



INSTITUTO POLITÉCNICO NACIONAL

ESCUELA SUPERIOR DE INGENIERÍA MECÁNICA Y ELÉCTRICA

UNIDAD PROFESIONAL “ADOLFO LÓPEZ MATEOS” ZACATENCO

**“DESARROLLO DE UN MODELO DE COGENERACIÓN
CON CICLO COMBINADO, ALIMENTADO POR
BIOGÁS DE LA PLANTA DE TRATAMIENTO DE
AGUAS RESIDUALES CERRO DE LA ESTRELLA”**

TESIS

PARA OBTENER EL TÍTULO DE:

INGENIERO ELECTRICISTA

PRESENTAN:

OSCAR LUNA REYES

RICARDO SANTOYO VAZQUEZ

ASESORES:

ING. GUILLERMO BASILIO RODRÍGUEZ

LIC. BLANCA MARINA FEREGRINO LEYVA



CIUDAD DE MÉXICO, MAYO 2022

INSTITUTO POLITÉCNICO NACIONAL
ESCUELA SUPERIOR DE INGENIERÍA MECÁNICA Y ELÉCTRICA
UNIDAD PROFESIONAL “ADOLFO LÓPEZ MATEOS”

TEMA DE TESIS

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE INGENIERO ELECTRICISTA
POR LA OPCIÓN DE TITULACIÓN TESIS COLECTIVA Y EXAMEN ORAL INDIVIDUAL
DEBERA (N) DESARROLLAR C. OSCAR LUNA REYES
C. RICARDO SANTOYO VAZQUEZ

“DESARROLLO DE UN MODELO DE COGENERACIÓN CON CICLO COMBINADO, ALIMENTADO POR BIOGÁS DE LA PLANTA DE TRATAMIENTO DE AGUAS RESIDUALES CERRO DE LA ESTRELLA”

DESARROLLAR EL MODELO DE COGENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA ADECUADO CON BASE EN EL USO DEL BIOGÁS, OBTENIDO DEL PROCESO DE LODOS ACTIVADOS EN LA PLANTA DE TRATAMIENTO DE AGUAS RESIDUALES CERRO DE LA ESTRELLA.

- ❖ CONCEPTOS FUNDAMENTALES
- ❖ ESCENARIO ACTUAL DEL PROYECTO
- ❖ PROPUESTA DEL MODELO DE COGENERACIÓN CON CICLO COMBINADO PARA LA PLANTA DE TRATAMIENTO DE AGUAS RESIDUALES PTAR “CERRO DE LA ESTRELLA”

CIUDAD DE MÉXICO, A 11 DE MAYO DE 2022.

ASESORES


ING. GUILLERMO BASILIO
RODRÍGUEZ


LIC. BLANCA MARINA
FEREGRINO LEYVA


ING. BULMARO SÁNCHEZ HERNÁNDEZ
JEFE DE LA CARRERA DE
INGENIERÍA ELÉCTRICA



Autorización de uso de obra

Instituto Politécnico Nacional

Presente

Bajo protesta de decir verdad los que suscriben **OSCAR LUNA REYES** y **RICARDO SANTOYO VAZQUEZ**, manifestamos ser autores y titulares de los derechos morales y patrimoniales de la obra titulada **"DESARROLLO DE UN MODELO DE COGENERACIÓN CON CICLO COMBINADO, ALIMENTADO POR BIOGÁS DE LA PLANTA DE TRATAMIENTO DE AGUAS RESIDUALES CERRO DE LA ESTRELLA"**, en adelante **"La Tesis"** y de la cual se adjunta copia en un **impreso y un CD**, por lo que por el medio presente y con fundamento en el artículo 27 fracción II, inciso b) de la Ley Federal del Derecho de Autor, otorgamos al exhibir públicamente total o parcialmente en medios digitales o en cualquier otro medio; para apoyar a futuros trabajos relacionados con el tema de **"La Tesis"** por un periodo **10 años** contado a partir de la fecha de la presente autorización, dicho periodo se renovara automáticamente en caso de no dar aviso expreso a **EL IPN** de su terminación.

En virtud de lo anterior, **EL IPN** deberá reconocer en todo momento nuestra calidad de autores de **"La Tesis"**.

Adicionalmente, y en nuestra calidad de autores y titulares de los derechos morales y patrimoniales de **"La Tesis"**, manifestamos que la misma es original y que la presente autorización no contraviene ninguna otorgada por los suscritos respecto de **"La Tesis"**, por lo que deslindamos de toda responsabilidad a **EL IPN** en caso de que el contenido de **"La Tesis"** o la autorización concedida afecte o viole derechos autorales, industriales, secretos industriales, convenios o contratos de confidencialidad o en general cualquier derecho de propiedad intelectual de terceros y asumimos las consecuencias legales y económicas de cualquier demanda o reclamación que puede derivarse del caso.

Ciudad de México a 08 de junio de 2022.

Atentamente



OSCAR LUNA REYES



RICARDO SANTOYO VAZQUEZ

AGRADECIMIENTOS

A mis padres

Les agradezco el apoyo, la confianza y sobre todo por guiarme en este camino, porque, a pesar de todas las veces que caí, siempre me dieron la mano para levantarme, a mi madre Cristina Reyes por las lágrimas, los corajes y las sonrisas y a mi padre Cesar Luna por la fortaleza y los consejos.

A mi compañero de tesis

Ricardo Santoyo, por ser más que un amigo que estuvo en las buenas y en las malas, por convertirte en más que un hermano y por aguantarme en mis peores momentos.

A mi Familia

Ustedes han sido siempre el motor que impulsa mis sueños y esperanzas, quienes estuvieron siempre a mi lado en los días y noches más difíciles durante mis horas de estudio. Siempre han sido un ejemplo de vida. Hoy cuando concluyo mis estudios, les dedico a ustedes este logro, como una meta más conquistada. Orgulloso de estar en la familia que estoy y que estén a mi lado en este momento tan importante. A mi segunda madre Dolores Velasco, por darme refugio a lo largo de mis estudios, a Marta y Lázaro Herrera por el apoyo incondicional que tuvieron hacia mí.

Gracias por ser quienes son y por creer en mí.

OSCAR LUNA REYES

AGRADECIMIENTOS

Mis agradecimientos más profundos se dirigen a quienes ha forjado mi camino, quienes me impulsaron a perseguir mis metas y quienes me apoyaron en los momentos más difíciles, a mi madre Cecilia Vázquez Arrollo por ser el pilar de la familia, quien es un ejemplo de fortaleza y perseverancia, a mi padre Ricardo Santoyo Ávila quien me brindo la fuerza, sabiduría y fortaleza para enfrentarse a la vida.

A mis hermanos Irene Santoyo y Omar Santoyo quien, a pesar de tantas discusiones y diferencias, siempre me alentaron con una sonrisa y siempre serán un motor que me impulse a ser mejor persona

A mis abuelos maternos Héctor Vázquez y María de Jesús quien me confortaron con un cálido abrazo lleno de amor,

A mis abuelos paternos Carlos Santoyo y Cecilia Ávila quien siempre me recibieron con los mejores deseos.

A toda mi familia y amigos que me impulsaron a seguir mi sueño.

A mi compañero de carrera Oscar Luna quien se convirtió en una parte importante de mi vida, como amigo y como colega, por empujarme a sacar lo mejor de mi aun cuando las situaciones se veían imposible, por este y muchos éxitos más juntos.

Gracias.

RICARDO SANTOYO VAZQUEZ

ÍNDICE

Introducción	1
Planteamiento del problema	2
Objetivos	3
Justificación	4
Alcance	5
Capítulo 1 “Conceptos fundamentales”	6
1.1 Cogeneración	7
1.1.1 Beneficios de la cogeneración	8
1.2 Tipos de ciclos de cogeneración	8
1.2.1 Cogeneración con motor alternativo de gas	8
1.2.2 Cogeneración con turbina de gas	9
1.2.3 Cogeneración con turbina de vapor	11
1.2.4 Cogeneración en ciclo combinado con turbina de gas	11
1.2.5 Cogeneración en ciclo combinado con motor alternativo	11
1.2.5.1 Características de los motores con motor alternativo	12
1.3 Turbinas de gas	13
1.3.1 Partes de una turbina de gas	13
1.3.1.1 Compresor de aire	13
1.3.1.2 Cámaras de combustión	13
1.3.1.3 Turbina	13
1.3.1.4 Reductor	14
1.3.1.5 Generador	14
1.4 Turbinas de vapor	14
1.4.1 Clasificación de las turbinas de vapor	15
1.4.1.1 Turbina de vapor de reacción	15
1.4.1.2 Turbina de vapor de acción	15
1.4.1.3 Turbina monoetapa	16
1.4.1.4 Turbina multietapa	16
1.4.1.5 Turbina de flujo axial	16
1.4.1.6 Turbina de flujo radial	16
1.4.1.7 Turbina con extracción de vapor	17
1.4.1.8 Turbina de condensación	17
1.4.2 Principales partes de una turbina de vapor	17
1.4.2.1 Rotor	17
1.4.2.2 Carcasa	17
1.4.2.3 Álabes	18
1.4.2.4 Válvulas de regulación	18
1.4.2.5 Cojinetes de apoyo	18
1.5 Biocombustible	18
1.5.1 Ventajas de Biocombustible	19
1.5.2 Biogás	19
1.5.3 Plantas de biogás	22

1.6 Planta de tratamiento por lodos activados	23
1.6.1 Lodos activados	25
Capítulo 2 “Escenario actual del proyecto”	28
2.1 La cogeneración en México	29
2.2 Biogás en México	31
2.3 Plantas de tratamiento en México	32
2.4 Legislación en México	34
Capítulo 3 “Propuesta del modelo de cogeneración con ciclo combinado para la planta de tratamiento de aguas residuales PTAR “Cerro de la estrella”	41
3.1 Datos duros PTAR “Cerro de estrella”	42
3.2 Equipo necesario para la generación de energía eléctrica	43
3.3 Unidades de cogeneración disponibles en el mercado	44
3.3.1 Unidad de cogeneración GE JENBACHER	44
3.3.2 Unidad de cogeneración AGENITOR	45
3.3.3 Unidad de cogeneración CUMMINS	46
3.4 Unidades de turbogenerador disponibles en el mercado	47
3.4.1 Unidad de turbogenerador HOWDEN serie KK&K modelo BASE	47
3.4.2 Unidad de turbogenerador HOWDEN serie KK&K modelo MONO	48
3.4.3 Unidad de turbogenerador HOWDEN serie KK&K modelo CORE	49
3.5 Desarrollo de la propuesta de solución	50
3.5.1 Cálculo para la obtención de biogás en PTAR “Cerro de la estrella”	51
3.5.2 Cálculo de la energía eléctrica esperada por unidad de cogeneración, a partir del biogás obtenido	54
3.6 Análisis de resultados	56
3.6.1 Comparación del estimado energético de las unidades de cogeneración	56
3.6.2 Modelo cogeneración propuesto	58
3.6.2.1 Características principales de la unidad CUMMINS	63
3.6.2.2 Características principales de la unidad HOWDEN	64
3.7 Análisis económico	65
3.7.1 Cálculo del gasto económico en el suministro eléctrico	65
3.7.1.1 Cálculo de la tarifa final para el período de abril a octubre	69
3.7.1.2 Cálculo de la tarifa final para el período de octubre a abril	71
3.7.1.3 Cálculo de la tarifa anual para el costo de la energía eléctrica	72
3.8 Análisis costo beneficio de la implementación del modelo propuesto de cogeneración	73
Conclusiones	77
Recomendaciones para futuros trabajos	78
Referencias	79
Apéndice A	88

Índice de figuras

Fig.1 Tipos de combustible, tecnología y proceso de conversión para la cogeneración. [1]

Fig. 2 Plantas de cogeneración con motor alternativo. [2]

Fig. 3 Diagrama de Sakey de planta de cogeneración con motores de gas. [3]

Fig. 4 Diagrama de planta de cogeneración con turbina de gas. [4]

Fig.5 Grafica de una planta de cogeneración con turbina de gas. [5]

Fig.6 Diagrama de planta de cogeneración en ciclo combinado con motor alternativo.[6]

Fig.7 Partes de una turbina a gas. [7]

Fig. 8 Esquema de una turbina Rateau de acción. [8]

Fig.9 Esquema básico de la producción de biogás. [9]

Fig. 10 Esquema general de la obtención de biogás a partir de biomasa y posibles usos. [10]

Fig. 11 Planta a biogás destinada al sector agrícola. [11]

Fig. 12 Esquema de tratamiento de aguas residuales en una PTAR con proceso de lodos activados. [12]

Fig. 13 Proceso de lodos activados. [13]

Fig.14 Diagrama de flujo del proceso de la Planta y sus principales ventajas [14]

Fig.15 Potencial eléctrico por lodos biológicos. [15]

Fig. 16 Diagrama representativo de los modelos de abasto aislado. [16]

Fig. 17 Unidad de cogeneración GE JENBAHCER [17]

Fig. 18 Unidad de cogeneración AGENITOR AVUS 2000c. [18]

Fig. 19 Unidad de cogeneración CUMMINS. [19]

Fig. 20 Unidad de turbogenerador HOWDEN serie KK&K modelo BASE. [20]

Fig. 21 Unidad de turbogenerador HOWDEN serie KK&K modelo MONO. [21]

Fig. 22 Unidad de turbogenerador HOWDEN serie KK&K modelo CORE. [22]

Fig. 23 Grafica comparativa de energía generada vs energía consumida en la planta de tratamiento de aguas residuales. [23]

Fig. 24 Diagrama propuesto de operación de la planta de tratamiento de aguas residuales. [24]

Fig. 25 Diagrama propuesto de operación de la planta de tratamiento de aguas residuales modalidad aislada [25]

Fig. 26 Diagrama propuesto de operación de la planta de tratamiento de aguas residuales modalidad interconectada a la red. [26]

Fig. 27 Captura de pantalla de la búsqueda de tarifas portal oficial CFE. [27]

Fig. 28 Captura de pantalla de la propuesta económica de la unidad HOWDEN del proveedor autorizado. [28]

Índice de tablas

Tabla. 1 Características de la mezcla gaseosa conformada por metano y dióxido de carbono. [1]

Tabla. 2 Situación actual y escenario de desarrollo del biogás. [2]

Tabla. 3 Proceso de las plantas de tratamiento de aguas residuales, biogás obtenido y su consumo energético. [3]

Tabla. 4 Proceso de las plantas de tratamiento de aguas residuales, t_{pn} BDO/d y su consumo energético. [4]

Tabla. 5 Modelos y eficiencia de unidades de gas GE JENBACHER. [5]

Tabla. 6 Modelos y eficiencia de unidades de gas AGENITOR. [6]

Tabla. 7 Modelos y eficiencia de unidades de gas CUMMINS. [7]

Tabla. 8 Características específicas de la planta de tratamientos de aguas residuales “Cerro de la estrella”. [8]

Tabla. 9 Biogás producido por la planta de tratamientos de aguas residuales “Cerro de la estrella”. [9]

Tabla. 10 Comparativa de los kW/h de las unidades de cogeneración. [10]

Tabla. 11 Tarifa GDMTH zona valle de México Sur. [11]

Tabla. 12 Horarios de primer domingo de abril al sábado anterior a último domingo de octubre. [12]

Tabla. 13 Horarios del último domingo de octubre al sábado anterior al domingo de abril. [13]

Tabla 14. Factor de carga anexo único del acuerdo Núm. A/064/2018. [14]

Tabla. 15 Cálculo de tarifa de acuerdo a demanda del periodo de abril a octubre. [15]

Tabla. 16 Cálculo de tarifa de acuerdo a demanda del periodo de octubre abril. [16]

Tabla. 17 Propuesta económica de distribuidor autorizado CUMMINS [17]

Tabla. 18 Costo de las unidades de cogeneración. [18]

Tabla. 19 Costo del modelo de cogeneración. [19]

Tabla. 20 Costo del modelo de cogeneración. [20]

INTRODUCCIÓN

En el presente trabajo se evaluará la implementación de un modelo de cogeneración de energía eléctrica por medio de la obtención de biogás, principalmente metano (CH_4), el cual se obtendrá por medio del proceso de lodos activados en la planta de tratamiento de aguas residuales “Cerro de la estrella”. Como primer punto se mostrarán los conceptos básicos requeridos para facilitar la comprensión del proyecto, los cuales se encontrarán a lo largo del primer capítulo, Posterior a ello se presentará el panorama que se tiene actualmente sobre la cogeneración, el biogás, las plantas de tratamiento y las regulaciones eléctricas en México.

En el capítulo siguiente se expondrá la situación actual de la planta de tratamiento de aguas residuales “Cerro de la Estrella”, Se estudiarán los equipos necesarios para cogeneración de energía eléctrica contemplando unidades disponibles en el mercado. Con la información anterior se podrá calcular el metano producido con la obtención del biogás en la PTAR Cerro de la Estrella, posterior a ello se calculará la energía eléctrica esperada por unidad de cogeneración, comparando su estimado energético para su selección y aplicación en el modelo propuesto, definiendo las características principales de cada una de las unidades.

Finalmente se realizará el análisis económico de la propuesta, contemplando el gasto económico del suministro eléctrico de la planta y la inversión de las unidades principales del modelo, para hacer la comparativa del costo beneficio, que otorgará las herramientas necesarias para conocer la viabilidad del proyecto.

PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

Actualmente la Planta de Tratamiento de Aguas Residuales (PTAR) “Cerro de la Estrella” pertenece a una de las industrias con mayor consumo eléctrico en la ciudad de México, lo cual representa un considerable saturación en los centros de carga del Sistema Eléctrico Nacional (SEN), aumentando la posibilidad de fallos y cargas insuficientes, ya que dichas plantas cuentan con diversos procesos físicos, químicos y biológicos para el tratamiento de agua, bombeo de suministro y distribución, obteniendo a su vez como resultado un elevada facturación del suministro eléctrico

Por otra parte, la mayoría de estos centros de carga se alimenta por plantas de generación de combustión que utilizan como materia prima derivados del petróleo, mismos que producen grandes emisiones contaminantes que dañan de manera irreversible a la capa de ozono aumentando las dimensiones del efecto invernadero que propician el cambio climático que se vive actualmente alrededor del mundo.

OBJETIVOS

General

Desarrollar el modelo de cogeneración de energía eléctrica adecuado con base en el uso del biogás, obtenido del proceso de lodos activados en la planta de tratamiento de agua residuales cerro de la estrella.

Particulares

- Analizar el proceso de extracción del biogás sin afectar los procesos de tratamiento de agua.
- Seleccionar el método adecuado para la cogeneración eficiente de energía eléctrica.
- Proponer un modelo de cogeneración con base en el método obtenido que mejor se adecuó a las condiciones de la planta de tratamiento de aguas residuales.
- Evaluar el costo beneficio económico del modelo propuesto.

JUSTIFICACIÓN

Se propone un modelo de cogeneración de energía eléctrica con biogás por medio de un ciclo combinado en la planta de tratamiento de aguas residuales “Cerro de la estrella”, el cual con los métodos planteados busca que la planta sea capaz de producir energía, tal que, sea suficiente para alimentar los propios consumos eléctricos de la planta de tratamiento de aguas residuales, reduciendo significativamente los gastos económicos de la facturación del suministro eléctrico, de manera indirecta este trabajo también pretende la reducción del consumo de combustibles fósiles en las plantas generadoras de energía eléctrica que alimentan dicha planta, las cuales en su proceso de combustión causan daños irreversibles al ambiente y ecosistemas que se tienen a sus alrededores. Por tal motivo la obtención de un combustible biodegradable y de bajas emisiones ayudará a reducir el impacto ambiental que los procesos de generación de energía puedan causar, reduciendo gastos económicos innecesarios, como la transportación de dichos combustibles, se estima que con la opción tomada en cuenta se lograrán atenuar dos grandes problemas, la reducción del consumo eléctrico de la red nacional que alimenta la planta de tratamiento de aguas residuales gracias a la cogeneración y el autoabastecimiento de la misma, por otra parte se mejora el proceso de aguas tratadas para la ciudad y la reducción del uso de combustibles fósiles que dañan el medio ambiente.

ALCANCE

Los alcances de este trabajo se determinan a partir de la investigación del alto consumo energético de la planta de tratamiento de aguas residuales “Cerro de la estrella” ubicado en Av. San Lorenzo 312, San Juan Xalpa, Iztapalapa, 09850 Ciudad de México, México. Analizando los procesos físicos, químicos y biológicos para la obtención de un biogás apto para realizar el proceso de cogeneración eléctrica por medio de una unidad cogeneradora de ciclo combinado, con el fin de reducir el consumo energético empleado para los procesos anteriormente mencionados que se llevan a cabo dentro de la planta, buscando que esta misma se vuelva eléctricamente sostenible y a su vez reducir la huella de carbono de dichas plantas generadoras, que alimentan al sistema eléctrico nacional.

CAPÍTULO 1

Conceptos fundamentales

En este capítulo se estudiarán los conceptos básicos que deben ser tomados en cuenta para comprender la aplicación de la cogeneración de energía eléctrica, así como sus beneficios y los tipos de cogeneración. También se estudiará el funcionamiento de las turbinas de vapor para complementar el proceso con un ciclo combinado, se verá su clasificación y las partes principales de las turbinas, por otra parte, se mostrarán los tipos de biocombustible y sus ventajas, profundizando en el biogás y las plantas de extracción de este, enfocándonos en las que tienen el proceso de lodos activados.

1.1.-Cogeneración

La cogeneración es un proceso tecnológico bastante conocido que se contempla desde la generación de energía eléctrica a gran escala y que se muestra de manera simultánea, pero en dimensiones más pequeñas, regularmente generando energía eléctrica, calorífica y mecánica en su mayor parte.

“Donde se aprovecharán varios tipos de energía, por lo que tiene un potencial de rendimiento mayor que una central convencional” [...]” Da origen a las tres de sus mayores ventajas: menor dependencia de los combustibles, coste de producción menor y menor impacto ambiental.” [...]” Se produce la energía donde se consume, por lo que hay menores pérdidas ambientales y de por transporte aumentando la autonomía de las fábricas” [...]”. [1]

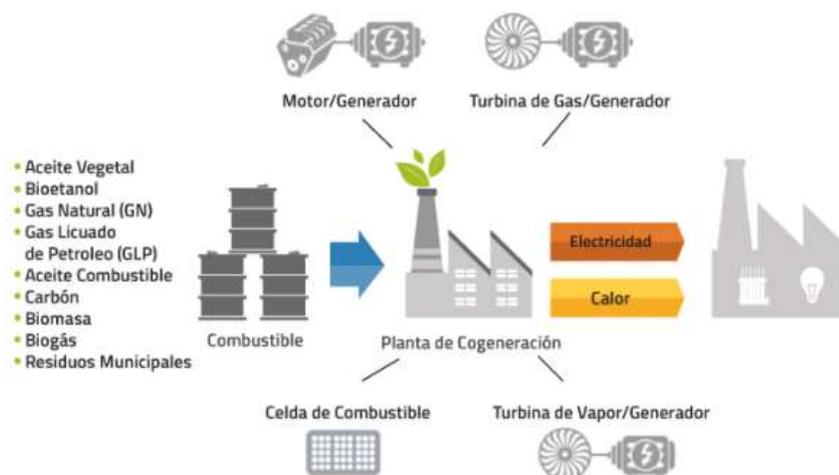


Fig. 1 Tipos de combustible, tecnología y proceso de conversión para la cogeneración. [1]

Lo que conlleva un menor consumo de combustible, costo de producción menor y menor impacto ambiental, en la mayoría de los casos la energía producida se consume donde se genera, por lo que hay menores pérdidas por transporte y aumenta la autonomía de las industrias que emplean la cogeneración.

1.1.1 Beneficios de la cogeneración

- Ahorro de energía primaria.
- Disminución de las emisiones de CO2 a la atmósfera.
 - Liberación de capacidad de la red y de las subestaciones eléctricas del sistema interconectado Nacional.
 - Reducción de pérdidas por transmisión, transformación y distribución.
 - Reducción de los costos de energía.
 - La Cogeneración eficiente es considerada Energía Limpia.
 - La cogeneración en sitio puede ser diseñada para continuar operando en caso de un desastre o interrupción de suministro, proporcionando energía confiable.
 - Menor exposición a la volatilidad de los precios de energía eléctrica. [2]

1.2 Tipos de ciclos de cogeneración

El proceso de cogeneración es complejo, ya que presenta una entrada principal como lo es un combustible y energías resultantes de toda clase, esto por supuesto involucra equipos principales y auxiliares, dichos equipos determinan el tipo de ciclo que se emplea, las características de este y su rendimiento.

1.2.1 Cogeneración con motor alternativo de gas

Este método utiliza gas y gasóleo combustibles. Se basan en la producción de vapor a baja presión, aceite térmico y en el aprovechamiento del circuito de agua de refrigeración de la temperatura del motor. “Este tipo de instalaciones es conveniente para potencias bajas (hasta 15 MW), en las cuales la generación eléctrica tiene un gran peso en cómputo global”. [3]

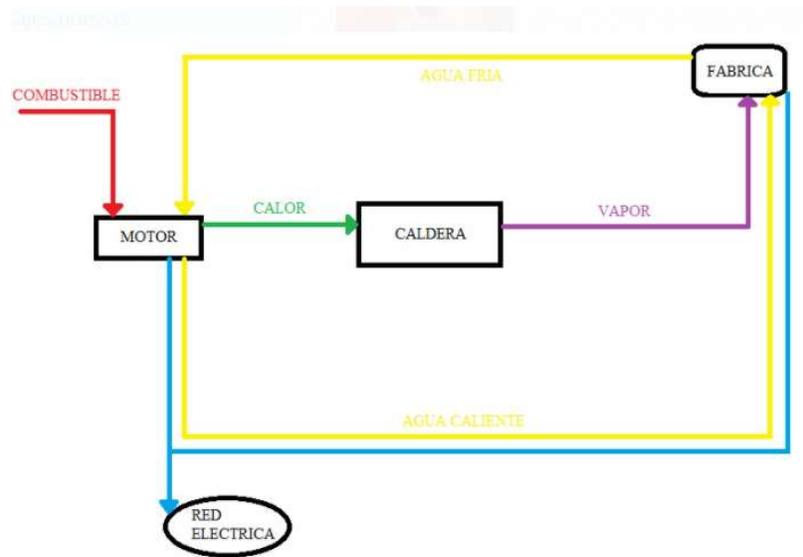


Fig. 2 Plantas de cogeneración con motor alternativo. [2]

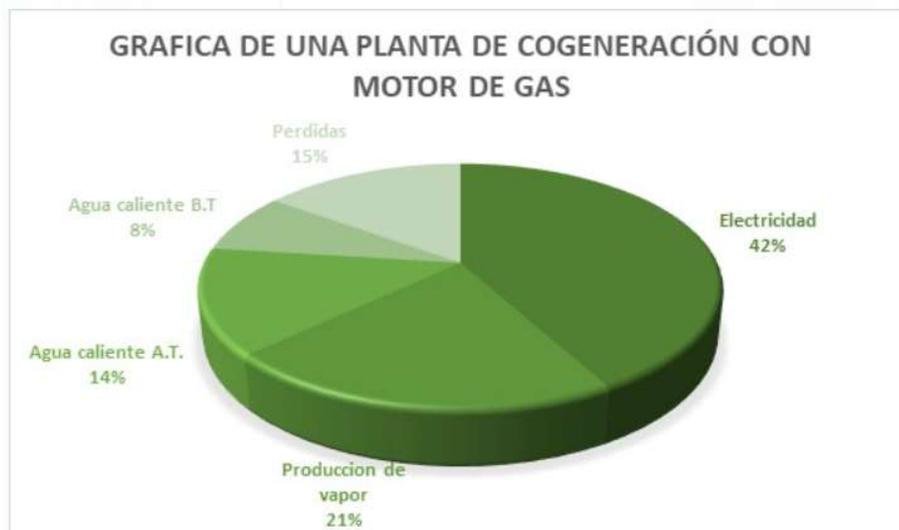


Fig. 3 Diagrama de una planta de cogeneración con motores de gas. [3]

1.2.2 Cogeneración con turbina de gas

Son las plantas que presentan una turbina de gas donde se quema combustible dentro de un turbogenerador, gran parte de la energía se transforma en energía mecánica, la cual es transformada gracias a un alternador de energía eléctrica, su rendimiento eléctrico es normalmente inferior al de las plantas que cuenta con motores alternativos, con la diferencia

de que esta permite una recuperación fácil de calor, lo cual es ideal para la producción de vapor en una caldera de recuperación. [4]

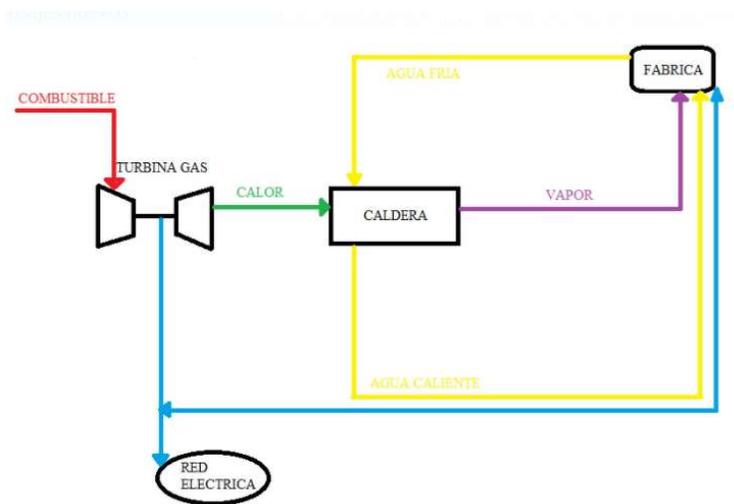


Fig. 4 Diagrama de planta de cogeneración con turbina de gas. [4]

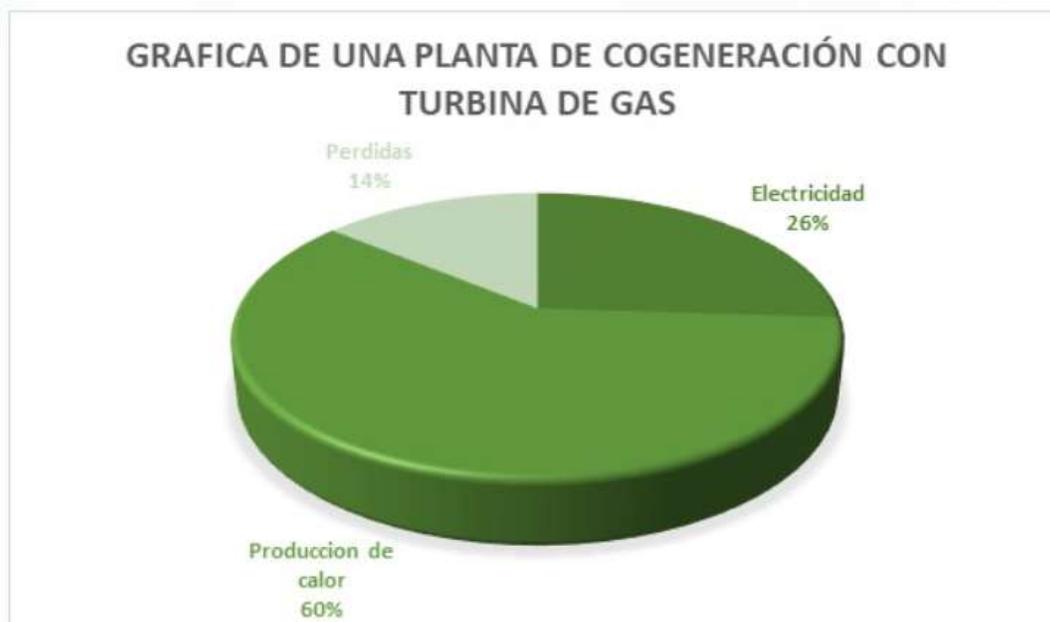


Fig.5 Grafica de una planta de cogeneración con turbina de gas. [5]

1.2.3 Cogeneración con turbina de vapor

Dichos sistemas, producen energía mecánica por la expansión del vapor de alta presión que proviene de una caldera convencional. Fue el primero ciclo empleado en cogeneración. Hoy en día su aplicación ha quedado prácticamente limitada como complementa por ciclos combinados en instalaciones que utilizan combustibles residuales, como biomasa y residuos. [5]

1.2.4 cogeneración en ciclo combinado con turbina de gas

Se entiende como ciclo combinado a aquellas plantas en las cuales los gases reducidos atraviesan una turbina con caldera de recuperación, donde se produce vapor de alta presión. Este vapor se expande en una turbina de vapor produciendo una energía eléctrica adicional y el escape de la turbina será vapor de baja presión, que puede aprovecharse como tal o condensarse en un condensador presurizado, produciendo agua caliente o agua sobrecalentada. [6]

1.2.5 Cogeneración en ciclo combinado con motor alternativo

Este tipo de cogeneración no es más que el ciclo de motor alternativo con el método de recuperación por turbina de vapor, este tipo de plantas toma el calor contenido en los gases de escape del motor y los recupera en una caldera, produciendo vapor que es utilizado en una turbina de vapor para producir más energía eléctrica o energía mecánica. El circuito de refrigeración de alta temperatura de motor se recupera en intercambiadores, y el calor recuperado se utiliza directamente en la industria asociada a la planta de cogeneración, el rendimiento eléctrico en esta planta es alto, mientras que el térmico disminuye considerablemente y el calor del escape de la turbina de vapor también puede aprovecharse, en cuyo caso mejora el rendimiento global. [7]

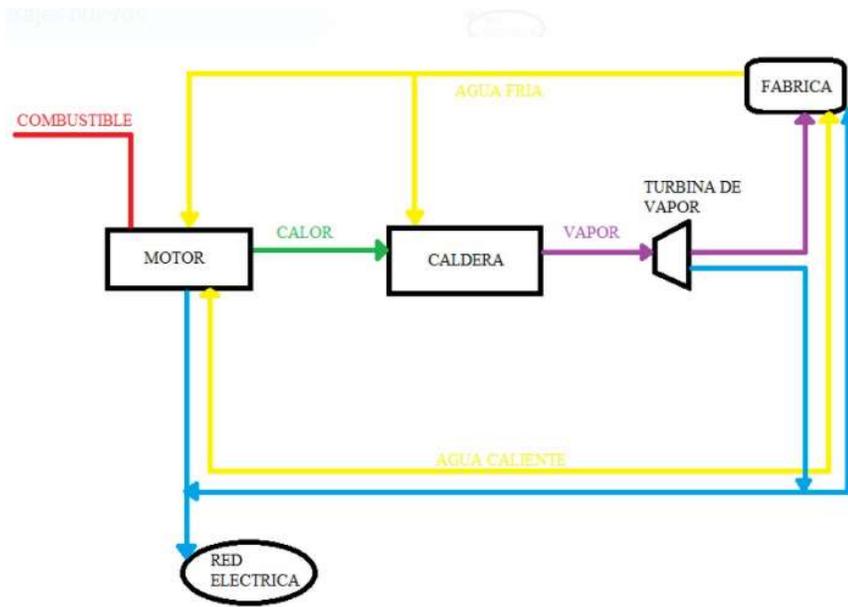


Fig. 6 Diagrama de planta de cogeneración en ciclo combinado con motor alternativo. [6]

1.2.5.1 Características de los motores alternativos

Los motores alternativos de combustión interna (MACI) son máquinas rotativas capaces de transformar energía química en energía mecánica, a través de la quema de un combustible, existen varios tipos de ciclos térmicos empleados en motores alternativos orientados a la cogeneración de energía eléctrica

- Ciclo diésel.
- Ciclo de Otto.

Estos motores se caracterizan por tener el mismo funcionamiento de un motor general de combustión interna, con la diferencia de hacer combustión con biogases previamente obtenidos, su rango de aplicación en cuanto a potencia eléctrica va desde los 5 kW hasta unos 15'000 kW, estos motores suelen clasificarse por su capacidad:

- Unidades pequeñas de hasta 1 MWe.
- Unidades medianas de 1 MWe hasta 6 MWe.

Se conoce que la eficiencia eléctrica de estos motores puede llegar a ser de 39% el cual es superior a la que puede obtenerse en cualquier otro tipo de quema de combustibles.

1.3 Turbina de gas

Es un motor térmico o turbo maquina rotativa, donde el movimiento relativo se realiza por la combustión que produce energía mecánica y calorífica.

1.3.1Partes de una turbina de gas

1.3.1.1 Compresor de aire

Eleva la presión del aire de combustión, en una relación que varía según la turbina, antes que entre la cámara de combustión. Esta compresión se realiza en varias etapas y consume alrededor de 2/3 partes del trabajo producido por la turbina.

1.3.1.2 Cámara de combustión

Es la parte donde tiene lugar la combustión a presión del gas combustible junto con el aire. La combustión a presión obliga a que el gas sea introducido a un nivel de presión adecuada, regularmente las altas temperaturas que pueden alcanzarse en la combustión, trabajan con un exceso de aire de alrededor de 300% a 400%, esto con el fin de no reducir la vida útil de los elementos de la cámara.

1.3.1.3 Turbina

En la turbina es donde tiene lugar la conversión de la energía contenida en los gases de combustión a potencia mecánica, los gases que entra a la turbina a una temperatura aproximada de 1'000-1'300°C y a una presión de 10 a 30 bar lo que

hace que los recubrimientos de la turbina dentro de las primeras etapas de material cerámico en cada uno de los alabes.

1.3.1.4 Reductor

Este elemento es empleado en turbinas menores a 50 MW, la velocidad de rotación del eje suele ser superior a la necesaria para el accionamiento de un alternador que regularmente trabaja a 3'000 o 3'600 rpm y por ello suele emplearse este elemento reductor de las revoluciones por minuto, que adapta la velocidad de la turbina a la necesaria en el elemento accionado.

1.3.1.5 Generador

Es el elemento consumidor de la fuerza motriz aportada por la turbina y es el que genera la energía eléctrica deseada, en las turbinas que se utilizan como accionamiento mecánico, en lugar de alternador hay un compresor.

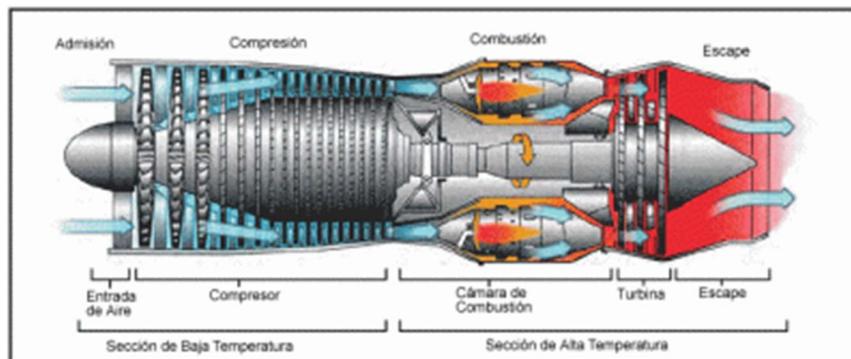


Fig.7 Partes de una turbina a gas. [7]

1.4 Turbina de Vapor

Una turbina de vapor se determina como una maquina motora, que “transforma la energía de un flujo de vapor en energía mecánica a través de un intercambio de cantidad de movimiento entre el fluido de trabajo (el vapor) y el rodete, órgano

principal de la turbina, que cuenta con palas o álabes los cuales tienen una forma particular para poder realizar el intercambio energético”. [8]

1.4.1 Clasificación de las turbinas de vapor

Las turbinas de vapor se pueden clasificar de acuerdo a su tamaño, las cuales existen desde 1 HP aproximadamente de 0.75 kW, hasta 2'000'000 HP los cuales son de capacidades de 1'500'000 kW, también podemos encontrar clasificación de acuerdo a su aprovechamiento donde podemos encontrar por la energía contenida en el flujo, por el número de etapas de, según su dirección de flujo y su presión de salida del vapor.

1.4.1.1 Turbina de vapor de reacción

Se conoce como a las turbinas de esta clase a “Las que cuentan con dos grupos de palas, unas móviles y las otras fijas. Las palas fijas están colocadas de forma que cada par actúa como una boquilla a través de la cual pasa el vapor mientras se expande, llegando a las palas de las turbinas de reacción, que se montan en un tambor que actúa como eje de la turbina.” [9]

1.4.1.2 Turbina de vapor de acción

Esta turbina de vapor de acción con un escalonamiento que consta de un distribuidor fijo y una corona móvil, el cual “Su funcionamiento consiste en impulsar el vapor a través de las toberas fijas hasta alcanzar las palas, que absorben una parte de la energía cinética del vapor en expansión, lo que hace girar el rotor y con ella el eje al que está unida. Las turbinas de acción habituales tienen varias etapas, en las que la presión va disminuyendo de forma escalonada en cada una de ellas.” [10]

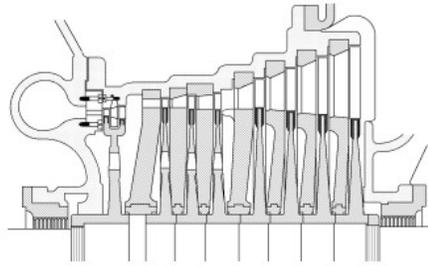


Fig. 8 Esquema de una turbina Rateau de acción. [8]

1.4.1.3 Turbina mono etapa

Es una turbina de alta potencia, el cual suele ser de construcción robusta y seguras, los cuales tienen costos menores de instalación y mantenimiento.

1.4.1.4 Turbina multietapa

El objetivo de estas turbinas es “disminuir la velocidad del rodete conservando una velocidad de los alabes próxima al valor optimo con relación a la velocidad del chorro de vapor”, estas consiguen un rendimiento que las turbinas mono etapa, y tiene una mejor absorción de vapor a mayor presión. [11]

1.4.1.5 Turbina de flujo axial

Esta turbina “Es el método más utilizado, el paso de vapor se realiza siguiendo un cono que tiene el mismo eje que la turbina.” [12]

1.4.1.6 Turbina de flujo radial

Es por la cual “El paso de vapor se realiza siguiendo todas las direcciones perpendiculares al eje de la turbina.” [13]

1.4.1.7 Turbina con extracción de vapor

Es la turbina la cual suele estar sujeta a una presión superior a la de la atmosfera y esta se conecta “a un condensador inicial que condensa al vapor, obteniéndose agua caliente o sobrecalentada, que permite su aprovechamiento térmico posterior.” [14]

1.4.1.8 Turbina de condensación

Son aquellas turbinas en las cuales sale un vapor a inferior presión que el de la atmosfera, este diseño aprovecha la contrapresión del proceso. [15]

1.4.2 Principales partes de una turbina de vapor

Se sabe que las turbinas como toda máquina se compone de partes móviles como lo son el rotor, el cual contiene las coronas giratorias, la parte fija o carcasa la cual contiene las coronas fijas y los alabes.

1.4.2.1 Rotor

“El rotor de una turbina de acción es de acero fundido con ciertas cantidades de Níquel o cromo para darle tenacidad al rotor, y es de diámetro aproximadamente uniforme.” [16]

1.4.2.2 Carcasa

La carcasa es el parte fija de la maquina la cual regularmente se divide en la parte inferior y la parte superior, ambas hechas de materiales como el acero o aleaciones similares capaces de soportar los esfuerzos giratorios del rotor. En esta parte se encuentran las coronas fijas y los alabes fijos.

1.4.2.3 Alabes

Piezas curvas insertadas al eje, las cuales tienen el objetivo de desviar el flujo de corriente para transformar la energía, estos pueden ser “fijos o móviles y se colocan en ranuras alrededor del rotor y la carcasa.” [17]

1.4.2.4 Válvula de regulación

“Regula el caudal de entrada a la turbina, siendo de los elementos más importantes de la turbina de vapor” [18]

1.4.2.5 Cojinetes de apoyo

“Sobre ellos gira el rotor. Suelen ser de un material blando, y recubiertos de una capa lubricante que disminuye la fricción”. [19]

1.5 Biocombustible

Los Biocombustibles son obtenidos de la biomasa, es decir de algunos organismos vivos o de sus desechos metabólicos. “Los combustibles para el transporte derivados de fuentes renovables como plantas o animales. Cuando se queman los biocombustibles liberan CO₂ sin emisiones netas de carbono”. [20]

Son una fuente alternativa de energía que se obtiene de materias primas de origen agropecuario o productos forestales (Biomasa) los cuales sirven como fuente de energía renovable para motores, su uso genera una menor contaminación ambiental y son una alternativa viable al agotamiento ya sensible de energía de obtenida por restos fósiles, como lo son el gas, el petróleo y sus derivados donde debido a su agotamiento se observa un considerable aumento en sus precios lo cual ya no lo hace tan rentable para la planta de tratamiento.

Los tipos de biocombustibles más conocidos son el biodiesel, el bioetanol y el biogás, del cual en este último se le enfocará más. En el caso de los motores diésel, se pueden utilizar biocombustibles obtenidos de aceites o grasas vegetales, aunque

la producción de biocombustibles sigue siendo más costoso que el diésel convencional en algunos casos, lo mismo pasa con el bioetanol y con el biogás a diferencia de este último que se puede obtener de un proceso físico, químico y biológico directo de las plantas de tratamiento de aguas residuales

1.5.1 Ventajas de Biocombustible

- Incremento de la actividad económica
- Reducción de la dependencia del petróleo
- Proveer al desarrollo de energías alternativas
- Cuidado del Ambiente
- Reducción del efecto invernadero

“Los Biocombustibles emiten casi la misma cantidad de dióxido de carbono que los combustibles fósiles, pero a diferencia de estos últimos, el mismo es vuelto a fijar por la masa vegetal a través del proceso de la fotosíntesis. De esta forma se produce un ciclo de carbono, que hace que el CO₂ quemado y liberado a la atmósfera, vuelva a ser fijado y el ciclo tenga como resultado un balance cero, en lo que a emisiones se refiere, no habiendo acumulación de gases.” [21]

1.5.2 Biogás

El biogás es considerado un combustible natural que se obtiene de la “digestión anaeróbica”. O mejor dicho de la fermentación bacteriana en ausencia de oxígeno proveniente de residuos orgánicos animales o vegetales es una mezcla gaseosa, conformada principalmente por metano entre 50% y 70% y dióxido de carbono en el porcentaje restante entre otros componentes. Es por ello que se busca un tratamiento oportuno y capaz de alimentar el motor endotérmico de una planta de cogeneración y producir al final del proceso energía eléctrica y térmica. La composición del biogás estará en función del sustrato que se someta a digestión anaerobia, pero de forma generalizada, la composición del biogás se presenta en la siguiente tabla.

Tabla 1. Características de la mezcla gaseosa conformada por metano y dióxido de carbono. [1]

Características	Valores
Composición	55-70% metano (CH ₄) 30-45% dióxido de carbono (CO ₂) Trazas de otros gases
Contenido energético	6.0 – 6.5 kWh m ⁻³
Equivalente de combustible	0.60 – 0.65 L petróleo m ⁻³ biogás
Límite de explosión	6 – 12 % de biogás en el aire
Temperatura de ignición	650 – 750 °C (con el contenido de CH ₄ mencionado)
Presión crítica	74 – 88 atm
Temperatura crítica	-82.5 °C
Densidad normal	1.2 kg m ⁻³
Olor	Huevo podrido (el olor del biogás desulfurado es imperceptible)
Masa molar	16.043 kg kmol ⁻¹

La producción de biogás por un proceso de descomposición anaerobia, que también es el más útil, para tratar residuos biodegradables ya que produce un combustible de valor que, al utilizarse como acondicionador de suelo y abono genérico.

Este gas es ideal para producir energía eléctrica mediante turbinas o plantas generadoras a gas o para generar calor en hornos, estufas, secadoras, calderas o cualquier otro sistema de combustión a gas. En el siguiente esquema se puede ver de manera más eficiente la generación y la utilización de dicho gas.

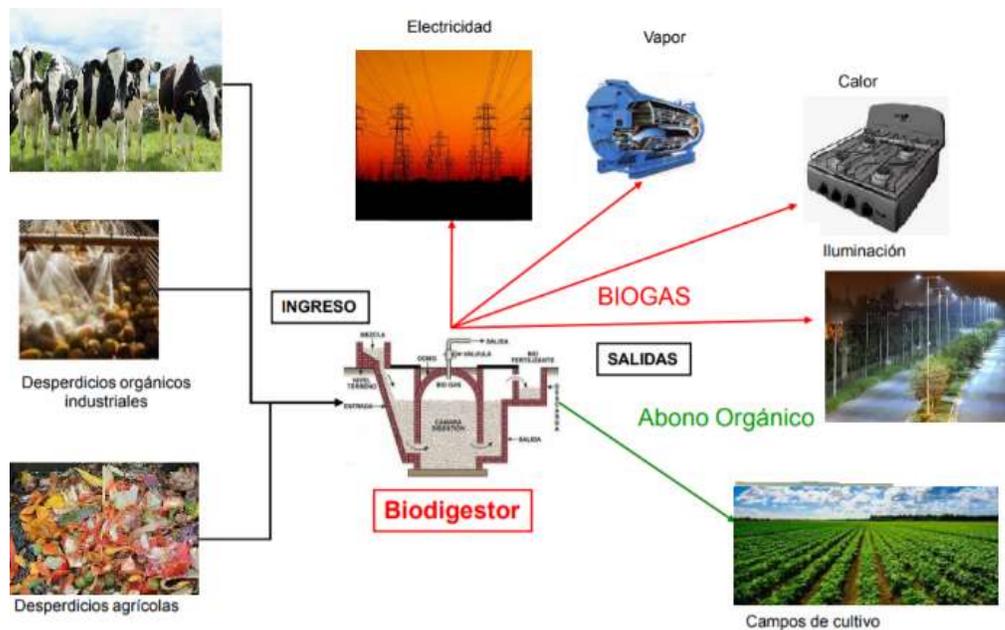


Fig. 9 Esquema básico de la producción de biogás. [9]

El biogás también es considerado “Carbono neutral”. [22] dado que el bióxido de carbono producido es el mismo que es absorbido por el material cuando se está produciendo el biogás, es decir, lo que emana al ser usado como combustible, posteriormente será utilizado en la materia orgánica usada para generar el biogás, por lo que podemos observar el ciclo completo, no se añade más bióxido de carbono a la atmósfera, lo que se emana se consume.

Uno de los principales beneficios del biogás es que reduce la carga orgánica de los fluidos de aguas residuales, por ejemplo, en las aguas negras con Residuos Sólidos Urbanos (RSU), el suero que ya no se puede utilizar para producir más que eso, entre otros. De esta forma es posible reducir el costo de tratar o potabilizar el agua, además de que se elimina el riesgo de modificar el ecosistema al evitar que la vegetación o la vida animal consuma sustancias que no son propias de su alimentación.

Los residuos de la producción de biogás se llaman *lodos de digestión* (posteriormente les explicaré la razón) o *lodos residuales* y también pueden ser aprovechados, lo que nos lleva a una utilización completa de los residuos orgánicos. Los lodos residuales pueden ser usados

como biofertilizantes de suelos al ser altos en nitrógeno, aunque su composición química puede variar de acuerdo con la materia prima usada para generar el biogás. También pueden usarse como cubierta de rellenos sanitarios o como agente para la biorremediación de suelos por su alto contenido en nutrientes necesarios para la regeneración. Este biocarbono es un excelente sustituto de los actuales fertilizantes químicos y mucho más barato de obtener.

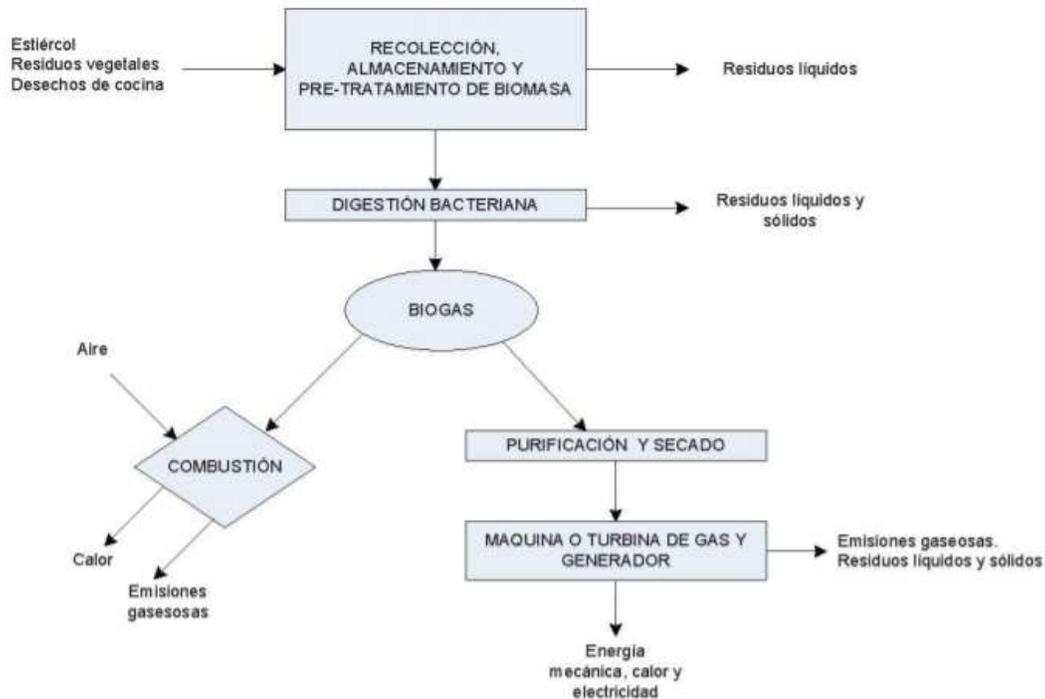


Fig. 10 Esquema general de la obtención de biogás a partir de biomasa y posibles usos. [10]

1.5.3 Plantas de biogás

Una Planta de cogeneración a biogás se divide principalmente en dos partes:

- Parte de la digestión anaeróbica, donde se concreta efectivamente la producción de biogás compuesta por uno o más digestores
- La parte de transformación del biogás en energía o mejor dicho la planta de cogeneración. Esta energía puede ser

- o Energía Térmica
- o Energía Eléctrica

Las Ventajas de una planta de Biogás son considerables al medio ambiente a corto plazo y la economía del usuario a mediano plazo. La valorización de los materiales resultantes que pasan de ser un simple “desecho” a un “recurso” posibilitando la producción secundaria de energía y terciaria en fertilizante para procesos agrícolas, además de su gran sostenibilidad ambiental al prescindir del uso de combustibles fósiles para alimentar la planta de cogeneración.



Fig. 11. Planta a biogás destinada al sector agrícola. [11]

1.6 Planta de tratamiento por lodos Activados

Se establece que una planta de tratamientos residuales es el lugar donde previamente analizado a condiciones del lugar y aguas que vaya a tratar, ya sean métodos biológicos físicos y químicos, que como dice Rubens S. Ramalho “las aguas residuales urbanas se clasifican en domésticas e industriales” [23] y de aquí se seccionan en el nivel de tratamiento que estos van a llevar categorizados en:

- Pretratamientos
- Primario
- Secundario
- Terciario

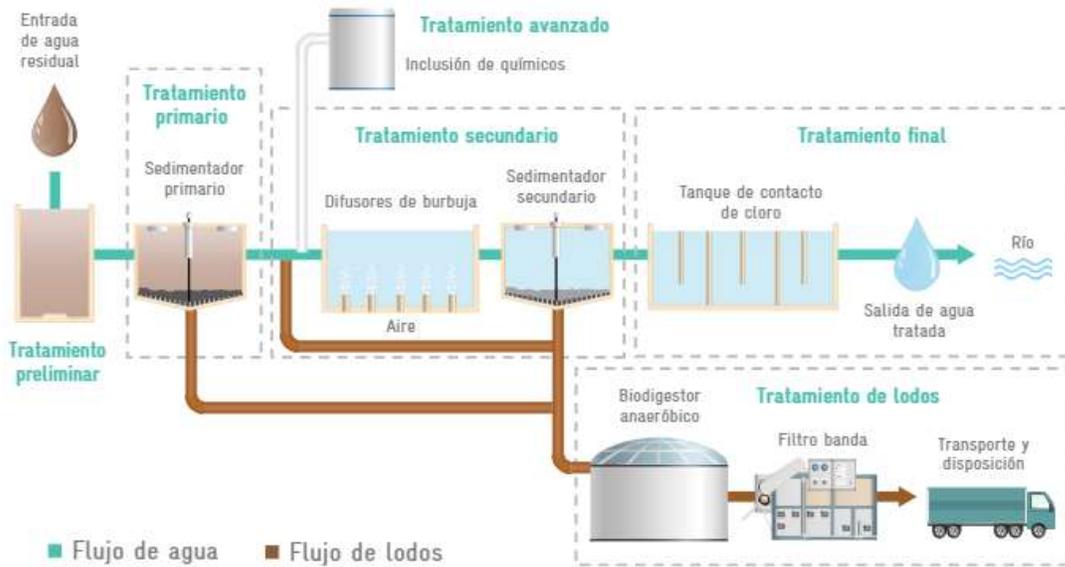


Fig. 12. Esquema de tratamiento de aguas residuales en una PTAR con proceso de lodos activados. [12]

El pretratamiento es un proceso físico el cual “implica reducción de sólidos en suspensión o el acondicionamiento de las aguas residuales para su descarga bien en los receptores”. [24] ya sea una retención desmenuzando o desarenado.

El tratamiento primario consta de procesos físico-químicos que reducen la materia suspendida por precipitación o sedimentación el cual “elimina 60% de los sólidos suspendidos en aguas negras y [...] 35% de la demanda biológica de oxígeno (DBO)”. [25]

El tratamiento secundario se refiere a todos los procesos biológicos aerobios y anaerobios “elimina la DBO que sale del proceso primario y excluye más sólidos suspendidos, típicamente el tratamiento secundario se aplica usando procesos biológicos [...] como descomponer los contaminantes orgánicos degradables en un tiempo corto”. [26]

Tratamiento terciario, también llamado como “Tratamiento avanzado” ya que está destinado a conseguir una mejor calidad de agua que en el proceso anterior no se pudo

obtener este “se aplica cuando el tratamiento secundario es inadecuado [...] de estos procesos pueden lograr eliminar hasta un 99% de la DBO”. [27]

1.6.1 Lodos Activados

Este es un proceso básico de los lodos activado sin embargo para propósito de la investigación se utilizará un clarificador por electrólisis de disoluciones acuosas que ya “se evaluó el proceso electrolítico como etapa de tratamiento para la potabilización de agua del lago de barrio Ipe (Ilha Solleira-Sao Paulo Brasil). Se determinó la eficiencia [...] para alcanzar diversos niveles de color”. [28]

En este último proceso se utilizará un reactor electrolítico mono polar de electrodos en paralelo, ya que, como menciona. [29]

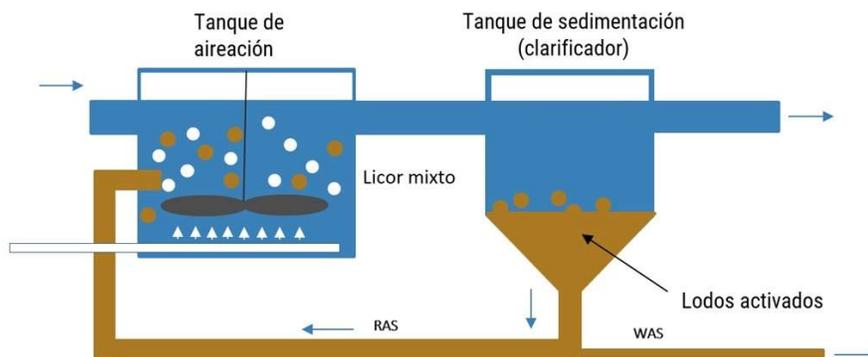


Fig. 13 Proceso de lodos activados. [13]

“El reactor mono polar se maneja cuando se aplican bajos voltajes con altas densidades de corriente [...] que por otro lado el arreglo bipolar está diseñado para minimizar la resistencia óhmica; por lo tanto, se usa cuando se manejan potenciales de celdas altos y normalmente la distribución de la corriente es uniforme”. [30]

Después de un extenso pero efectivo proceso de electrólisis, llegamos a la obtención de hidrogeno (H_2) sustancia altamente flamable y usada en industrias para sistemas de potencia y teniendo un bajo nivel de emisiones de CO_2 lo convierte en un biocombustible ideal para el uso de nuestro proceso de cogeneración de energía eléctrica.

La electrólisis al ser un proceso de potabilización y clarificación del agua ayuda a la mejoría del proceso de lodos activados y así pasará a ser un tratamiento terciario en las PTAR dando como resultado una mejor calidad del agua.

La cantidad de combustible a producir dependerá a la demanda que los procesos de generación de energía eléctrica demanden, es fundamental que para ello se tenga una buena calidad de la energía que será de vital importancia para que el desarrollo de esta investigación se lleve a cabo.

Un análisis de la evaluación energética de los actuales sistemas de aguas residuales dirigido por el Centro Mario Molina (CMM) “reporto un índice de consumo energético (ICE) [...] en las PTAR de 4.46kWh/m^3 [...], el manejo de agua en la ciudad de México demanda $2'113\text{GWh}$ anual, cantidad energética equivalente al 16% del total de energía eléctrica que el Distrito Federal consume en 2010”. [31]

Así obteniendo una aproximación muy cercana a la demanda que tendrán nuestros sistemas de generación, se deberá garantizar que la generación mínima en las PTAR será de 4.46 kWh/ m^3

De este modo podemos predecir que del acumulamiento de residuos sólidos urbanos obtendremos energía para el abastecimiento de la propia planta, así como reducir la huella de carbono que esta misma genera obteniendo recursos de valor como la producción de energía y fertilizantes para el sector agrícola de igual manera la reducción en los costos de operación de dicha planta para tener una sostenibilidad ambiental de ella.

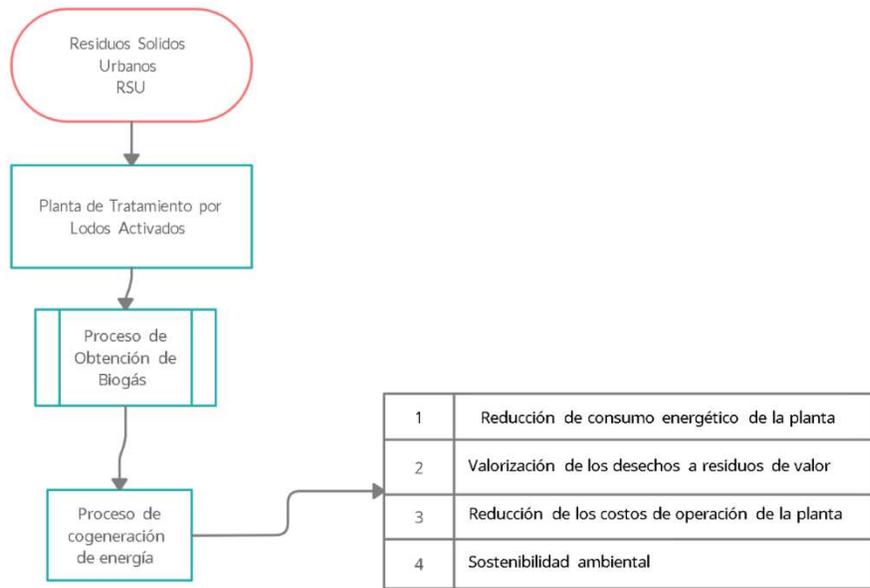


Fig. 14 Diagrama de flujo del proceso de la Planta y sus principales ventajas.

[14]

CAPÍTULO 2

Escenario actual del proyecto

A continuación, se hablará acerca del escenario en el cual se encuentra el país actualmente en temas de cogeneración, biogás, plantas de tratamiento y el marco regulatorio eléctrico donde podría aplicar el proyecto

2.1 La cogeneración en México

En México antes del año de 1992, se tenía conocimiento de la cogeneración en pequeña escala pero solo para las grandes industrias públicas y privadas, fue hasta que se realizaron modificaciones a la ley del servicio público de energía eléctrica que se crearon diversos organismos como la CRE y la CONUEE, fue cuando las empresas de ingeniería y los proveedores de equipos eléctricos comenzaron a promover y desarrollar proyectos, que en su mayor caso fueron de pequeña y mediana cogeneración, algunas de las industrias que incentivaron las investigaciones fueron; SEISA, Caterpillar/Trasca, Capstone, IGSE, El pro, Ámbar Electro Ingeniería, entre otras. [32]

Estas iniciativas que se inclinaron más por la industria privada dieron resultado en varios casos aplicados de éxito dentro de México, para el sector comercial se implementó la cogeneración con una micro turbina alimentadas con gas natural con capacidad de 1'200 kW (20 unidades de 60 kW Cada una), las cuales proporcionan el 40 % de total de la demanda, la cual se clasifica en mediana escala, los usos finales de la energía se emplea iluminación, elevadores y escaleras eléctricas. [33]

Otra de las aplicaciones industriales que se realizó en años anteriores es la instalación de cuatro micro turbinas con capacidad de 200 kW cada una, más una de ciclo ranking orgánico CRH de 10 kW, dando una generación total de 900 kW, alimentados de desechos de gas natural de las turbinas que se utilizan para generar en la unidad CRH, empleado para alimentar motores, iluminación y equipo de oficina. El cual cumplió el objetivo de reducción del 15 % de la factura eléctrica. [34]

Poco después de estas implementaciones en el sector privado el mercado se expandió incluso a la cogeneración de energía en edificios en la zona centro del país, teniendo estos una demanda de 1'200 kW generando esta potencia de manera ininterrumpida durante todo el año volviendo estos sistemas de gran confiabilidad. [35]

Algunos de los países que en tiempos actuales apoyan los proyectos de cogeneración de energía eléctrica son; Reino Unido, Alemania, España y Estados Unidos, siendo estos los precursores de grandes proyectos debido sus mercados bien establecidos en materia política de apoyo a la cogeneración.

En temas de tratamiento de aguas residuales se publicó un estudio en el 3er congreso nacional AMICA en villa hermosa tabasco, realizado por el instituto mexicano de tecnología del agua, celebrado en el año de 2017 el cual nos habla sobre el potencial de generación de energía eléctrica a partir de plantas de tratamiento de lodos activados, mostrando las plantas de tratamiento de aguas residuales con mayores capacidades de generar biogás partiendo de su capacidad y evaluando los procesos de obtención del mismo. Esto a su vez con el objeto de ser parte aguas en investigaciones más detalladas como la mostrada en el presente trabajo. [36]

Actualmente existen diversas plantas de tratamiento de aguas residuales que ya cuentan con generación de energía a partir de biogases producidos en las mismas, en las cuales podemos encontrar la planta de tratamiento de aguas residuales “Villa Álvarez” ubicada en Colima, la cual trabaja con un proceso de lodos activados y desnitrificación, dicha planta busca cubrir en gran parte el consumo energético producido por los propios procesos de la planta (6’701 MWh al año). [37]

De la misma manera se pueden encontrar aplicaciones similares en la planta de tratamientos de agua residuales “Agua Prieta” ubicada en Jalisco, la cual lleva a cabo un proceso de aeración extendida, cumpliendo con el objetivo de saneamiento del 80 % de las aguas de la zona, dichas aguas son utilizadas por CFE para generar energía eléctrica por medio de una central hidroeléctrica llamada “Valentín Gómez Farías” que desembocará en el río Santiago, la planta mencionada anteriormente tiene un consumo de 60’457 MWh al año. [38]

Otro ejemplo, el cual es más apegado al tema de esta investigación es el llevado a cabo en la planta de tratamiento de aguas residuales “San Pedro Mártir”, ubicado en la ciudad de Querétaro, que trata por lodos activados con un sistema anaerobio, el cual genera el 90% de energía que requiere para su operación (3’349 MWh al año). [39]

En México de acuerdo al reporte de la CONAGUA en el año 2015, existen 2’477 plantas de tratamiento de aguas residuales de las cuales 746 son de lodos activados, de acuerdo a este informe estas plantas son una fuente de energía renovable al generar biogás, rico en metano, que puede emplearse para generar parte de la energía requerida por los

equipos electromecánicos del sistema de tratamiento, lo que acerca al 100% de sus requerimientos energéticos, haciéndolo económicamente viable.

2.2 Biogás en México

En materia de biogás en México ha sido una tragedia gracias a la omisión del cumplimiento de normas nacionales específicas de seguridad, en las que se indican tipos de materiales, procedimientos, documentación que deben seguir a cabalidad a fin de evitar riesgos materiales y a la vida. Sin embargo, en México aún no se cuenta con una norma específica para el biogás, ya que este no produce ningún olor llamativo como lo es el gas natural aun que compartan muchas propiedades físicas y químicas, es por ello que para la utilización de este gas nos podemos apegar a normas de gas natural que si existen en el país. Un tema muy importante considero que es la purificación del biogás, dado que contiene bióxido de carbono y sulfuro de hidrógeno y este último puede tener efectos a la salud a altas concentraciones, como comentamos previamente. Así mismo, el bióxido de carbono es un gas inerte (es decir que no reacciona con otras sustancias) que puede reducir el potencial calorífico, por lo que si se desea tener una mayor eficiencia en la producción de energía eléctrica o enviar el biogás por los gasoductos existentes de gas natural, sería necesario eliminarlo para no contaminar el gas natural que ya viene con una pureza adecuada, de acuerdo a la normatividad existente como es la Norma Oficial Mexicana NOM – 001 – SECRE – 2010, ESPECIFICACIONES DEL GAS NATURAL.” [40]

La Red Mexicana de Bioenergía, A, C. y la red de temática de bioenergía de CONACYT editaron “Situación actual y escenarios para el desarrollo del biogás hacia 2024 y 2030”, que fue publicado en noviembre de 2018 y coordinado por el ingeniero Agrónomo Enrique Riegelhaupt, donde se analizan los potenciales de generación y uso del biogás en 5 sectores

- Pecuario (granjas porcinas, establos bovinos para producción de leche y carne)
- Plantas de tratamiento de aguas residuales (PTAR)

- Industrias de alimentos y bebidas (tequila y maíz)
- Residuos sólidos Urbanos(RSU)
- Cultivos dedicados a producir biogás

Tabla 2. Situación actual y escenario de desarrollo del biogás. [2]

Año	2024		2030		2024		2030	
Ganado	Porcino	Bovino leche	Bovino carne	Total	Porcino	Bovino leche	Bovino carne	Total
Fracción del potencial nacional	5.3 %	2.3 %	0.8 %	8.3 %	13.5 %	7.2 %	2.4 %	23.1 %
Producción de biogás (Mm ³ /a)	30	32	39	101	82	109	187	378
Generación eléctrica (GWh _e /a)	56	55	67	179	155	189	323	667
Costo de generación (\$Mx/kWh _e)	1.21	1.25	1.25	1.23	1.21	1.25	1.25	1.23
Emisiones GEI evitadas (tCO _{2e} /a)	31,035	30,262	37,015	98,313	85,152	103,853	177,858	366,863
Costo fiscal ⁴ (mdp/a)	16.4	16.7	20.4	53.5	45.1	57.6	98.1	200.8
Ahorro eneenergía ⁵ (mdp/a)	22.1	19.3	23.6	65.1	60.7	66.3	113.5	240.5
Empleos creados	269	286	233	788	983	1,308	1,344	3,635

2.3 Plantas de tratamiento en México

Respecto al sector de Aguas Residuales, en México existen aproximadamente 2'500 plantas de tratamiento (PTAR) pero de estas solo 27 cuentan con generación de biogás y 60 podrían tener potencial para producir energía eléctrica. Aquí el tema es que las PTAR son propiedad pública, por lo que la inversión depende de los proyectos gubernamentales. Quizá de podría buscar la generación de un esquema de inversión conjunta, público y privado a fin de lograr la instalación de las 60 plantas.

A continuación, se muestra un mapa del potencial eléctrico estimado por lodos activados en México:

Potencial eléctrico por lodos biológicos (PTARs lodos activados)



Fig.15 Potencial eléctrico por lodos biológicos. [15]

En estudios realizados previamente se determina que para una PTAR de un consumo alrededor de 1'350 l/s, se estima que si por el efecto de cogeneración se dejaría de consumir el 60 % de los requerimientos de la planta se liberaría alrededor de 20'575.3 kW al día. [41]

En México, las tecnologías para el tratamiento de aguas residuales son en su mayoría lagunas de estabilización, lodos activados y reactores anaeróbicos de flujo ascendente, las 706 PTAR que usen el proceso de lodos activados reciben el 60% de volumen de las aguas residuales tratadas.

Afortunadamente se percibe un aumento en el tratamiento de aguas residuales, donde se muestra que en 2010 cerca del 45% de estas aguas fueron tratadas y en 2014 el 49%. El panorama general en 2015 mostro que se generaron un total de 7.23 km³ de aguas residuales, cuya carga contaminante total se estimó en 1.95 millones de toneladas de DBO₅, de estas el 57% fueron tratadas en las 2477 PTAR municipales en operación.

La producción de lodos activados de agua residuales se estimó en 640 millones Ton / año en base seca (SEMARNAT, 2008). [42] Donde se observa el principal potencial de

aprovechamiento en México, esto dio un auge a el programa de plantas de tratamiento de aguas residuales en la ciudad de México y zonas conurbadas.

2.4 Legislación en México

Las energías limpias en el mundo son vitales para el cuidado y preservación del ambiente en el mundo, así como lo menciona la agenda 2030 y los objetivos de Desarrollo sostenible cumpliendo con los objetivos 6 y 7 que tratan de “6 Garantizar la disponibilidad y la gestión sostenible del agua y el saneamiento para todos” y el “7 Garantizar el acceso a una energía asequible, fiable sostenible y moderna para todos” [43]. El objetivo de utilizar los desechos de la planta de tratamiento y crear energía eléctrica con los mismos, es crear una energía limpia como lo marca la ley de la industria eléctrica en su artículo tercero, donde se menciona el uso de bioenergéticos y el aprovechamiento del calor producido por el metano que incluye a las plantas de tratamientos de aguas residuales en su sección XXII inciso f), que en el proceso de ciclo combinado a nuestro proceso de cogeneración garantiza una mayor eficiencia en el proceso de la planta.

“Artículo 3.- Para los efectos de esta Ley, se entenderá por,

XXII. Energías Limpias. 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 el efecto se expidan. Entre energías limpias se consideran las siguientes;

e) Los bioenergéticos que determine la Ley de Promoción y Desarrollo de los Bioenergéticos;

f) La energía generada por el aprovechamiento del poder calorífico del metano y otros gases asociados en los sitios de disposición de residuos, granjas pecuarias y en las plantas de tratamiento de aguas residuales, entre otros;

k) La energía generada por centrales de cogeneración eficiente en términos de los criterios de eficiencia emitidos por la CRE y de emisiones establecidos por la Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales.” [44]

Por otra parte, el artículo 17 de la LIE nos dice que las Centrales Eléctricas (CE) con capacidad mayor o igual a 0.5MW requieren de un permiso otorgado por la CRE, para generar energía eléctrica en el territorio nacional. Esto nos quiere decir que en el caso de proyectar una generación de energía eléctrica mayor a los 0.5MW, se deberá pedir un permiso ante la CRE si esta es diseñada para suministrar energía eléctrica proveniente de una CE en el extranjero y/o conectada exclusivamente al sistema interconectado nacional (SIN).

“LIE Artículo 17.- Las Centrales Eléctricas con capacidad mayor o igual a 0.5 MW y las Centrales Eléctricas de cualquier tamaño representadas por un Generador en el Mercado Eléctrico Mayorista requieren permiso otorgado por la CRE para generar energía eléctrica en el territorio nacional. Se requiere autorización otorgada por la CRE para importar energía eléctrica proveniente de una Central Eléctrica ubicada en el extranjero y conectada exclusivamente al Sistema Eléctrico Nacional. Las Centrales Eléctricas de cualquier capacidad que sean destinadas exclusivamente al uso propio en emergencias o interrupciones en el Suministro Eléctrico no requieren permiso.

Los permisionarios y sus representantes están obligados al cumplimiento de las Reglas del Mercado. El permisionario o una persona distinta a él podrán representar total o parcialmente a cada Central Eléctrica en el Mercado Eléctrico Mayorista, en los términos permitidos por las Reglas del Mercado.” [44]

Sin embargo, podemos ver en su Artículo 22 de la misma ley se entiende por “abasto aislado la generación o importación de energía eléctrica para la satisfacción de necesidades propias o para la exportación, sin transmitir dicha energía por la Red nacional de transmisión (RNT) o por la red general de distribución (RGD).” En este caso, si, y sólo si, se tiene un Abasto aislado no se tendrá que celebrar ningún permiso ante la CRE para conectarse a la RTN o

RGD solo se celebrara el permiso para la producción de energía eléctrica en territorio nacional. Por otro lado, si se piensa destinar parte de la producción se podrá conectar a la RTN o a las RGD para a venta de excedentes y/o compra de faltantes como lo indica el artículo 23 de la misma ley, y en este caso se celebrará el contrato de conexión correspondiente en base a las normas del mercado para interactuar como usuario de suministro básico, usuario de suministro calificado o usuario calificado como lo indica el artículo 24.

“LIE Artículo 22.- Se entiende por abasto aislado la generación o importación de energía eléctrica para la satisfacción de necesidades propias o para la exportación, sin transmitir dicha energía por la RNT o por las RGD. Los supuestos contenidos en los artículos 23, 24 y 25 de esta Ley no constituyen transmisión de energía por la RNT o por las RGD. Las Centrales Eléctricas podrán destinar toda o parte de su producción para fines de abasto aislado. Los Centros de Carga podrán satisfacer toda o parte de sus necesidades de energía eléctrica por el abasto aislado. El abasto aislado no se considera Suministro Eléctrico. El abasto aislado es una actividad de la industria eléctrica y se sujeta a las obligaciones de esta Ley. Se requiere autorización otorgada por la CRE para importar o exportar energía eléctrica en modalidad de abasto aislado.” [45]

“LIE Artículo 23.- Las Centrales Eléctricas que destinen parte de su producción para fines de abasto aislado podrán ser interconectadas a la RNT o a las RGD para la venta de excedentes y compra de faltantes que resulten de su operación en modalidad de Generador o Generador Exento, siempre y cuando se celebre el contrato de interconexión correspondiente y se sujeten a las Reglas del Mercado y demás disposiciones aplicables. “ [46]

“LIE Artículo 24.- Los Centros de Carga que satisfagan parte de sus necesidades de energía eléctrica mediante el abasto aislado podrán ser conectadas a la RNT o a las RGD para la compra de energía eléctrica y Productos Asociados, en modalidad de Usuario de Suministro Básico, Usuario de Suministro Calificado

o Usuario Calificado Participante del Mercado, siempre y cuando se celebre el contrato de conexión correspondiente y se sujeten a las Reglas del Mercado y demás disposiciones aplicables” [47]



Fig. 16 Diagrama representativo de los modelos de abasto aislado. [16]

Por otro lado si revisamos el código de red emitido por la CRE en su capítulo tercero “Disposiciones Generales de interconexión para generadores (INTG)” emiten los criterios para la eficiencia, calidad, confiabilidad, continuidad, seguridad y sustentabilidad que le son requeridas a cualquier central eléctrica para su interconexión al SEN, de igual manera nos dice en su inciso a) que “Cualquier proyecto de Interconexión de Centrales Eléctricas, que cuente con un permiso de generación otorgado por la CRE, con capacidad de Generación Neta mayor o igual a 0.5 MW, que pretenda conectarse a la RNT o a las RGD.” [48] El cual recae en las condiciones del proyecto.

En su apartado tres del capítulo tercero muestra los lineamientos con los que deben cumplir los generadores para interconectarse al SEN como lo son:

Criterio INTG - 1. Los requerimientos de interconexión se determinarán de acuerdo con las capacidades de las Centrales Eléctricas considerando las Áreas Síncronas a las que deseen interconectarse de acuerdo al Manual Regulatorio de Interconexión.

Criterio INTG - 2. Los requerimientos de interconexión serán aplicables o referidos al Punto de Interconexión, a menos que un requerimiento específico indique lo contrario.

Criterio INTG - 3. Para la interconexión de Centrales Eléctricas deben considerarse los siguientes requerimientos relacionados con la estabilidad de frecuencia:

- a. Rangos de frecuencia,
- b. Respuesta ante rapidez de cambio de frecuencia,
- c. Respuesta ante baja y alta frecuencia,
- d. Condiciones de potencia activa ante cambios de frecuencia,
- e. Limitación total o parcial de potencia activa a solicitud del CENACE,
- f. Condiciones para la reconexión automática,
- g. Controlabilidad de potencia activa,
- h. Controles primarios de frecuencia,
- i. Desconexión ante baja frecuencia,
- j. Control Secundario de Frecuencia,
- k. Monitoreo de tiempo real del control primario de frecuencia.

Criterio INTG - 4. Para la interconexión de Centrales Eléctricas deben considerarse los siguientes requerimientos relacionados con la estabilidad de tensión:

- a. Rangos de tensión del punto de interconexión y tiempo de operación,
- b. Capacidad de potencia reactiva,
- c. Sistemas de control de tensión,
- d. Respuesta de corriente ante Fallas simétricas y asimétricas,
- e. Modos de control de potencia reactiva,
- f. Amortiguamiento de oscilaciones de potencia.

Criterio INTG - 5. Para la interconexión de Centrales Eléctricas deben considerarse los siguientes requerimientos relacionados con el comportamiento de las Centrales Eléctricas en condiciones dinámicas o de Falla:

- a. Respuesta ante Fallas,
- b. Estabilidad en estado estable,
- c. Recuperación de potencia activa post Falla,
- d. Especificaciones de la respuesta de potencia activa post Falla.

Criterio INTG - 6. Para la interconexión de Centrales Eléctricas deben considerarse los siguientes requerimientos relacionados con la restauración del SEN:

- a. Reconexión después de un evento,
- b. Arranque de emergencia,

- c. Operación en isla,
- d. Resincronización.

Criterio INTG - 7. Las Centrales Eléctricas, según su clasificación, deben cumplir con los siguientes requerimientos generales de administración del SEN:

- a. Esquemas de control y ajustes,
- b. Esquemas de Protección y ajustes,
- c. Esquemas de Acción Remedial y Esquemas de Protección de Sistema,
- d. Prioridad de protección y control,
- e. Intercambio de información,
- f. Tasas de cambio de potencia activa,
- g. Pérdida de estabilidad o control angular,
- h. Instrumentación, i. Modelos de simulación,
- j. Equipos para operación o seguridad del sistema,
- k. Métodos de aterrizamiento del neutro,
- l. Sincronización de Centrales Eléctricas,
- m. Filtros para armónicos (en caso de requerirlo).

Criterio INTG - 8. Las Centrales Eléctricas deben cumplir con los valores y rangos definidos durante la operación normal respecto a la Calidad de la energía. Estos requerimientos estarán orientados a atender los siguientes aspectos:

- a. Desbalance máximo en estado estable,
- b. Variaciones máximas de tensión,
- c. Variaciones periódicas de amplitud de la tensión,
- d. Severidad de parpadeo,
- e. Variaciones rápidas de tensión,
- f. Contenido armónico máximo,
- g. Inyección de corriente directa.

Criterio INTG - 9. La interconexión física de Centrales Eléctricas se realizará por instrucciones del CENACE hacia el Transportista o Distribuidor, según corresponda, previa comprobación realizada por una Unidad Verificadora o Unidad de Inspección, según corresponda, de que se cumplen con las características específicas de la infraestructura requerida para la interconexión.

Criterio INTG - 10. En el Manual Regulatorio de Interconexión se definirán los arreglos transicionales para la interconexión de Tecnologías Emergentes.

Criterio INTG - 11. Para dimensionar el equipo eléctrico y coordinar los Esquemas de Protección de las Centrales Eléctricas, se deben utilizar los niveles de cortocircuito máximos y mínimos en los puntos de interconexión, calculados y publicados anualmente por el CENACE.

Criterio INTG - 12. La responsabilidad para implementar, coordinar y mantener los sistemas de protección, así como definir sus características serán establecidos en el Manual Regulatorio de Interconexión de Generadores. [48]

CAPÍTULO 3

Propuesta del modelo de cogeneración con ciclo combinado para la planta de tratamiento de aguas residuales (PTAR) “Cerro de la Estrella”

En el siguiente capítulo se analizará a detalle la propuesta de solución planteada en este proyecto, donde se expondrán las características particulares de la producción de biogás de la planta de tratamiento, obteniendo así los datos necesarios para el cálculo del metano producido por dicha planta, posteriormente se conocerán las unidades de cogeneración disponibles en el mercado actual, con lo que se realizará un estimado energético de la producción de energía eléctrica a partir de metano previamente obtenido, herramienta que servirá para la elección de las unidades que conformarán el modelo propuesto, tomando en cuenta sus características se propondrán diversos escenarios de aplicación del proyecto, esto complementado con un análisis costo beneficio de la implantación del modelo.

3.1 Datos duros PTAR “Cerro de la estrella”

En el año 2017 la Asociación Mexicana de Empresas de Agua y Saneamiento de México junto al Instituto Mexicano de Tecnología del Agua obtuvieron información más concreta de la Planta de Tratamiento de Aguas Residuales Cerro de la estrella ubicada en la alcaldía Iztapalapa de la Ciudad de México con Q_{als} un proceso de tratamiento de lodos L_{s-1} con un caudal de diseño (Q_{ob}) de 4000 Q_{ob} aunque las plantas no operan a su gasto de diseño y apenas se utiliza un 60% de la infraestructura instalada debido a que no siempre se cuenta con una red de alcantarillado que garantice la recolección y envío de las aguas residuales hasta la planta de tratamiento.

Dicha planta presenta problemas debido a diferentes factores como lo son:

- Problemas de operación
- Gastos de operación inferior al caudal diseñado
- Calidad del agua a tratar con concentración de materia orgánica y diferente a la caracterización del diseño
- Dilución del influente durante la temporada de lluvias o por infiltración a la red de alcantarillado

Así mismo la producción del biogás depende directamente de tres aspectos:

- Caudal de agua a tratar
- Materia orgánica influente
- Modalidad del proceso

Tabla. 3 Proceso de las plantas de tratamiento de aguas residuales, biogás obtenido y su consumo energético. [3]

Nombre	Edo.	Proceso	Q_{op} $L s^{-1}$	$Q_{biogás}$ $m^3 d^{-1}$	Q_{CH4} $m^3 d^{-1}$	Energía kWh	Energía $kWh año^{-1}$	Energía $MWh año^{-1}$
Planta Sur	CHIH	A. Ext	1629	3,621.62	2,172.97	325.75	2,853,570.00	2,853.57
Nvo. Casas Grandes	CHIH	A. Ext	195.44	820.38	492.23	73.79	646,400.40	646.40
Santa Fe	CDMX	Conv-DN	65	485.76	291.46	43.69	382,724.40	382.72
Coyoacán	CDMX	Conv	250	1,390.62	834.37	125.08	1,095,700.80	1,095.70
San Juan de Aragón	CDMX	Conv	175	1,234.2	740.52	111.01	972,447.60	972.45
Cd. Deportiva	CDMX	Conv	110	887.7	532.62	79.84	699,398.40	699.40
Cerro de la Estrella	CDMX	Conv-DN	3,000	21,101.52	12,660.91	1897.99	16,626,392.40	16,626.39
El Llano	CDMX	Conv	120	891	534.6	80.14	702,026.40	702.03
San Lorenzo	CDMX	A. Ext/ZOx	60	217.8	130.68	19.59	171,608.40	171.61
Lago de Texcoco I	CDMX	Conv	800	6,260.1	3,756.06	563.07	4,932,493.20	4,932.49
Durango Sur	DGO	A. Ext	340	746.46	447.88	67.14	588,146.40	588.15

De la tabla 3 se puede observar que la planta Cerro de la Estrella obtiene 21'101.52 Q biogás m^3 del cual solo el 60% es de metano (CH_4) obteniendo 12'660.91 Q $CH_4 m^3$. Sin embargo, el décimo segundo congreso regional para Norteamérica y el Caribe en el primer Simposio Interamericano de AIDIS joven y primer encuentro internacional de jóvenes investigadores en evaluación de tecnología ambiental EJITA, de la universidad de Juárez Autónoma de Tabasco (UJAT) afirma que de acuerdo al inventario nacional de plantas que reporta la comisión nacional del Agua (CONAGUA 2015) la planta de Cerro de la Estrella tiene un consumo de energía eléctrica anual de 23'652 $MW/año$ el cual no se satisface con el modelo de cogeneración de la planta actualmente.

Tabla. 4 Proceso de las plantas de tratamiento de aguas residuales, t_{pn} BDO/d y su consumo eléctrico. [4]

ESTADO	PTAR	PROCESO	Ton DBO/d	Consumo de EE (MWh/año)
	Planta Sur Sur	PA + LAC		
	Planta Sur	AE	32.09	16,887
	Planta Norte	AE	13.14	5,390
	Nuevo Casas Grandes	AE	3.80	2,712
CD MÉX	Santa Fe	LAC-Dn	1.12	512
	Coyoacán	LAC	3.46	2,681
	San Juan de Aragón	LAC	3.02	1,876
	Cd. Deportiva	LAC	1.43	1,179
	Cerro de la Estrella	LAC-Dn	56.25	23,652
	El Llano	LAC	2.07	
	San Lorenzo	AE	1.30	

3.2 Equipo necesario para la generación de energía eléctrica.

El uso de equipo capaz de convertir la energía de biomasa en energía eléctrica dependerá absolutamente de la cantidad de gas que sea generado en las plantas de tratamiento de aguas residuales, por lo general el equipo utilizado son generadores asíncronos y

síncronos, los cuales llegan a ser capaces de convertir entre el 33% y el 40% de la energía primaria, estos a su vez pueden generar energía térmica, dando lugar a los procesos de ciclos combinados.

Las turbinas o microturbinas están formadas por un compresor, una cámara de combustión y la estructura básica de la turbina, donde la energía térmica primero se convierte en energía mecánica y posteriormente en energía eléctrica, la eficiencia eléctrica está sujeta directamente a su potencia nominal. Las microturbinas llegan a presentar alta velocidad de combustión y sus capacidades van de entre 30 kW Y 250 kW, se emplean regularmente en generación y cogeneración.

Se sabe que en Europa el 50 % de los equipos instalados de cogeneración trabajan con motores de cuatro tiempos, y el otro 50% emplean motores a diésel, se tienen tendencias de tecnologías avanzadas que emplean las celdas de combustión y las micro turbinas. A pesar de estos avances tecnológicos la eficiencia total de estas máquinas rondan entre el 85% y el 95%, la cual aún se considera baja ya que de 1 m² de biogás se produce solamente el 2.4 kWh de corriente eléctrica. [49] Con los datos obtenidos en trabajos anteriores se han encontrado diversas especificaciones particulares para el uso de motores para la producción de energía eléctrica a partir de biogás, donde se sugiere que lo más adecuado sea que los motores operen las 24 horas del día. Esto con el objeto de buscar la factibilidad del sistema siempre y cuando se tenga una producción constante de biogás. [50]

3.3 Unidades de cogeneración disponibles en el mercado

3.3.1 Unidad de cogeneración GE JENBACHER

Unidad de cogeneración GE JENBACHER modelo J616 potencia nominal de 2,411 kW_e con una eficiencia del 43.6% que presenta un rendimiento dependiente de los mg de biogás introducidos en la unidad de cogeneración. se trata de un motor de combustión interna alternativo, de cuatro tiempos, con régimen de giro de 1'500 rpm y 1'800 rpm con 8 cilindros en línea, el cual están determinada por las siguientes tablas. [51]

Tabla. 5 Modelos y eficiencia de unidades de gas GE JENBACHER. [5]

Biogás		1500 1/min 50 Hz					1500 1/min 60 Hz				
NOx <	Tipo	Pel (kW) ¹	ηel (%) ¹	Pth (kW) ²	ηth (%) ²	ηtot (%)	Pel (kW) ¹	ηel (%) ¹	Pth (kW) ²	ηth (%) ²	ηtot (%)
500 mg / m ³ _N	J612	1816	43,8	1668	40,3	84,1	1798	43,4	1678	40,5	83,8
	J616	2433	44,0	2225	40,3	84,3	2411	43,6	2238	40,5	84,1
	J620	3043	44,1	2782	40,3	84,4	3022	43,8	2797	40,5	84,3
250 mg / m ³ _N	J612	1816	42,9	1717	40,6	83,5	1798	42,5	1727	40,8	83,3
	J616	2433	43,1	2292	40,6	83,7	2411	42,8	2305	40,9	83,7
	J620	3043	43,2	2863	40,6	83,8	3022	42,9	2878	40,8	83,7



Fig. 17 Unidad de cogeneración GE JENBAHCER. [17]

3.3.2 Unidad de cogeneración AGENITOR

Unidad de cogeneración Agenitor de 2G modelo Avus 2000c, el cual trabaja con biogás como combustible, los cuales presentan una eficiencia que ronda entre el 42.6 %, dependiendo del nivel de admisión de biogás el cual trabaja a 400 V, y un nivel de admisión <500 mg / Nm³ @ 5% O₂ / <1,0 g / bhp-hr a - 25 ° C Temperatura de entrada de aire, los cuales se muestran en la tabla 6.

Tabla. 6 Modelos y eficiencia de unidades de gas AGENITOR. [6]

avus. 550 to 2,000 kW. Biogas.

400 V (NOx < 500 mg/Nm³@5 % O2 / < 1,0 g/bhp-hr) - 25°C Air Intake Temperature

Type	Configuration	Output*		Efficiency level		Overall
		Electrical	Thermal	Electrical	Thermal	
avus 500plus	ct135-0	550 kW	526 kW	42.5 %	40.6 %	83.1 %
avus 500a	D225 - F	550 kW	557 kW	42.1 %	42.6 %	84.6 %
avus 500b	D25 - F	637 kW	702 kW	40.5 %	45.1 %	85.6 %
avus 500c	C	600 kW	602 kW	42.1 %	42.0 %	84.1 %
avus 800a	D25 - F	851 kW	935 kW	40.7 %	44.7 %	85.4 %
avus 800b	B25 - F	901 kW	913 kW	42.3 %	42.8 %	85.1 %
avus 800c	C	800 kW	788 kW	42.4 %	41.8 %	84.2 %
avus 800d	L32 FB	776 kW	779 kW	41.9 %	42.0 %	83.9 %
avus 1000a	D25 - F	1,067 kW	1,165 kW	40.9 %	44.7 %	85.6 %
avus 1000b	B25 - F	1,202 kW	1,214 kW	42.4 %	42.8 %	85.3 %
avus 1000c	C	1,200 kW	1,178 kW	42.5 %	41.7 %	84.2 %
avus 1500b	B25 - F	1,501 kW	1,500 kW	42.4 %	42.4 %	84.8 %
avus 1500c	C	1,560 kW	1,564 kW	42.0 %	42.1 %	84.1 %
avus 1600d	L32FB	1,560 kW	1,667 kW	42.7 %	45.2 %	88.4 %
avus 2000c		2,000 kW	1,982 kW	42,6 %	42,2 %	84,8 %
avus 2000d	L32 FB	1,950 kW	2,000 kW	43.4 %	44.5 %	87.9 %



Fig. 18 Unidad de cogeneración AGENITOR AVUS 2000c. [18]

3.3.3 Unidad de cogeneración CUMMINS

Unidad de cogeneración CUMMINS de gas serie HSK78G, el cual trabaja en frecuencia de 50 Hz y 60 Hz, el cual dependiendo del modelo mostrara la eficiencia energética y el consumo de metano mínimo para su funcionamiento, el cual se presenta a continuación.

Tabla. 7 Modelos y eficiencia de unidades de gas CUMMINS. [7]

	Modelo de grupo electrógeno	C1600N5CD	C1800N5CD	C2000N5CD	C1600N6CD	C1800N6CD	C2000N6CD
	Hz	50	50	50	60	60	60
Gas natural de gasoductos	% Eficiencia eléctrica ISO	43.8	44.3	44.2	43.2	43.6	43.5
	% Eficiencia térmica ISO	47.7	46.8	45.9	47.3	46.3	45.4
	Consumo de combustible ISO Kw	3652	4066	4530	3707	4128	4599
	Calor útil Kw	1740	1901	2077	1752	1912	2088
	Metano mínimo #	55	60	70	55	60	70
	Data Sheet	D-6405	D-6401	D-6399	D-6417	D-6413	D-6409



Fig. 19 Unidad de cogeneración CUMMINS. [19]

3.4 Unidades de turbogenerador disponibles en el mercado

3.4.1 Unidad de turbogenerador HOWDEN serie KK&K modelo BASE

Es una turbina mono etapa, de precio competitivo y diseñada como turbogenerador para la generación de energía eléctrica entre 75 kW y 1000 kW. Esta turbina puede ser utilizada en plantas pequeñas de cogeneración, instalaciones con paneles solares descentralizadas, aprovechamiento de vapor excedente de sus procesos y en la recuperación de energía térmica, por ejemplo, en ciclos cerrados con motores a gas y biogás o para la utilización de vapor de procesos residuales. Con una presión de entrada de hasta 40 bar, un generador de 50 Hz y 60 Hz, a contrapresión de hasta 29 bar y temperatura de entrada de vapor seco de hasta 530° C.



Fig. 20 Unidad de turbogenerador HOWDEN serie KK&K modelo BASE. [20]

3.3.2 Unidad de turbogenerador HOWDEN KK&K modelo MONO

Destaca por su diseño robusto y reconocida fiabilidad incluso bajo las condiciones de operación más rigurosas e ideales para operación con vapor saturado. La adaptabilidad de esta turbina permite que pueda ser utilizada para aplicaciones a contrapresión o condensación, combinando nuestros distintos módulos de reducciones, rotores y carcasas. De hasta 6 MW, presión de entrada hasta 131 bar (bar), temperatura de entrada de vapor saturado hasta 530° C



Fig. 21 Unidad de turbogenerador HOWDEN serie KK&K modelo MONO. [21]

3.4.3 Unidad de turbogenerador HOWDEN KK&K modelo CORE

Diseñada para empresas empacadoras o EPC (Ingeniería, adquisición y construcción). Esta turbina es fabricada con válvulas de admisión, carcasa rotor y reducción. Con una potencia de salida de hasta 6 MW, una presión de entrada de hasta 131 bar, temperatura de entrada de vapor saturado seco de hasta 350° C.



Fig. 22 Unidad de turbogenerador HOWDEN serie KK&K modelo CORE. [22]

3.5 Desarrollo de la Propuesta de solución

En el presente capítulo se analizarán las características específicas de la planta de tratamientos de aguas residuales “Cerro de la estrella”, con el fin de conocer la eficiencia energética que se puede llegar a obtener por medio del biogás producido en dicha planta sin alterar los procesos actuales de la misma.

A continuación, en la tabla 8 se mostrará la información general con los datos de producción de la planta de tratamiento a desarrollar.

Tabla. 8 Características específicas de la planta de tratamientos de aguas residuales “Cerro de la estrella”. [8]

<u>C</u>	<u>Valor</u>	<u>Unidad</u>	<u>Descripción</u>
P	1	Atm	Presión
T	55	°C	Temperatura del digesor
% de metano en biogás	60	%	Porcentaje de metano obtenido en biogás
R_g	0.082	$atm L/mol^{-1} °K$	Constante de los gases ideales
Factor de conversión de kJ – metano	50.1	$kJ/g CH_4$	Producción de energía por gramo de metano

Posteriormente en la tabla 9 se muestran los datos obtenidos de trabajos de investigación anteriores, donde se muestra la localización de la planta de tratamientos de agua residuales, el proceso que se lleva dentro de ella, el biogás obtenido y el Q_{ch4} obtenido en la misma, datos solidos de los cuales se puede partir para el cálculo previsto de la materia prima.

Tabla. 9 Biogás producido por la planta de tratamientos de aguas residuales “Cerro de la estrella”. [9]

Nombre	Edo.	Proceso	Qop L s ⁻¹	Qbiogás m ³ d ⁻¹	QCH4 m ³ d ⁻¹
Planta Sur	CHIH	A. Ext	1629	3,621.62	2,172.97
Nvo. Casas Grandes	CHIH	A. Ext	195.44	820.38	492.23
Santa Fe	CDMX	Conv-DN	65	485.76	291.46
Coyoacán	CDMX	Conv	250	1,390.62	834.37
San Juan de Aragón	CDMX	Conv	175	1,234.2	740.52
Cd. Deportiva	CDMX	Conv	110	887.7	532.62
Cerro de la Estrella	CDMX	Conv-DN	3,000	21,101.52	12,660.91
El Llano	CDMX	Conv	120	891	534.6

3.5.1 Cálculo de la obtención de biogás en la PTAR “Cerro de la estrella”

Como primer paso para el cálculo se toma en cuenta los datos de la tabla 9, donde se encuentra la cantidad de biogás producido en la PTAR de Cerro de la Estrella

$$Q \text{ Biogás } m^3 d^{-1} = 21'101.52$$

Ecuación 1

Donde:

$Q \text{ Biogás } m^3 d^{-1}$ = Biogás producido por la planta de tratamiento de aguas residuales

Posterior a ello se determinar la cantidad de metano generado que se puede encontrar dentro de la producción total de biogás, que se define con la siguiente expresión:

$$Q_{CH4} = Q_{biogás} * \% \text{ de metano en biogás}$$

$$Q_{CH4} = 21'101.52 \frac{m^3}{d} * 60\% = 12'660.91 \frac{m^3}{d}$$

Ecuación 2

Donde:

Q_{CH4} = Flujo de metano generado en el biogás

$Q \text{ Biogás } m^3 d^{-1}$ = Biogás producido por la planta de tratamiento de aguas residuales

Una vez obtenido el Q_{CH_4} del biogás total, se tiene que obtener los moles de Metano producidos diariamente por la planta de tratamiento de aguas residuales, que se presenta en la siguiente ecuación:

$$\frac{\text{Moles de } CH_4}{d} = \frac{Q_{CH_4}}{V}$$

Ecuación 3

Donde:

Q_{CH_4} = Flujo de metano generado en el biogás

V = Volumen

d = Día

$$\frac{\text{Moles de } CH_4}{d} = \frac{12'660.91 \frac{m^3}{d}}{26.9 \frac{L}{1000}} = 470.66 \frac{\text{Moles de } CH_4}{d}$$

Paso siguiente es obtener el volumen de gas en las condiciones estándar de presión y temperatura consideradas en la planta de tratamiento de aguas residuales:

$$V = \frac{R_g * T}{P}$$

Ecuación 4

Donde:

V = Volumen en condiciones estándar

R_g = Constante de los gases ideales

T = Temperatura ambiente

P = Presión

$$V = \frac{0.082 \frac{atm L}{mol} * (273.15 + 55)^\circ k}{1 atm} = 26.9 \frac{L}{mol}$$

El Caudal másico de CH₄ se obtiene de la siguiente manera, con el fin de saber el contenido final de Q_{CH₄} dentro del volumen total, el cual se determina por el siguiente modelo matemático:

$$Q_{\text{masico CH}_4} = \text{Moles de CH}_4 * 16 * 1'000 \frac{g}{kg}$$

Ecuación 5

Donde:

Q_{másico CH₄} = Caudal de metano

Moles de CH₄ = Moles de metano

16 = Masa atómica del metano

1000 g/kg = Conversión a gramos

$$\begin{aligned} Q_{\text{masico CH}_4} &= 449.87 * 16 * 1'000 \frac{g}{kg} \\ &= 7'530'652.788 \frac{g \text{ CH}_4}{d} \end{aligned}$$

Ya determinado el caudal másico se puede determinar la cantidad de energía generada a partir del caudal de metano obtenido por el proceso de los lodos de la planta de tratamiento, como se muestra a continuación:

$$\text{Contenido de energía} = Q_{\text{masico de CH}_4} * 50.1 \frac{kJ}{g\text{CH}_4}$$

Ecuación 6

Donde:

Q_{másico CH₄} = Caudal de metano

50.1 kJ/gCH₄ = Factor de conversión de producción de energía por gramo de Metano

$$\begin{aligned} \text{Cont. de energía} &= 7'530'652.788 * 50.1 \frac{kJ}{g\text{CH}_4} \\ &= 377'285'704.7 \frac{kJ}{d} \end{aligned}$$

A partir de las ecuaciones anteriores y en función de las características de cada una de las unidades de cogeneración encontradas en el mercado, esta energía calculada en Joule se transformará en electricidad, calor y pérdidas, por lo que se puede obtener un aproximado de la energía de biogás que se puede convertir en energía eléctrica, la cual está dada en función de la eficiencia de cada máquina, y se calcula en base a la siguiente ecuación:

$$kWh = \frac{\text{Contenido de energía } \frac{kJ}{d}}{\frac{\text{Factor de conversión}}{24 \text{ horas}}} * \text{Factor eficiencia de la maquina}$$

Ecuación 7

Donde:

kWh= Potencia esperada a generar por la máquina de acuerdo a su eficiencia

Con el fin de ejemplificar dicha ecuación, se tomará el caso de aplicación con una supuesta máquina de eficiencia eléctrica del 41%, con el fin de obtener la conversión energética:

$$kWh = \frac{\left(\frac{377'285'704.7 \frac{kJ}{d}}{3600} \right)}{24} * 0.41 = 1'790.36 kWh$$

3.5.2 Cálculo de la energía eléctrica esperada por la unidad de generación a partir del biogás obtenido

El ejercicio mostrado anteriormente se repetirá con las diversas unidades de cogeneración que existen en el mercado, con el objeto de seleccionar cual de todas ellas proporcionará la mayor transformación de energía eléctrica con los datos obtenidos del contenido energético resultante en el estudio de la planta de tratamiento de agua residuales “Cerro de la estrella”.

El primer análisis se realizará es a la unidad de cogeneración GE JENBACHER, el cual presenta una eficiencia promedio de acuerdo a la tabla 5 del 43.6%, para sistemas de 60 Hz y un promedio de 500mg/m³_n, con lo que se obtiene una eficiencia energética de:

$$kWh = \frac{\text{Contenido de energía } \frac{kJ}{d}}{\frac{\text{Factor de conversión}}{24 \text{ horas}}} * \text{Factor eficiencia de la maquina}$$

$$kWh = \frac{\left(\frac{377'285'704.7 \frac{kJ}{d}}{3600} \right)}{24} * 0.436 = 1'903.89kWh$$

El análisis energético de la unidad de cogeneración AGENITOR AVUS 2000c, el cual presenta una eficiencia promedio de acuerdo a la tabla 6 de 42.6% a 2000kWh, un promedio de <500mg/m³_n, con lo que se obtiene una eficiencia energética de:

$$kWh = \frac{\text{Contenido de energía } \frac{kJ}{d}}{\frac{\text{Factor de conversión}}{24 \text{ horas}}} * \text{Factor eficiencia de la maquina}$$

$$kWh = \frac{377'285'704.7 \frac{kJ}{d}}{\frac{3600}{24 \text{ horas}}} * 0.426 = 1860.22kWh$$

Por último, se analiza la unidad de cogeneración CUMMINS serie HSK78G modelo C200N6CD, el cual presenta una eficiencia promedio de acuerdo a la tabla de fabricante 7 del 42.7% con 100% de la carga, con lo que se obtiene una eficiencia energética de:

$$kWh = \frac{\text{Contenido de energía } \frac{kJ}{d}}{\frac{\text{Factor de conversión}}{24 \text{ horas}}} * \text{Factor eficiencia la maquina}$$

$$kWh = \frac{377'285'704.7 \frac{kJ}{d}}{\frac{3600}{24 \text{ horas}}} * 0.435 = 1'899.52 kWh$$

3.6 Análisis de resultados

Posterior a los cálculos se realizará una comparativa del estimado energético de las unidades, determinando la unidad con mayores beneficios para el nivel de biogás producido por la planta de tratamiento de aguas residuales.

3.6.1 Comparación del estimado energético de las unidades de cogeneración

La tabla 10 muestra las tres máquinas analizadas, partir de ello se puede decir que la máquina que presenta una mayor conversión de biogás a energía eléctrica es la unidad GE JENBACHER con una eficiencia eléctrica del 43.6 %, y que nos otorga 1'903.89 kWh a partir del biogás de la planta.

Tabla. 10 Comparativa de los kW/h de las unidades de cogeneración. [10]

Rubro/Unidad	Eficiencia	Capacidad	KW/H Esperados
GE JENBAHCER	43.6%	2411 kWe	1'903.89 kWh
AGENTOR	42.6%	2000 kWe	1860.22kWh
CUMMINS	43.5%	2000kWe	1'899.52 kWh

Para obtener una mejor referencia de esta energía producida en contra de la energía consumida por hora se realizará el siguiente análisis para ver los valores porcentuales, cuanto se cubre de la energía consumida, esto se realiza por medio de la ecuación 8

$$\text{eficiencia con respecto al consumo de la planta} = \frac{\frac{kW}{h} \text{ de la unidad} \times 100}{\frac{kW}{h} \text{ consumidos por la planta}}$$

Ecuación 8

La ecuación se aplicará para los tres casos particulares de las unidades consideradas con el fin de ver gráficamente la comparativa de los porcentajes que se cubren:

Para la Unidad GE JENBAHCER:

$$\frac{1'903.89kW/h \times 100}{2'737.5kW/h} = 69.54\%$$

Para la Unidad AGENITOR:

$$\frac{1'860.22kW/h \times 100}{2'737.5kW/h} = 67.95\%$$

Para la Unidad CUMMINS:

$$\frac{1'899.52kW/h \times 100}{2'737.5kW/h} = 69.32\%$$

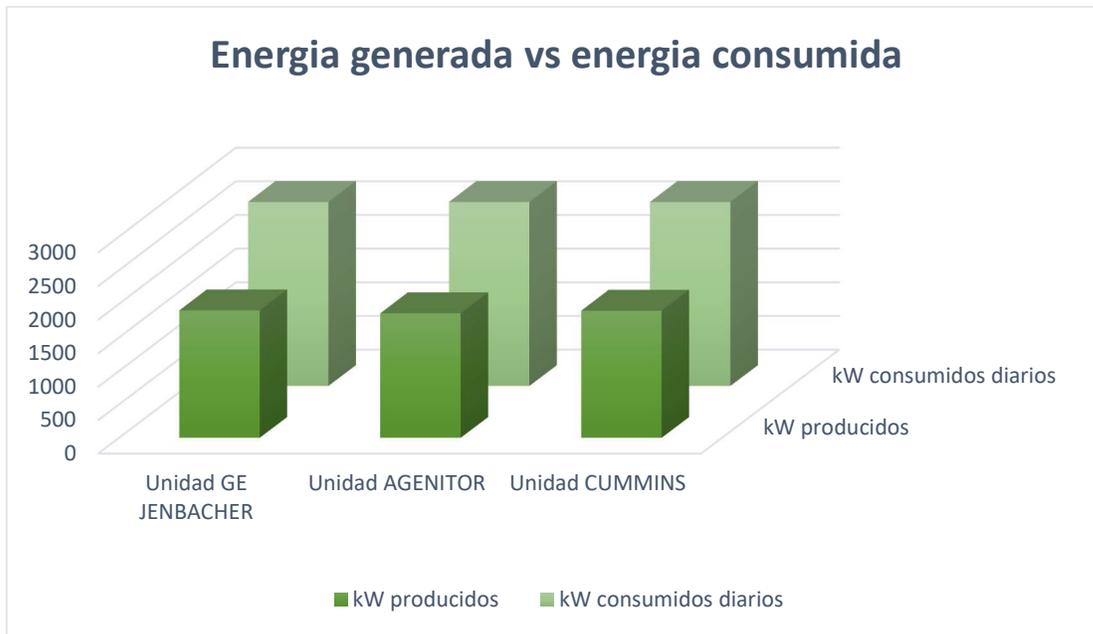


Fig. 23 Grafica comparativa de energía generada vs energía consumida en la planta de tratamiento de aguas residuales. [23]

3.6.2 Modelo de cogeneración propuesto

Teniendo como resultados el porcentaje de energía que cubre cada unidad, la máquina que presenta un mayor porcentaje de energía a cubrir es la marca GE JENBAHCER con un 69.54% de la demanda total, debido a que el proveedor de esta marca no otorgo la información necesaria, se tomó la decisión de emplear una unidad CUMMINS con un porcentaje de 69.32% del total demandado por la planta, debido a su facilidad en el acceso a costos y modelos de la unidad, los cuales se emplearan para un correcto análisis económico.

Debido a que con la unidad de cogeneración CUMMINS otorga un 69.32 % del consumo diario de la propia planta, y con el fin de cumplir con el objetivo de convertir la planta de tratamiento de aguas residuales en eléctricamente sostenible, resta un 30.68 % de energía por cubrir lo cual equivale a 839.86 kW en una hora, y 20'156.52 kW/h al día.

Es por eso que en busca de satisfacer esta necesidad se optó por buscar en el mercado una unidad compuesta de turbogenerador, que cumpla con los requerimientos necesarios para cumplir con esta demanda restante, se eligió la turbina de vapor HOWDEN serie KK&K, modelo BASE, la cual es una un turbina de vapor mono etapa, diseñada como turbogenerador para la generación de energía eléctrica de hasta 1000 kWe, la cual está diseñada para ser utilizada en plantas pequeñas de cogeneración, aprovechando el vapor excedente de sus procesos y en la recuperación térmica de motores de biogás.

Por lo tanto, si hacemos la evaluación energética restante con la energía proporcionada con la unidad HOWDEN tenemos que:

$$\frac{837.98kW/h \times 100}{2'737.5kW/h} = 30.61\%$$

Que al hacer la sumatoria de la energía proporcionada por la unidad de cogeneración principal CUMMINS de (69.32%) y la unidad de HOWDEN (30.61%) tenemos que:

% De generación total = Unidad CUMMINS + Unidad HOWDEN

Ecuación 9

% De generación total = (69.32%) + (30.61 %)

% De generación total = % 99.93

Dicho porcentaje (99.92 %) es equivalente a 2'737.5 kW/h, cumpliendo con la mayor parte de la demanda eléctrica de la planta de tratamiento de aguas residuales, por lo que se propone el siguiente esquema:

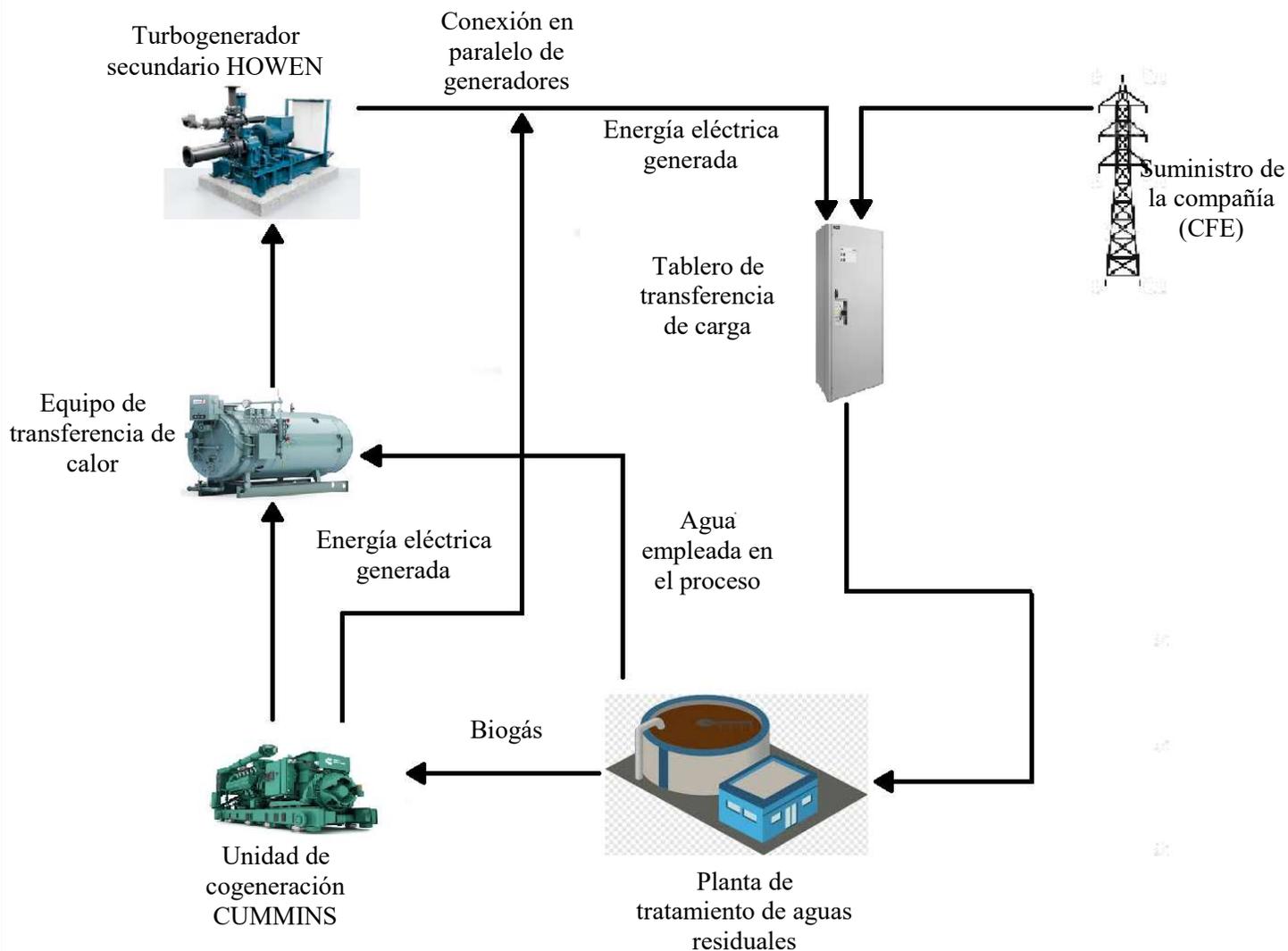


Fig. 24 Diagrama propuesto de operación de la planta de tratamiento de aguas residuales. [24]

En el esquema anterior se muestran los dos principales métodos de cogeneración, también dentro del mismo se contempla que ambas unidades (CUMMINS y HOWDEN) estarán trabajando de manera continua y en paralelo una con otra, por lo que se tendrán en cuenta la conexión en paralelo de generadores.

Esta conexión estará reflejada en un tablero de control y transferencia de carga, el cual recibirá dos alimentaciones, la principal o fija proveniente de la producción propia de energía resultado del ciclo combinado propuesto el cual se estima opere sin inconvenientes durante todo el año, y la alimentación emergente que se considera del suministro actual de la comisión federal de electricidad, el cual entrara en operación en dos casos particulares, el primero por baja producción de biogás dentro de la planta, es decir cuando dentro del proceso de tratamiento no se garantice un flujo constantes de metano, provocado por un bajo caudal de aguas residuales, y el segundo caso estará determinado por el mantenimiento preventivo o correctivo de las unidades de cogeneración, por lo que de esta forma la planta de tratamiento de aguas residuales “Cerro de la estrella” será capaz de tener un suministro eléctrico confiable y sostenible.

Logrando de esta manera disminuir la carga en los nodos de conexión más cercanos a la planta de tratamientos de aguas residuales, beneficiando de esta manera a evitar la sobre carga en las líneas de transmisión y el desgaste excesivo de los elementos que conforman las líneas de transmisión tales como, aisladores, corta circuitos, fusibles, apartarrayos y conductores.

Obteniendo indirectamente una reducción en las plantas generadores que alimentan los centros de carga de la ciudad de México, que emplean combustibles fósiles para su funcionamiento, teniendo un cambio indirecto en la reducción de los gases liberados a la atmosfera que provocan el efecto invernadero, ayudando de esta manera a el país a cumplir los objetivos 6 y 7 de la agenda 2030.

En base a las legislaciones actuales en el país el proyecto podría llegar a presentar dos distintos escenarios de aplicación real:

1. Abasto completamente aislado: Donde se pretenderá prescindir de los servicios del suministrador (CFE) para abastecer a la planta de tratamiento con el modelo propuesto y una planta de emergencia que cubra la carga en los procesos de mantenimiento a los equipos de cogeneración primarios y otros.

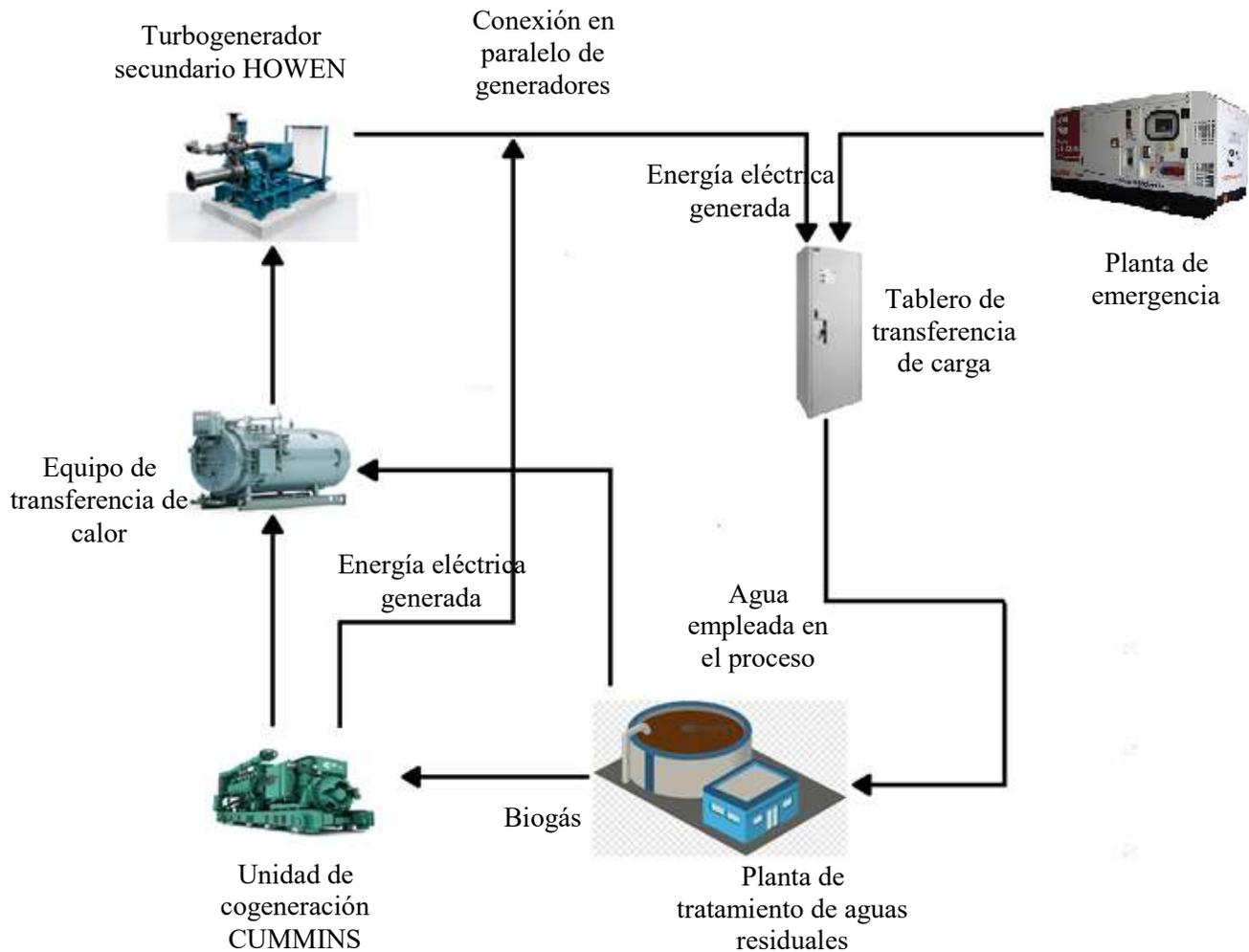


Fig. 25 Diagrama propuesto de operación de la planta de tratamiento de aguas residuales modalidad aislada. [25]

2. Interconexión a la red: Donde se buscará mantener el contrato celebrado con el suministrador y acordar nuevas condiciones comerciales, como la compra/venta de la energía generada por la planta de tratamiento de aguas residuales al nodo de conexión más cercano, para tener un balance entre lo consumido por la planta y lo generado por la misma, teniendo de esta manera un sistema confiable y una considerable reducción en el consumo eléctrico.

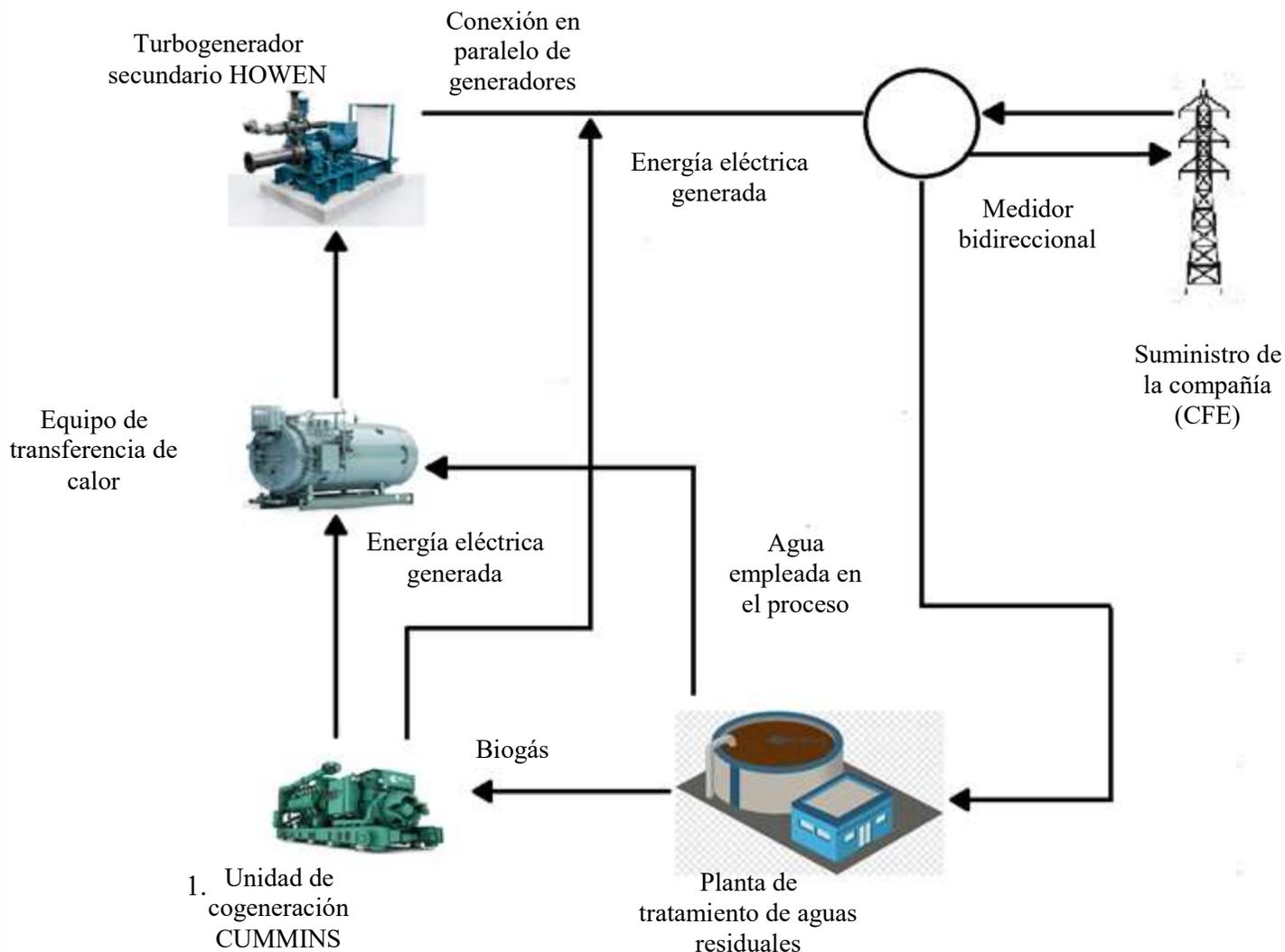


Fig. 26 Diagrama propuesto de operación de la planta de tratamiento de aguas residuales modalidad interconectada a la red. [26]

3.6.2.1 Características principales de la unidad CUMMINS

Las características de la unidad se obtuvieron por medio de una cotización con un proveedor autorizado, las características son las siguientes:

- **Motor de combustión interna:** Marca CUMMINS con una tensión de 480 V, este equipo está diseñado a un factor de potencia mínimo de 0.80, su trabajo es de manera continuo, para su correcto funcionamiento se tiene que asegurar un índice de metano de 80.

- **Alternador:** De tipo síncrono, a una velocidad de 1,500 RPM, a 60 Hz con una tensión nominal 480/277 V de tipo auto excitado, con aislación clase f en el estator clase H, contando con conexión en estrella y 4 polos de marca Alternador Stamford en estrella de 4480 V que se acopla al motor HSK78G.
- **Sistema de control:** El sistema cuenta con un control tipo esclavo Power Command 3.3 el cual se diseña para monitorear, medir y controlar al grupo electrógeno con la finalidad de presentar información de la maquina al operario. (La protección del motor, alternador, Voltaje, corriente, FP, % carga, diferencia tensión, temperatura de los Devanados y Cojinetes, Motor, Rpm, Temperatura, presión aceite, temperatura aceite, presión gas entrada, flujo másico de gas, presión en el colector, velocidad turbo, presión de sistema de refrigeración, etc.).

Si se requiere mayor información técnica de todos los componentes del equipo se encuentran véase en el apéndice A

3.6.2.2 Características principales de la unidad HOWDEN

Los datos de la unidad se obtuvieron por medio de una cotización con un proveedor autorizado, las características son las siguientes:

- **Alternador:** Este motor presenta un grupo electrógeno marca HOWNDEN serie Leroy Sommer o parecidos con una tensión por definir por el fabricante a petición de la propuesta, este equipo está diseñado a una eficiencia aproximada de 96.50 %, a 60 Hz, con 4 polos y 1800 RPM.
- **Turbina:** El sistema HOWDEN contempla una turbina de acción de una sola etapa la cual tiene como característica el solo tener incidencia en la turbina el algún punto específico de la misma.
- **Sistema de control:** El sistema cuenta con un control tipo Electronic Deif control system el cual tiene la función de monitorear, medir y controlar al grupo electrógeno con la finalidad de presentar información de la maquina al operario,

las principales funciones de monitoreo son, control de sobre velocidad y presión de salida del vapor, controlar una válvula electromecánica como actuador para el control y otra independiente para el sistema de seguridad, gabinete de control local se envía preinstalado con la turbina desde la fábrica

Si se requiere más información técnica de todos los componentes del equipo se encuentran véase en el apéndice A

3.7 Análisis económico

Se considera para todos los casos del presente análisis económico los precios y costos en pesos mexicanos a excepción de las cotizaciones de los proveedores autorizados, haciendo el puntual cambio de moneda en los apartados correspondientes.

3.7.1 Cálculo del gasto económico en el suministro eléctrico

De acuerdo a los datos obtenidos en la recolección de datos tabla 4 de consumo eléctrico en la planta de tratamiento de aguas residuales “Cerro de la estrella”, refleja un consumo de 23'652 MW/año, por lo tanto 1'971MW/mes o visto de otra manera tenemos 63.58MW al día, sabiendo que la potencia de la planta es mayor a 100 kW y que el suministro se da en media tensión consideramos que tiene una tarifa de gran de manda en media tensión horaria “GDMTH”, consultando el portal de Comisión Federal de Electricidad para el periodo 2021se tomaron las cuotas para el mes de Enero, con la región tarifaria, Ciudad de México, Iztapalapa, Valle de México Centro y Sur.

1.- Aplicación

Esta tarifa se aplicará a los servicios que destinen la energía a cualquier uso, suministrados en media tensión, con una demanda igual o mayor a 100 kilowatts.

2.- Cuotas aplicables en el mes de de 2021.

2.1 Identifica tu región tarifaria

<input type="text" value="CIUDAD DE MÉXICO"/>	<input type="text" value="IZTAPALAPA"/>
<input type="text" value="VALLE DE MÉXICO CENTRO"/>	

Fig. 27 Captura de pantalla de la búsqueda de tarifas portal oficial CFE. [27]

De acuerdo a la ubicación geográfica de la planta sabemos que es alimentada por Valle de México sur, en la tabla 13 se muestra la tarifa aplicable para gran demanda en media tensión horaria, dichos cargos “del suministro básico descritos en este apartado, corresponden a la integración de los cargos por Transmisión, Distribución, Operación del CENACE, Operación del Suministrador Básico, Servicios Conexos No MEM, Energía y Capacidad.”

Tabla. 11 Tarifa GDMTH zona valle de México Sur. [11]

Valle de México Sur

Tarifa	Descripción	Int. Horario	Cargo	Unidades	ENE-21
GDMTH	Gran demanda en media tensión horaria	-	Fijo	\$/mes	717.91
		Base	Variable (Energía)	\$/kWh	0.9427
		Intermedia	Variable (Energía)	\$/kWh	1.5360
		Punta	Variable (Energía)	\$/kWh	1.7913
		-	Distribución	\$/kW	70.19
		-	Capacidad	\$/kW	328.81

Se analizarán los periodos de punta, intermedio y base de las regiones tarifarias para las distintas temporadas del año, en las regiones Central, Noreste, Noroeste, Norte, Peninsular y Sur tenemos los siguientes datos en la tabla 14 y 15 correspondientemente.

Tabla. 12 Horarios de primer domingo de abril al sábado anterior a último domingo de octubre. [12]

Regiones Central, Noreste, Noroeste, Norte, Peninsular y Sur

Del primer domingo de abril al sábado anterior al último domingo de octubre

Día de la semana	Base	Intermedio	Punta
lunes a viernes	0:00 - 6:00	6:00 - 20:00 22:00 - 24:00	20:00 - 22:00
sábado	0:00 - 7:00	7:00 - 24:00	
domingo y festivo	0:00 - 19:00	19:00 - 24:00	

Tabla. 13 Horarios del último domingo de octubre al sábado anterior al domingo de abril. [13]

Del último domingo de octubre al sábado anterior al primer domingo de abril

Día de la semana	Base	Intermedio	Punta
lunes a viernes	0:00 - 6:00	6:00 - 18:00 22:00 - 24:00	18:00 - 22:00
sábado	0:00 - 8:00	8:00 - 19:00 21:00 - 24:00	19:00 - 21:00
domingo y festivo	0:00 - 18:00	18:00 - 24:00	

Teniendo en cuenta las tarifas, la demanda máxima que se debe aplicar los cargos por capacidad expresados \$/kW-mes, para el caso particular de que no haya periodo de punta y los usuarios suministrados en media tensión cuya demanda no se mise, se expresan con la siguiente formula:

$$Demanda = \left[\frac{Q_{mensual}}{24 * d * F.C.} \right]$$

Ecuación 10

Donde:

Q mensual es el consumo mensual registrado en el mes de facturación en kWh

d= Días del periodo de facturación

F. C.= Es el factor de carga correspondiente en la siguiente tabla

Tabla. 14 Factor de carga anexo único del acuerdo Núm. A/064/2018 [14]

Tabla 2. Factor de Carga

Categoría tarifaria	Factor de carga
DB1	0.59
DB2	0.59
APBT	0.50
APMT	0.50
RABT	0.50
RAMT	0.50
PDBT	0.58
GDBT	0.49

Por lo tanto, se tiene que para el cálculo de los valores de la demanda la siguiente formula:

$$\text{Demanda} = \frac{Q_{\text{mensual}}}{24 * d * F.C}$$

Al sustituir los valores obtenemos:

$$\text{Demanda} = \frac{1,971 \text{ MW}}{24 * 30 * 0.57}$$

$$\text{Demanda} = 4,802.63 \text{ kW/h}$$

Esta demanda se ocupa únicamente para calcular los valores de distribución y capacidad de la tarifa empleada.

3.7.1.1 Cálculo de la tarifa final para el periodo de abril a octubre.

Con base en lo anterior tenemos que el cálculo se realizará para obtener el costo de la tarifa de la punta considerando un horario de trabajo efectivo de 6:00 a 20:00, en días laborables de lunes a viernes, por lo que se tiene que, para el periodo de abril a octubre, donde se empleara la siguiente formula:

$$\text{Costo} \times (\text{kWh-hora} \times \text{horas}) = \text{Precio}$$

Ecuación 11

Tabla. 15 Cálculo de tarifa de acuerdo a demanda del periodo de abril a octubre. [15]

Tarifa	Costo	kWh - hora	Horas	Precio	Periodo
fijo	717.91	-	-	\$717.91	Al mes
Base	.9427	2'737.5	6	\$15'483.84	A día
Intermedio	1.5366	2'737.5	16	\$67'303.08	A día
Punta	1.7913	2'737.5	2	\$9'807.36	A día
Distribución	70.19	4'802.63	-	\$336'184.10	Al mes
Capacidad	328.81	4'802.63	-	\$1'579'152.77	Al mes

Por lo tanto, para obtener el cálculo mensual de la aplicación de la tarifa es necesario sumar las tres tarifas diarias (base, intermedio, punta) y multiplicar por los días laborables (20 días) por lo tanto:

$$\text{Tarifa base} + \text{Tarifa intermedia} + \text{Tarifa punta} = \text{Tarifa diaria}$$

Ecuación 12

$$\$15'483.84 + \$67'303.08 + \$9'807.26 = \$92'594.18 \text{ tarifa diaria}$$

Por lo tanto, contemplando 5 días laborables, a la semana sería obtendríamos una tarifa de:

$$5 \text{ días} \times \$92'594.28 = \$462'970.90 \text{ tarifa semana}$$

Ecuación 13

Con que obtenemos con 4 semanas un periodo mensual de:

$$4 \text{ semanas} \times \$462'970.90 = \$1'851'883.60 \text{ tarifa mensual}$$

Ecuación 14

A la tarifa mensual se le tienen que sumar el costo fijo (\$717.91), el costo de distribución (\$336'184.10) y el costo por capacidad (\$1'579'152.77), con el fin de obtener la mensual final:

$$\$1'851'885.60 + \$717.91 + \$336'184.10 + \$1'579'152.77 = \$3'767'938.38$$

Ecuación 15

Por último, se calcula la tarifa semestral final para el periodo de abril a octubre. para definir este periodo de tiempo se multiplica por 6 meses de facturación que corresponde a la primera etapa de año:

$$6 \text{ meses} \times \$3'780'638.29 = \underline{\underline{\$22'683'769.74}}$$

Ecuación 16

3.7.1.2 Cálculo de la tarifa final para el periodo de octubre a abril.

Posterior a ello se realizará el mismo proceso para obtener el costo de la tarifa de la planta considerando un horario de trabajo efectivo de 6:00 a 20:00, en días laborables de lunes a viernes, por lo que se tiene que, para el periodo de octubre a abril, donde se empleara la siguiente formula:

$$\text{Costo x (kWh-hora x horas) = Precio}$$

Tabla. 16 Cálculo de tarifa de acuerdo a demanda del periodo de octubre abril. [16]

Tarifa	Costo	Kwh- hora	Horas	Precio	Periodo
fijo	717.91	-	-	\$717.91	Al mes
Base	.9427	2'737.50	6	\$15'483.84	Al día
Intermedio	1.5366	2'737.50	14	\$58'890.20	Al día
Punta	1.7913	2'737.50	4	\$19'614.74	Al día
Distribución	70.19	4'802.63	-	\$337'096.60	Al mes
Capacidad	328.81	4'802.63	-	\$1'579'152.77	Al mes

Por lo tanto, para obtener el cálculo mensual de la aplicación de la tarifa es necesario sumar las tres tarifas diarias (base, intermedio, punta) y multiplicar por los días laborables (20 días) por lo tanto:

$$\text{Tarifa base} + \text{Tarifa intermedia} + \text{Tarifa punta} = \text{Tarifa diaria}$$

$$\$15'483.84 + \$58'890.20 + \$19'614.74 = \$93'988.78 \text{ tarifa diaria}$$

Por lo tanto, contemplando 5 días laborables, a la semana sería obtendríamos una tarifa de:

$$5 \text{ días} \times \$93'988.70 = \$469'943.90 \text{ tarifa semana}$$

Con que obtenemos con 4 semanas un periodo mensual de:

$$4 \text{ semanas} \times \$469'943.90 = \$1'879'775.60 \text{ tarifa mensual}$$

A la tarifa mensual se le tienen que sumar el costo fijo (\$717.91), el costo de distribución (\$337'096.60) y el costo por capacidad (\$1'579'152.77) con el fin de obtener la mensual final:

$$\$1'879'775.60 + \$717.91 + \$337'096.60 + \$1'579'152.77 = \$3'796'742.88$$

Por último, se calculará Tarifa mensual final para el periodo de octubre a abril. para definir este periodo de tiempo se multiplica por 6 meses de facturación que corresponde a la primera etapa de año:

$$6 \text{ meses} \times \$3'796'742.88 = \underline{\underline{\$22'780'457.28}}$$

3.7.1.3 Calculo de costo anual de suministro de la energía eléctrica

Por lo tanto, al sumar las tarifas finales de los periodos de abril a octubre y de octubre a abril, obtenemos el costo del consumo eléctrico de la planta de tratamiento de agua residual anualmente, el cual es proporcionado por CFE.

Costo anual de la energía eléctrica = Tarifa de abril a octubre + Tarifa octubre a abril

$$\text{Costo anual de la energía eléctrica} = \$22'683'769.74 + \$22'780'457.28$$

$$\underline{\underline{\text{Costo anual de la energía eléctrica} = \$45'464'227.02}}$$

3.8 Análisis costo beneficio de la implementación del modelo propuesto de cogeneración

A partir del cálculo del gasto económico que realiza la planta de tratamiento de aguas residuales “Cerro de la estrella” en su suministro eléctrico, se tiene que calcular cual sería la amortización económica de implementar un proyecto de estas dimensiones, por lo que se solicitaron cotizaciones con proveedores autorizados y de distribución en la zona metropolitana de las unidades de cogeneración CUMMINS y HOWEN, con el fin de conocer la inversión de capital que se requiere para este proyecto, y el tiempo de retorno de esta inversión.

Tabla. 17 Propuesta económica de distribuidor autorizado CUMMINS. [17]

No.	CONCEPTO	Cantidad	SUBTOTALUSD
1	Grupo electrógeno, Modelo C2000 N6CD – 2000 kW Cummins moto-generador @ 600 VAC	1	\$1,130,000.00
2	CASETA ACUSTICA PARA G.E DE 2,000 KW A GAS. Fabricada en acero negro lamina cal. 14 r.f a 3" de espesor, forrada con material termo acústico a base de lana mineral sostenido con lamina perforada cal.22, a 84 dB, a 7 mts, entrada de aire posterior con louver, salida de aire frontal superior, elementos linelaes de atenuación para el desfogue de aire, puertas laterales, pasadores y bisagras de alta resistencia, acabado en pintura electrostática, pasa cables, sistema de escape: silenciador industrial, tubo flexible, codos, aplicación de pintura aluminio alta temperatura. Luminarias interior y exterior, alimentación para servicios propios de moto generador como es recalentador, calentador de camisas, cargador de baterías, etc, tablero de distribución 220 volts, sistema de tierras.	1	\$ 215,000.00
3	Balace de Planta BOP, Incluye Sistema de Enfriamiento (Radiador), Sistema de Lubricación (Kit de prelubricación DC, Kit Precalentamiento aceite) Sistema de Combustible (Tren de Gas), Sistema de Escape (Silenciador) y cargador de baterías.	1	\$ 375,000.00
4	Flete a pie de camión 10 metros lineales de arrastre, no incluyen maniobras especiales, área metropolitana CDMX.	1	\$14,100.00
5	Puesta en marcha (arranque inicial) y Capacitación de personal.	1	INCLUIDO
6	Garantía de equipos por 12 meses a partir de arranque inicial de equipos para aplicación de continuo	1	INCLUIDO
		USD	\$ 1,734,100.00

"UN MILLÓN SETECIENTOS TREINTA Y CUATRO MIL CIEN DÓLARES AMERICANOS 00/100"

La unidad CUMMINS modelo C200N6CD, tiene un costo dentro del mercado de \$1'734'100.00 dólares, tomando en cuenta el cambio de moneda actual de \$ 1USD es igual a \$20.2257 MXN (consulta 11 de mayo 2021 de acuerdo al portal web del Banco de México) obteniendo como resultado \$35'073'386.87 dicha propuesta económica está basada en los precios de un distribuidor autorizado llamado grupo alessio, en la figura # se muestran los conceptos aplicados a la propuesta:

Para completar el modelo de cogeneración propuesto se toma en cuenta la unidad de la marca HOWEN modelo BASE, que se empleara en el ciclo combinado, la cual por medio de un distribuidor autorizado se obtiene un costo en el mercado de \$600,000.00 euros, contemplando una moneda actual de \$24.00 MXN. (consulta 11 de mayo 2021 de acuerdo al portal web del Banco de México) obtenemos un costo de \$14'400'000.00.

Con base en la información enviada, un precio estimativo de este equipo estaría en 600,000 EUROS.

Quedamos a la disposición para hacerle pequeños cambios al diseño y encontrar el indicado. Cuando tengamos esta alternativa lista podríamos enviar una oferta formal Budget.

Te envío abajo un cálculo rápido de la turbina diseñada con la información que tenemos.

Fig. 28 Captura de pantalla de la propuesta económica de la unidad HOWDEN del proveedor autorizado. [28]

Por lo que se hace una estimación de estos costos contra el ahorro del suministro eléctrico obtenemos que:

Tabla. 18 Costo de las unidades de cogeneración. [18]

Unidad	Pieza	Precio unitario
CUMMINS	1	\$35'073'386.87
HOWDEN	1	\$14'400'000.00
	Total	\$49'473'386.87

También se tomarán en consideración el baypas o transferencia de calor que, de acuerdo a las características empleadas en el ciclo, en el mercado actual se encuentran disponibles unidades en un rango de costos ente \$200,000.00 y \$300,000.00, se contemplara una unidad de costo medio de \$270,000.00 la cual se le suma al costo de la unidad y se obtiene:

Tabla. 19 Costo del modelo de cogeneración. [19]

Unidad	Pieza	Precio unitario
CUMMINS	1	\$35'073'386.87
HOWDEN	1	\$14'400'000.00
Transferencia de calor	1	\$270'000.00
	Total	\$49'743'386.87

Por lo que al realizar la propuesta del costo- beneficio de la implementación del modelo de cogeneración, solo contemplara el costo de las tres principales unidades del modelo tales como:

- Unidad primaria CUMMINS
- Unidad secundaria HOWDEN
- Unidad de transferencia de calor
-

Esto debido a que, al tratarse de una industria privada, el acceso a la información de las dimensiones de la planta y áreas donde se planteaba instalaran dichos equipos fue nula, esto sumado a la situación que está atravesando el país en temas de salud, complico aún más las opciones de búsqueda, esto trae como consecuencia el impedimento de realizar un levantamiento físico en sitio de los niveles de tensión, sistemas de protección, dimensionamiento de los conductores y distancias de conexión de los equipos mencionados con anterioridad, por lo que en la siguiente tabla se muestra los costos del modelo (solo unidades) en contra del gasto económico anual del suministro energético de la planta.

Tabla. 20 Costo del modelo de cogeneración. [20]

Unidad	Periodo	Precio unitario
Modelo de cogeneración	Un solo pago	\$49'743'386.87
Gasto del suministro eléctrico	Anual	- \$45'464'227.02
	Total	\$4'279'109.85

Por lo tanto se puede deducir que el costo del modelo de cogeneración propuesto con anterioridad (\$49'743'386.87) sería cubierto en un 91.39% de su costo total en un lapso de un año, considerando el ahorro del pago al suministrador eléctrico en esta caso CFE, por lo que, considerando que en un mes de suministro se paga alrededor de \$1'851'883.60 (dependiendo el periodo de facturación) aproximadamente quince meses se recuperaría la inversión que se realizó en el gasto de estos equipos, teniendo a partir de esta fecha un ahorro considerable el cual podría llegar a ser empleado en el mejoramiento de los procesos de tratamiento de aguas residuales y el cambio de equipos envejecidos por otros modernos y con mejores características.

Conclusiones

Mediante el análisis plasmado en este documento y contemplando que el proyecto no afecta los procesos de tratamiento del agua, conservando los métodos de obtención de biogás dentro de la planta, se puede concluir que el modelo de cogeneración de ciclo combinado propuesto en este proyecto, logra satisfacer en un 99.93% la demanda eléctrica que consume la planta de tratamiento de aguas residuales “Cerro de la estrella”, adaptando la planta con el objetivo de ser eléctricamente sostenible, disminuyendo de esta manera la demanda energética en los nodos de carga más cercano. Logrando una reducción en la posibilidad de fallos y cargas insuficientes en la red general de distribución (RGD), reduciendo los contaminantes que emiten las plantas de generación convencionales que alimentan a dichos centros de carga.

El desarrollo del modelo de cogeneración con ciclo combinado hace eficiente el uso del metano obtenido del proceso de lodos activados en la planta, utilizando como proceso primario la unidad de cogeneración CUMMINS, complementando el ciclo con la unidad HOWDEN.

Por último, al realizar el análisis costo benéfico de la implementación de la propuesta, haciendo una comparativa entre el costo del modelo y el costo anual del consumo eléctrico, se observó que el retorno de la inversión del proyecto se tendrá en un periodo aproximado de quince meses.

Recomendaciones para trabajos futuros

Tomando como base este trabajo se recomienda para futuras investigaciones el realizar un levantamiento de las instalaciones con el objetivo complementar el estudio, tomando en cuenta la distribución y localización de los equipos así como los parámetros eléctricos con los que la planta trabaja, además verificar las tarifas calculadas a la fecha próxima de realización del proyecto, también consultar el marco regulatorio vigente y actualizado, considerando las nuevas reformas energéticas que se tienen en el país para la aplicación del proyecto.

Referencias

- [1] D. Fraile, Cogeneración: aspectos tecnológicos, Distrito Federal , p. Pag. 12 .
- [2] J. C. G. Cantú, «Taller regional CONUEE, Las Oportunidades de Cogeneración en México,» COGENERA MÉxico, A.C. , Ciudad de México , 2018.
- [3] A. C. Fernández, Proyecto de viabilidad de una instalacion de trigeneracion para un centro deportivo, 2018.
- [4] A. C. Fernández, Proyecto de viabilidad de una instalacion de trigeneracion para un centro deportivo, 2018.
- [5] A. C. Fernández, Proyecto de viabilidad de una instalacion de trigeneracion para un centro deportivo, 2018.
- [6] A. C. Fernández, Proyecto de viabilidad de una instalacion de trigeneracion para un centro deportivo, 2018.
- [7] A. C. Fernández, Proyecto de viabilidad de una instalacion de trigeneracion para un centro deportivo, 2018.
- [8] S. G. Garrido, Especial turbinas de vapor, Energiza.org , 2011.
- [9] S. G. Garrido, Especial turbinas de vapor, Energiza.org, 2011.
- [10] S. G. Garrido, Especial turbinas de vapor, Energiza.org, 2011.
- [11] S. G. Garrido, Especial turbinas de vapor, Energiza.org, 2011.
- [12] S. G. Garrido, Especial turbinas de vapor, Energiza.org, 2011.
- [13] S. G. Garrido, Especial turbinas de vapor, Energiza.org, 2011.
- [14] S. G. Garrido, Especial turbinas de vapor, Energiza.org, 2011.

- [15] S. G. Garrido, Especial turbinas de vapor, Energiza.org, 2011.
- [16] S. G. Garrido, Especial turbinas de vapor, Energiza.org, 2011.
- [17] S. G. Garrido, Especial turbinas de vapor, Energiza.org, 2011.
- [18] S. G. Garrido, Especial turbinas de vapor, Energiza.org, 2011.
- [19] S. G. Garrido, Especial turbinas de vapor, Energiza.org, 2011.
- [20] G. Ferreyra, Autocosmos lo que debes saber sobre los biocombustibles, 2009.
- [21] G. Ferreyra, Autocosmos lo que debes saber sobre los biocombustibles, 2009.
- [22] S. manufacturers, Realidad, impacto y oportunidades de los biocombustibles en Guatemala, Sector Productivo.
- [23] R. S. Ramalho, Tratamiento de aguas residuales, Barcelona, Loreto 13-15 Local B 08029, 1996.
- [24] I. R. S. Ramalho, Tratamiento de aguas residuales, 1996.
- [25] F. d. i. q. E. d. B. d. P. B. D. u. p. e. d. s. y. p. e. c. a. d. i. d. ciencias, Funciones del agua y sistemas de tratamiento, Puebla , 2003.
- [26] Idem Cfr. Pág. 7.
- [27] Idem Cfr. Pág. 7.
- [28] M. G. y. E. P. T. I. A. S.-O. .. Al, Aplicación de electrolisis con adición de sales para remoción de color en potabilización del agua cfr., 2016.
- [29] C. E. B. Diaz., Aplicaciones electroquímicas al tratado de aguas residuales, Barcelona, Reverte, Loreto 13-15 LocalB 08029, 2014.
- [30] M. G. y. E. P. T. I. A. S. Ortiz, Aplicación de electrolisis con adición de sales para remoción de color en potabilización del agua cfr, 2016.

- [31] C. M. M. p. e. e. s. e. y. m. ambiente, Evaluación energético de los actuales sistemas de aguas urbanas y propuestas de manejo de recursos hídricos en la CDMX, CDMX, 2011.
- [32] P. e. s. e. México., Micro y pequeña cogeneración y trigeneracion en México, México , 2013.
- [33] V. h. T. T. c. n. AMICA, Potencial de generación de energía a partir de plantas de tratamiento de lodos activados, 2017.
- [34] V. h. T. T. c. n. AMICA, Potencial de generación de energía a partir de plantas de tratamiento de lodos activados, 2017.
- [35] V. h. T. T. c. n. AMICA, Potencial de generación de energía a partir de plantas de tratamiento de lodos activados, 2017.
- [36] M. O. H. Ramirez, Biogás: generación de electricidad y otros usos parte II, 2019.
- [37] M. O. H. Ramirez, Biogás: generación de electricidad y otros usos parte II, 2019.
- [38] G. d. e. d. J. C. e. d. agua, «Planta de tratamiento de aguas residuales agua prieta,» 2012.
- [39] M. O. H. Ramirez, Biogás: generación de electricidad y otros usos parte II, 2019.
- [40] C. M. M. p. e. e. s. e. y. m. ambiente., Evaluación energético de los actuales sistemas de aguas urbanas y propuestas de manejo de recursos hídricos en la CDMX, CDMX, 2011.
- [41] C. G. C. Mólgora, Plantas de tratamiento de aguas residuales como fuentes potenciales de energias renovales para el INERE, 2015.

- [42] V. h. T. T. c. n. AMICA, Potencial de generación de energía a partir de plantas de tratamiento de lodos activados, 2017.
- [43] Naciones Unidas, «Agenda 2030 y los objetivos de Desarrollo sostenible,» Naciones Unidas , Santiago , 2018.
- [44] Camara de diputados del H. Congreso de la Union, «Ley de la Industria Eléctrica Art. 17,» Diario Oficial de la Federación, Ciudad de México, 2014.
- [45] Camara de Diputados H. Congreso de la Union, «Ley de la Industria Electrica, Art. 22,» CDMX, 2014.
- [46] Camra de Diputados del H. Congreso Nacional, «Ley de la Industria Electrica, Art. 23,» CDMX, 2014.
- [47] Camara de Diputados del H. Congreso Nacional , «Ley de la Industria Electrica, Art.24,» CDMX, 2014.
- [48] Comision Reguladora de Energía , «Capitulo 3 Disposiciones Generales de Interconexion para Generadores (INTG),» de *Codigo de Red* , México México, Diario Oficial de la Federacion , 2016.
- [49] A. M. d. E. d. A. y. s. d. Mexico, Energia limpia del agua sucia: aprovechamiento de lodos residuales, 2017.
- [50] A. M. d. E. d. A. y. s. d. Mexico, Energia limpia del agua sucia: aprovechamiento de lodos residuales, 2017.
- [51] GESTREVIN, «Proyecto de ejecucion de intalacion de cogeneracion con motor de biogas de 330 kWW en gestrevin,» 2017.
- [52]
- [53]

- [54] C. E. B. Diaz., Aplicaciones electroquímicas al tratado de aguas residuales, Barcelona, Reverte, Loreto 13-15 LocalB 08029, 2014.
- [55] C. M. M. p. e. e. s. e. y. m. ambiente, Evaluación energética de los actuales sistemas de aguas urbanas y propuestas de manejo de recursos hídricos en la CDMX, CDMX, 2011.
- [56] A. M. d. E. d. A. y. s. d. Mexico, Energía limpia del agua sucia: aprovechamiento de lodos residuales, 2017.
- [57] P. abt-grupo, «Datos de fabricante».
- [58] 2. Energiza.org, «Especial turbinas de vapor,,» Energiza.org, 2011.

Referencias figuras

- [1] Grupo Energos, «Instalación de cogenerador y sistemas de distribución de energía.,» 2019
- [2] A. C. Fernández, «Proyecto de viabilidad de una instalación de trigeneracion para un centro deportivo,» 2018.
- [3] A. C. Fernández, «Proyecto de viabilidad de una instalación de trigeneracion para un centro deportivo,» 2018
- [4] A. C. Fernández, «Proyecto de viabilidad de una instalación de trigeneracion para un centro deportivo,» 2018
- [5] A. C. Fernández, «Proyecto de viabilidad de una instalación de trigeneracion para un centro deportivo,» 2018
- [6] A. C. Fernández, «Proyecto de viabilidad de una instalación de trigeneracion para un centro deportivo,» 2018
- [7] S. G. Garrido, Especial turbinas de vapor, Energiza.org, 2011.
- [8] Turbinas de vapor de acción
- [9] R. S. Ramalho, «tratamiento de aguas residuales. Loreto 13-15 local B 08029,» Barcelona, 1996
- [10] De autoría propia
- [11] AB energy México cogeneración S. de R. L. de C.V., «Guía para la cogeneración en el sector del biogás,» 2016.
- [12] GIZ México, Proyecto de aprovechamiento energético a partir de residuos urbanos en México, septiembre 2018
- [13] Ing. Guy Sela, Cropaia España
- [14] De autoría propia
- [15] GIZ México, Plantas de tratamiento de aguas residuales como fuentes potenciales de energías renovables para el INERE, octubre 2015

- [16] J. C. G. Cantú, «Taller regional CONUEE, Las Oportunidades de Cogeneración en México,» COGENERA MÉxico, A.C. , Ciudad de México , 2018.
- [17] Hoja de datos de fabricante, GE JENBAHCER
- [18] Hoja de datos del fabricante, AGENITOR
- [19] Hoja de datos del fabricante, CUMMINS
- [20] Hoja de datos del fabricante HOWDEN
- [21] Hoja de datos del fabricante HOWDEN
- [22] Hoja de datos del fabricante HOWDEN
- [23] De autoría Propia
- [24] De autoría Propia
- [25] De autoría Propia
- [26] De autoría Propia
- [27] Portal Oficial CFE
- [28] Proveedor HOWDEN

Referencias tablas

- [1] A. M. d. E. d. A. y. s. d. Mexico, Energía limpia del agua sucia: aprovechamiento de lodos residuales, 2017
- [2] Situación y escenarios para el desarrollo del biogás en México hacia 2024 y 2030. E. Riegelhaupt. Ed. Mexicana de Bioenergía, A.S. y la Red Temática de Bioenergía, CONACYT 2018
- [3] A. M. d. E. d. A. y. s. d. México, Energía limpia del agua sucia: aprovechamiento de lodos residuales, 2017
- [4] V. h. T. T. c. n. AMICA, Potencial de generación de energía a partir de plantas de tratamiento de lodos activados, 2017.
- [5] Hoja de datos de fabricante, GE JENBAHCER
- [6] Hoja de datos del fabricante, AGENITOR.
- [7] Hoja de datos del fabricante, CUMMINS.
- [8] A. M. d. E. d. A. y. s. d. México, Energía limpia del agua sucia: aprovechamiento de lodos residuales, 2017
- [9] A. M. d. E. d. A. y. s. d. México, Energía limpia del agua sucia: aprovechamiento de lodos residuales, 2017
- [10] De autoría propia.
- [11] Portal oficial CFE.
<https://app.cfe.mx/Aplicaciones/CCFE/Tarifas/TarifasCREIndustria/Tarifas/GranDemandaMTH.aspx>

[12] Portal oficial CFE.

<https://app.cfe.mx/Aplicaciones/CCFE/Tarifas/TarifasCREIndustria/Tarifas/GranDemandaMTH.aspx>

[13] Portal oficial CFE.

<https://app.cfe.mx/Aplicaciones/CCFE/Tarifas/TarifasCREIndustria/Tarifas/GranDemandaMTH.aspx>

[14] Anexo único del acuerdo núm. a/064/2018 anexo único del a/064/2018 14, metodología para determinar el cálculo y ajuste de las tarifas finales del suministro básico, CFE.

[15] De autoría propia.

[16] De autoría propia.

[17] Información proporcionada por el proveedor autorizado CUMMINS.

[18] De autoría propia.

[19] De autoría propia.

[20] De autoría propia.

Apéndice A

Características de la unidad CUMMINS

Las características de la unidad CUMMINS, se obtuvieron por medio de una cotización con un proveedor autorizado, dicho informe se anexará en apéndice A, las características son las siguientes:

Motor de combustión interna

Se presenta un grupo electrógeno marca CUMMINS con una tensión de 480 V, este equipo está diseñado a un factor de potencia mínimo de 0.80, su trabajo es de manera continuo, para su correcto funcionamiento se tiene que asegurar un índice de metano de 80.

Alternador

De tipo síncrono, a una velocidad de 1,500 RPM, a 60 Hz con una tensión nominal 480/277 V de tipo auto excitado, con aislación clase f en el estator clase H, contando con conexión en estrella y 4 polos de marca Alternador Stamford en estrella de 4480 V que se acopla al motor HSK78G.



Fig. 1 Alternador Stamford, estrella 480 V para el generador a gas C2000 NGCD.

Sistema de control

El sistema cuenta con un control tipo esclavo Power Command 3.3 el cual se diseña para monitorear, medir y controlar al grupo electrógeno con la finalidad de presentar información de la maquina al operario, las principales funciones de monitoreo son:

- La protección del motor, protección del alternador.

- alternador (Voltaje, corriente, FP, % carga, diferencia tensión, temperatura de los Devanados y Cojinetes).
- Motor (Rpm, Temperatura, presión aceite, temperatura aceite, presión gas entrada, flujo másico de gas, presión en el colector, velocidad turbo, presión de sistema de refrigeración, etc.).
- Servicios de ajuste (Ajustes en el gobernador, regulador de voltaje, fallo establecido configurable, calibración, ajustes de paralelismo, ajuste de idiomas y unidades de medición).



Fig. 2 Panel de control de power command control 3.3.

BOP

Es el conjunto de accesorios periféricos con el que cuentan la instalación de dicho equipo, el cual considera los sistemas de combustible, sistema refrigerante, sistema de escape, montaje, sistemas eléctricos y electrónicos.

Sistema de combustible: para este sistema se emplea un tren de gas para la regulación de la presión de gas a la requerida para el motor. La mezcla de aire es alimentada a la cámara de combustión, donde por medio de bujías, antes de realizar la mezcla de aire la presión debe ser reducida. Esto se logra con un regulador de presión en la unidad de control de gas, el tren de gas está compuesta de:

- Tren de gas DN80 PN16 con brida.
- Diseño para gas natural.
- Clasificación del diseño de operación máxima y mínima.
- Salida de presión (150mbar a 210mbar).
- Contiene una válvula manual de bola DN80, Filtro de gas de 50 Micras DN80 PN16, regulador de reductor de presión RS51, DN50 PN16, válvula de alivio de 1" BSP, FRSBV 1010.

Radiadores

Se empleará el radiador de tipo remoto con las siguientes características físicas, tubos aleteados, tubos de cabezal cilíndricos de cobre, marco atado a la tubería y estructura de acero, para los ventiladores se emplearán unos de flujo axial balanceado para in funcionamiento suave, instalado directamente en eje del motor, los motores de dichos ventiladores son el modelo TEFC, de clase F, 440V / 3 fases/ 60 Hz, los cuales son resistentes a la intemperie por su estructura de aluminio.

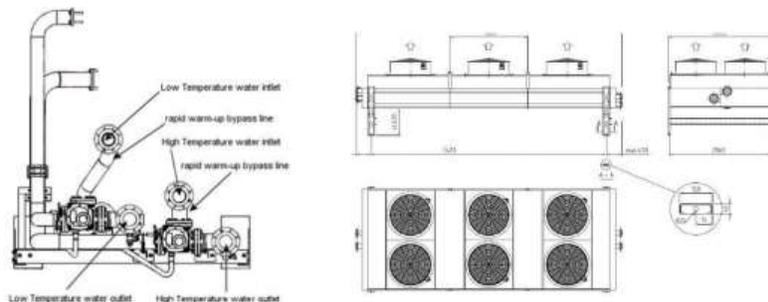


Fig. 3 Aero ventiladores (Radiador) Estándar.

Deaerador

Son sistemas de apoyo que eliminan el aire tapado que se genera por el proceso de llenado y operación del motor, estos separan las partículas de aire del refrigerante, dejando este último sin impurezas para volver a funcionar dentro del radiador para su operación normal.



Fig. 4 Sistema de deaireación.

Sistema de escape

Este sistema está diseñado para contener los gases resultantes de la combustión para darles una salida rápida y silencioso, en su diseño se considera:

- La reducción de la resistencia de flujo de contrapresión al mínimo y mantenerlo dentro de los límites de la máquina.
- Reducción de las emisiones del ruido para cumplir con los requisitos de aplicación.
- Contemplar un distanciamiento adecuado entre de sistema de escape y los elementos de mayor importancia para reducir el impacto del mismo en el motor, a estructura de la máquina, y el lugar de instalación.

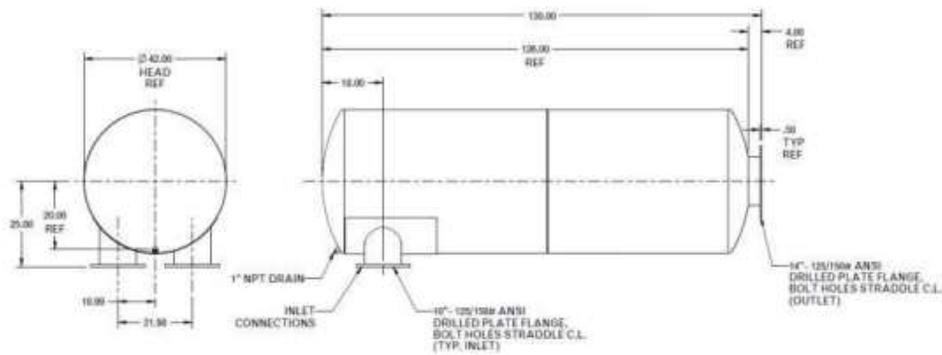


Fig. 5 Sistema de escape.

Silenciador

Su propósito es reducir el ruido producido por el proceso de la maquina antes de ser expulsado al ambiente, el modelo de escape empleado es el QS5Y-18 marca universal o afín, el cual tiene un diámetro de 42” y a longitud de 130” de acero al carbón con pintura de aluminio para alta presión, diseñado para entregar 822Db @ 3m.

Baterías

Este sistema es empleado para romper la inercia de arranque hasta las RPM requeridas, dicho motor es alimentado por un banco de baterías de 24 VCD capaz de soportar varios intentos de arranque, dichas baterías son de tipo plomo – acido conformada por 27 placas, de 12 V cada una de ellas, obteniendo un rendimiento de 1400 amperes, con una capacidad de reserva de 430 minutos, los cuales se cargan por medio de cargadores automáticos diseñados para las baterías.

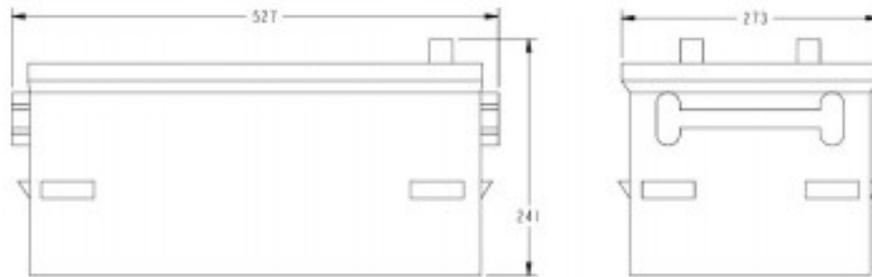


Fig. 6 Sistema de baterías.

Régimen normativo del equipo

Todos los equipos de la gama CUMMINS Power Generation GAS ENGINE POWERED GENERATING SETS, son diseñados con las siguientes normas internacionales:

Tabla. 1 Cumplimiento de normas en el diseño y manufactura de la unidad CUMMINS.

<p>Los generadores Cummins Power Generation vienen equipados con:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Un sistema de control y medición de voltaje y frecuencia Power Command Control. 2. Sistema AmpSentry para protección de sobrecarga y cortocircuito. 3. Factor de potencia de potencia de salida de: 0.8 4. A máxima potencia de arranque en KVA resulta un porcentaje máximo sostenido de voltaje de 90% durante el arranque. 	<p>El sistema propuesto cumple con normas, ISO 9001, ISO 8528, AS2789, DIN 6271, BS5514, IEC 60439, NFPA 110, NFPA 70, PCC-UL 50, UL 508.</p>
	 <p>ISO9001. El Equipo fue diseñado y manufacturado bajo los procedimientos certificados por ISO9001. Cumple con todos los Requerimientos del ISO 3046/1 ISO 8528</p>
	 <p>El Grupo Electrónico Cumple con la IEC 34. El Power Command Control esta Listado por UL 508 – Categoría NITW7 para uso en USA y Canadá.</p>
	 <p>Todos los sistemas del Grupo Electrónico cumplen con NEMA MGI-22.</p>
	 <p>UL. El Power Command Control esta Listado por UL 508 – Categoría NITW7 para uso en USA y Canadá.</p>
	 <p>CSA. El Equipo Generador esta certificado según la CSA-A22.2.</p>
 <p>PTS. El programa PROTOTYPE TEST SUPPORT, verifica la integridad el desempeño del diseño del Equipo. Los productos marcados con el logo de PTS han sido sujetos a pruebas demandantes de acuerdo a la estricta norma NFPA 110 para verificar la integridad y desempeño bajo condiciones normales y anormales.</p>	

Características de la unidad HOWDEN

Los datos de la unidad HOWDEN, se obtuvieron por medio de una cotización con un proveedor autorizado, dicho informe se anexará en apéndice A, las características son las siguientes:

Alternador

Este motor presenta un grupo electrógeno marca HOWNDEN serie Leroy Sommer o parecidos con una tensión por definir por el fabricante a petición de la propuesta, este equipo está diseñado a una eficiencia aproximada de 96.50 %, a 60 Hz, con 4 polos y 1800 RPM.



Fig. 7 Alternador serie Leroy Sommer

Turbina

El sistema HOWDEN contempla una turbina de acción de una sola etapa la cual tiene como característica el solo tener incidencia en la turbina el algún punto específico de la misma.

Tabla. 2 Características de la turbina otorgadas por el proveedor.

	1
	Design
Turbine part A	
Inlet pressure	35 bar(a)
Inlet temperature	350.0 °C
Exhaust pressure	2.4 bar(a)
Exhaust temperature	143.0 °C
Enthalpy	2751 kJ/kg
Mass flow	10845 kg/h
Performance	
Outlet speed	1800 rpm
Output at coupling	1050 kW
Power at terminals	1000 kW

Sistema de control

El sistema cuenta con un control tipo Electronic Deif control system el cual tiene la función de monitorear, medir y controlar al grupo electrógeno con la finalidad de presentar información de la maquina al operario, las principales funciones de monitoreo son:

- Control de sobre velocidad y presión de salida del vapor.
- Controlar una válvula electromecánica como actuador para el control y otra independiente para el sistema de seguridad.
- Gabinete de control local se envía preinstalado con la turbina desde la fábrica



Fig. 8 Sistema de control Electronic Deif.

Sistema de enfriamiento

Su sistema de enfriamiento se realiza por medio de agua incluido en la base de la turbina preinstalado desde la fábrica.

Sistema de escapes

El sistema de escapes está conformado por trampas automáticas para el retiro de condensados en la entrada y carcasa de la turbina