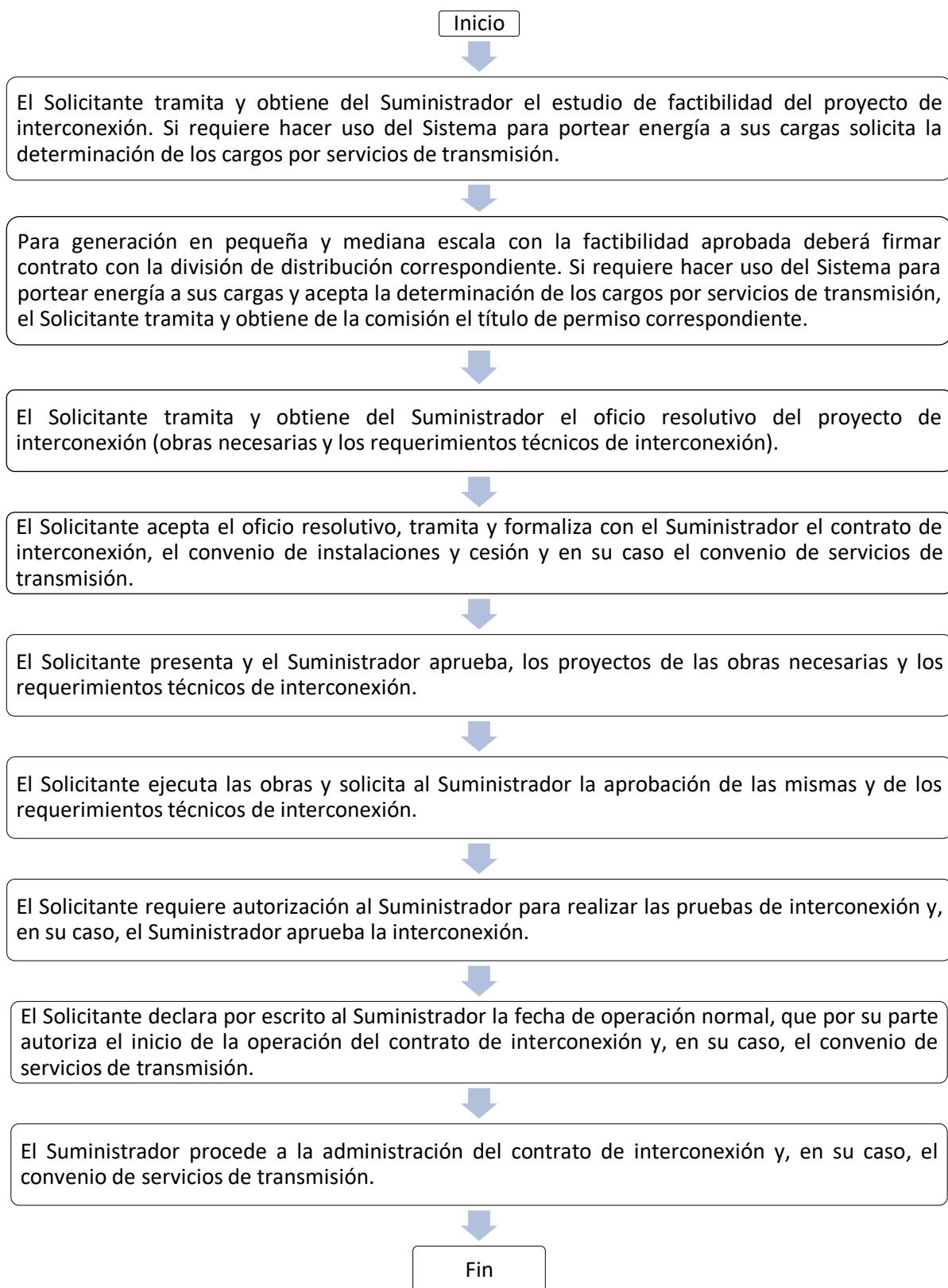
Anexo 3. Diagrama de flujo para la atención de solicitudes de interconexión.

En donde:

Sistema: Sistema Eléctrico Nacional.

Solicitante: Persona física o moral que gestiona ante el Suministrador la suscripción de un contrato de interconexión y convenios asociados al Sistema.

Suministrador: La Comisión Federal de Electricidad.



Anexo 4. Asignación de los recursos a cada actividad.

ID	Recursos
1	Ingeniero I, Contralor
2	Ingeniero A, Técnico A, Peones, Excavadora, Motoniveladora, Mallas, Torre de iluminación
3	Ingeniero A, Técnico A, Peones, Excavadora[50%], Materiales cimientos P.
4	Ingeniero A[50%], Técnico A, Peones, Grua[25%], Hormigonera, Materiales oficina
5	Ingeniero A[75%], Técnico A, Peones, Grua[25%], Hormigonera, Materiales almacén
6	Ingeniero A[75%], Técnico A, Peones, Grua[50%], Hormigonera, Materiales nave
7	Ingeniero A, Técnico A, Peones, Excavadora[50%], Hormigonera, Materiales cimientos S.
8	Ingeniero A, Ingeniero E, Técnico A, Técnico E, Peones, Varios
9	Ingeniero A, Técnico A, Peones, Hidrolavadora, Material, Compresor
10	Ingeniero B[25%], Técnico B[30%], Peones, Puente grúa
11	Ingeniero B[37.5%], Técnico B[50%], Peones, Caldera
12	Ingeniero B[37.5%], Técnico B[50%], Peones, Turbina
13	Ingeniero B[37.5%], Técnico B[50%], Peones, Generador
14	Ingeniero B[15%], Técnico B[30%], Peones, Condensador
15	Ingeniero B[20%], Técnico B[40%], Peones, Torre
16	Ingeniero B[35%], Técnico B[50%], Bombas P.
17	Ingeniero B[20%], Técnico B[30%], Bombas S.
18	Ingeniero B[50%], Técnico B[50%], Control
19	Ingeniero B[15%], Técnico B[40%]
20	Ingeniero A, Técnico E, Peones, Materiales subtestación
21	Ingeniero E, Técnico E, Peones, Transformador
22	Ingeniero E, Técnico E, Peones, Celdas
23	Ingeniero E, Técnico E, Cableado
24	Ingeniero E, Técnico E

Anexo 5. Estadísticas para diferentes tecnologías de generación.

Tecnología	Número de plantas	Capacidad neta (MW)				Costo de inversión (dls/kW)			
		Min	Media	Mediana	Max	Min	Media	Mediana	Max
Gas natural-CCGT	13	350	551	475	900	627	1021	1014	1289
Gas natural-OCGT	4	50	274	240	565	500	708	699	933
Carbón	14	605	1131	772	4693	813	2080	2264	3067
Nuclear	11	535	1434	1300	3300	1807	4249	4896	6215
Solar FV-residencial	12	0.003	0.007	0.005	0.02	1867	2379	2297	3366
Solar FV-comercial	14	0.05	0.34	0.22	1	728	1583	1696	1977
Solar FV-gran escala	12	1	19.3	2.5	200	937	1555	1436	2563
Solar térmica (CSP)	4	50	135	146	200	3571	5964	6072	8142
Eólica en tierra	21	2	38	20	200	1200	1911	1804	2999
Eólica fuera de costa	12	2	275	223	833	3703	4985	4998	5933
Mini-hidráulica	12	0.4	3.1	2	10	1369	5127	5281	9400
Gran-hidráulica	16	11	1093	50	13050	598	3492	2493	8687
Geotérmica	6	6.8	62	27	250	1493	4898	5823	6625
Biomasa y biogás	11	0.2	154	10	900	587	4447	4060	8667
CHP (todos)	19	0.2	5.3	1.1	62	926	4526	2926	15988
Total	181								

CCGT= turbina de gas de ciclo combinado; OCGT=turbina de gas de ciclo abierto; CSP=energía solar de concentración; CHP=calor y potencia combinados.

Anexo 6. Certificado de registro de derechos de autor con folio 03-2015-120212453300-01.

CERTIFICADO Registro Público del Derecho de Autor	
Para los efectos de los artículos 13, 162, 163 fracción I, 164 fracción I, 168, 169, 209 fracción III y demás relativos de la Ley Federal del Derecho de Autor, se hace constar que la OBRA cuyas especificaciones aparecen a continuación, ha quedado inscrita en el Registro Público del Derecho de Autor, con los siguientes datos:	
AUTORES:	CERVANTES RAMOS LAURA KARINA CORONADO ORTEGA MARCOS ALBERTO GARCIA GONZALEZ CONRADO MONTERO ALPIREZ GISELA
TITULO:	EVALUACION DE LA FACTIBILIDAD TECNICO-ECONOMICA DE LA GENERACION ELECTRICA A PARTIR DE PAJA DE TRIGO DE BAJA CALIFORNIA.
RAMA:	LITERARIA
TITULARES:	CERVANTES RAMOS LAURA KARINA CORONADO ORTEGA MARCOS ALBERTO GARCIA GONZALEZ CONRADO MONTERO ALPIREZ GISELA
Con fundamento en lo establecido por el artículo 14 fracciones I, II y III de la Ley Federal del Derecho de Autor, el presente certificado no ampara: las ideas en sí mismas, las fórmulas, soluciones, conceptos, métodos, sistemas, principios, descubrimientos, procesos e invenciones de cualquier tipo; el aprovechamiento industrial o comercial de las ideas contenidas en las obras; los esquemas, planes o reglas para realizar actos mentales, juegos o negocios. Con fundamento en lo establecido por el artículo 3º de la Ley Federal del Derecho de Autor, el presente certificado ampara única y exclusivamente la obra original literaria. Con fundamento en lo establecido por el artículo 168 de la Ley Federal del Derecho de Autor, las inscripciones en el registro establecen la presunción de ser ciertos los hechos y actos que en ellas consten, salvo prueba en contrario. Toda inscripción deja a salvo los derechos de terceros. Si surge controversia, los efectos de la inscripción quedarán suspendidos en tanto se pronuncie resolución firme por autoridad competente. Con fundamento en los artículos 2, 208, 209 fracción III y 211 de la Ley Federal del Derecho de Autor; artículos 64, 103 fracción IV y 104 del Reglamento de la Ley Federal del Derecho de Autor; artículos 1, 3 fracción I, 4, 8 fracción I y 9 del Reglamento Interior del Instituto Nacional del Derecho de Autor, se expide el presente certificado.	
Número de Registro:	03-2015-120212453300-01
México D.F., a 7 de diciembre de 2015 EL DIRECTOR DEL REGISTRO PÚBLICO DEL DERECHO DE AUTOR JESUS PARETS GOMEZ	
	
	

Anexo 7. Certificado de registro de derechos de autor con folio 03-2016-031812221700-01.

CERTIFICADO

Registro Público del Derecho de Autor

Para los efectos de los artículos 13, 162, 163 fracción I, 164 fracción I, 168, 169, 209 fracción III y demás relativos de la Ley Federal del Derecho de Autor, se hace constar que la **OBRA** cuyas especificaciones aparecen a continuación, ha quedado inscrita en el Registro Público del Derecho de Autor, con los siguientes datos:

AUTORES:	CERVANTES RAMOS LAURA KARINA CORONADO ORTEGA MARCOS ALBERTO GARCIA GONZALEZ CONRADO MONTERO ALPIREZ GISELA
TITULO:	ANALISIS DE LA FACTIBILIDAD TECNICO-ECONOMICA DE UNA PLANTA ELECTRICA DE BIOMASA CON PAJA DE TRIGO COMO COMBUSTIBLE EN EL VALLE DE MEXICALI
RAMA:	COMPILACION DE DATOS (BASE DE DATOS)
TITULARES:	CERVANTES RAMOS LAURA KARINA CORONADO ORTEGA MARCOS ALBERTO GARCIA GONZALEZ CONRADO MONTERO ALPIREZ GISELA

Con fundamento en lo establecido por el artículo 107 del Reglamento de la Ley Federal del Derecho de Autor, las bases de datos o de otros materiales legibles por medio de máquinas o en otra forma, que por razones de selección y disposición de su contenido constituyan creaciones intelectuales, quedarán protegidas como compilaciones. Dicha protección no se extenderá a los datos y materiales en sí mismos.

Con fundamento en el artículo 13 último párrafo de la Ley Federal del Derecho de Autor, las obras que por analogía puedan considerarse obras literarias o artísticas se incluirán en la rama que les sea más afín a su naturaleza.

Con fundamento en el artículo 237 de la Ley Federal del Derecho de Autor, los afectados por los actos y resoluciones emitidos por el Instituto que pongan fin a un procedimiento administrativo, a una instancia o resuelvan un expediente, podrán interponer recurso de revisión en los términos de la Ley Federal del Procedimiento Administrativo.

Con fundamento en el artículo 9 fracción I del Reglamento Interior del Instituto Nacional del Derecho de Autor, corresponde al Director del Registro del Derecho de Autor expedir los certificados de registro de las obras que establece la Ley y su Reglamento, así como determinar la rama en que deberán registrarse las obras que por su analogía puedan considerarse literarias o artísticas.

Con fundamento en lo establecido por el artículo 168 de la Ley Federal del Derecho de Autor, las inscripciones en el registro establecen la presunción de ser ciertos los hechos y actos que en ellas consten, salvo prueba en contrario. Toda inscripción deja a salvo los derechos de terceros. Si surge controversia, los efectos de la inscripción quedarán suspendidos en tanto se pronuncie resolución firme por autoridad competente.

Con fundamento en los artículos 2, 208, 209 fracción III y 211 de la Ley Federal del Derecho de Autor; artículos 64, 103 fracción IV y 104 del Reglamento de la Ley Federal del Derecho de Autor; artículos 1, 3 fracción I, 4, 8 fracción I y 9 del Reglamento Interior del Instituto Nacional del Derecho de Autor, se expide el presente certificado.

Número de Registro: 03-2016-031812221700-01

03-2016-031812221700-01

Página 1 de 2

Anexo 8. Certificado de registro de derechos de autor con folio 03-2016-120610565300-01.

CERTIFICADO	
Registro Público del Derecho de Autor	
Para los efectos de los artículos 13, 162, 163 fracción I, 164 fracción I, 168, 169, 209 fracción III y demás relativos de la Ley Federal del Derecho de Autor, se hace constar que la OBRA cuyas especificaciones aparecen a continuación, ha quedado inscrita en el Registro Público del Derecho de Autor, con los siguientes datos:	
AUTORES:	BANQUEZ SANMARTIN MARIA FRANCIS BUENDIA VERGARA HERNAN DE JESUS CERVANTES RAMOS LAURA KARINA CORONADO ORTEGA MARCOS ALBERTO GARCIA GONZALEZ CONRADO MONTERO ALPIREZ GISELA MORENO CAMARENA ABIGAIL
TITULO:	SIMULACION EN ASPEN PLUS DE UN CICLO RANKINE PARA LA GENERACION DE ENERGIA ELECTRICA A PARTIR DE PAJA DE TRIGO
RAMA:	COMPILACION DE DATOS (BASE DE DATOS)
TITULARES:	BANQUEZ SANMARTIN MARIA FRANCIS BUENDIA VERGARA HERNAN DE JESUS CERVANTES RAMOS LAURA KARINA CORONADO ORTEGA MARCOS ALBERTO GARCIA GONZALEZ CONRADO MONTERO ALPIREZ GISELA MORENO CAMARENA ABIGAIL
Con fundamento en lo establecido por el artículo 14 fracciones I, II y III de la Ley Federal del Derecho de Autor, el presente certificado no ampara: las ideas en sí mismas, las fórmulas, soluciones, conceptos, métodos, sistemas, principios, descubrimientos, procesos e invenciones de cualquier tipo; el aprovechamiento industrial o comercial de las ideas contenidas en las obras; los esquemas, planes o reglas para realizar actos mentales, juegos o negocios.	
Con fundamento en lo establecido por el artículo 107 de la Ley Federal del Derecho de Autor, las bases de datos o de otros materiales legibles por medio de máquinas o en otra forma, que por razones de selección y disposición de su contenido constituyan creaciones intelectuales, quedarán protegidas como compilaciones. Dicha protección no se extenderá a los datos y materiales en sí mismos.	
Con fundamento en el artículo 13 último párrafo de la Ley Federal del Derecho de Autor, las obras que por analogía puedan considerarse obras literarias o artísticas se incluirán en la rama que les sea más afín a su naturaleza.	
Con fundamento en el artículo 237 de la Ley Federal del Derecho de Autor, los afectados por los actos y resoluciones emitidos por el Instituto que pongan fin a un procedimiento administrativo, a una instancia o resuelvan un expediente, podrán interponer recurso de revisión en los términos de la Ley Federal del Procedimiento Administrativo.	
Con fundamento en el artículo 9 fracción I del Reglamento Interior del Instituto Nacional del Derecho de Autor, corresponde al Director del Registro del Derecho de Autor expedir los certificados de registro de las obras que establece la Ley y su Reglamento, así como determinar la rama en que deberán registrarse las obras que por su analogía puedan considerarse literarias o artísticas.	
03-2016-120610565300-01	
Página 1 de 2	
	
	

Anexo 9. Certificado de registro de derechos de autor con folio 03-2016-120610525400-01.

CERTIFICADO	
Registro Público del Derecho de Autor	
Para los efectos de los artículos 13, 162, 163 fracción I, 164 fracción I, 168, 169, 209 fracción III y demás relativos de la Ley Federal del Derecho de Autor, se hace constar que la OBRA cuyas especificaciones aparecen a continuación, ha quedado inscrita en el Registro Público del Derecho de Autor, con los siguientes datos:	
AUTORES:	BANQUEZ SANMARTIN MARIA FRANCIS BUENDIA VERGARA HERNAN DE JESUS CERVANTES RAMOS LAURA KARINA CORONADO ORTEGA MARCOS ALBERTO GARCIA GONZALEZ CONRADO MONTERO ALPIREZ GISELA MORENO CAMARENA ABIGAIL
TITULO:	ANALISIS PROXIMO DE CASCARA DE HIGUERILLA Y PODAS DE VID
RAMA:	COMPILACION DE DATOS (BASE DE DATOS)
TITULARES:	BANQUEZ SANMARTIN MARIA FRANCIS BUENDIA VERGARA HERNAN DE JESUS CERVANTES RAMOS LAURA KARINA CORONADO ORTEGA MARCOS ALBERTO GARCIA GONZALEZ CONRADO MONTERO ALPIREZ GISELA MORENO CAMARENA ABIGAIL
Con fundamento en lo establecido por el artículo 14 fracciones I, II y III de la Ley Federal del Derecho de Autor, el presente certificado no ampara: las ideas en sí mismas, las fórmulas, soluciones, conceptos, métodos, sistemas, principios, descubrimientos, procesos e invenciones de cualquier tipo; el aprovechamiento industrial o comercial de las ideas contenidas en las obras; los esquemas, planes o reglas para realizar actos mentales, juegos o negocios.	
Con fundamento en lo establecido por el artículo 107 de la Ley Federal del Derecho de Autor, las bases de datos o de otros materiales legibles por medio de máquinas o en otra forma, que por razones de selección y disposición de su contenido constituyan creaciones intelectuales, quedarán protegidas como compilaciones. Dicha protección no se extenderá a los datos y materiales en sí mismos.	
Con fundamento en el artículo 13 último párrafo de la Ley Federal del Derecho de Autor, las obras que por analogía puedan considerarse obras literarias o artísticas se incluirán en la rama que les sea más afín a su naturaleza.	
Con fundamento en el artículo 237 de la Ley Federal del Derecho de Autor, los afectados por los actos y resoluciones emitidos por el Instituto que pongan fin a un procedimiento administrativo, a una instancia o resuelvan un expediente, podrán interponer recurso de revisión en los términos de la Ley Federal del Procedimiento Administrativo.	
Con fundamento en el artículo 9 fracción I del Reglamento Interior del Instituto Nacional del Derecho de Autor, corresponde al Director del Registro del Derecho de Autor expedir los certificados de registro de las obras que establece la Ley y su Reglamento, así como determinar la rama en que deberán registrarse las obras que por su analogía puedan considerarse literarias o artísticas.	
03-2016-120610525400-01	
Página 1 de 2	
	
	

Anexo 10. Certificado de registro de derechos de autor con folio 03-2016-120610553900-01.

CERTIFICADO	
Registro Público del Derecho de Autor	
Para los efectos de los artículos 13, 162, 163 fracción I, 164 fracción I, 168, 169, 209 fracción III y demás relativos de la Ley Federal del Derecho de Autor, se hace constar que la OBRA cuyas especificaciones aparecen a continuación, ha quedado inscrita en el Registro Público del Derecho de Autor, con los siguientes datos:	
AUTORES:	BANQUEZ SANMARTIN MARIA FRANCIS BUENDIA VERGARA HERNAN DE JESUS CERVANTES RAMOS LAURA KARINA CORONADO ORTEGA MARCOS ALBERTO GARCIA GONZALEZ CONRADO MONTERO ALPIREZ GISELA MORENO CAMARENA ABIGAIL
TITULO:	ANALISIS PROXIMO Y DETERMINACION DEL PODER CALORIFICO SUPERIOR DEL BAGAZO CERVECERO
RAMA:	COMPILACION DE DATOS (BASE DE DATOS)
TITULARES:	BANQUEZ SANMARTIN MARIA FRANCIS BUENDIA VERGARA HERNAN DE JESUS CERVANTES RAMOS LAURA KARINA CORONADO ORTEGA MARCOS ALBERTO GARCIA GONZALEZ CONRADO MONTERO ALPIREZ GISELA MORENO CAMARENA ABIGAIL
Con fundamento en lo establecido por el artículo 14 fracciones I, II y III de la Ley Federal del Derecho de Autor, el presente certificado no ampara: las ideas en sí mismas, las fórmulas, soluciones, conceptos, métodos, sistemas, principios, descubrimientos, procesos e invenciones de cualquier tipo; el aprovechamiento industrial o comercial de las ideas contenidas en las obras; los esquemas, planes o reglas para realizar actos mentales, juegos o negocios.	
Con fundamento en lo establecido por el artículo 107 de la Ley Federal del Derecho de Autor, las bases de datos o de otros materiales legibles por medio de máquinas o en otra forma, que por razones de selección y disposición de su contenido constituyan creaciones intelectuales, quedarán protegidas como compilaciones. Dicha protección no se extenderá a los datos y materiales en sí mismos.	
Con fundamento en el artículo 13 último párrafo de la Ley Federal del Derecho de Autor, las obras que por analogía puedan considerarse obras literarias o artísticas se incluirán en la rama que les sea más afín a su naturaleza.	
Con fundamento en el artículo 237 de la Ley Federal del Derecho de Autor, los afectados por los actos y resoluciones emitidos por el Instituto que pongan fin a un procedimiento administrativo, a una instancia o resuelvan un expediente, podrán interponer recurso de revisión en los términos de la Ley Federal del Procedimiento Administrativo.	
Con fundamento en el artículo 9 fracción I del Reglamento Interior del Instituto Nacional del Derecho de Autor, corresponde al Director del Registro del Derecho de Autor expedir los certificados de registro de las obras que establece la Ley y su Reglamento, así como determinar la rama en que deberán registrarse las obras que por su analogía puedan considerarse literarias o artísticas.	
03-2016-120610553900-01	
Página 1 de 2	
 	

Anexo 11. Certificado de registro de derechos de autor con folio 03-2016-120610513100-01.

CERTIFICADO

Registro Público del Derecho de Autor

Para los efectos de los artículos 13, 162, 163 fracción I, 164 fracción I, 168, 169, 209 fracción III y demás relativos de la Ley Federal del Derecho de Autor, se hace constar que la **OBRA** cuyas especificaciones aparecen a continuación, ha quedado inscrita en el Registro Público del Derecho de Autor, con los siguientes datos:

AUTORES: BANQUEZ SANMARTIN MARIA FRANCIS
BUENDIA VERGARA HERNAN DE JESUS
CERVANTES RAMOS LAURA KARINA
CORONADO ORTEGA MARCOS ALBERTO
GARCIA GONZALEZ CONRADO
MONTERO ALPIREZ GISELA
MORENO CAMARENA ABIGAIL

TITULO: CARACTERIZACION FISICOQUIMICA DE LAS PODAS DE EUCALIPTO

RAMA: COMPILACION DE DATOS (BASE DE DATOS)

TITULARES: BANQUEZ SANMARTIN MARIA FRANCIS
BUENDIA VERGARA HERNAN DE JESUS
CERVANTES RAMOS LAURA KARINA
CORONADO ORTEGA MARCOS ALBERTO
GARCIA GONZALEZ CONRADO
MONTERO ALPIREZ GISELA
MORENO CAMARENA ABIGAIL

Con fundamento en lo establecido por el artículo 14 fracciones I, II y III de la Ley Federal del Derecho de Autor, el presente certificado no ampara: las ideas en sí mismas, las fórmulas, soluciones, conceptos, métodos, sistemas, principios, descubrimientos, procesos e invenciones de cualquier tipo; el aprovechamiento industrial o comercial de las ideas contenidas en las obras; los esquemas, planes o reglas para realizar actos mentales, juegos o negocios.

Con fundamento en lo establecido por el artículo 107 de la Ley Federal del Derecho de Autor, las bases de datos o de otros materiales legibles por medio de máquinas o en otra forma, que por razones de selección y disposición de su contenido constituyan creaciones intelectuales, quedarán protegidas como compilaciones. Dicha protección no se extenderá a los datos y materiales en sí mismos.

Con fundamento en el artículo 13 último párrafo de la Ley Federal del Derecho de Autor, las obras que por analogía puedan considerarse obras literarias o artísticas se incluirán en la rama que les sea más afín a su naturaleza.

Con fundamento en el artículo 237 de la Ley Federal del Derecho de Autor, los afectados por los actos y resoluciones emitidos por el Instituto que pongan fin a un procedimiento administrativo, a una instancia o resuelvan un expediente, podrán interponer recurso de revisión en los términos de la Ley Federal del Procedimiento Administrativo.

Con fundamento en el artículo 9 fracción I del Reglamento Interior del Instituto Nacional del Derecho de Autor, corresponde al Director del Registro del Derecho de Autor expedir los certificados de registro de las obras que establece la Ley y su Reglamento, así como determinar la rama en que deberán registrarse las obras que por su analogía puedan considerarse literarias o artísticas.

03-2016-120610513100-01

Página 1 de 2



INDAUTOR
Instituto Nacional del Derecho de Autor

Anexo 12. Constancia de participación en curso.



Anexo 13. Reconocimiento por la participación como Expositor.



Anexo 14. Constancia de participación como ponente.

