

ESTUDIO DE FACTIBILIDAD EN LA GENERACIÓN DE ENERGÍA
ELÉCTRICA MEZCLANDO GAS NATURAL E HIDROGENO, PARA EL
ALUMBRADO PÚBLICO DEL MUNICIPIO DE LA CALERA -CUNDINAMARCA



IBEROAMERICANA

CORPORACIÓN UNIVERSITARIA

P.J. No. 0428 del 28 de Enero 1982 - MEN | VIGILADA MINEDUCACIÓN

DUBERNEY CAMARGO SÁNCHEZ
FACULTAD DE INGENIERÍA
PROGRAMA DE INGENIERÍA INDUSTRIAL

CORPORACIÓN UNIVERSITARIA IBEROAMERICANA
FACULTAD DE INGENIERIA
PROGRAMA DE INGENIERIA INDUSTRIAL
BOGOTÁ D.C
JUNIO, 2022

ESTUDIO DE FACTIBILIDAD EN LA GENERACIÓN DE ENERGÍA
ELÉCTRICA MEZCLANDO GAS NATURAL E HIDROGENO, PARA EL
ALUMBRADO PÚBLICO DEL MUNICIPIO DE LA CALERA -CUNDINAMARCA



IBEROAMERICANA

CORPORACIÓN UNIVERSITARIA

P.J. No. 0428 del 28 de Enero 1982 - MEN | VIGILADA MINEDUCACIÓN

DUBERNEY CAMARGO SÁNCHEZ
FACULTAD DE INGENIERÍA
PROGRAMA DE INGENIERÍA INDUSTRIAL

ING. JONNY RAFAEL PLAZAS ALVARADO

CORPORACIÓN UNIVERSITARIA IBEROAMERICANA
FACULTAD DE INGENIERIA
PROGRAMA DE INGENIERIA INDUSTRIAL
BOGOTÁ D.C
JUNIO, 2022

TABLA DE CONTENIDO

Introducción	13
Capítulo 1. Descripción general del proyecto	15
1.1. Problema de Investigación	15
1.1.1. Formulación del Problema	20
1.1.2. Objetivo general.	20
1.1.2.1. Objetivos específicos	20
1.2. Justificación	21
1.3. Antecedentes	25
Capítulo 2. Marco de Referencia	29
2.1. Marco Teórico.	29
2.1.1. Generación de Energía	32
2.1.1.1. Formas de Generación de Energía	32
2.1.1.1.1. <i>La producción de Energía Hidroeléctrica</i>	33
2.1.1.1.2. <i>La producción de Energía Eólica.</i>	35
2.1.1.1.3. <i>La Producción de Energía Geotérmica.</i>	36
2.1.1.1.4. <i>La producción de energía solar fotovoltaica</i>	38
2.1.1.1.5. <i>La producción de energía a partir de Hidrogeno.</i>	40
2.1.2. Producción de Hidrogeno a Nivel mundial.	44
2.1.3. Producción de Hidrogeno en América Latina	47
2.1.4. Piloto en producción de Hidrogeno en Colombia.	52
2.1.5. Procesos de Producción del Hidrogeno.	54
2.1.5.1. <i>Electrolisis.</i>	54
2.1.5.2. <i>A partir de Combustibles Fósiles.</i>	55

2.1.5.3. <i>Biomasa</i>	56
2.1.6. Potencial y Aplicaciones	57
2.1.6.1. Vehículos, carros pesados y trenes	58
2.1.6.2. Aviación	58
2.1.6.3. Viajes al espacio	58
2.1.6.4. Transporte marítimo	59
2.1.6.5. Industria de Acero y refinerías	59
2.1.6.6. Captura de carbono	60
2.1.7. Tecnologías y sistemas mecánicos en la Producción de hidrogeno	60
2.1.7.1. Electrolizador de óxido Solido	60
2.1.7.2. Electrolizador PEM	61
2.1.8. Almacenamiento y Distribución del Hidrogeno	62
2.1.9. Distribución y Transporte	62
2.1.9.1. <i>Hidroductos</i>	62
2.1.9.2. <i>Tanques y cisternas</i>	63
2.1.10. Tendencia del Hidrogeno	63
2.2. Marco Conceptual	64
2.2.1. <i>Estudio de Factibilidad</i>	64
2.2.2. <i>Hidrogeno</i>	65
2.2.3. <i>Gas natural</i>	65
2.2.4. <i>Energía Amigables con el Medio Ambiente</i>	65
2.2.5. <i>Electrolisis</i>	66
2.2.6. <i>Alumbrado público</i>	66
2.2.7. <i>Impuesto de alumbrado público</i>	66
2.2.8. <i>Resolución Creg 123 de 2011</i>	67
2.2.9. <i>Catalizador</i>	67

2.2.10. Gases de efecto invernadero.....	67
2.2.11. TIR.....	67
2.2.12. ROI.....	68
2.2.13. OPEX.....	68
2.2.14. CAPEX.....	68
Capítulo 3. Marco metodológico.....	69
3.1. Tipo de Estudio.....	69
3.1.1. <i>La Hipótesis</i>	69
3.2. Población.....	70
3.3. Técnicas e Instrumentos para el análisis de la información.....	71
3.4. Cronograma.....	72
3.5. Consideraciones Éticas.....	73
Capítulo 4. Análisis de resultados.....	75
4.1. Desarrollo de la investigación.....	75
4.1.1. Etapa de diagnostico.....	75
4.1.1.1. Proyección de aumento en el consumo de alumbrado público, lo cual permite determinar la potencia de generación a futuro.....	78
4.1.1.2. Ruta de la energía eléctrica en el municipio de la calera.....	79
4.1.2. Etapa para la estructuración de la factibilidad:.....	80
4.1.2.1. Estudio Técnico.....	84
4.1.3. Estudio de Mercado.....	87
4.1.3.1. Caracterización el mercado energético a nivel internacional.....	87
4.1.3.2. Caracterización el mercado energético a nivel Nacional.....	96
4.1.3.3. Proyectos que Venden Ideas Similares.....	100
4.1.4. DOFA.....	103
4.2. Estudio Financiero.....	105
4.2.1. Resumen de ofertas.....	105
4.2.2. Análisis Financiero.....	107
Capítulo 5: Conclusiones.....	110

5.1. Conclusiones	110
Referencias.....	113

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla N° 1. Descripción de los instrumentos de la investigación	728
Tabla N° 2. Datos de consumo y valor anual de alumbrado público de energía eléctrica del municipio de la Calera	75
Tabla N° 3. Ficha de caracterización del sistema energético actual.....	77
Tabla N° 4. Resumen Análisis Financiero Smart Power.....	107
Tabla N° 5. Resumen Análisis Financiero Smart Power	108

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura N°1. Energía sostenible a través del hidrogeno	30
Figura N° 2. Producción de energía a través de sistemas Hidroeléctricos.....	33
Figura N° 3. Producción de energía a través de sistemas eólicos.....	35
Figura N° 4. Producción de energía a través de sistemas geotérmicos.	37
Figura N° 5. Producción de energía a través de sistemas fotovoltaicos	40
Figura N° 6. Producción de energía a través de sistemas a base de hidrogeno.	41
Figura N° 7. Ficha resumen del primer piloto de producción de Hidrogeno en Colombia.....	44
Figura N° 8. Maquina Protón Pem -electrolizador.	53
Figura N° 9. Características de la energía a partir de Hidrogeno.	55
Figura N° 10. Hidrogeno a partir de reformado de gas.....	56
Figura N° 11. Generación de Hidrogeno a partir de biomasa	57
Figura N° 12. Modelo de electrolizador oxido-solido	60
Figura N° 13. Modelo de electrolizador Pem	61
Figura N° 14. Cronograma	73
Figura N° 15. Tabla resumen del inventario existente de luminarias.....	78
Figura N° 16. Ruta de la energía eléctrica en el municipio de la calera.	80
Figura N° 17. Diagrama de flujo relacionada con la determinación de variables del sistema.....	81
Figura N° 18. Caracterización del sistema energético basado en la mezcla de hidrogeno y gas Natural	82
Figura N° 19. Etapa de generación del servicio de energía.....	82
Figura N° 20. Etapa de transmisión del servicio de energía.....	83
Figura N° 21. Etapa de distribución del servicio de energía.....	83
Figura N° 22. Etapa de comercialización del servicio de energía	84
Figura N° 23. Equipo Agenitor	85
Figura N° 24. Características del equipo Agenitor	85

Figura N° 25. Equipo JGS 312 GS -NL.....	86
Figura N° 26. Características del equipo JGS 312 GS -NL	86
Figura N° 27. Oferta A Energy Smart Powell Marca 2G	105
Figura N° 28. Oferta B Innio Marca JGS	106

ÍNDICE DE GRAFICAS

Grafica N°1. Consumo de energía eléctrica per cápita en Colombia (%).....	16
Grafica N°2. Fuentes de generación de energía en Colombia (%)	17
Grafica N°3. Histórico de consumo alumbrado público del 2017 al 2021, en el municipio de la calera.....	76
Grafica N°4. Histórico valor del consumo anual de alumbrado público del 2017 al 2021, en el municipio de la calera.....	77
Grafica N°5. Consumo energético mundial 2020	88
Grafica N°6. Desglose por tipo de energía mundial 2020	89
Grafica N°7. Producción y comercialización energética mundial 2020	90
Grafica N°8. Tendencia de la producción y comercialización de energía a nivel mundial 1990 a 2020	90
Grafica N°9. Producción de energía eléctrica a través de fuentes renovables a nivel mundial 2020.....	91
Grafica N°10. Desglose por región y fuente, de la producción de la energía eléctrica a nivel mundial	92
Grafica N°11. Comercialización de la energía eléctrica a nivel mundial	93
Grafica N°12. Desglose por continente, de la comercialización de la energía eléctrica a nivel mundial.	93
Grafica N°13. Producción de energía eléctrica a través de fuentes renovables a nivel mundial.....	94
Grafica N°14. Tendencia de 1990-200, sobre producción de energía a través de fuentes renovables	95
Grafica N°15. Demanda del hidrogeno a nivel mundial	96
Grafica N°16. Tendencia 1990 -2020 sobre energía eléctrica en Colombia	97
Grafica N°17. Desglose por región y fuente, de la producción de la energía eléctrica a nivel nacional	97
Grafica N°18. Tendencia de la comercialización del hidrogeno a nivel nacional.....	98

Grafica N°19. Tendencia de la comercialización de energía eléctrica a través de fuentes renovables en el país.	99
Grafica N°20. Tendencia 2020-2050, de la evolución de la producción del hidrogeno en Colombia por región.	100

ÍNDICE DE ANEXOS

<u>Ley 2099 de 2021</u>	<u>A1</u>
<u>Ley 1715 de 2014</u>	<u>A2</u>
<u>Hoja de ruta del Hidrogeno</u>	<u>A3</u>
<u>Caso de Estudio Hychico</u>	<u>A4</u>
<u>Inventario AP la Calera</u>	<u>A5</u>
<u>Consumo de energía AP la Calera.....</u>	<u>A6</u>
<u>Catalogo 2G</u>	<u>A7</u>
<u>Catalogo Innio.....</u>	<u>A8</u>
<u>Oferta Smart Power.....</u>	<u>A9</u>
<u>Oferta Pegsa.....</u>	<u>A10</u>
<u>Modelo Financiero – Smart Power</u>	<u>A11</u>
<u>Modelo Financiero - Pegsa</u>	<u>A12</u>

Introducción

Mediante el presente proyecto de investigación, desarrollado con la asesoría del área de investigación del programa de ingeniería industrial de la universidad iberoamericana, para el cual se pretende medir a través de un estudio de factibilidad financiera, sobre un sistema de generación de energía eléctrica a partir de la mezcla de hidrogeno y gas natural, el cual de ser viable generara grandes beneficios a nivel ambiental, puesto que haría parte del proyecto de transición energética del país, siendo el hidrogeno el vector energético más importante de cara al futuro, según lo muestran las diferentes investigaciones y pilotos en desarrollo a nivel mundial y local, que hasta el momento han arrojado resultados positivos por sus mínimos impactos hacia el medio ambiente, de esta manera se puede afirmar que hace parte del grupo de energías renovables que fomentan el desarrollo sostenible.

De esta forma la presente investigación consta de un planteamiento del problema, antecedentes, marco teórico que permite comprender el uso de energías renovables, cómo se genera energía a través de hidrogeno mezclado con gas natural y las diferentes formas de producción, de la misma manera se describen otro tipo de energías que son relevantes para este estudio y que dan forma al proceso energético; el uso del hidrogeno en la generación de energías limpias y su tendencia en Latinoamérica y Colombia para los próximos años.

En el tercer capítulo se encuentra el marco metodológico en el cual se explica por qué hace parte de un estudio de tipo cuantitativo, se indica la hoja de ruta, a través de las diferentes fases de la investigación, teniendo en cuenta las herramientas que se plantean para la recolección y análisis de datos. Seguido, se ha identificado a través de las diferentes fases planteadas, el análisis de los respectivos resultados, teniendo en cuenta el diagnóstico, el estudio técnico, el estudio de mercado y el respectivo estudio financiero con las conclusiones.

Finalmente, en las conclusiones se establecen los beneficios que la comunidad podría obtener a futuro desde lo social, ambiental y económico, donde se tienen en cuenta los objetivos de desarrollo sostenible (ODS) y se determinan las características técnicas, operativas, financieras y tecnológicas que podrían determinar hacer viable un sistema energético a partir de la mezcla de hidrógeno y gas natural, para el alumbrado público en el municipio de La calera – Cundinamarca.

Capítulo 1. Descripción general del proyecto

1.1. Problema de Investigación

El alumbrado público es un importante servicio público domiciliario, el cual se define en el art. 56 y 365 de la constitución política de Colombia, y según la Grupo de Planeación Minera y Energética (UPME), tiene como objetivo iluminar las áreas de libre circulación, incluidos los espacios públicos, caminos, parques y otros lugares administrados por la ciudad para asegurar el crecimiento de las actividades de vida nocturna en áreas urbanas y rurales. (Unidad de Planeacion Minera Energetica (UPME), 2007)

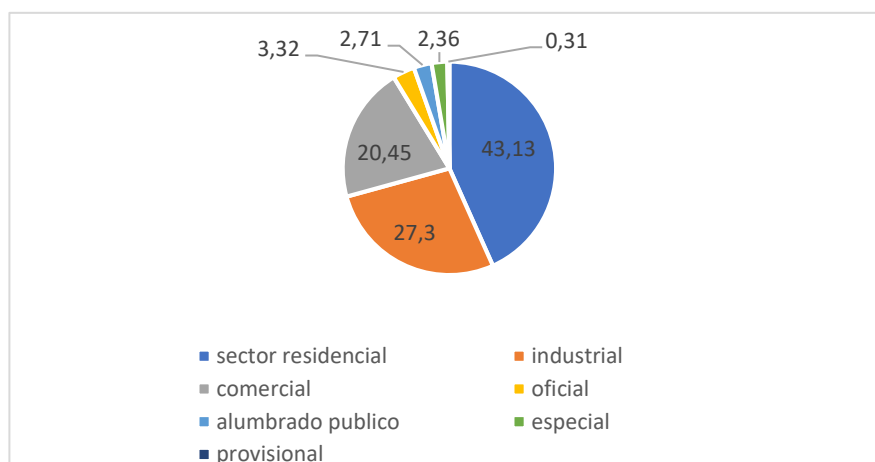
El Departamento Nacional de Planeacion hizo énfasis en los sobrecostos en las tarifas energía que redundan en el impuesto de alumbrado público que tienen los municipios en Colombia. En febrero de 2015 el municipio de La Calera decide entregar en concesión el sistema de alumbrado público, con el fin de dar una cobertura del 100 % en las zonas urbana y rural con tecnologías más eficientes para así contribuir al bienestar de sus habitantes y también a reducir el consumo de energía ayudando a mejorar el impacto ambiental. (Departamento Nacional de Planeacion (DNP), 2018),

A partir de estudios realizados por el DNP (2018), La mayoría de las ciudades de Colombia tienen serios problemas con la provisión de alumbrado público. Lo cual puede sustentarse teniendo en cuenta que según la RAPE (2020):

La demanda eléctrica del país en 2018 ascendió a 54.833 millones de pesos, 4,32% superior a la de 2017. La energía se distribuye de la siguiente forma por sectores: 43,13% residencial, 27,73% industrial, 20,45% comercial, 3,32% servicios, 2,71% alumbrado público, 2,36% especial (educativa) y 0,31%

temporal. (Región Administrativa y de Planificación Especial (RAPE), 2020), como se observa en la siguiente grafica.

Grafica N° 1.
Consumo de energía eléctrica per cápita en Colombia (%)



Nota: La gráfica describe como se distribuye la energía por sector en el país; como resultado se puede apreciar que el consumo de energía per cápita, cuenta con mayor consumo el sector residencial, mientras que el porcentaje utilizado para alumbrado público es el segundo más bajo de los sectores.

Fuente. La Región Administrativa y de Planeación Especial, RAPE, s.f.

Según el DPN el alumbrado público puede llegar a representar el 40-50% del consumo energético por municipalidad, de ahí la necesidad de identificar tecnologías más eficientes que se encuentren disponibles y también que contribuyan a reducir los costos de kW/h, lo que se puede lograr mediante el uso de electricidad a partir de gas natural combinado con hidrógeno verde. (Departamento Nacional de Planeacion (DNP), 2018)

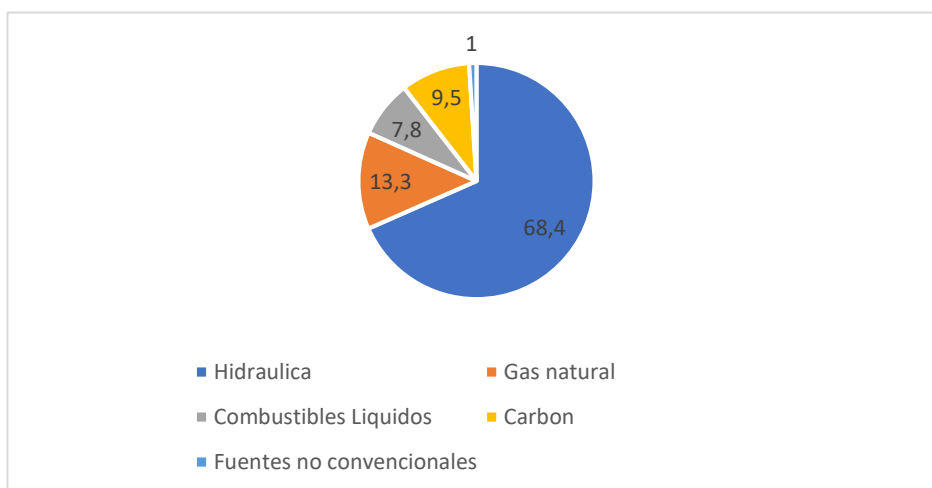
Colombia es uno de los 10 países que aportan el 46% de los recursos hídricos del mundo. Asimismo, en regiones como La Guajira, la velocidad del viento es de 9 m/s (el doble del promedio mundial) y la radiación solar es un 60% superior al promedio mundial. (MINENERGIA, 2020)

Además, el país cuenta con uno de los productores de electricidad más limpios del mundo, en este sentido (Acolgen, 2020) señala:

Que para finales de 2018, la capacidad instalada en el Sistema de Engranaje Nacional es de 17.312 MW, de los cuales la hidroeléctrica representa el 68,4% (11.841 MW), la energía térmica ronda el 30% (gas natural 13,3%, líquido 7,8%) combustible y el 9,5% con carbón) y alrededor del 1% con fuentes de energía renovables no convencionales (eólica, solar y biomasa). (Acolgen, 2020) ver grafica No 2 a continuación

Grafica N°. 2.

Fuentes de generación de energía en Colombia (%)



Nota: la gráfica describe el porcentaje de las diferentes fuentes de generación de energía en el país; los resultados anteriores visibilizan la riqueza natural con la que cuenta el país, puesto que el mayor porcentaje en cuanto fuentes de generación de energía, se lo lleva aquel que proviene a partir de los recursos hidrográficos.

Fuente. La Región Administrativa y de Planeación Especial RAPE

En agosto de 2018, el presidente Iván Duque afirmó que el principal objetivo de la política energética del país es que Colombia dé un paso importante hacia las energías renovables no convencionales.

Pasando de 50 MW de capacidad instalada a 1.500 MW. Mediante dos subastas realizadas en 2019 y el desarrollo de grandes proyectos de auto generación de empresas como Ecopetrol y Empresa de Servicios Públicos de Medellín (EPM), se superó la meta y 15 meses después, el pipeline de proyectos energéticos no convencionales acumula 2.500 MW, es decir 50 veces la capacidad de 2018. Se tiene previsto que la participación de las energías renovables en la matriz energética nacional pasará de menos de 1% en 2018 al 12% en el 2022. (H2 Lac, s.f.) Citando a (Gobierno de Colombia, 2020)

La Generación de energía para alumbrado público como parte de los sistemas energéticos tradicionales, métodos de gestión actuales. Eso conducirá a un aumento en el costo de la electricidad para los gobiernos locales. Por lo tanto, está acelerando el aumento del impuesto de alumbrado público (IAP), que es la fuente de los costos asociados a la prestación del servicio de alumbrado público, y no está contribuyendo a la mejora de la calidad ambiental debido al sistema actual. Está hecho de energía limpia y renovable que está mucho más contaminada que cualquier otro sistema en el mundo.

Dado lo anterior es importante recordar que el presidente Iván Duque anunció que:

Colombia tiene una meta de reducción de gases efecto invernadero a 2030 del 51%. Estrategia que hace parte de la actualización que está realizando el país en la Contribución Determinada a Nivel Nacional (NDC por sus siglas en inglés), con las que se presente cumplir el Acuerdo de París. (El Espectador, 2020)

También se debe tener en cuenta La ley 2099 de 2021, Ley de Transición Energética (ver anexo N°1) que está alineada con las metas propuestas del Gobierno Nacional para la reducción de las emisiones de los gases efecto invernadero a 2030 y la meta de Carbono Neutralidad propuesta en el Acuerdo de París a 2050 que incentiva la realización de proyectos de energía a partir de nuevas fuentes no convencionales de energía, como el Hidrógeno Verde y el Hidrógeno Azul. (Caballero, 2021)

El Ministerio de Minas y Energía (Min energía) ha priorizado proyectos eléctricos para los próximos dos años que comprometen inversiones por más de \$8 billones.

De esta manera anteriores recursos suscitados, ayudarán a la recuperación de la economía y al fortalecimiento de la matriz energética colombiana. Un informe del Gobierno destaca que en 27 meses se ha multiplicado por siete la capacidad instalada de energías renovables y no convencionales, lo que permitió cerrar el 2020 con cerca de 225 MW (megavatios) de energía solar. Las energías limpias están superando al carbón como la forma más barata de generación eléctrica, según la Agencia Internacional de Energía (AIE). (ANDESCO, s.f.)

Por tanto, realizar un estudio de factibilidad para generar energía eléctrica a partir de energías renovables, en este caso gas natural mezclado con Hidrogeno verde, fuentes amigables con el medio ambiente y de bajas emisiones de gases de efecto invernadero, se dará un paso más en la transición energética; Colombia es uno de los países con mayor índice de costos en la provisión de alumbrado público. Por ello, se tiene previsto analizar y evaluar la posibilidad de reducir los precios de la electricidad. Así mismo, se espera contribuir en mejorar el medio ambiente reduciendo la emisión de gases de efecto invernadero, lo cual se podrá reflejar en el largo plazo, mejorando la

calidad de vida y condiciones ambientales del municipio y sus habitantes, el cual será pionero en cuanto a transición energética.

1.1.1. Formulación del Problema

¿En qué medida la generación de electricidad a partir de gas natural en combinación con hidrógeno verde es factible para sostener la carga eléctrica del alumbrado público en el municipio La Calera (Cundinamarca)?

Objetivos

1.1.2. Objetivo general.

Determinar la factibilidad de la generación de energía eléctrica a partir de la mezcla gas natural e hidrogeno verde, para el sistema alumbrado público del Municipio de la Calera (Cundinamarca).

1.1.2.1. Objetivos específicos

Identificar las características técnicas del sistema de alumbrado público del municipio de La Calera, por medio de la caracterización de los elementos técnicos, con el fin de determinar el consumo de energía eléctrica vigente.

Definir los criterios técnicos, de mercadeo y financieros que permitan definir la factibilidad de un sistema de generación de energía eléctrica a partir de gas natural mezclado con Hidrogeno verde para el alumbrado público del municipio de la Calera (Cundinamarca).

Evaluar las condiciones que permiten definir la factibilidad para la generación de energía eléctrica a partir de la mezcla de gas natural e hidrogeno verde, para el servicio de alumbrado público en el municipio de la Calera.

1.2. Justificación

Colombia es un país de grandes recursos entre ellos se encuentran aquellos derivados de los fósiles, a través de los cuales se mueve gran parte de la industria y el sector energético.

De acuerdo al ministerio de minas y energía la hidroelectricidad actualmente es columna vertebral para la generación eléctrica en Colombia debido a su alto potencial, su carácter renovable, limpio y sus bajos costos de generación y cerca del 70% de la energía en Colombia proviene de fuentes hídricas, y tomando como ejemplo países desarrollados se ha intentado generar energía en Colombia a partir de recursos renovables como lo es la energía solar, eólica, biomasa y PCH (pequeñas centrales hidroeléctricas. (Ministerio De Energia (MinEnergia), 2019)

Las Energías limpias son sistemas de producción de energía que evitan la producción de gases efecto invernadero como el CO₂ causante principal del cambio climático, de ahí que en La Calera que tiene una ubicación estratégica en el departamento de Cundinamarca, se hace importante pensar en un proyecto generación de energía eléctrica a partir de dichas fuentes limpias, que ayuden a mitigar el impacto ambiental del municipio; teniendo en cuenta que de acuerdo al reporte oficial por parte

de la (Alcaldía municipal de La Calera, 2014), para esta fecha la contaminación del aire en el municipio, se deriva de:

La producción atmosférica en plantas de cemento, industrias lácteas y granjas porcinas. Esta contaminación del aire se manifiesta por la emisión de partículas de polvo, gases de efecto invernadero (GEI) como el dióxido de carbono (CO₂), metano (CH₄), óxidos de nitrógeno (NO_x), vapor de agua (H₂O), etc. y olores desagradables, producto de la descomposición de la materia orgánica. (Alcaldía municipal de La Calera, 2014).

Además de lo anterior el municipio de la calera, hace parte de los 20 municipios del país que cuenta con una cobertura aproximada al 100%, del servicio de energía en la zona urbana, industrial y rural; dando como resultado un sistema eléctrico estable a partir del cual a través de las bases de datos proporcionadas por el SUI, se pueden establecer cifras concretas y reales, sobre los porcentajes de consumo en los diferentes sectores; también se tiene que el sistema de generación, distribución y comercialización de energía en la calera, al hacer parte del sistema interconectado nacional (SIN), cuenta con conexiones de red conectadas a los grandes proyectos hidroeléctricos de la región como lo son las centrales hidroeléctricas de Guavio y Termozipa; lo cual respalda la interconexión de sus redes eléctricas, ante posibles cortes del sistema de energía en el municipio. También tiene un inventario georreferenciado de sus luminarias donde se describe claramente tipo, potencia y ubicación con lo cual se determina exactamente la potencia que demanda el sistema. De acuerdo con lo anterior, es necesario pensar sobre un sistema de energía eléctrica para el alumbrado público, mezclando hidrogeno verde y gas natural; sabiendo que,

para el Foro Nuclear, el hidrogeno es el elemento más abundante, que está en un 75% en la materia del universo y siendo el más ligero, su combustión no produce gases efecto invernadero.

También se sabe que el gas natural en su composición contiene un 80% de metano, el resto es etano, propano, pentano y butano; No contiene monóxido de carbono, por lo que es el combustible fósil más respetuoso con el medio ambiente, ya que su combustión emite un 45% menos de dióxido de carbono que el carbón y un 30% menos que el petróleo y sus derivados. (Metrogas, s.f.)

Compañías como Hychico, están comprometidas con el desarrollo de estas nuevas ideas sostenibles.

Hychico ha participado en la iniciativa del consorcio europeo HyUnder para proporcionar evaluaciones técnicas, económicas y sociales. El hidrógeno verde ya se mezcla con gas natural y se emplea en tecnologías de motores a gas de 1,4 MW, que se han adaptado especialmente para esta aplicación. Que ofrecen un rendimiento excelente y menos emisiones. Este motor a gas que se utiliza en la central de Hychico desde 2008, ha registrado más de 70 000 horas de funcionamiento. (Raballo, 2020). Ver Anexo N°4

También es importante mencionar que de acuerdo a lo establecido, los concejos municipales son los encargados de establecer las tarifas referentes al cobro del impuesto del alumbrado público, según los criterios y regulaciones de la Creg. De esta forma, la comunidad del municipio de la calera al ser factible un sistema energético de hidrogeno mezclado con gas natural, puede beneficiarse; si la tasa de impuesto del

cobro de alumbrado público disminuye dentro de la factura de cada cliente o si el ahorro que se puede aplicar en este cobro sea utilizado para espacios de bienestar o inversión en parques, centros culturales, entre otros.

La presente investigación tendrá como finalidad un estudio de factibilidad, ya que es indispensable evaluar cada uno de los factores que implica, primero dar un paso en el cambio del sistema energético actual, segundo generar un modelo técnico financiero basado en energías limpias.

Por consiguiente, este proyecto de investigación es pionero en Colombia y a su vez marca el inicio de un cambio en los sistemas energéticos del país; pues desde el gobierno colombiano, se están destinando los recursos para este tipo de investigaciones y desarrollo de proyectos; De esta manera se espera que en los próximos 20 años las energías renovables en el país superen las actuales. Además de ser fuente en producción de hidrogeno verde para otros países.

En cuanto a las limitaciones, es importante aclarar que el presente estudio pretender determinar la factibilidad en cuanto al diseño del sistema y por el momento no tiene alcance hasta la implementación dentro del municipio de la calera; en espera de primero determinar su viabilidad. Por tanto, como argumentos complementarios y de apoyo a este estudio de factibilidad, se tuvieron en cuenta factores de relevancia como lo son, el estudio de mercado a lo que se somete el proyecto, el estudio a nivel técnico y el estudio financiero de la propuesta.

1.3. Antecedentes

Como se ha indicado desde el inicio de la presente investigación, el hidrogeno es el elemento más abundante en el planeta, además de que es renovable, su combustión es limpia y amigable con el ambiente. La industria en general ha buscado generar energía eléctrica sostenible y limpia, es así como desde el año 2000 a nivel mundial se dio auge a las energías renovables y con bajo impacto ambiental, esto dio un gran impulso a la energía solar y eólica, 22 años después aún se están abriendo paso en el mundo y constituyéndose como parte fundamental en la lucha contra el cambio climático, situación que años atrás se veía imposible de lograr, en la actualidad también se puede lograr a través de la mezcla de hidrogeno verde con gas natural.

Se realizó una investigación similar a la presente, en donde se estudió la viabilidad de desarrollar un sistema de producción de energía basado en el hidrogeno, que mediante la construcción y manipulación de un modelo matemático se podía analizar el costo de producción de H₂. (Posso & Contreras, 2010)

Esta investigación pretendía beneficiar a una población rural de Venezuela, a través de un recurso eficiente, sostenible y amigable con el medio ambiente; capaz de satisfacer la demanda energética del sistema. La investigación en el estudio de su primera fase demostró a través del modelo, que los costos de implementación y ejecución hacen de este medio de producción de energía un sistema viable y competitivo. (Posso & Contreras, 2010)

De acuerdo a la revisión documental (Fernandez, 2018), desarrolló un estudio de factibilidad para generar energía para una vivienda a través de un sistema energético basado en el hidrogeno; sin embargo, a diferencia del presente proyecto, la energía eléctrica se condensaría a través de pilas de combustible de hidrogeno. Más allá del medio que lleve la energía, la autora hace énfasis en cuanto a lo beneficioso y económico que suele ser la obtención del hidrogeno a diferencia de otros sistemas como el fotovoltaico y sin tantos requerimientos operativos técnicos y ambientales, como la energía hidroeléctrica. Pues la obtención del hidrogeno se da a través de máquinas especiales, que, aunque son costosas tienen menos gastos que otros sistemas; también ilustra que la iluminación basada en el hidrogeno podrá ser más accesible dado su economía, al igual que puede ser más útil porque depende de factores controlables a la hora de su obtención. (Fernandez, 2018)

Se realizó un estudio de factibilidad y un estudio ambiental sobre la producción de hidrógeno (H) como vector energético para la futura economía del hidrógeno en Colombia utilizando abundantes recursos hidroeléctricos. La producción y transporte de una cierta cantidad de H (178 kg/h) estaba destinada a abastecer a la ciudadela de 15.800 personas, que se alimentaban en parte de electricidad y calor mediante pilas de combustible. Central Amoyá, Chaparral, Tolima, utilizada como prototipo para la producción de H₂ por electrólisis. (Carvajal, Babativa, & Alonso, 2010).

Los resultados obtenidos por la investigación arrojaron una viabilidad técnica, económica y ecosostenible para la implementación del hidrogeno a través de otros

recursos con los que cuenta el país, lo anterior como contribución a la economía, la sociedad y el ambiente.

Se encuentran otros trabajos previos, que describen grandes proyectos que pretenden darle fuerza al uso del hidrogeno como fuente de energía eléctrica.

Para ello realizan un recuento histórico, desde que el científico Boyle estudia este elemento, también a través de esta investigación los autores resaltan las múltiples ventajas a nivel estructural y de obtención de esta, pues en su mayoría estas formas de obtención tienen un bajo impacto ambiental y a su vez una disminución en cuanto a la economía. De esta forma los autores concluyen que este sistema de energía puede llegar a ser un 60% más eficiente y económico que otros ya existentes, así mismo, puntualiza que una planta generadora sólo requiere de pequeñas o medianas infraestructura, reduciendo en forma significativa los impactos al ecosistema, y al ambiental en su implementación. (Reyes, 2016)

Para finalizar tenemos que la (Presidencia de la Republica de Colombia, 2021), a través de la Ley 2099 del 10 de Julio de 2021, propende modernizar la legislación vigente y dictar otras disposiciones para la transición energética, dinamización del mercado energético a través de la utilización, desarrollo y promoción de fuentes no convencionales de energía, la reactivación económica del país y, en general dictar normas para el fortalecimiento de los servicios públicos de energía eléctrica y gas combustible.

Esta ley además incluye impulsar el desarrollo y la utilización de las fuentes no convencionales de energía, sistemas de almacenamiento de tales fuentes y uso eficiente de la energía, principalmente aquellas de carácter renovable, en el sistema energético nacional, mediante su integración al mercado eléctrico, su participación en las zonas no interconectadas, en la prestación de servicios públicos domiciliarios, en la prestación del servicio de alumbrado público y en otros usos energéticos como medio necesaria para el desarrollo económico sostenible, la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero y la igualdad del abasto energético.

Capítulo 2. Marco de Referencia

2.1. Marco Teórico.

La relevancia mundial de las fuentes de energía renovable se remonta a la década de 1970. Esto se debe a la crisis mundial provocada por la escasez de petróleo en ese momento y a que los países con mayores concentraciones de este oro negro están en países en vías de desarrollo y siempre tienen problemas políticos y sociales. .. Si bien ya había ideas claras para desarrollar sistemas de energía centrados en la energía solar y eólica, el Acuerdo de Kioto de 1997 renovó los esfuerzos para lanzar otras ideas más estables, como la energía hidroeléctrica. Tanto la energía solar como la eólica requieren una gran inversión en mantenimiento y dependen de factores indecibles como la cantidad de luz y viento que garantiza un rendimiento óptimo para consumos elevados.

(Winter, Sizmann, & Vant-Hull, 1991) Tienen en cuenta que existe un interés creciente en implementar una economía de hidrógeno, porque el suministro de energía renovable y la demanda de energía no están sincronizados. Para (Wang, 2012), La importancia de la idea del hidrógeno radica en que el hidrógeno actúa como portador de energía capaz de almacenar y transportar energía procedente de fuentes de energía renovables. El contenido anterior ha sido referenciado destacando muchos de los beneficios que hacen que este sistema se destaque (Bennaceur, Clark, Ramakrishnan, Roulet, & Stout, 2005)

Su densidad energética es mayor que la de los combustibles fósiles convencionales; también puede ser empleado como materia prima en pilas de combustible, las cuales pueden llegar a producir energía eléctrica con una eficiencia de hasta el 60% debido a que no están sujetas al ciclo de Carnot; es decir, es un proceso más eficiente que los motores de combustión interna cuyas eficiencias no superan el 35 %; y adicionalmente no emiten gases de efecto invernadero*; por lo tanto, a mediano y largo plazo la producción de hidrógeno a partir de energía solar contribuye a la desaceleración del cambio climático (Bennaceur, Clark, Ramakrishnan, Roulet, & Stout, 2005).

Con base en los desarrollos expuestos, se han propuesto modelos de generación de energía que son más relevantes a nivel técnico, pueden satisfacer las demandas energéticas, son amigables y sostenibles, y dependen de factores controlables y entornos predecibles. Lo anterior se resume en la siguiente figura 1.

Figura N°. 1
Energía sostenible a través del hidrogeno.



Nota. Mapa conceptual que explica los tipos de fuente de generación del hidrogeno; también describe los tipos de energía renovable que se usan para la descomposición del agua (electrolisis) y los sectores industriales que la aprovechan

Fuente: Elaboración del Autor.

En Colombia un primer acercamiento a la implementación de energías renovables se dio a través de la ley de 1715 de 2014 (ver anexo N°2), la cual tenía como objeto promover el desarrollo y la utilización de las fuentes no convencionales de energía, principalmente aquellas de carácter renovable, en el sistema energético nacional, mediante su integración al mercado eléctrico, y su participación en las zonas no Interconectadas. Es así como se gestaron diferentes proyectos, en los cuales se incluyeron energías como la eólica y solar, para los años posteriores; proyectos que en su gran mayoría fueron auspiciados por el gobierno estatal de la época.

Posteriormente desde el año 2020, Colombia en acuerdo con otros países latinoamericanos, del caribe y el banco interamericano de desarrollo (BID), se ha propuesto presentar la hoja de ruta del hidrogeno (ver anexo N°3), para los próximos 30 años, a través de la transición energética que estaría desarrollándose en el país. Es así como el BID desea apoyar una provisión de servicios sostenibles y de calidad, indispensables para construir sociedades modernas, productivas y saludables, particularmente en un contexto de recuperación económica pos pandemia, para ello Colombia ha modificado la reglamentación estructurada en la ley 1715 de 2014 y reformarla con nuevos objetivos a través de la ley 2099 del 10 de Julio del 2021.

De lo anterior se tiene que el Artículo 5, de la Ley 2099, da especificaciones sobre el hidrogeno y detalla:

a). Hidrógeno Verde: Es el hidrógeno producido a partir de Fuentes No Convencionales de Energía Renovable, tales como la biomasa, los pequeños aprovechamientos hidroeléctricos, la eólica, el calor geotérmico, la solar, los mareomotriz, entre otros; y se considera FNCER.

b). Hidrógeno Azul: Es el hidrógeno que se produce a partir de combustibles fósiles, especialmente por la descomposición del metano (CH₄) y que cuenta con un sistema de captura, uso y almacenamiento de carbono (CCUS), como parte de su proceso de producción y se considera FNCE.

c). Hidrogeno Gris: Es el que se produce a partir del reformado/gasificación de hidrocarburos, como el gas natural y el carbón. Ley 2099, promulgada por reglamentos sobre la transformación de energía, revitalización del mercado energético, revitalización económica nacional y otras regulaciones. 10 de julio del 2021. (Presidencia de la Republica, 2021)

2.1.1. Generación de Energía

2.1.1.1. Formas de Generación de Energía

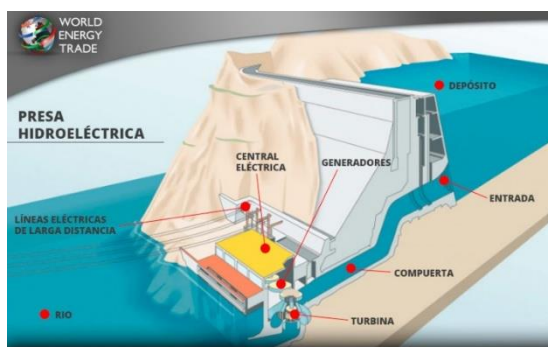
A lo largo de la historia, el ser humano ha estado en medio de constantes luchas en todos los aspectos de la sociedad, para construir los diferentes adelantos científicos y tecnológicos, de los que somos testigos hasta el día de hoy; lo anterior ha implicado que las formas de generación de energía han sido siempre parte de los adelantos científicos, culturales, económicos e industriales; en un principio la generación de energía estuvo centrada en proporcionar el servicio a los hogares y la industria, luego el objetivo se transformó al balance del servicio de energía, (brindar

estabilidad en su funcionamiento), más adelante después de la revolución industrial se centró como servicio básico de los hogares y aumentaba cada vez más su cobertura, luego se implementó como servicio público y se legitimó la iluminación pública que hace parte de los impuestos que como ciudadanos debemos reconocer desde 1913. Desde los años 60 en adelante se enmarcó la necesidad de producir energía a través de recursos que fueran renovables y que a su vez tuvieran menos impacto en el medio ambiente, lo anterior como aspecto clave en la lucha con el naciente calentamiento global, es así como se comenzó a innovar en el campo energético, dentro de los cuales se destacan:

2.1.1.1.1. La producción de Energía Hidroeléctrica

La producción de energía a través de hidroeléctricas, aunque data del inicio del Siglo XX, fue perfeccionándose hasta el presente actual. En la figura N° 2 que está a continuación se describe detalladamente los componentes de un sistema hidroeléctrico que son el depósito, su entrada, la compuerta, los generadores, turbina, central eléctrica y las líneas de transmisión eléctrica. Este proceso tiene varios pasos y se fundamenta en la energía potencial que está en la masa de agua y que se encuentra a mayor altura de las turbinas o generadores de la central eléctrica.

Figura No. 2.
Producción de energía a través de sistemas Hidroeléctricos



Nota: Descripción grafica entorno a la generación de energía a través de los sistemas de represa e hidroeléctricos.

Fuente: <https://ganaenergia.com/blog/ventajas-desventajas-energia-hidraulica>. Tomado de (2022). Retrieved 14 May 2022

La energía a través de sistemas hidroeléctricos está clasificada dentro del grupo de energías renovables, siendo una de las más antiguas en cuanto a uso.

Dentro de las principales ventajas de uso de este tipo de sistema, se encuentra:

- El recurso primario del que se deriva esta energía es inagotable.
- No genera material biológico o tóxico para el medio ambiente.
- Produce la energía de acuerdo con los requerimientos de operación de las centrales hidroeléctricas, contribuyendo a la seguridad.
- Los factores son controlables.
- La Producción de energía eléctrica a través sistemas hidroeléctricos no genera fluctuaciones en el mercado, lo que de cierta forma la hace rentable.

De acuerdo con cifras de la firma XM, operador del Sistema Interconectado Nacional (SIN) y administrador del Mercado de Energía Mayorista de Colombia, la oferta de las compañías hidroeléctricas es de 11.834,57 megavatios (MW), sumando las plantas despachadas centralmente y las que no despachan centralmente. La cifra corresponde a 68% de la oferta energética del país. (Montes, 2019)

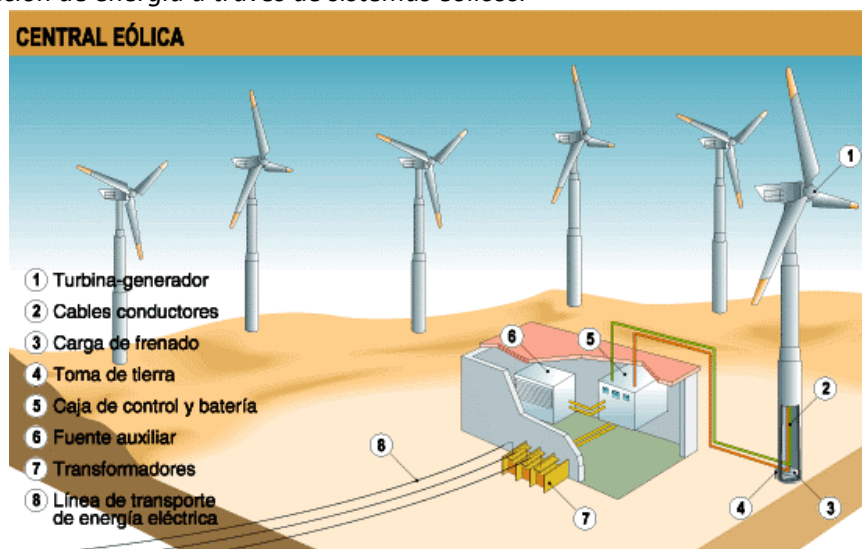
De la misma forma se tiene que actualmente existen dos tipos de plantas hidroeléctricas en el país, la primera hace referencia a las centralizadas y la segunda a las descentralizadas; de las primeras hay en total 28 y de las segundas 115. Teniendo

en cuenta que Colombia es un país rico en cuanto a fuentes hidrográficas, lo cual enmarca el proceso hidroeléctrico a través de los años en el país.

2.1.1.1.2. La producción de Energía Eólica.

Figura N°.3

Producción de energía a través de sistemas eólicos.



Nota: Descripción grafica de los elementos que componen la generación de la energía eólica.

Fuente: Parques eólicos blog, V. (2022). Retrieved 14 May 2022,from

<https://parqueseolicosblog.wordpress.com/2017/05/04/funcionamiento-de-una-central-eolica/>

La figura N° 3 describe de manera clara los componentes de un sistema eólico cuya energía es producida por el aprovechamiento de los vientos en la turbina generador, que se convierten en energía cinética y luego en energía eléctrica. Dentro de los usos más frecuentes esta como medio principal para la navegación, es utilizada en el área agroindustrial para la irrigación, entre otros, por lo que es clasificada también como energía de tipo renovable.

Dentro de las ventajas de este tipo de energía, se encuentran:

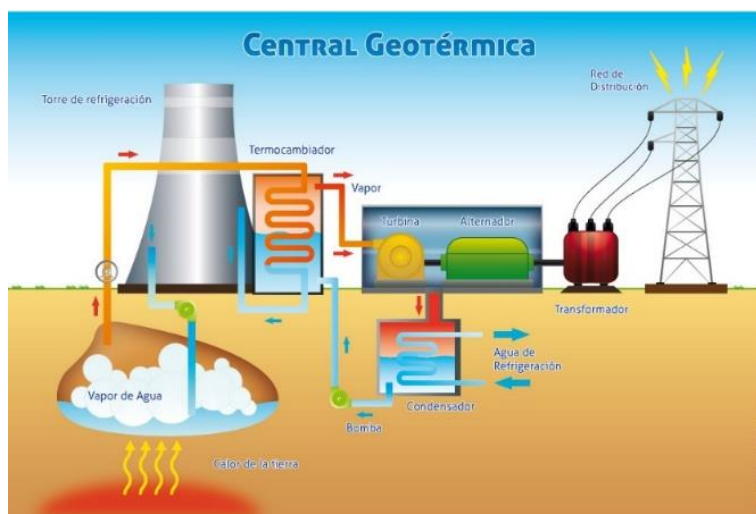
- Se puede producir a todas las escalas de acuerdo con las necesidades del proyecto a implementar.
- No requiere un gran soporte, porque que el mantenimiento de los equipos es de bajo costo, lo que la hace una energía económica.
- Es libre de contaminantes, aunque puede generar otro tipo de impactos ambientales.
- Es de gran utilidad en regiones muy apartadas.
- En Colombia, actualmente solo hay un parque eólico en operación en todas las regiones. Es Jepírachi. Ubicado en la Guajira, funciona desde el año 2004. Sin embargo, solo hay 15 aerogeneradores que producen 19,5 MW de electricidad. Se han adjudicado varios proyectos y se han emitido licencias para la construcción de nuevas plantas de energía eólica para promover el crecimiento de las energías alternativas en el país. De hecho, según información de la Semana Sostenible, se espera que para el 2031 estén operativas al menos 65 unidades en Alta y Media Guajira, y se instalen 2.600 aerogeneradores de energía en la región. (Mis Finanzas para invertir, 2020)

De llevarse a cabo lo anterior, Colombia podría llegar a la producción de 30 GW, que serían cifras representativas para el país, en materia de energía eólica; ya que como se puede analizar frente a otros tipos de generación de energía, tiene un bajo porcentaje de producción.

2.1.1.1.3. La Producción de Energía Geotérmica.

Figura N°.4.

Producción de energía a través de sistemas geotérmicos.



Nota: descripción grafica de la planta para generación de energía geotérmica.

Fuente: <https://www.lampadia.com/analisis/recursos-naturales/la-energia-geotermica-un-potencial-por-desarrollar/>

La figura N° 4 describe la energía geotérmica, que es aquella que proviene de la energía que se encuentra en el interior de la tierra, la cual se puede aprovechar gracias al calor específico que se desprende del núcleo. A nivel técnico esta energía se produce a través de turbinas, sin embargo, dependiendo del concepto de geotermia aplicado, existen criterios técnicos que pueden variar, es así como dependiendo del yacimiento se pueden utilizar, sistemas turbinas de vapor o plantas de ciclo binario, dentro de las principales ventajas que tiene este tipo de energía, se destacan las siguientes:

- Por el tipo de estructuras utilizadas a pequeña o grande escala, este tipo de energía es económica a largo plazo.
- Requiere un mantenimiento mínimo.
- Reduce la dependencia económica, puesto que se eliminarían los terceros dentro del sector energético para su consumo.

- Es inagotable y tiene una larga vida útil.
- No genera gases de efecto invernadero.

Actualmente Colombia no cuenta con sistemas de generación de energía eléctrica a partir de la geotermia. A pesar de que en el país se han realizado diversos estudios desde la década del 70 sobre el potencial geotérmico y de la existencia de políticas de estado para promover este tipo de tecnologías, éstas aún no se han desarrollado. (Marzol, 2015).

Para el 2021, ya se tienen algunos pilotos a nivel nacional, que comenzaron a producir en menor proporción.

Los tres ensayos, que supervisa la nación, son desarrollados por las petroleras Ecopetrol y Parex en la región del pie de monte llanero. Con la hidrocarburífera nacional se ejecuta el piloto Chichimene, en el municipio de Acacias (Meta). Su capacidad instalada es de 2 megavatios (MW), y podrá generar 38.400 kilovatios hora día (kWh/d), equivalentes al consumo de 6.659 hogares. Así mismo, con la multinacional petrolera canadiense desarrolla los pilotos de La Rumba, en el municipio de Aguazul, y Maracas en la cabecera de San Luis de Palenque, ambos en el departamento del Casanare. (Suarez, 2021).

2.1.1.1.4. La producción de energía solar fotovoltaica.

La energía solar fotovoltaica, como su nombre lo indica, es aquella que aprovecha como recurso los rayos del sol, los rayos ultravioletas y la luz y a través de paneles solares diseñados con la tecnología conveniente, convierten estos rayos en energía.

Dentro de las ventajas, que más se destacan se tiene:

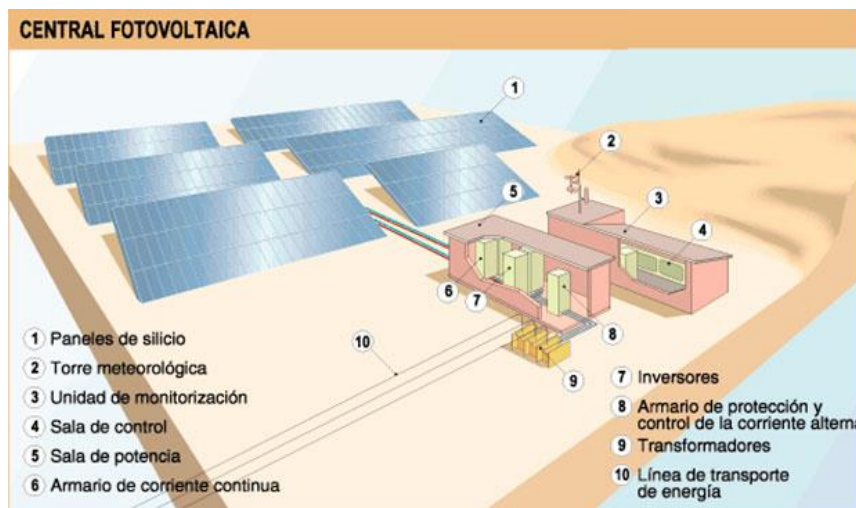
- Es una energía limpia que cuenta con la ventaja de ayudar a la reducción de la huella ecológica, en su producción y uso.
- Su fuente de energía es sostenible y renovable.
- Además de generar electricidad, esta puede generar calor.
- La fuente primaria, es accesible en cualquier punto geográfico de la tierra.
- Se reduce la dependencia económica, en el sector energético.
- Se reduce el uso de combustibles fósiles, por tanto, disminuye el porcentaje de emisión de gases de efecto invernadero.

De acuerdo con (Statista Research Department, 2022), La capacidad fotovoltaica instalada de Colombia aumentó constantemente de 2015 a 2021. En 2021 se lograron 18 MW. Esto corresponde a un aumento de aproximadamente 113,95% en comparación con el año anterior.

Con un concepto de conexión aprobado por la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME), con fecha de puesta en marcha en 2022 y un proyecto de generación de energía con garantía bancaria de acuerdo con el marco regulatorio vigente, se esperan más de 3.000 MW de proyectos anuales de incremento. (Energía Estratégica, 2022). Como se observa en la figura N° 5 los componentes de un sistema fotovoltaico que son los módulos solares o panel de silicio, los reguladores de carga, baterías o acumuladores de carga, inversores y las líneas de transmisión entre otros.

Figura N°5.

Producción de energía a través de sistemas fotovoltaicos



Nota: descripción grafica de la planta para generación de energía geotérmica.

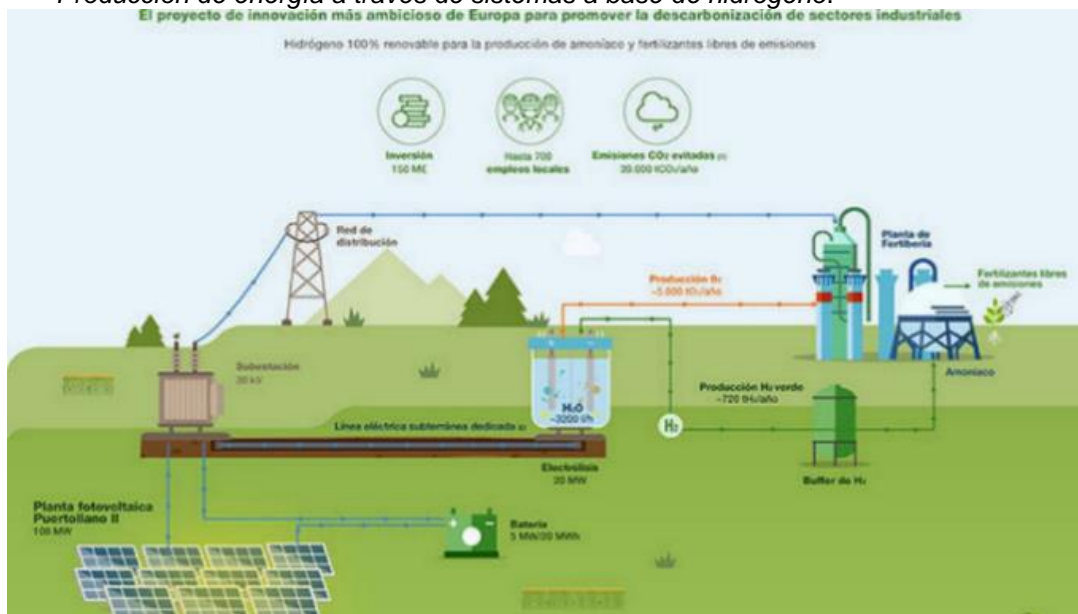
Fuente: User, S. (2022). Huertos y Parques Solares. Retrieved 14 May 2022, from <http://efenarsolar.com/index.php/es/huertos-y-parques-solares>.

2.1.1.1.5. La producción de energía a partir de Hidrogeno.

La producción de energía a través del hidrogeno, que se ha venido consolidando como la última tendencia, gracias a sus pocas desventajas y grandes beneficios tanto a nivel energético, de avance científico y económico. La figura N° 6 describe el ecosistema de cómo se produce energía con hidrogeno verde donde se utiliza energía solar para realizar la descomposición del agua por medio de electrolisis para obtención del hidrogeno que luego se almacena en tanques especiales que deben cumplir con las especificaciones de seguridad requeridas y que luego se distribuye a través de una red de tubería para su uso en generadores eléctricos cuya energía se entrega a través de la red eléctrica.

Figura No. 6.

Producción de energía a través de sistemas a base de hidrogeno.



Nota: Descripción gráfica de la generación de energía con hidrogeno, teniendo en cuenta los paneles solares y el proceso de electrolisis. Tomado de Fernández, S. (2022). Así funciona la planta de producción de hidrógeno verde más grande de Europa.

Fuente. Retrieved 14 May 2022, from https://www.elconfidencial.com/empresas/2020-09-24/planta-hidrogeno-verde-iberdrola-bra_2736067/

Actualmente Colombia es productor de hidrogeno Gris y azul. Como parte de la hoja de ruta del hidrógeno, el Gobierno de Colombia estima que se gastarán o invertirán aproximadamente US \$ 250 millones para 2030 para apoyar el desarrollo, la producción y el uso de este vector de energía. El esquema de las metas anunciadas por el actual Ministro de Minas y Energía, Diego Mesa, contempla equiparar la oferta y la demanda a fines de la década. “El hidrógeno verde complementará la transición energética de Colombia aprovechando las energías renovables, tanto convencionales como no convencionales, así como el salto histórico está dando el país en la rápida incorporación de energía eólica y solar”, afirmó. En ese sentido, según la

información del diario Portafolio, es el objetivo principal “desarrollar plantas de electrólisis con una capacidad instalada entre 1 y 3 gigavatios (GW) que se ubicarán en regiones de alto recurso renovable, como en lugares cercanos a su consumo, para minimizar los costos asociados al transporte”. Señala esta misma información que en cuanto a la producción, “se pretende costos de US\$1,7 por kilogramo (kg) en hidrógeno verde, y de al menos 50 kilotonnes (kt) de hidrógeno azul gracias a la captura de CO₂ en plantas existentes o nuevas SMR (tecnología de Reformado de Metano con Vapor)”. (Neira, 2022)

Cabe recordar que, durante el lanzamiento de esta hoja de ruta, también se mencionó que lo que se buscaba era brindar herramientas para que Colombia pudiera explotar aún más el potencial eólico y solar que el país está experimentando actualmente, desarrollado gracias a una economía estable y transparente. marco regulatorio, que incluye incentivos fiscales ambientales y energéticos. Asimismo, el hidrógeno verde, con un potencial de más de 3 gigavatios solo en la Guajira, representa enormes oportunidades económicas y de desarrollo para Colombia en aplicaciones que van desde su uso en refinación hasta transporte de gas, movilidad sostenible y producción de insumos agrícolas. Además, el gran potencial exportador en el mediano y largo plazo le permitirá a Colombia afirmar su posición en los mercados asiático, europeo y norteamericano, aprovechando su ubicación privilegiada con acceso a los océanos Pacífico y Atlántico, con ubicación cercana a El canal de Panamá.

También se proyecta que, a través del hidrógeno, Colombia pueda desarrollar nuevas cadenas de valor que impulsen la economía y movilizándolo un estimado

de US\$5.500 millones y la creación de cerca de 15.000 empleos durante la década entre 2020 y 2030. Las cuentas del gobierno le apuntan a que, en 2022, se multiplique por 20 la capacidad instalada de energías renovables no convencionales que había en 2018, gracias a la entrada en operación alrededor de 16 proyectos, incluido el primer parque eólico que se construye en el país en más de 17 años. También, al finalizar el actual Gobierno, se estima que el país tenga en funcionamiento y en construcción más de 2.500 MW (megavatios) de capacidad instalada, impulsados por las dos subastas que desarrolló el Gobierno de Colombia en 2019. (Neira, 2022).

El desarrollo de la industria del hidrogeno en Colombia es muy importante como se describe anteriormente pues se genera empleo, ayuda al medio ambiente con energía limpia y algo de vital importancia es inagotable.

Promigas, en colaboración con Ecopetrol y el gobierno, ha puesto en marcha el primer proyecto piloto para producir hidrógeno verde inyectado a la red de gas natural en la región de Mamonal de Cartagena. El proceso de producción de hidrógeno verde se lleva a cabo en un electrolizador de membrana de protones que utiliza energía eléctrica para separar los átomos de hidrógeno y oxígeno de las moléculas de agua (H₂O).

La figura N° 7 muestra las fases de producción, el tipo de industrias que se benefician, los tipos de hidrogeno, las metas esperadas, la evolución del costo del hidrogeno y la proyección de exportación de hidrogeno para el 2050.

Figura N° 7.

Ficha resumen del primer piloto de producción de Hidrogeno en Colombia.



Nota: infografía que refleja la correspondiente organización, cifras y resumen de ejecución de piloto de producción de hidrogeno en el país.

Fuente: MinEnergía, Promigas, Ecopetrol/Grafico LR-MN

2.1.2. Producción de Hidrogeno a Nivel mundial.

De acuerdo con las últimos reportes e investigaciones que tienen en cuenta proyectos ya puestos en marcha en cuanto a la producción de hidrogeno. (BBC, 2021), destaca en uno de sus artículos, los 6 países con mayor interés en desarrollar proyectos de esta índole, en donde se destacan:

a). Australia. El proyecto más grande del país y del mundo es el hub de energía renovable de Asia en Pilbara, Australia Occidental, con planes para construir una serie de plantas con una celda electrolítica con una capacidad total de 1 GW. Se

espera que el proyecto de \$ 36 mil millones se complete para 2027-28. Los otros cuatro proyectos (dos en Australia Occidental y dos en el este de Queensland) aún se encuentran en las primeras etapas de planificación, pero agregarán 13,1 GW adicionales si se aprueban. Por esta razón, algunos llaman a Australia "Arabia Saudita de hidrógeno verde". (Smink, 2021, pág. 1)

b). Países Bajos. La compañía petrolera holandesa Shell, junto con otros desarrolladores, lidera el proyecto Nort H2, que prevé la construcción de una celda electrolítica de al menos 10 GW en Emshafen, al norte de los Países Bajos. El objetivo es utilizar la energía eólica marina para alcanzar 1 GW en 2027 y 4 GW en 2030. No se ha dado a conocer el costo, pero se espera que el estudio de factibilidad del proyecto esté terminado a mediados de este año. El hidrógeno producido se utiliza para impulsar la industria pesada tanto en los Países Bajos como en Alemania. (Smink, 2021)

c). Alemania. El proyecto más grande de Alemania es Aqua Ventus en la pequeña isla de Helgoland en el Mar del Norte. Para 2035, se construirá allí una capacidad de 10 GW. Un consorcio de 27 empresas, institutos de investigación y organizaciones, incluida Shell, está impulsando el proyecto, que utiliza los fuertes vientos de la región como fuente de energía. Se planea un segundo proyecto pequeño para Rostock en la costa norte de Alemania. En este proyecto, un consorcio liderado por la empresa de servicios públicos local RWE generará 1 GW adicional de energía verde. (Smink, 2021)

d). China. Aunque es uno de los principales productores de hidrógeno del mundo, hasta ahora ha utilizado hidrocarburos para generar casi toda la

electricidad. Sin embargo, al construir un megaproyecto en la Región Autónoma de Mongolia Interior en la parte norte del país, el país está dando el primer paso hacia el mercado del hidrógeno verde. El proyecto está liderado por la empresa energética estatal Beijing Jingneng e invertirá 3.000 millones de dólares para generar 5GW a partir de energía eólica y solar. El proyecto está programado entre finales de 2021 y principios de 2022. (Smink, 2021)

e). Arabia Saudita. En el llamado Proyecto de Combustible Verde Helios, los países árabes con las mayores reservas de petróleo también quieren ingresar al mercado del hidrógeno verde. Está ubicado en la futurista "Smart City" de NEOM en la costa del Mar Rojo de la provincia de Tabuk, al noroeste del país. El proyecto tiene un valor de US\$5.000 millones y se espera que esté listo para un electrolizador de 4 GW para 2025. (Smink, 2021)

f). Chile. En noviembre de 2020, anunciamos la "Estrategia Nacional de Hidrógeno Verde" por primera vez en la región. Latinoamérica también está desarrollando dos proyectos: HyEx, propiedad de la energética francesa Engie y la empresa chilena de servicios mineros Enaex, y Highly Innovative Fuels (HIF), propiedad de AME, Enap, En el Green Power, Porsche y Siemens Energy. El primero es Antofagasta en el norte de Chile, que utiliza energía solar para alimentar una celda electrolítica de 1,6 GW. El primer proyecto piloto prevé instalar 16 MW para 2024. El segundo proyecto HIF al otro lado de Chile, en la región de Magallanes y Territorio Antártico Chileno, utiliza el viento para producir combustible a partir de hidrógeno verde. Según AME, "Pilot utilizará una celda

electrolítica de 1,25 MW y utilizará más de 1 GW en la fase comercial". (Smink, 2021)

2.1.3. Producción de Hidrogeno en América Latina

En América Latina, varios países ya están en el desarrollo de una industria de hidrógeno verde, y entre la necesidad de una transición energética y la descarbonización de las economías, han empezado a trazar sus hojas de ruta; algunos van más adelante que otros. De acuerdo con el informe Green Hydrogen Global Market Report (2021), Covid-19 Growth And Change, se estima que en 2025 el mercado de este combustible limpio el alcance los 2,940 millones de dólares. (Tapia, 2022)

México, Chile, Argentina, Perú, Colombia y Costa Rica aspiran a ser líderes del mercado mundial del hidrógeno verde, ya que buscan producirlo para ser exportadores a Europa y Asia. De acuerdo con lo expuesto por seis asociaciones de hidrógeno en América Latina en un webinar organizado por Eneryou, ya tienen estrategias puestas en marcha. De acuerdo con la Revista Forbes, México está dando sus primeros pasos en el mercado de hidrógeno verde.

Estimaciones de la Agencia Alemana de Cooperación Internacional (GIZ) indican que existe una capacidad de instalar hasta 22 Teravatios de electrólisis, lo que significa una producción de 1,400 millones de toneladas de este combustible limpio. Israel Hurtado, presidente de la Asociación Mexicana de Hidrógeno, apunta que el país tiene todas las condiciones para atacar este mercado, principalmente en estados del noreste, donde hay gran parte de la actividad industrial. De acuerdo con lo dicho por Hurtado, México ya tendrá este año una

hoja de ruta para el hidrógeno verde, así como la primera producción. Se ha proyectado al país como un lugar de emprendimiento para el desarrollo de este combustible y la Comisión Federal de Electricidad (CFE) tiene ya su primera apuesta en este negocio con un proyecto piloto, al igual que la iniciativa privada. “En Baja California ya hay proyectos que están en marcha para producir hidrógeno verde, con esto pues se puede exportar a otras partes del mundo, creo que el panorama es prometedor. Dicen algunas agencias internacionales que México podría tener costos de producción muy atractivos y competitivos”, comentó Hurtado. (Tapia, 2022).

En Chile la directora de la Asociación Chilena de Hidrógeno, María Paz de la Cruz, afirma que:

El país va a pasos agigantados: en 2020 había 20 empresas interesadas en este mercado y el año pasado se triplicó esa cantidad. “Chile está decidido hacer un actor importante en este mercado de hidrógeno verde”, aseguró. Para acelerar la transición energética se está estimulando la demanda de este combustible, financiando proyectos, implementando políticas públicas y de regulación, el desarrollo de capital humano y alianzas nacionales e internacionales”, detalló Paz de la Cruz. También agregó, que Chile tiene un alto potencial en energía renovables para producir hidrógeno verde y que sus costos pueden ser de los más competitivos, pues estiman llegar a 1.5 dólares por kilogramo. “Tenemos números ambiciosos, pero realizables”, aseveró y apuntó que la meta para 2025 es de 5,000 gigavatios de capacidad de electrólisis y en 2030 lograr el hidrogeno verde más barato del mundo. Chile está mirando el uso de seis aplicaciones:

refinerías, producción de amoniaco, camiones mineros, camiones pesados y buses de larga autonomía y la inyección en redes de gas natural. El año pasado se adjudicaron 50 millones de dólares para financiar proyectos para electrólisis y producir hidrógeno verde hacia 2025; Chile también se dice capaz para poder ser un exportador. (Tapia, 2022).

La Revista Forbes también señala que Argentina le está apostando a la producción de hidrógeno no solo para el consumo interno sino también para la exportación. Esto se debe especialmente a los grandes recursos eólicos de la Patagonia en su conjunto, que tiene un factor de carga de más del 50% en muchos países.

Juan Carlos Bolcích, fundador de la Asociación Argentina de Hidrógeno, señala que la alianza con Chile puede jugar un papel importante en la exportación de hidrógeno verde de Chile a Japón, Corea del Sur o Europa. En diciembre pasado, la gobernadora Arabela Carreras y el presidente Alberto Fernández de Argentina acordaron crear el Área de Libre Comercio Sierra Grande, que forma parte de una serie de pasos destinados a fortalecer la región y facilitar el desarrollo de un programa de hidrógeno verde. El proyecto en la región tiene una inversión de \$8.400 millones y se estima que generará 15.000 empleos directos y 40.000 indirectos. A finales de 2021 se presentó al Parlamento argentino un proyecto de ley sobre energías renovables e hidrógeno verde. Esto debería facilitar la elaboración de un plan nacional que establezca metas concretas a alcanzar para fines de la última década. (Tapia, 2022)

En Perú, Daniel Camac presidente de la Asociación Peruana de Hidrógeno, dijo que la energía renovable para producir hidrógeno verde está muy extendida y necesita ser exportada no solo para consumo interno sino también a otros países. “Lo primero que quisimos hacer fue ponerlo en la agenda nacional tanto en el sector público como en el privado, lo que claramente se logró en todas estas conferencias y capacitaciones desarrolladas a lo largo de 2021. Creo que lo logramos”, dijo. También hicieron las primeras estimaciones de los precios de producción de hidrógeno verde en 2030, 2040 y 2050, observando precios en el rango de \$ 2,5 por kilogramo de tiempo, incluidas las cadenas de suministro y las ventas, que pueden caer a \$ 1 con el tiempo. (Tapia, 2022).

En Colombia ya se tiene una hoja de ruta para el hidrógeno verde que tiene como objetivo alcanzar la neutralidad del carbono.

El país tiene grandes producciones en temas de *oil & gas* y necesitamos hacer una transición”, refiere María del Pilar Granados, directora ejecutiva de la Asociación Colombiana de Hidrógeno. La meta para 2030 es tener una capacidad instalada de electrólisis 3 gigavatios para producir hidrógeno verde con un costo de 1.7 dólares por kilogramo, el objetivo de inversiones de entre 2,500 y 5,500 millones de dólares. Con esto, se espera evitar la emisión anual de 0.7 millones de toneladas de CO₂. Granados ve que el desarrollo del mercado de hidrógeno verde va a ser gradual, de hecho, de aquí a 2030 se plantea una combinación de hidrógeno azul y verde, esto por las reservas de gas que se tienen. Pero después de eso, se estima que sea solo hidrógeno

verde. “Nuestra visión es ser líderes en estas tecnologías del hidrógeno en sectores de energía, transporte e industria, estamos fundados desde mayo del año pasado y acogemos empresas, entidades sin ánimo de lucro y academia interesados”. (Tapia, 2022). La asociación colombiana de hidrogeno es el gremio que promueve el desarrollo de la industria del hidrogeno en Colombia para que sea usado como vector energético y que contribuya a la transformación energética reduciendo la emisión de gases contaminantes o GEI ayudando a un crecimiento económico sostenible.

También la revista Forbes, resalta que Costa Rica, está desarrollando esta tecnología de hidrógeno verde.

Es un país que se encuentra ubicado en América central tiene un área de 51,100 kilómetros, “es un país muy pequeño comparado con otros a nivel mundial, pero tenemos un espíritu emprendedor bastante grande, la innovación y el desarrollo tecnológico es una de las áreas que más nos caracterizan, creemos que podemos incursionar en estos temas de hidrógeno y celdas de combustible también”, Javier Bonilla, vicepresidente y fundador de la Asociación Costarricense de Hidrógeno. (Tapia, 2022)

Ya se tiene mapeados una serie de actores importantes, empresas, organizaciones e instituciones gubernamentales que es están dispuestos a participar con en toda la cadena de producción del hidrógeno verde. Ven que se puede usar como insumo industrial, en la movilidad, en aditivos para combustibles convencionales, también almacenamiento energético, montacargas y combustibles sintéticos, esto se proyecta para el 2050. “Estamos

trabajando para hacer la homologación de normas, ya tenemos alrededor de 10 normas homologadas para incursionar con seguridad y calidad en el tema de hidrógeno”, dice Bonilla. También se tiene muy avanzada una ley en qué tiene que ver con la promoción e implementación del hidrógeno y 2 decretos firmados para aprovechar los recursos excedentes del Sistema Nacional de Electricidad para el desarrollo de la economía de hidrógeno verde. “Y tenemos un incentivo que es la exoneración de bienes de todo lo que se necesita en la cadena de producción del hidrógeno para las empresas que quieran venir a invertir a Costa Rica”. (Tapia, 2022).

2.1.4. Piloto en producción de Hidrogeno en Colombia.

Promigas está produciendo hidrógeno verde que está inyectando a la red de gas natural en la zona de Mamonal, en Cartagena. El proyecto está compuesto de cinco fases. En la primera fase, la compañía producirá cerca de 1.574 kilogramos al año de hidrógeno verde que, mezclado con gas natural y dispuesto en la red de distribución energética, permitirá reducir la huella ambiental de la operación al evitar emisiones de seis toneladas de CO₂ anuales. Juan Manuel Rojas, presidente de Promigas, indicó que “este esfuerzo abre el espacio para caracterizar, modelar y desarrollar investigaciones que generen nuevo conocimiento para la empresa y el entorno en relación con nuevas tecnologías de producción de hidrógeno y su mezcla con gas natural”. Es de resaltar que el hidrógeno producido se considera verde porque en su obtención se utiliza la energía eléctrica a partir de una planta solar fotovoltaica nueva, instalada específicamente para atender toda la demanda del proceso de producción de

hidrógeno y sus sistemas auxiliares, lo que permite una operación de cero emisiones de gases efecto invernadero. (Neira, 2022).

Este piloto es muy prometedor pues mostrara los beneficios ambientales que se podrán medir, ver cómo podría evolucionar el precio del combustible blending y así lograr mayores y rápidas inversiones en el sector. La figura N° 8 muestra el equipo usado en la producción de hidrogeno que es una máquina que produce hidrogeno mediante electrolisis que separa las moléculas de oxígeno e hidrogeno, que consta de electrodos separados por una membrana donde se aplica energía eléctrica con un alto voltaje en intensidad, en este caso de la planta solar, también tiene una bomba, electrónica de potencia, un separador de gases y un tanque de almacenamiento.

Figura N°8
Maquina Protón Pem -electrolizador



Nota: imagen del electrolizador Protón Pem. Tomado de Promigas y Ecopetrol Inauguran proyecto piloto para generación de hidrogeno.

Fuente. Diario la República.

Previo al lanzamiento del primer programa de hidrógeno, el ministro de Minería y Energía, Diego Mesa, explicó: que las zonas residenciales y las zonas industriales serán las más beneficiadas, para que consuman gas con bajas emisiones de CO₂.

Además, aunque los tres tipos de hidrógeno (verde, azul y gris) tienen orígenes diferentes, pueden usarse para el mismo propósito, por lo que no hay diferencia en sus usos. Dado que se deriva de combustibles fósiles, el hidrógeno gris tiene la menor contribución a la descarbonización. Sin embargo, el hidrógeno verde y azul se consideran fuentes de energía anómalas y limpias. (Urrego, 2022).

Si el país logra llegar a ser el mayor productor de hidrogeno verde de Latinoamérica, nuestra economía que está basada en el petróleo daría un vuelco de 180 grados pues podría ser más estable frente al dólar, tendríamos un mercado amplio y una fuente inagotable de ingresos teniendo realmente una economía sostenible.

2.1.5. Procesos de Producción del Hidrogeno.

2.1.5.1. *Electrolisis.*

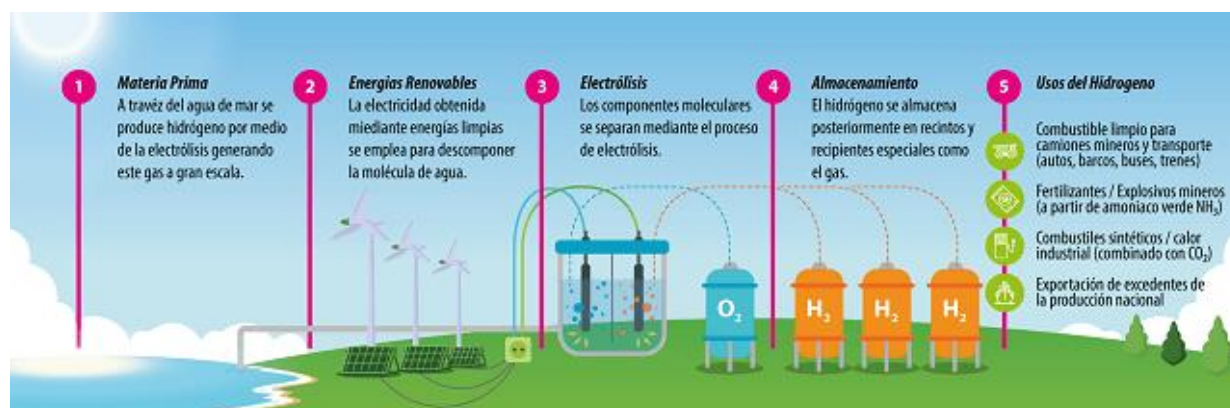
En cuanto a procesos relacionados con la producción de hidrogeno (Ursua, Gandía, & Sanchis, 2012) aseguran el método más conocido y limpio para obtener hidrógeno a partir del agua, siendo una tecnología madura basada en la disociación de la molécula en hidrógeno y oxígeno aplicando una corriente eléctrica directa.

Complementario a esto, la electrolisis puede funcionar más allá de la energía eléctrica

a través de pilas solares o celdas fotovoltaicas, lo que hace más atractivo, económico y amigable esta forma de producción.

La figura N° 8 describe las características del proceso de producción de hidrogeno desde la materia prima que es el agua, pasando por la energía solar que es la fuente eléctrica, viene el proceso químico (electrolisis), ya con el hidrogeno que se produce, se almacena y se le da el uso final.

Figura N°. 9
Características de la energía a partir de Hidrogeno



Nota: Infografía sobre fuentes de energía para la producción de hidrogeno, almacenamiento y posibles usos.

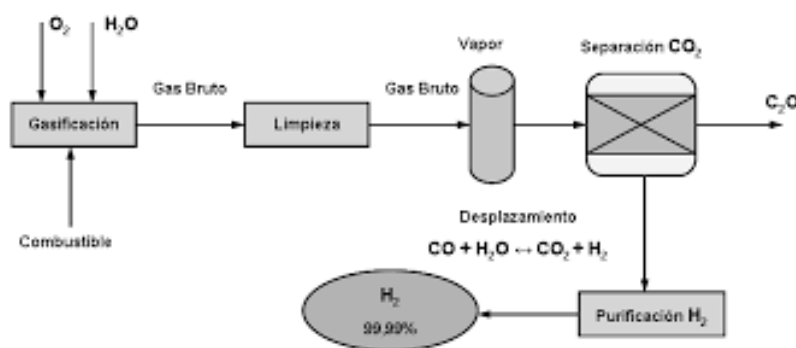
Fuente: Hidrógeno verde y su obtención de las aguas residuales. (2022). Retrieved 14 May 2022, from <http://innovaromir.com/hidrogeno-verde-obtencion-aguas-residuales/>

2.1.5.2. A partir de Combustibles Fósiles.

La composición de los combustibles fósiles contiene hidrógeno. Dado que es un proceso endotérmico que produce hidrógeno (H_2) y monóxido de carbono (CO) para obtenerlo en forma de gas, utiliza un catalizador llamado “steam reforming” que requiere energía para promover una reacción química con el agua.

Esta entrada de energía se puede reducir introduciendo oxígeno (o aire) en el reactor al mismo tiempo que el suministro de agua. Por lo tanto, este proceso es un proceso ligeramente generador de calor que libera calor y se denomina reformado autotérmico. Además de hidrógeno y monóxido de carbono, la combustión con oxígeno también puede producir dióxido de carbono (CO₂). Como resultado, se produce menos hidrógeno. (Carrasco, 2014, pág. 13). La figura N° 9 hace relación a lo descrito en el párrafo anterior.

Figura No. 10
Hidrogeno a partir de reformado de gas



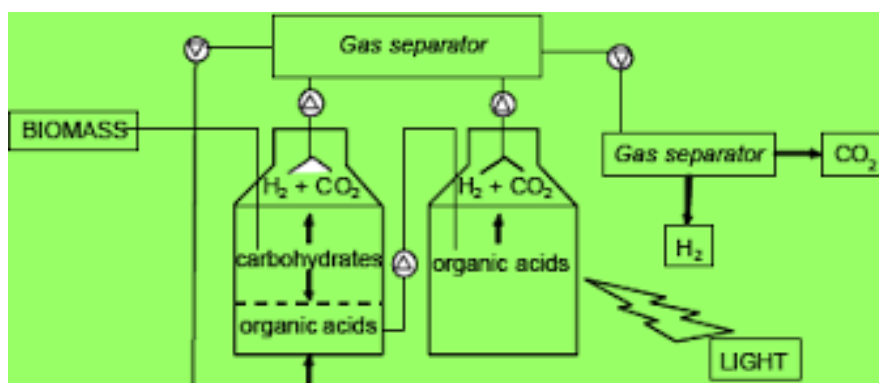
Nota: imagen ilustrativa sobre el proceso de hidrogeno a partir del reformado de gas.
Fuente: Tomado de Hidrógeno, P. (2022). [PDF] Producción de Hidrógeno - Free Download PDF. Retrieved 14 May 2022, from https://nanopdf.com/download/produccion-de-hidrogeno_pdf

2.1.5.3. Biomasa.

La biomasa es una sustancia derivada tanto de origen vegetal (residuos forestales, agricultura, cultivos energéticos, etc.) como animal (fertilizantes, despojos, etc.) rica en compuestos hidrogenados. Si se genera gas durante el procesamiento de la biomasa, este producto se denomina biogás (proceso bioquímico) o gas gasificado o gas de síntesis (H₂ y CO₂) (proceso termoquímico).

Otros tratamientos de biomasa producen biocombustibles líquidos, que luego pueden utilizarse como combustibles más transportables para la producción de H₂. Este es el caso del bioetanol o biodiesel. En cualquier caso, el dióxido de carbono se puede obtener junto con el hidrógeno, pero a diferencia de los combustibles fósiles, es fijado por las plantas durante la fotosíntesis y es parte del ecosistema, lo que significa un aumento de las emisiones a la atmósfera. (Carrasco, 2014, pág. 13). La figura N° 10 describe el proceso de producción de hidrógeno a partir de la biomasa, que se almacena en un reactor que produce biogas que se separa de sus componentes H₂ y CO₂.

Figura N°. 11
Generación de Hidrogeno a partir de biomasa



Nota: imagen con relación a la biomasa y la energía producida por el hidrogeno a través de los gases separados y los ácidos orgánicos.

Fuente. Tomado de (2022). Retrieved 14 May 2022, from https://www.sistemamid.com/panel/uploads/biblioteca/2016-05-09_12-37-15134285.pdf

2.1.6. Potencial y Aplicaciones

Dentro de las aplicaciones más destacadas que actualmente se están desarrollando y que se tienen previstas para años futuros, se estima que estas estén centradas principalmente en beneficio de la cotidianidad, de las personas; ya sea

brindando electricidad, facilidad en la movilización, economía, o como mejora a la descarbonización del planeta.

2.1.6.1. Vehículos, carros pesados y trenes.

Los vehículos con pila de combustible de hidrógeno han evolucionado tanto que han superado las barreras técnicas y de seguridad, que, aunque no se crea ha impedido su adopción como combustible alternativo para los vehículos. Para muchas personas, las pilas de combustible de hidrógeno son la joya de la corona de la propulsión sostenible. No produce gases o humo en el exosto, excepto agua y calor. Todo con cero emisiones, con beneficios de rendimiento y la comodidad de un vehículo eléctrico. Después de todo, las celdas de combustible de hidrógeno están compuestas por cientos de celdas individuales que cada una produce poco más de un (1) voltio, muy similar al principio de la celda electroquímica en un vehículo eléctrico.

2.1.6.2. Aviación.

El hidrógeno es el vector más prometedor para la aviación. Ofreciendo el mismo nivel de potencia que el combustible para aviones que se compone de un 30% de kerosene y un 70% de gasolina, ofreciendo la misma autonomía y rendimiento.

2.1.6.3. Viajes al espacio:

El hidrógeno, es el gas más ligero y común del universo, es extremadamente inflamable en presencia de oxígeno. Actualmente se utiliza en los lanzadores europeos Ariane 5 porque es un excelente combustible, aunque es difícil de mantener, se debe almacenarse en tanques de doble pared a muy baja temperatura y debe acceder al motor del cohete mediante tubos sellados.

2.1.6.4. Transporte marítimo.

El secretario general del Norwegian Hydro Forum, comenta que el hidrógeno y las pilas de combustible para el transporte marítimo han demostrado un excelente rendimiento en barcos piloto durante las últimas décadas. Recientemente, el rango de potencia de los sistemas de pilas de combustible ha aumentado de unos pocos cientos de kilovatios (kW) a megavatios (MW), lo que hace que estos sistemas sean adecuados para pequeños barcos y cruceros. Estas innovaciones tienen el potencial de acelerar realmente el desarrollo y la adopción de estos nuevos combustibles (Mosquera, 2021).

2.1.6.5. Industria de Acero y refinerías.

Actualmente, la mayor parte de la producción mundial de hidrógeno se utiliza industrialmente como reactivo, por ejemplo, para eliminar el azufre de la gasolina en las refinerías. Se utiliza en muchos procesos de la industria química, así como en los procesos de la industria metalúrgica, del vidrio y alimentaria para realizar la hidrogenación de grasas y para muchos otros procesos (Solera, 2019). Ecopetrol actualmente es el productor más grande de hidrogeno gris que utiliza en sus procesos de refinación, aun así, nuestros combustibles siguen siendo altos en contenido de azufre lo que hace que sean grandes contaminantes.

En conclusión, su principal uso y apoyo dentro de las industrias de la metalurgia y refinerías, deriva del poder descarbonizar al planeta y que las operaciones y procesos que desarrollan estas plantas pueden llevarse bajo altos estándares ambientales.

2.1.6.6. Captura de carbono.

La descarbonización es el proceso de reducción de las emisiones de carbono a la atmósfera, especialmente de dióxido de carbono (CO₂). El objetivo es una economía mundial climáticamente neutra y baja en emisiones a través de la transformación energética. Por tanto, la importancia de la implementación del hidrogeno como vector energético, ya que este dada sus características puede producir grandes cantidades de energía a bajas o nulas emisiones de Dióxido de carbono (Iberdrola S.A, 2022).

2.1.7. Tecnologías y sistemas mecánicos en la Producción de hidrogeno.

Dentro de las tecnologías y sistemas se destacan para la producción de hidrogeno, de acuerdo a su eficiencia y diferentes beneficios:

2.1.7.1. Electrolizador de óxido Solido.

Es un Dispositivo que crea electricidad en la combinación de un combustible y un oxidante, además utiliza el exceso de calor de la producción industrial como fuente de energía. A altas temperaturas, se necesita menos energía para romper las moléculas de agua y podría ser entre un 15% y un 45% más eficiente que los pares. (The Economist, 2021)

Figura No. 12.
Modelo de electrolizador oxido-solido.



Nota: imagen ilustrativa del electrolizador convencional de óxido sólido.

Fuente. Tomado de PNGWing - imágenes png transparentes descarga gratuita. (2022). Retrieved 14 May 2022, from <https://www.pngwing.com/es>

2.1.7.2. *Electrolizador PEM.*

El electrolizador PEM (figura No 12) Utiliza una membrana de intercambio de protones y un electrolito de polímero sólido. Cuando una corriente eléctrica fluye a través de la celda, el agua se divide en hidrógeno y oxígeno, y los protones de hidrógeno pasan a través de la membrana para generar gas hidrógeno en el lado del cátodo.

Son los más comunes porque producen hidrógeno de alta pureza y son fáciles de refrigerar. Son ideales para la integración en el sector de las energías renovables, permitiendo la producción de hidrógeno compacto y de alta pureza. Por el contrario, el uso de metales preciosos como catalizadores es un poco más caro. (Iberdrola S.A, 2022)

Figura N°. 13.
Modelo de electrolizador PEM



Nota: Imagen ilustrativa de electrolizador tipo PEM.

Fuente. <http://www.ariema.com/hidrogeno/ariema-equipos-e-instalaciones-h2/electrolizadores>

2.1.8. Almacenamiento y Distribución del Hidrogeno.

Existen varios sistemas para almacenar el hidrogeno lo cual depende de su aplicación.

El almacenamiento a presión se basa en una compresión de 200 a 350 bar para tanques de acero. Esto se debe a que la cantidad depende de la presión. Cuanto mayor sea la presión, más hidrógeno se almacena. Actualmente se están desarrollando materiales como la fibra de carbono y el aluminio. Soporta hasta 700 bar y reduce los costes de la cadena de suministro.

El segundo método es el almacenamiento de líquidos. Cuando el hidrógeno se licua a temperaturas por debajo de -235°C , se almacena en un tanque criogénico que se enfría a la baja temperatura requerida.

2.1.9. Distribución y Transporte

Por regla general, se puede transportar en estado gaseoso (presurizado) o líquido (temperatura ultrabaja). Los siguientes modos de transporte se distinguen porque deben realizarse de manera adecuada y precisa bajo las normas técnicas que implican el transporte seguro de este elemento.

2.1.9.1. Hidroductos.

De acuerdo con el Diario El Ágora (2021); La multinacional germana EON está convirtiendo algunos de sus gasoductos de distribución de gas natural en sistemas para transportar hidrógeno puro, teniendo en cuenta que los tubos

deben estar elaborados a partir de un material que sea más resistente ya que el **hidrógeno** se escapa más fácilmente. (Caceres, 2021)

Es así como los hidroductos pasan a ser indispensables en la cadena de valor del Hidrogeno. Este tipo de Transporte puede llevar el hidrogeno Puro o Mezclado.

2.1.9.2. Tanques y cisternas

Además de ser fuentes de almacenamiento, es importante mencionar que también se puede transportar el hidrogeno en estado líquido o gaseoso, a través de balas en las cuales se comprime, la ventaja de este tipo de transporte es que de forma segura se puede llevar a diferentes zonas, más aún si en el futuro no están cubierta por un gasoducto. La desventaja es el tamaño de las cargas (pequeñas o medianas) y que los transportadores o empresas encargados de la logística, deben cumplir con todas las normas para el transporte ya que recordemos que puede ser altamente peligrosa su inadecuada manipulación.

2.1.10. Tendencia del Hidrogeno

De acuerdo con la ponencia realizada por, (Castillo, 2021) en el congreso Latinoamericano de Hidrogeno (2021) se evalúa que para las próximas décadas las tendencias sobre la utilización del hidrogeno, estará enfocada en la reducción de los costos de su producción, almacenamiento y respectivo transporte para lo cual se prevé:

Una reducción en costos en todas las tecnologías nuevas a medida que los volúmenes de producción incrementan y la tecnología madure. los costos de electricidad renovable se reduzcan significativamente a nivel global, haciendo todas las formas de electrólisis más competitivas en el corto y mediano plazo.

Los electrolizadores también deberían poder obtener exenciones (parciales) de las tarifas de la red, impuestos y los aranceles, lo que reducirá aún más los costos de producción (esto dependerá de política nacional). (Castillo, 2021)

Además de lo anterior de acuerdo al piloto que se está realizando en Chile y del cual ya subyacen algunos informes con datos propios del proceso operativo y de la comercialización, se tiene que debido a las pocas regulaciones a nivel local, el costo del desarrollo de la tecnología y demás factores que encierra la utilización de hidrógeno mezclado con gas natural, implica costos elevados en cuanto a su producción, por tal motivo es más viable la opción de comprarlo y de esta forma si utilizarlo para la generación de energía por el momento, mientras exista las condiciones que generen factible la producción de hidrógeno y su respectiva mezcla con gas natural.

2.2. Marco Conceptual

2.2.1. Estudio de Factibilidad.

Para (Mirada, 2005); El estudio de factibilidad es un instrumento que sirve para orientar la toma de decisiones en la evaluación de un proyecto y corresponde a la última fase de la etapa preoperativa o de formulación dentro del ciclo del proyecto.

2.2.2. Hidrogeno.

El elemento químico de estructura más simple de la tabla periódica y el más abundante del universo. En nuestro planeta sólo se encuentra de forma combinada con otros elementos, cómo es el caso del agua y el metano. Su forma molecular (H_2) se encuentra normalmente en forma de gas incoloro, inodoro, muy reactivo e inflamable. De acuerdo (Vasquez & Salinas, 2018), El hidrógeno no se encuentra en su forma más pura en la naturaleza y no se considera una fuente de energía primaria. Por esta razón, se le conoce como portador o vector de energía y tiene la ventaja de ser altamente conservable para su uso cuando sea necesario.

2.2.3. Gas natural.

Se define como un combustible compuesto por un conjunto de hidrocarburos livianos, el principal componente es el metano (CH_4). Se puede encontrar como “gas natural asociado” cuando está acompañando de petróleo, o bien como “gas natural no asociado” cuando son yacimientos exclusivos de gas natural.

2.2.4. Energía Amigables con el Medio Ambiente.

(Organismo supervisor de la inversion en energia y mineria (Osinergmin), 2013, pág. 13) define las energías renovables como aquellas que se producen en forma continua y son inagotables a escala humana o son las que se obtienen de fuentes naturales virtualmente inagotables, ya sea por la inmensa cantidad de energía que contienen, o porque son capaces de regenerarse por medios naturales. La disponibilidad energética de las fuentes de energía renovable es mayor que las fuentes de energía convencionales, sin embargo, su utilización es escasa.

2.2.5. Electrolisis.

En cuanto a procesos relacionados con la producción de hidrogeno (Ursua, Gandía, & Sanchis, 2012) es el método más conocido y limpio para obtener hidrógeno a partir del agua, siendo una tecnología madura basada en la disociación de la molécula en hidrógeno y oxígeno aplicando una corriente eléctrica directa.

2.2.6. Alumbrado público.

Se encuentra definido por el Decreto 2424/2006. Artículo 2, como el servicio público no domiciliario que se presta con el objeto de proporcionar exclusivamente la iluminación de los bienes de uso público y demás espacios de libre circulación con tránsito vehicular o peatonal, dentro del perímetro urbano y rural de un municipio o Distrito. El servicio de alumbrado público comprende las actividades de suministro de energía al sistema de alumbrado público, la administración, la operación, el mantenimiento, la modernización, la reposición y la expansión del sistema de alumbrado público; a través del Decreto 2424, por el cual se regula la prestación del servicio de alumbrado público. 18 de Julio del 2016 (Findeter, 2016).

2.2.7. Impuesto de alumbrado público.

Se encuentra establecido en la Ley 1753 de 2015, Los costos eficientes y los costos de todas las actividades relacionadas con la prestación del servicio de alumbrado público serán cubiertos por el municipio o distrito responsable de la prestación del servicio de alumbrado público mediante una contribución especial a la financiación de este servicio. Dichos costos y costos serán determinados de acuerdo a

la metodología que para tales efectos establezca el Ministerio de Minas y Energía o sus designados. (Congreso de la Republica de Colombia, 2015)

2.2.8. Resolución Creg 123 de 2011.

Esta norma proporciona a los municipios o poblaciones una herramienta conveniente para calcular el costo máximo de pago de los proveedores de servicios de alumbrado público y el uso de los activos asociados con este sistema.

2.2.9. Catalizador.

(Real Academia Española (RAE), 2022) se define como sustancia que, en pequeña cantidad, incrementa la velocidad de una reacción química y se recupera sin cambios esenciales al final de la reacción.

2.2.10. Gases de efecto invernadero.

Los gases de efecto invernadero o gases de invernadero son los componentes gaseosos de la atmósfera, tanto naturales como antropogénicos, que absorben y emiten radiación en determinadas longitudes de onda del espectro de radiación infrarroja emitido por la superficie de la Tierra, la atmósfera y las nubes.

2.2.11. TIR

La tasa interna de retorno o TIR es la tasa de retorno o la tasa de retorno proporcionada por una inversión. Por lo tanto, se puede decir que la tasa interna de rendimiento es la proporción de la ganancia sin pérdidas que genera cada inversión. Esta es una escala de calificación de proyectos ampliamente utilizada.

2.2.12. ROI

Esta es una métrica utilizada para saber cuánto ha ganado una empresa con una inversión. Para calcular el ROI, debe tomar los ingresos totales, restarle el costo y finalmente dividir el resultado por el costo total.

2.2.13. OPEX

Gastos de operaciones < *Operating Expenses*> son aquellos gastos que tienen que ver con el funcionamiento y la operación del proyecto. Se le considera un costo continuo para la marcha cotidiana del negocio, por lo que se reportan en el periodo de uso y en el estado de resultados.

2.2.14. CAPEX

Hablamos de Capex para referirnos a la inversión que el negocio necesita para disponer de activos fijos necesarios para su actividad productiva. Esta inversión en activos fijos puede ser en la compra de activos materiales o inmateriales.

Capítulo 3. Marco metodológico

3.1. Tipo de Estudio

Este estudio se basa en un enfoque cuantitativo, en el sentido de que busca determinar la factibilidad del sistema, al utilizar energías limpias a partir del gas natural y el hidrógeno para el sistema de alumbrado público del municipio de la Calera. Este enfoque regula primero el nuevo sistema energético y permite identificar variables que garanticen la definición de criterios técnicos, de mercado y financieros.

La investigación cuantitativa pretende establecer el grado de asociación o correlación entre variables, la generalización y objetivación de los resultados por medio de una muestra, con el fin de poder realizar inferencias causales y así poder brindar explicaciones por qué sucede o no determinado hecho o fenómeno. Por ello se ha establecido como punto de partida de causalidad, de acuerdo con lo anterior la presente investigación es de orden cuantitativo, no experimental, transversal y exploratoria (Landeau, 2007) Citando a (Cruz, Olivares, & Gonzalez, 2014).

3.1.1. *La Hipótesis.*

Un sistema de generación de energía basado en la mezcla de hidrogeno y gas natural, logrará un sistema energético factible que cubra la demanda del alumbrado Público en el municipio de La Calera.

Para validar el contexto de la propuesta, es necesario realizar las siguientes fases:

Fase 1. Identificación de las características técnicas del sistema de alumbrado Público del municipio de la Calera, a través de la caracterización de los siguientes criterios: facturación histórica de energía y proyección de aumento en el consumo de alumbrado público.

Fase 2. Definición de criterios técnico, de mercadeo y financieros para el sistema de generación de Energía eléctrica a partir de gas natural e Hidrogeno.

Fase 3. Evaluar el grado de factibilidad que se obtiene de la fase anterior.

3.2. Población

El Municipio de la Calera, se encuentra ubicado en el departamento de Cundinamarca; en el occidente de la Provincia del Guavio, a 18 km al nororiente de Bogotá, cerca de las localidades de Chapinero y Usaquén. Se encuentra entre los 2600 y 3000 m sobre el nivel del mar., por lo que tiene pisos térmicos frío y páramo. Su cabecera está localizada a los 4° 43' 17" de latitud norte y 73° 58' de longitud oeste de Greenwich; con respecto a la ciudad de Bogotá (capital de Colombia) en arco 0° 06' 29" este. (Alcaldía Municipal de La Calera, 2021)

Actualmente, los servicios de energía eléctrica son prestados por la empresa Enel Colombia, que cubre el 100% de las zonas urbanas y el 95% de las zonas rurales. En cuanto a ubicación, clima y otros aspectos, dicen que es una comunidad con gran potencial para la industria de acuerdo con (Andrade, 2020) en el documento actualización del perfil ambiental del municipio de la calera.

Los procesos industriales están regulados tanto por directivas ambientales nacionales como por regulaciones internacionales (como las normas ISO) para que

estos procesos eliminen o minimicen su impacto negativo en el medio ambiente. Lograrlo requerirá la voluntad de sindicatos, empresas, gobiernos y la adopción de tecnologías limpias en la comunidad. (Andrade, 2020)

3.3. Técnicas e Instrumentos para el análisis de la información.

Se recolectarán datos de información del Sistema Único de Información de Servicios Públicos Domiciliarios (www.sui.gov.co) y de la Unidad de Planeación Minero Energética (www.upme.gov.co) lo que son datos secundarios que son variables cuantitativas por ser en unidades de valor y cantidad de kW/hora. (Sampieri, Collado, & Pilar, 2003), utiliza la recolección y el análisis de datos para contestar preguntas de investigación y probar hipótesis establecidas previamente, y confía en la medición numérica, el conteo y frecuentemente en el uso de la estadística para establecer con exactitud patrones de comportamiento en una población.

Se utilizará Excel, Access y software de bigdata <https://www.cluvio.com> para determinar la carga energética y valor de kW/hora para cada departamento y/o municipio.

Las herramientas para la recolección de la información se han estructurado alrededor de las etapas del proceso investigativo, y se han articulado con los objetivos propios de la investigación, el interés de esta articulación es poder contemplar el horizonte de acción en el proceso investigativo y así poder establecer los criterios para el análisis de la información.

Tabla N°. 1.

Descripción de los instrumentos de la investigación por cada una de las fases de desarrollo.

OBJETIVO GENERAL. Determinar la factibilidad de la generación de energía eléctrica a partir de la mezcla gas natural e hidrogeno verde, para el sistema alumbrado público del Municipio de la Calera (Cundinamarca).

OBJETIVOS ESPECIFICOS	ETAPA	INSTRUMENTOS PARA LA RECOLECCION Y ANALISIS DE DATOS
Identificar las características técnicas del alumbrado público municipal de La Calera, a través de la caracterización del sistema para la determinación del consumo actual y futuro de energía eléctrica	Etapa de diagnóstico.	Fichas de Caracterización del sistema Diagrama de Flujo. Tabla de histórico de Facturación y Gráficos.
Definir los estándares técnicos, operativos y financieros para un sistema de generación de energía eléctrica a gas natural con hidrógeno verde para el alumbrado público, para el municipio de la Calera (Cundinamarca).	Etapa para la estructuración de la factibilidad	Diagrama de Flujo. Caracterización de equipos disponibles.
Evaluar las condiciones del proceso para reducir el impacto ambiental de la provisión de alumbrado público mediante el uso de fuentes de energías limpias y renovables.	Evaluación de los resultados de Factibilidad	Diagrama de flujo. Evaluaciones proyectivas. Análisis Financiero Tasa de Retorno Interno

Fuente. Elaboración del Autor.

3.4. Cronograma

Mediante la organización de las actividades a desarrollar se elaboró un cronograma de trabajo, teniendo en cuenta entre el II semestre del 2021 y el I semestre del 2022.

Figura N°. 14.
Cronograma de actividades 2021-2022.

CRONOGRAMA DE TRABAJO MENSUAL												
	2021						2022					
	Junio	Julio	Ago	Sept	Oct	Nov	Dic	Feb	Mar	Abril	Mayo	Junio
Recoleccion de Facturación histórica de energía y proyección de aumento en el consumo de alumbrado público	x											
Determinación de Voltaje de generación	x											
Determinar el sitio de ubicación de la planta y puntos de conexión al sistema eléctrico nacional.		x										
Calculo de la carga existente		x										
Determinar la estabilidad del sistema, ocurrencia de oscilaciones de frecuencia, tensión, corriente y sistemas de protección.			x									
Características técnicas de los equipos			x	x	x							
Estudio de mercado				x	x	x	x					
Inversión y viabilidad económica del proyecto										x	x	
Escogencia del equipo generador										x	x	
proyeccion del consumo								x	x	x	x	
Análisis financiero												x
Entrega de Documento Final												x

Fuente. Elaboración del Autor.

3.5. Consideraciones Éticas

Respecto a los criterios éticos de la presente investigación se centra en lo relacionado con la generación, comercialización y distribución de la energía, desde el punto de vista social, económico y ambiental; pues el concepto de energías renovables no está asilado del concepto de desarrollo sostenible, el cual enmarca el bienestar de la sociedad y las personas que hacen parte de ella.

El desarrollo de nuevas fuentes de energía amigables con el medio ambiente, renovables y sostenibles trae grandes beneficios para las personas, especialmente la disminución de la desigualdad social, teniendo en cuenta que en Colombia todavía existen lugares que no tienen acceso al servicio de energía eléctrica o que no cuentan con alumbrado público que es un servicio público no domiciliario de interés general y no particular.

Por tanto, hablar de estas fuentes en el país, con lleva a varios retos que deberán resolverse sobre el camino, en los próximos 30 años, de acuerdo con la ley de

transición energética; solo de esta forma podrá evidenciarse si realmente se logran o no los objetivos, que impactara positiva o negativamente el desarrollo económico, social y tecnológico del país.

Capítulo 4. Análisis de resultados

4.1. Desarrollo de la investigación

4.1.1. Etapa de diagnóstico

En esta primera fase el objetivo es: identificar las características técnicas del sistema de alumbrado Público del municipio de la Calera, a través de la caracterización de los siguientes criterios: facturación histórica de energía y proyección de aumento en el consumo de alumbrado público.

Facturación histórica de energía

Mediante la información obtenida en la base de datos del SUI, se logra evidenciar el registro de la demanda y valor del servicio de energía eléctrica en el departamento de Cundinamarca, por lo cual se filtra la información correspondiente al municipio de La Calera y se procede a la obtención de datos que derivan únicamente del alumbrado público en las diferentes zonas de la calera (Perímetro Urbano y zona Industrial). La tabla N° 2 describe como desde el año 2017 al 2021 se comporta el consumo de energía que aumentó un 14% y a su vez su costo se elevó en un 32%.

Tabla N° 2. *Datos de consumo y valor anual de alumbrado público de energía eléctrica del municipio de la Calera*

FACTURACION DE ENERGIA ELECTRICA- ALUMBRADO PUBLICO DEL MUNICIPIO DE LA CALERA		
AÑO	CONSUMO KWH	VALOR CONSUMO
2017	1.050.935	\$396.900.202
2018	1.048.055	\$439.511.089
2019	1.056.691	\$467.057.601
2020	1.150.546	\$514.865.731
2021	1.212.683	\$582.736.892

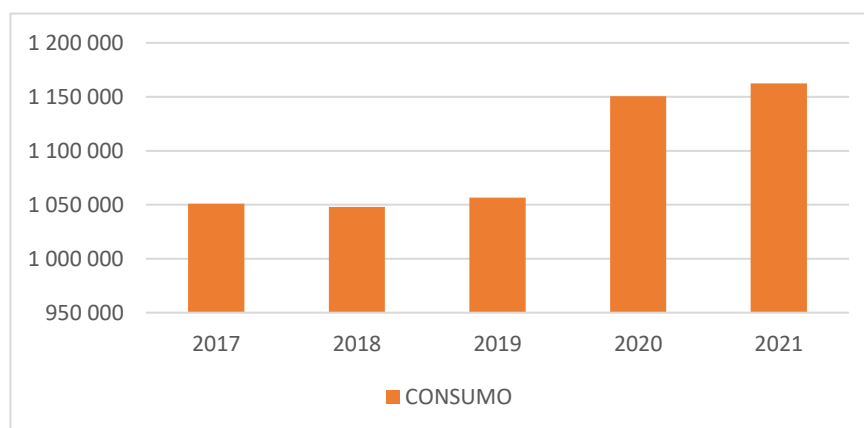
Nota. Tabla con el respectivo registro de facturación desde el 2017 hasta el 2021 del consumo y valor de este mismo en el municipio de la calera.

Fuente. O3 Web – Login. (2022). Retrieved 14 May 2022, from http://bi.superservicios.gov.co/o3web/browser/showView.jsp?viewDesktop=true&source=SUI_COMERCIAL_ENERGIA/VISTA_FACTURACION_ENERGIA%23_public

Es evidente que el consumo de energía durante los últimos cinco años ha tenido dos intervalos importantes; el primero del año 2017 al 2019, en el cual, aunque hubo un aumento, esto no fue considerable mientras que para el año 2020, el consumo se disparó y se mantiene en una fluctuación constante desde la fecha. A continuación, se muestra la gráfica N° 3 que permite observar el comportamiento de estos consumos, a lo largo del periodo 2017-2021.

Grafica N° 3.

Histórico de consumo alumbrado público del 2017 al 2021, en el municipio de la calera.

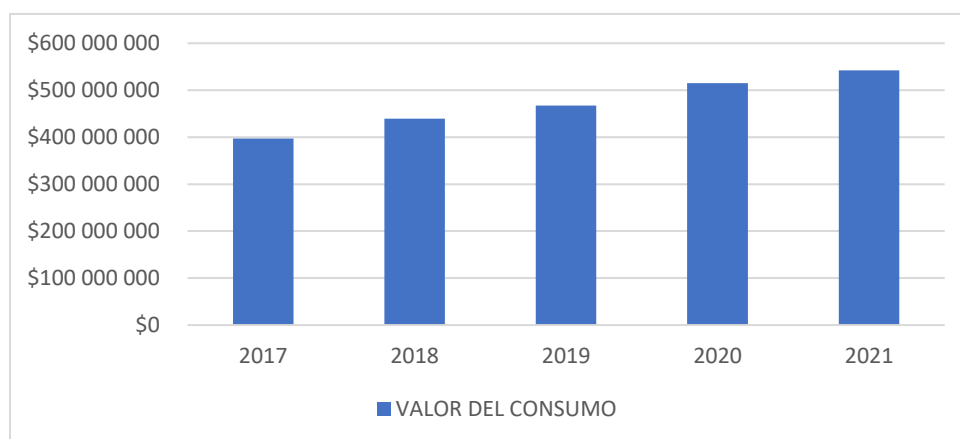


Fuente. Secretaria de Hacienda del municipio de la Calera. Ver anexo 5 y 6

De esta forma, el aumento del consumo de energía eléctrica utilizada para el servicio de alumbrado público aumenta año tras año; por tanto, es importante enmarcar este incremento del consumo que también se refleja en el costo de la energía que consume el alumbrado público, como se puede observar en la gráfica N° 4.

Grafica N° 4.

Histórico valor del consumo anual de alumbrado público del 2017 al 2021, en el municipio de la calera



Fuente. Secretaria de Hacienda del municipio de la Calera. Ver Anexo 5 y 6.

En esta grafica se aprecia el aumento el valor total de la energía eléctrica en el periodo 2017 – 2021, en relación con el consumo total de alumbrado público de La Calera, teniendo en cuenta estas cifras, se evidencia que este aumento se debe al crecimiento de población y a la tarifa del kW/h.

Tabla N° 3.

Ficha de caracterización del sistema energético actual.

Carga existente promedio	82.832 kW/h/mes
Voltaje: línea /línea- línea/neutro	208-240 V / 277 V
Nivel de tensión	Nivel II -220V
Frecuencia del sistema	60 Hz

Nota: datos relacionados con las características del sistema energético que actualmente distribuye el servicio de energía eléctrica y alumbrado público, en el municipio de la calera.

Fuente: Elaboración del autor.

Cálculo de la carga existente se realiza de acuerdo con el inventario georreferenciado con el cual Enel Colombia factura la energía eléctrica, el cual está en la base de datos, según el anexo N°. 4. La figura No 12 resume la cantidad de luminarias, según su potencia en vatios y tipo.

Figura N° 15.

Tabla resumen del inventario existente de luminarias

Municipio de La Calera - Cundinamarca Inventario de Luminarias de sodio de alta presion del Sistema de Alumbrado Público	
Potencia	Total
Luminaria de 70 [W]	1912
Luminaria de 150 [W]	116
Total	2028

Nota. La imagen muestra las cifras del inventario total del sistema, teniendo en cuenta el inventario georreferenciado proporcionado por la secretaria de hacienda del municipio de La Calera.

Fuente. Inventario Georreferenciado del municipio de la Calera Cundinamarca- Anexo 5 y 6.

Determinar la estabilidad del sistema, tensión, corriente y sistemas de protección revisando los informes técnicos que se encuentran en los archivos de la Alcaldía de La Calera.

4.1.1.1. Proyección de aumento en el consumo de alumbrado público, lo cual permite determinar la potencia de generación a futuro.

De acuerdo a estadísticas suministradas por el (DANE, 2022) el crecimiento vegetativo promedio poblacional anual es del 2%, y teniendo en cuenta el consumo promedio de energía eléctrica es de 82.832 kW/h/mes que va ligado al consumo, el aumento consumo de energía promedio mensual es 84.489 kW/h/mes

4.1.1.2. Ruta de la energía eléctrica en el municipio de la calera.

Enel Colombia es la empresa encargada de la generación, distribución y comercialización de energía eléctrica en el municipio de La Calera – Cundinamarca. De acuerdo (Enel, 2021) Colombia cuenta con doce centrales de generación hidráulica y dos térmicas, ubicadas en diferentes departamentos del país. Durante 2017, la generación de energía neta alcanzó los 14.765Gwh, con una disminución del 1,4 % con respecto al año 2016. Las cuatro centrales que generan energía son:

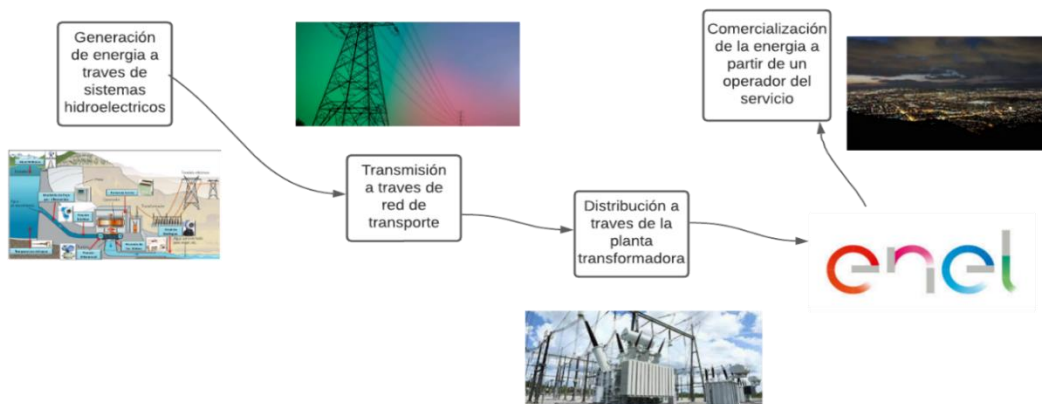
- La central hidroeléctrica Guavio.
- Central Hidroeléctrica El Quimbo
- La central térmica Cartagena
- La central térmica Termozipa

La comercialización está sujeta por la reglamentación expuesta por la Normatividad Creg, teniendo en cuenta que depende si se trata del mercado regulado o no regulado, en el país. Mientras que,

la distribución la realiza el Operador de red quien es el agente encargado de la planeación de la expansión, las inversiones, la operación y el mantenimiento de todo o parte de un STR (Sistema de Transmisión Regional) o de un SDL (Sistema de Distribución Local), incluidas sus conexiones al STN (Sistema de Transmisión Nacional). Para todos los propósitos son las empresas que tienen Cargos por Uso de los STR o los SDL aprobados por la CREG. (Enel, 2022)

Figura N° 16

Ruta de la energía eléctrica en el municipio de la calera



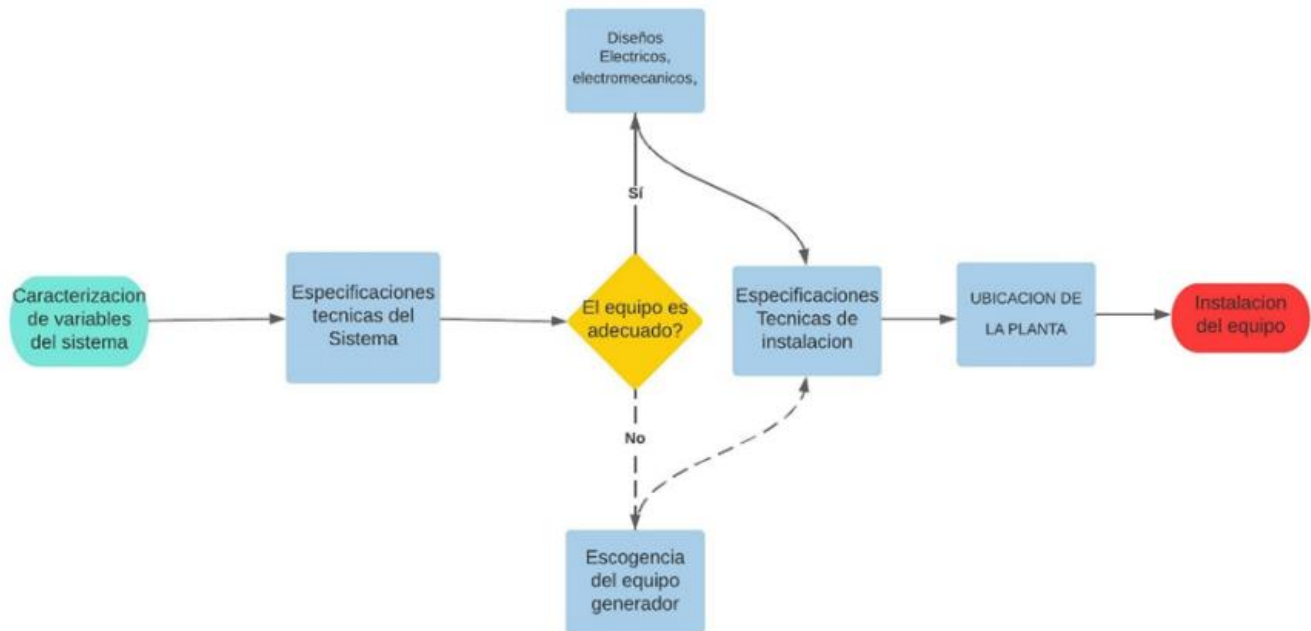
Fuente. Elaboración del Autor

A través de las anteriores características eléctricas, se podrá evidenciar cómo funciona el alumbrado público del municipio de la Calera y de esta forma evidenciar las ventajas y desventajas, frente al sistema objeto de esta investigación y poder tener cifras claras en cuanto a la relación del consumo eléctrico existente en el Municipio de la Calera.

4.1.2. Etapa para la estructuración de la factibilidad:

Figura N° 17

Diagrama de flujo relacionada con la determinación de variables del sistema

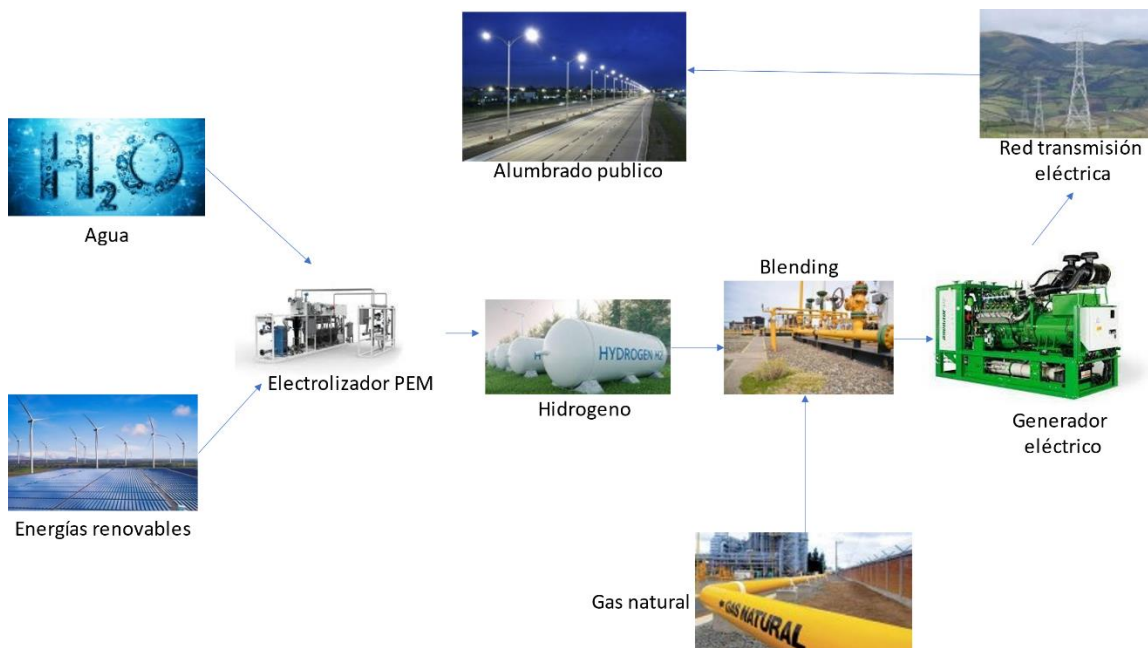


Nota. Describe el proceso de decisión, frente a la determinación de variables del sistema.
Fuente. autor.

A partir de ello, la fase de operación es la base para la definición de las normas técnicas, operativas y regulatorias de los sistemas de generación eléctrica a gas natural e hidrógeno, que definen las cuatro etapas que conforman el sistema energético de Colombia.

Figura N° 18

Caracterización del sistema energético basado en la mezcla de hidrogeno y gas Natural

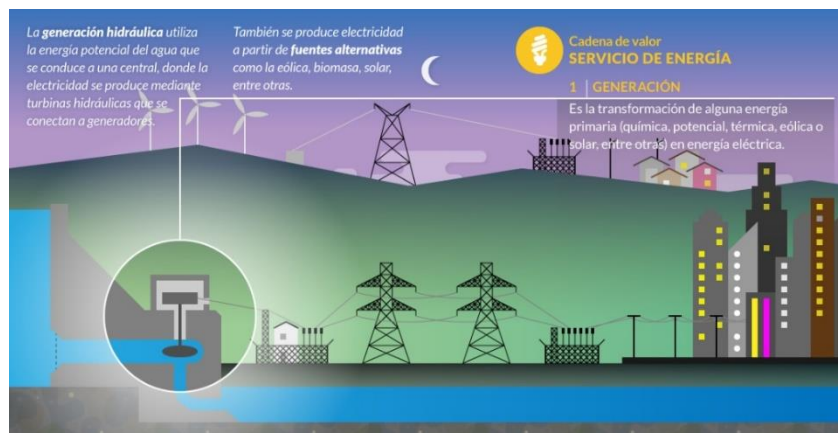


Nota. La figura desde el proceso de producción de hidrogeno hasta la distribución de este a través de las redes eléctricas, con sus respectivos componentes.

Fuente: Autor

Figura N° 19

Etapa de generación del servicio de energía.

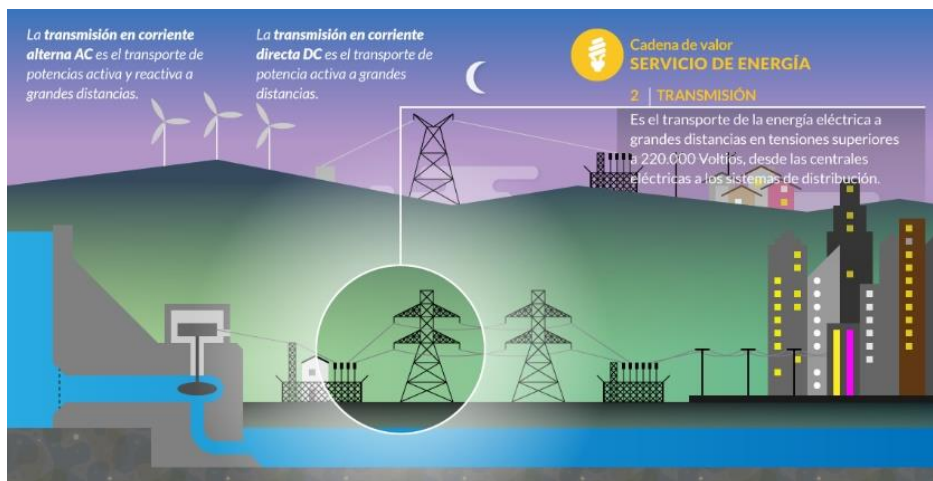


Nota. Describe la primera etapa en el proceso de generación de energía, el cual se enfoca en la fuente de producción.

Fuente: Cadena de valor de la energía eléctrica. (2022). Retrieved 14 May 2022, from <http://www.sui.gov.co/web/var/suiweb/storage/images/media/images/carruselenergia/energia-s4-comercializacion/12484-1-esl-CO/energia-s4-comercializacion.png>

Figura No 20

Etapa de transmisión del servicio de energía

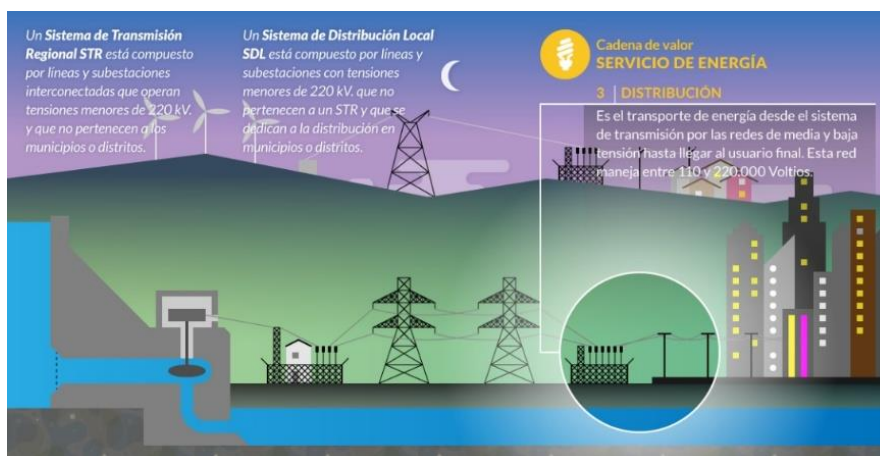


Nota. Describe la segunda etapa en el proceso de generación de energía, el cual se enfoca en la transmisión.

Fuente: <http://www.sui.gov.co/web/var/suiweb/storage/images/media/images/carruselenergia/energia-s2-transmision/12474-1-esl-CO/energia-s2-transmision.png>

Figura N° 21.

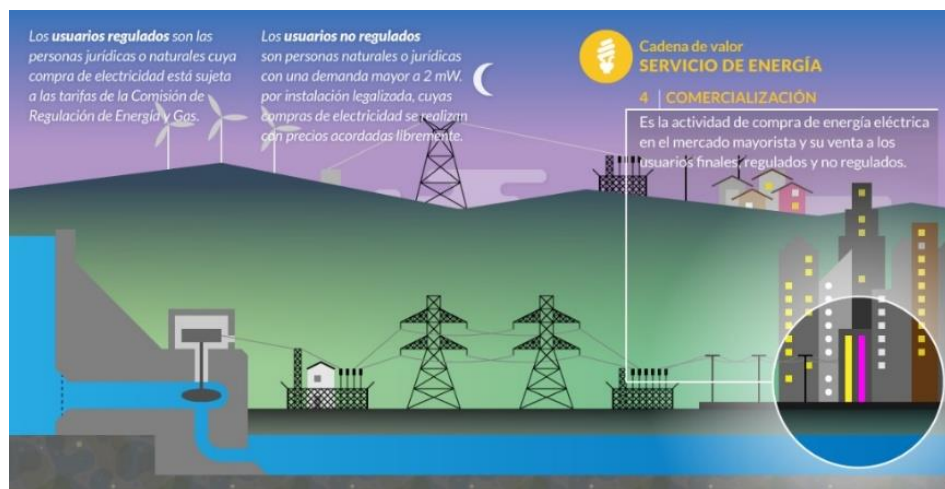
Etapa de distribución del servicio de energía



Nota. Describe la tercera etapa en el proceso de generación de energía, el cual se enfoca en las líneas de distribución.

Fuente: <http://www.sui.gov.co/web/var/suiweb/storage/images/media/images/carruselenergia/energia-s3-distribucion/12479-1-esl-CO/energia-s3-distribucion.png>

Figura N° 22.
Etapa de comercialización del servicio de energía



Nota. Describe la cuarta etapa en el proceso de generación de energía, el cual se enfoca en comercialización de la energía eléctrica.

Fuente: <http://www.sui.gov.co/web/var/suiweb/storage/images/media/images/carruselenergia/energia-s3-distribucion/12479-1-esl-CO/energia-s3-distribucion.png>

4.1.2.1. Estudio Técnico

Especificaciones técnicas de los equipos: Para lo Cual se Elabora Matriz comparativa entre equipos disponibles en el mercado colombiano después de elaborar el cálculo de la potencia requerida, la cual permitirá un análisis global de todas las opciones posibles.

- Escogencia del equipo generador.

Figura N° 23
Equipo Agenitor



Nota. Ilustración características básicas del equipo Agenitor. Tomado de catalogo 2G. ver anexo

7.

Figura N° 24.
Características del equipo Agenitor

1.2 Generator (utility planning data)		
Manufacturer	Leroy Somer	
Type	LSA 47.2 L9 / 4p	
Generator type	Synchronous, directly coupled	
Voltage regulator (AVR)	D510C	
Rated speed	1500	1/min
Frequency	50	Hz
mechanical fuel shutoff	374	kW
Effective electrical power	360	kW
Apparent electrical power (cos φ 1.0 / cos φ 0.9)	360 / 400	kVA
Rated generator current (cos φ 1.0 / cos φ 0.9)	520 / 577	A
Rated generator voltage (\pm 10 %)	400	V
Subtransient reactance X"d	12,2	%
Short-circuit current Ik"3	6,71	kA
Power factor cos φ (inductive / capacitive)	0,9 / 0,9	
Generator circuit breaker	800	A
Additional section switch (VDE-AR-N 4105)	800	A
Efficiency (full load) at Cos φ = 1	96,4	%
Mass moment of inertia	8,3	kg · m ²
Ambient air temperature	40	°C
Stator circuit	star	
Protection class	IP 23	
Generator weight	1392	kg
Compensation	not available	
Engine startup	not available	

Nota. Características básicas y específicas del equipo Agenitor. Tomado de catalogo 2G. ver anexo 7

Figura N° 25
Equipo JGS 312 GS -NL

JGS 312 GS-N.L

with Island Operation
no special Grid Code



Electrical output **633 kW el.**

Emission values

NOx < 500 mg/Nm³ (5% O₂)
CO < 650 mg/Nm³ (5% O₂)

Nota. Ilustración y características básicas del equipo JGS 312 GS –NL. Tomado de catálogo corporativo. ver anexo 8.

Figura No 26.
Características del equipo JGS 312 GS -NL

Data at:			Full load		Part Load
			100%	75%	50%
Fuel gas LHV	BTU/scft		917		
			100%	75%	50%
Energy input	MBTU/hr	[2]	5,671	4,405	3,139
Gas volume	scf/hr	*)	6,184	4,804	3,423
Mechanical output	bhp	[1]	881	661	441
Electrical output	kW el.	[4]	633	472	311
Heat to be dissipated		[5]			
~ Intercooler 1st stage (Engine jacket water cooling circuit)	MBTU/hr		288	119	3
~ Intercooler 2nd stage (Low Temperature circuit)	MBTU/hr		159	125	78
~ Lube oil (Engine jacket water cooling circuit)	MBTU/hr		287	252	215
~ Jacket water	MBTU/hr		751	682	604
~ Surface heat	ca. MBTU/hr	[7]	233	~	~
Spec. fuel consumption of engine electric	BTU/kWel.hr	[2]	8,954	9,327	10,107
Spec. fuel consumption of engine	BTU/bhp.hr	[2]	6,437	6,663	7,115
Lube oil consumption	ca. gal/hr	[3]	0.06	~	~
Electrical efficiency	%		38.1%	36.6%	33.8%

*) approximate value for pipework dimensioning
[] Explanations: see 0.10 - Technical parameters

All heat data is based on standard conditions according to attachment 0.10. Deviations from the standard conditions can result in a change of values within the heat balance, and must be taken into consideration in the layout of the cooling circuit/equipment (intercooler; emergency cooling; ...). In the specifications in addition to the general tolerance of ±8 % on the thermal output a further reserve of +5 % is recommended for the dimensioning of the cooling requirements.

Nota. características básicas y específicas del equipo JGS 312 GS –NL. Tomado de catálogo corporativo. ver anexo 8.

- Especificaciones técnicas de instalación: De acuerdo con el equipo escogido, se detallará los procesos de manera secuencial para la instalación, observación y recomendaciones para la instalación. El equipo de ser instalado tendría su punto de ubicación en una zona franca cerca de la calera.

4.1.3. Estudio de Mercado.

El sector energético hace referencia al conjunto de actividades económicas, desde los procesos de generación, almacenamiento, distribución, transporte y venta de los activos proporcionados a través de los productos energéticos; dentro de los cuales se destacan las siguientes categorías

- Energía Total
- Carbón y lignito
- Petróleo
- Gas natural
- Electricidad
- Energías renovables
- Electricidad.

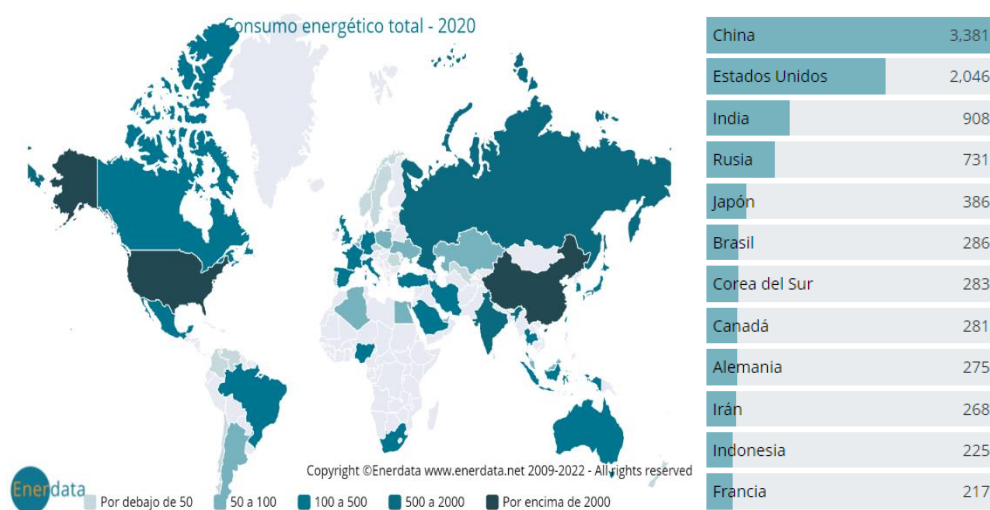
4.1.3.1. Caracterización el mercado energético a nivel internacional.

A nivel global el mercado energético a partir del año 2015 ha estado influenciado por múltiples cambios; el principal el cambio transicional entre las energías convencionales de carácter no renovables y en cierta medida contaminantes, al tipo de energías renovables y con baja emisiones de Co2. Lo anterior es resultado de las múltiples reuniones entre las grandes potencias, en las que bajo compromisos se

esperan reducir las emisiones de gases efecto invernadero y demás con el fin de mejorar la calidad ambiental y de cierta forma recuperar la vida del planeta, a lo anterior se le conoce en sector energético como **medidas de descarbonización**.

De esta forma, es muy importante conocer en primera medida los países que requieren energía y a partir de esa información desglosar las diferentes estadísticas que enmarcan el sector energético a nivel mundial.

Grafica N° 5.
Consumo energético mundial 2020



Nota: mapa mundial que describe el porcentaje de consumo energético por país. tomado de Producción primaria de energía mundial | Producción energética | Enerdata. (2022). Retrieved 17 May 2022.

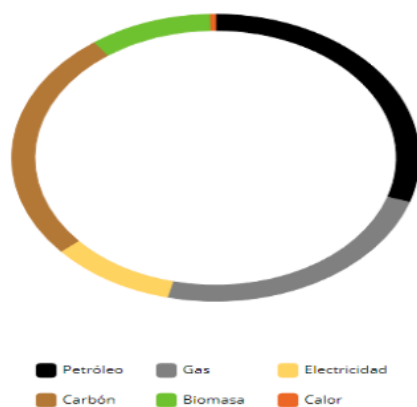
Fuente: <https://datos.enerdata.net/energia-total/produccion-energetica-mundial.html>

Para complementar la información de las cifras proporcionadas por el consumo total, se tiene la siguiente distribución

Grafica N°6.

Desglose por tipo de energía mundial 2020

Desglose por tipo de energía (2020) - Mtoe



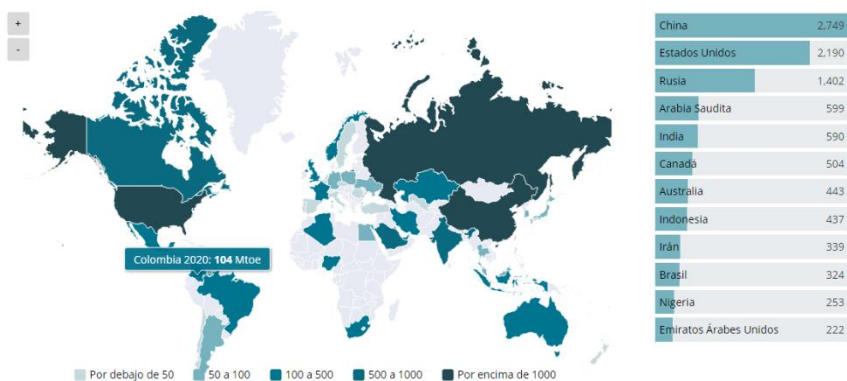
Nota: mapa mundial que describe el tipo de fuentes de energía por país. tomado de *Producción primaria de energía mundial | Producción energética | Enerdata. (2022). Retrieved 17 May 2022.*

Fuente: <https://datos.enerdata.net/energia-total/produccion-energetica-mundial.html>

También se destaca que, durante el año 2020, donde se tuvieron medidas de confinamiento a nivel mundial, el consumo energético se vio drásticamente afectado y su crecimiento posterior durante el año 2021 y el presente año, aunque ha crecido nuevamente este proceso ha sido de forma lenta, por lo que se puede afirmar que el porcentaje de crecimiento no es lo esperado de acuerdo con las tendencias que se proyectaban desde el año 2019.

Teniendo en cuenta que los anteriores datos suministrados corresponden al consumo, estos permiten explicar el comportamiento que corresponde en cuanto a la producción y comercialización de dicho consumo, por tanto, se tiene que, durante el año 2020, el ranking de países con mayor producción en el sector energético es, donde china nuevamente encabeza la lista.

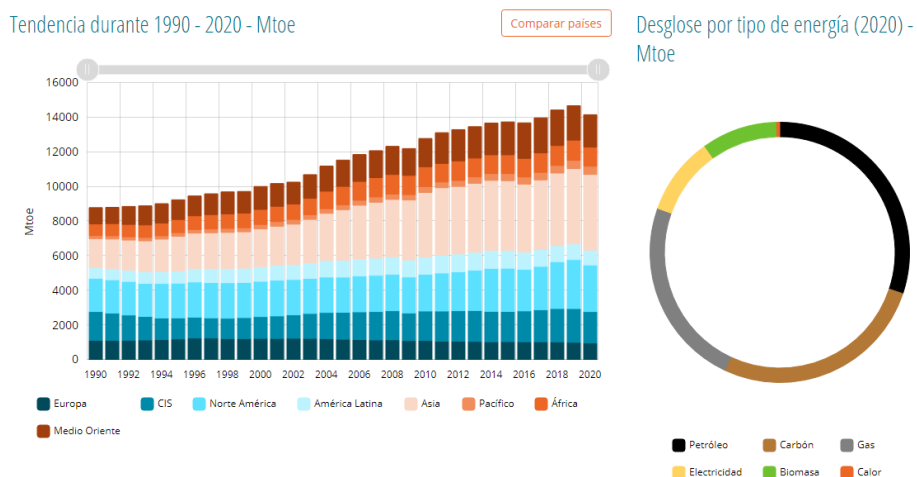
Grafica N° 7.
Producción y comercialización energética mundial 2020



Nota: mapa mundial que describe el porcentaje de producción y comercialización por país. tomado de Producción primaria de energía mundial | Producción energética | Enerdata. (2022). Retrieved 17 May 2022.

Fuente: <https://datos.enerdata.net/energia-total/produccion-energetica-mundial.html>

Grafica N° 8.
Tendencia de la producción y comercialización de energía a nivel mundial 1990 a 2020.



Nota: mapa mundial que describe el porcentaje de producción y comercialización por país. tomado de Producción primaria de energía mundial | Producción energética | Enerdata. (2022). Retrieved 17 May 2022.

Fuente: <https://datos.enerdata.net/energia-total/produccion-energetica-mundial.html>

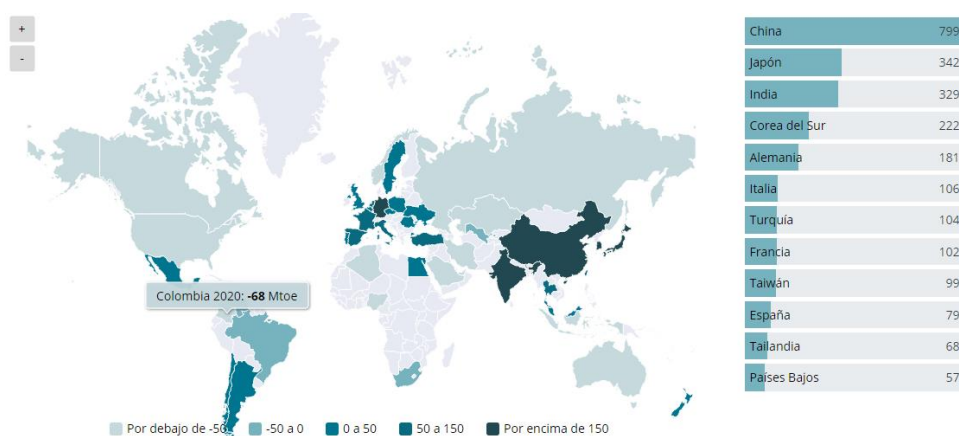
De acuerdo a la información proporcionada, como efectos de la pandemia se estableció que la producción de energía mundial bajo su rendimiento en al menos un 3,5% datos de acuerdo al año 2020, pese a que hasta el año 2019 se ejecutaba un crecimiento constante del 2,4%. De acuerdo con la base de datos y estadísticas, se tiene que:

La electricidad tuvo -0,6 %, con crecimiento en China (+3,7 %) y descenso en la mayoría de los países. La producción energética aumentó en China, la India (producción de carbón), Brasil (aumento significativo de la producción de petróleo) y Corea del Sur (generación de energía nuclear, hidroeléctrica y renovables). (Enerdata, 2020)

Así mismo se puede observar que la comercialización de la energía se ve monopolizada por los siguientes países:

Grafica No 9.

Producción de energía eléctrica a través de fuentes renovables a nivel mundial 2020



Nota: mapa mundial que describe el porcentaje de producción y comercialización por país. tomado de Producción primaria de energía mundial | Producción energética | Enerdata. (2022). Retrieved 17 May 2022.

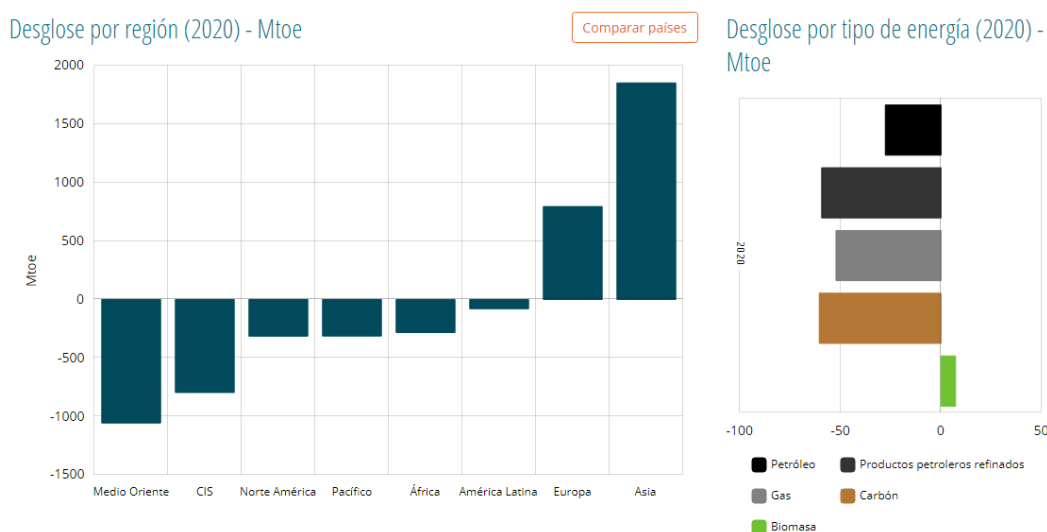
Fuente: <https://datos.enerdata.net/energia-total/produccion-energetica-mundial.html>

En cuanto a la energía eléctrica se tiene que su producción se mantuvo constante en china con 3,7% a pesar de las consecuencias de la pandemia; es así como de acuerdo con las estadísticas proporcionadas que se tiene en cuanto a la producción de energía eléctrica.

La generación de electricidad alimentada con carbón (35 % de la oferta energética mundial en 2020) y la generación de energía nuclear disminuyeron un 4,5 % y un 3,5 %, respectivamente, lo que se compensó parcialmente por el aumento de la generación de energías eólica (+12 %), solar (+20 %) e hidroeléctrica (+2 %). (Enerdata, 2020)

Grafica N°10.

Desglose por región y fuente, de la producción de la energía eléctrica a nivel mundial.

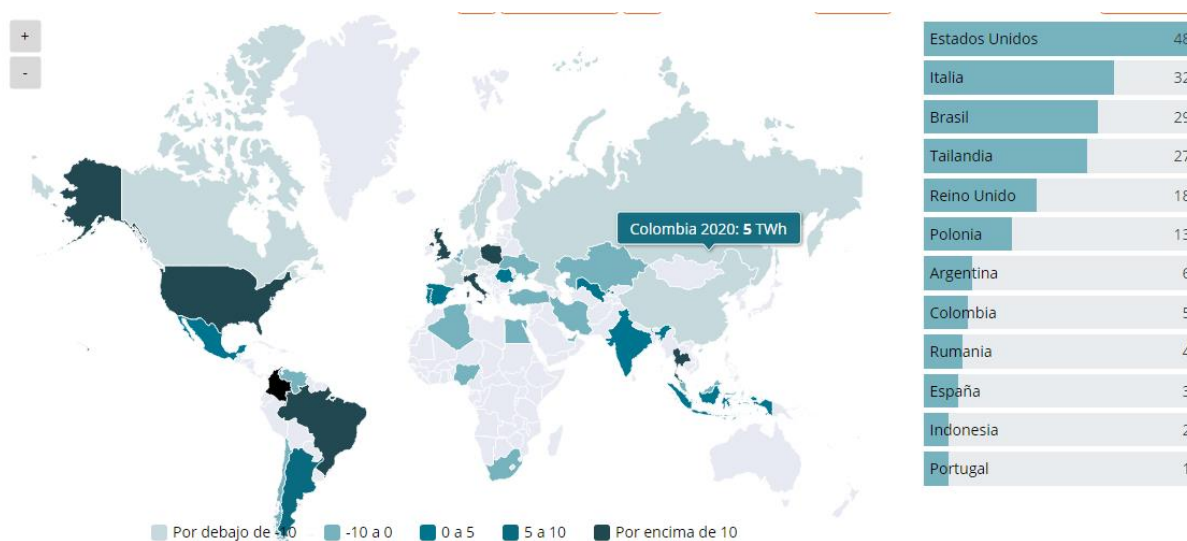


Nota: *mapa mundial que describe el porcentaje de producción y comercialización por país. tomado de Producción primaria de energía mundial | Producción energética | Enerdata. (2022). Retrieved 17 May 2022.*

Fuente: <https://datos.enerdata.net/energia-total/produccion-energetica-mundial.html>

En cuanto a los índices de comercialización, algunos países de Europa comienzan a surgir y destacar dentro de las estadísticas, como se puede observar en las gráficas estadísticas proporcionadas.

Grafica N° 11.
Comercialización de la energía eléctrica a nivel mundial

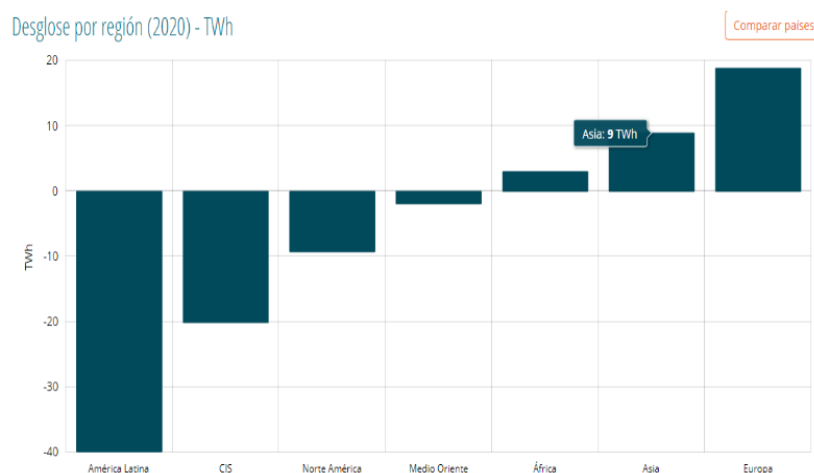


Nota: mapa mundial que describe el porcentaje de producción y comercialización por país. tomado de Producción primaria de energía mundial | Producción energética | Enerdata. (2022). Retrieved 17 May 2022.

Fuente: <https://datos.enerdata.net/energia-total/produccion-energetica-mundial.html>

Grafica N° 12.

Desglose por continente, de la comercialización de la energía eléctrica a nivel mundial.

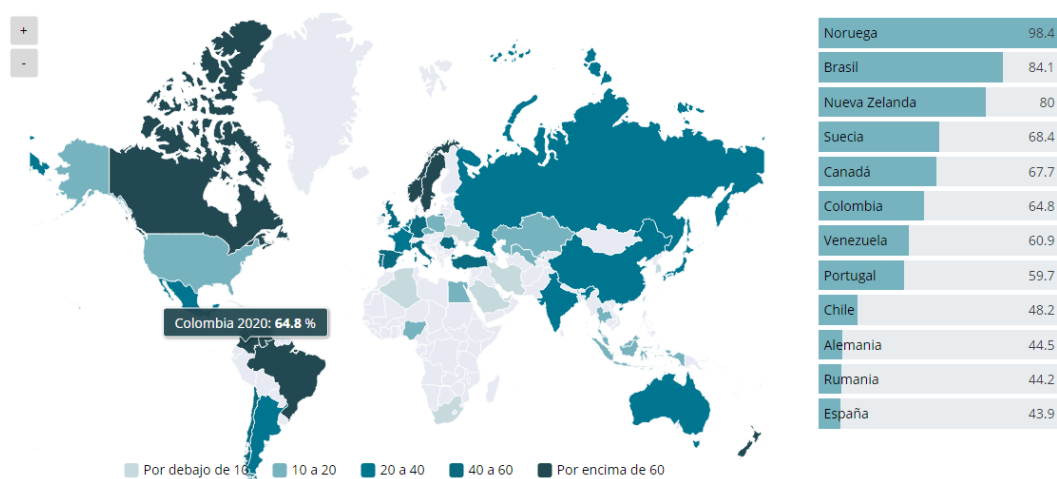


Nota: describe los índices de comercialización energética por continente. tomado de Producción primaria de energía mundial | Producción energética | Enerdata. (2022). Retrieved 17 May 2022
Fuente: <https://datos.enerdata.net/energia-total/produccion-energetica-mundial.html>

Ahora si se incluye la influencia de las energías renovables dentro de la producción y comercialización del sector energético se tiene que hay un aumento en la cuota dentro de la oferta energética mundial, punteando un incremento considerable durante la época de pandemia y sobre futuras proyecciones, es así como su participación dentro de la producción de energía aumento un 6%; resaltando que los dentro de los países con mayor consumo como China, Estados unidos e india, cuentan ya con un gran porcentaje que se sostiene a partir de energías renovable, a continuación se muestran los países con mayor producción de energía a través de fuentes renovables.

Grafica No 13.

Producción de energía eléctrica a través de fuentes renovables a nivel mundial.



Nota: describe los índices generación de energética a través de fuente renovables por continente. tomado de Producción primaria de energía mundial | Producción energética | Enerdata. (2022). Retrieved 17 May 2022.
Fuente: <https://datos.enerdata.net/energia-total/produccion-energetica-mundial.html>

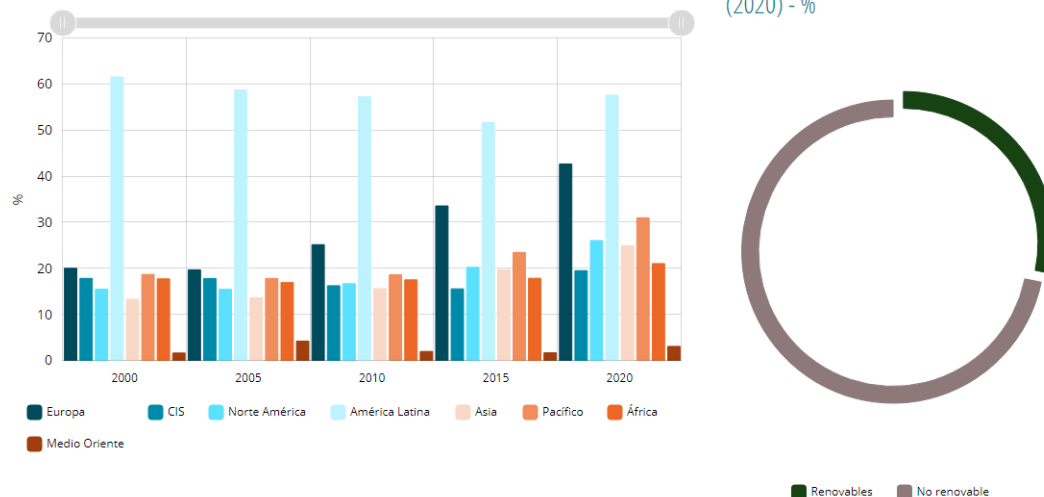
Grafica N° 14.

Tendencia de 1990-200, sobre producción de energía a través de fuentes renovables.

Tendencia durante 1990 - 2020 - %

Comparar países

% de producción de electricidad (2020) - %



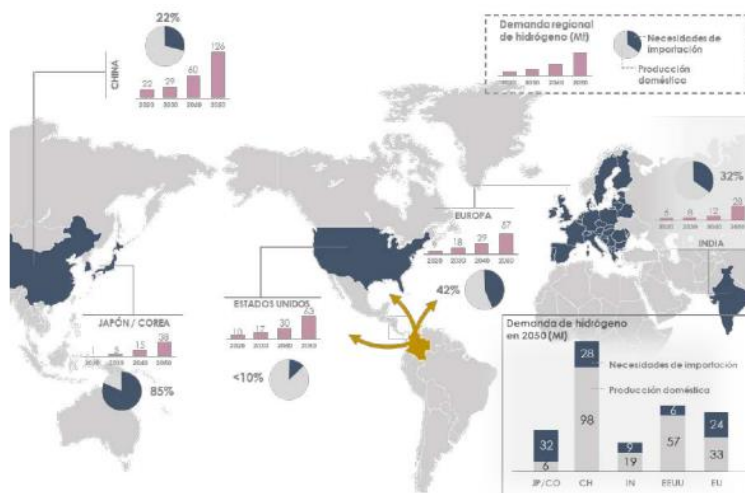
Nota: describe la tendencia mundial sobre la producción de energía a través de fuentes no renovables. tomado de Producción primaria de energía mundial | Producción energética | Enerdata. (2022). Retrieved 17 May 2022

Fuente: <https://datos.enerdata.net/energia-total/produccion-energetica-mundial.html>

La energía a partir de hidrógeno, aunque hace parte del grupo de energías renovables y tiene bastante auge en países vanguardistas que están adelantados en el proceso de transición energética, es así como la Hoja de Ruta del Hidrogeno proporcionada por el ministerio de Minas y Energía, proporciona información clara sobre el panorama a nivel internacional frente a la oferta y demanda del hidrogeno como fuente energética, dentro de las que se destacan.

- Demanda de Hidrogeno a nivel Mundial

Grafica No 15.
Demanda del hidrogeno a nivel mundial



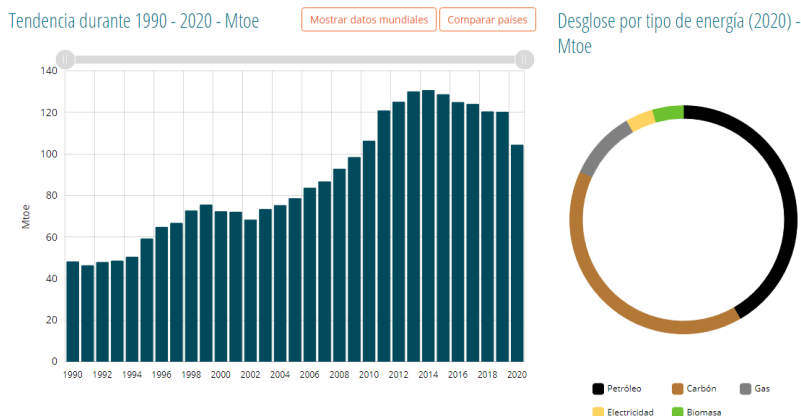
Nota. Ilustra los porcentajes por país con mayor demanda y producción de hidrogeno destacando los países con pilotos sobre la producción de energía a través de este medio. Tomado de Producción primaria de energía mundial | Producción energética | Enerdata. (2022). Retrieved 17 May 2022, from **Fuente:**<https://datos.enerdata.net/energia-total/produccion-energetica-mundial.html>

De esta manera los países que se destacan en cuanto a la producción y comercialización de hidrógeno se encuentran Australia, Países bajos, Alemania, Arabia Saudi, Chile, china y Canadá.

4.1.3.2. Caracterización el mercado energético a nivel Nacional

En el país se tiene que de la producción Total de la energía total cuenta con los siguientes datos en la producción y comercialización.

Grafica N° 16.
Tendencia 1990 -2020 sobre energía eléctrica en Colombia.



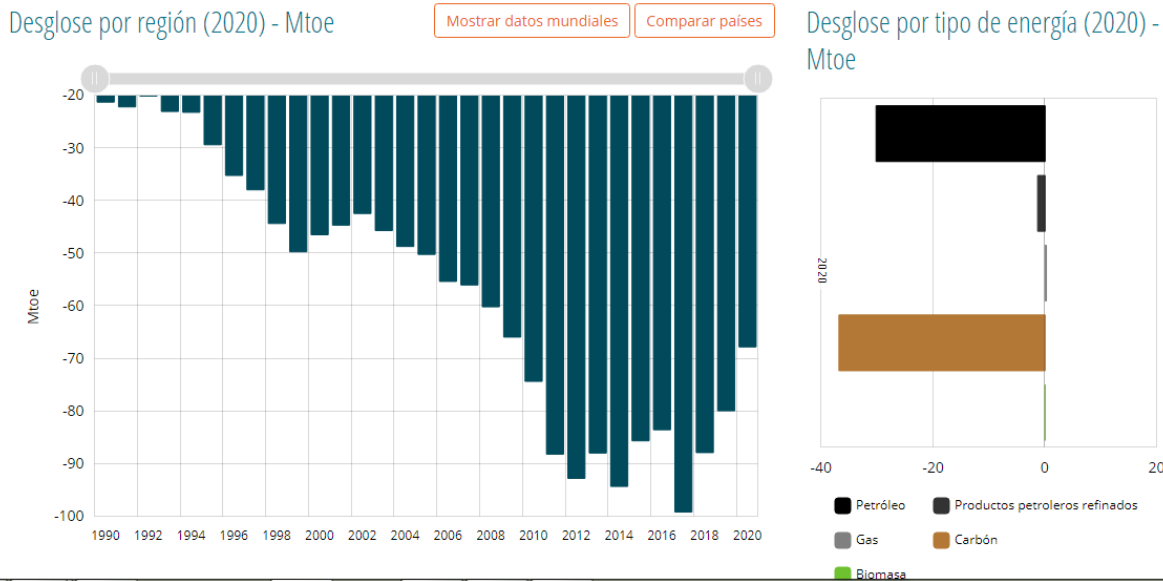
Nota:

describe la producción energética y tipos de fuente en el país. tomado de Producción primaria de energía mundial | Producción energética | Enerdata. (2022). Retrieved 17 May 2022.

Fuente: <https://datos.enerdata.net/energia-total/produccion-energetica-mundial.html>

Grafica No 17.

Desglose por región y fuente, de la producción de la energía eléctrica a nivel nacional.



Nota: describe la tendencia de producción, de acuerdo a los tipos de fuente en el país. tomado de Producción primaria de energía mundial | Producción energética | Enerdata. (2022). Retrieved 17 May 2022.

Fuente: <https://datos.enerdata.net/energia-total/produccion-energetica-mundial.html>

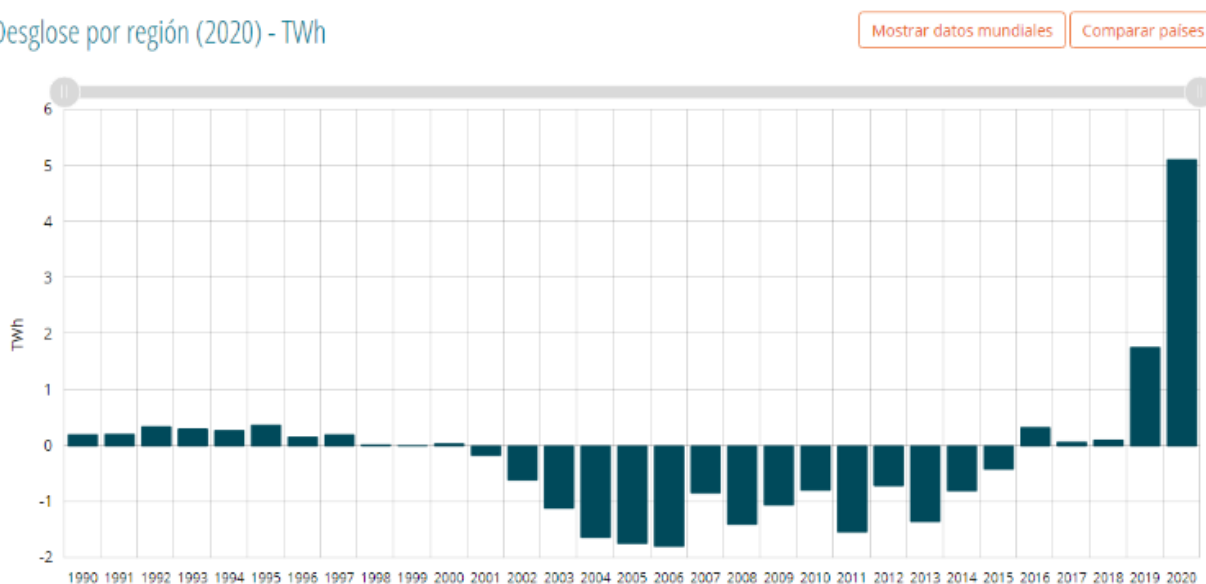
Donde es posible evidenciar que gran parte de la energía total del país, se vio drásticamente afectada por la pandemia, y donde se evidencia un crecimiento por parte

de la industria; es así como lo anterior se refleja en la producción y comercialización de la energía eléctrica del país, la cual se desenvuelve de la siguiente forma

Grafica N° 18.

Tendencia de la comercialización del hidrogeno a nivel nacional.

Desglose por región (2020) - TWh



Nota: describe la tendencia a la comercialización de energía a partir de fuentes renovables en el país. tomado de Producción primaria de energía mundial | Producción energética | Enerdata. (2022). Retrieved 17 May 2022.

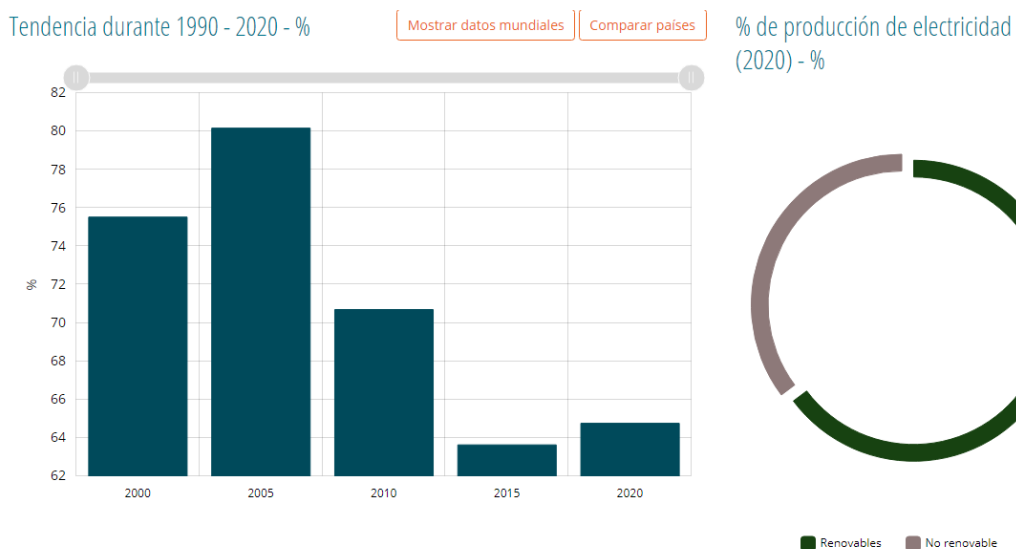
Fuente: <https://datos.enerdata.net/energia-total/produccion-energetica-mundial.html>

También se tiene que la notable participación a nivel global en el desarrollo, generación y distribución de las energías renovables en el país, dentro de las cuales Colombia se ubicó en el ranking de los primeros países, donde se puede evidenciar el

promedio de generación y donde se resalta el gran valor energético que aporta al mundo, al igual que la descarbonización.

Grafica N°19.

Tendencia de la comercialización de energía eléctrica a través de fuentes renovables en el país.



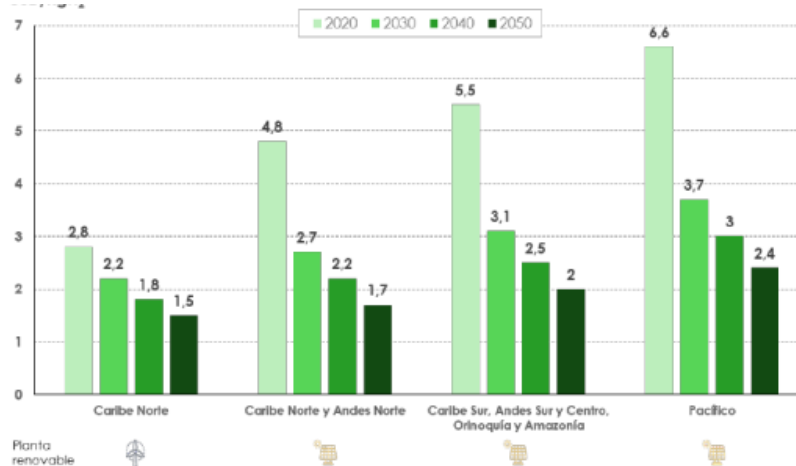
Nota: describe la tendencia a la comercialización de fuentes renovables en el país. tomado de *Producción primaria de energía mundial | Producción energética | Enerdata. (2022). Retrieved 17 May 2022.*

Fuente: <https://datos.enerdata.net/energia-total/produccion-energetica-mundial.html>

En cuanto se refiere a la generación y posibles fuentes de distribución de diferentes tipos de hidrogeno dentro del país se tiene el mapa de zonas, donde se resalta las zonas más favorables para la producción y las posibles zonas de distribuciones; claro está, teniendo en cuenta que la Hoja de Ruta del Hidrogeno, proporcionada por el gobierno colombiano.

Grafica No 20.

Tendencia 2020-2050, de la evolución de la producción del hidrogeno en Colombia por región.



Nota: ilustra la previsión de hidrogeno que se producirá en el país, a través de diferentes regiones. tomado de Producción primaria de energía mundial | Producción energética | Enerdata. (2022). Retrieved 17 May 2022.

Fuente: <https://datos.enerdata.net/energia-total/produccion-energetica-mundial.html>

Lo anterior deja en evidencia, como sería el desarrollo del sector enfocado en el hidrogeno, con una tendencia hasta el año 2050. Algo importante que se pueden evidenciar a nivel global y a nivel nacional, es que aún no se ven cifras destacadas o que marque un orden en cuanto a la producción y comercialización del hidrogeno como fuente de energía, en contraste si se resalta la generación de energías partir de fuentes renovables de Colombia; Es así como Siendo un mercado aun poco movilizado, los proyectos que se relacionen con el hidrogeno, son beneficiados de tener un mercado aun poco competitivo y además que facilita la exportación a países cercanos, pudiendo convertirse Colombia en un referente a nivel latinoamericano.

4.1.3.3. Proyectos que Venden Ideas Similares.

Dentro de las organizaciones que se destacan en proyectos nacionales, en los que se quiera generar hidrogeno, almacenarlo y distribuirlo a los hogares o funciones particulares a través de mezclas con gas natural, se tienen en cuenta los pilotos desarrollados por Ecopetrol en el País y por la empresa Promigas.

Como se comentó anteriormente Promigas desarrolla un proyecto piloto en el cual produce 1574 kilogramos al año de hidrogeno verde, que distribuye a través del gaseoducto en la zona de Mamonal en Cartagena, que, mezclados con gas natural, permite reducir la huella ambiental en seis toneladas de CO₂ al año.

De acuerdo con la información proporcionada a la opinión pública a través del Diario Web el Portafolio en el mes de marzo del año en curso,

Con el proceso experimental están explorando cuatro segmentos de aplicación de hidrógeno: producción descentralizada, generación distribuida, movilidad eléctrica y *blending* con gas natural. En la primera fase, el electrolizador (fabricado por la estadounidense Nel) estará alimentado por una granja solar de 137 kilovatios (KW), conformada por de 324 paneles fotovoltaicos, y procesará agua proveniente de la red del acueducto de Cartagena. Además, la planta piloto está diseñada para ser escalada en cinco fases de crecimiento, lo que permitiría llegar a producir hasta 15 toneladas de hidrógeno al año, una meta que dependerá de condiciones regulatorias, incentivos a la producción de hidrógeno verde y las condiciones del mercado. (El Portafolio, 2022)

Por otro lado, Ecopetrol, en auspicio con el Gobierno Nacional y con el fin de contribuir a la transición energética, ha desarrollado su piloto en la ciudad de Cartagena

a través de la puesta en marcha de la Refinería de Cartagena, en la cual se realizará la generación de hidrógeno a través de electrolisis con una planta de paneles solares, de esta forma ayudando a la transición energética.

El hidrógeno de este proyecto piloto se utilizará en principio para eliminar el azufre de los combustibles que se producen en la refinería, lo cual contribuye a mejorar la calidad del aire en el país. El electrolizador que operará Ecopetrol tiene la capacidad de dispensar hasta 647 kilogramos (kg) de hidrógeno 100% renovable al mes en un funcionamiento continuo 24 horas los siete días de la semana. (El Portafolio, 2022)

Ecopetrol dentro de los objetivos planteados espera generar la movilidad energética en pro del desarrollo sostenible, contribuir la descarbonización del país a través de las propias operaciones, lograr para aplicaciones térmicas un híbrido de hidrógeno con gas natural y poder desarrollar una nueva línea de productos energéticos con muy bajas emisiones de Co₂.

4.1.4. DOFA

ANALISIS INTERNO

FORTALEZAS

- Generación con un porcentaje muy bajo en emisiones de gases de efecto invernadero.
- Mercado de producción eléctrica de forma eficiente y competitiva.
- Factores controlables.
- Mayor empleo de recursos tecnológicos, al servicio de la sostenibilidad.
- Aporte de valor al desarrollo de energías renovables y amigables con el medio ambiente.

DEBILIDADES

- Por sus características químicas tanto el hidrogeno como el gas natural, son sustancias inflamables, por tal motivo el cuidado que se debe asegurar en su almacenamiento y distribución deber ser preciso.
- Se requiere una infraestructura óptima para su distribución.
- La tecnología adecuada para la generación debe contar con equipo importados; lo que aumenta considerablemente el presupuesto para si se deseara implementar.
- Desconocimiento en el mercado convencional sobre la mezcla hidrogeno –gas natural.

ANALISIS EXTERNO	<p style="text-align: center;">OPORTUNIDADES</p> <ul style="list-style-type: none"> • Cambio en las tendencias de generación de energía en los próximos 30 años. • Mejora en cuanto a los índices de calidad ambiental en el país. • Acompañamiento y financiación de proyectos de desarrollo sostenible a través de la ley de transición energética. • Generación de empresas sostenibles en el sector energético. • Colombia como Vector Energético en Latinoamérica. 	<p style="text-align: center;">AMENZAS</p> <ul style="list-style-type: none"> • Ausencia de un lineamiento regulatorio en los municipios sobre el uso de hidrogeno mezclado con gas natural, a nivel internacional o nacional, apenas se logran visibilizar las generalidades frente a su generación, almacenamiento y distribución. • Falta del desarrollo de la tecnología requerida en el país. • Monopolización de los proyectos promovidos por la transición energética, en el país.

4.2. Estudio Financiero

A través del estudio financiero, se lograron el desarrollo de los siguientes ítems propuestos.

4.2.1. Resumen de ofertas.

Figura N° 27.

Oferta A Energy Smart Powell Marca 2G

Precio del PPA		
Term (Years)	Costodel Capex	PPA Cost Kw/h (\$)
10	US\$ 655.000	\$0.104

Equipment		
Equipment	Output	Net Output
2G Agenitor 408C	360 kW	340 kW

G2P Savings Analysis Capex		
Agenitor 408 G2P (360KW) nG		
Electric Detail	Current	G2P
KW	277	340
Operating Hours	4380	8322
KWH	1,213,260.00	2,829,480.00
KWH Rate	\$ 0.1440	\$ 0.1040
Electricity Cost	\$ 174,709.44	\$ 294,265.92
Costs Detail		
Energy Cost	\$ 174,709.44	\$ 294,265.92
Prepa		\$ (232,735.68)
Total Energy Costs	\$ 174,709.44	\$ 61,530.24
NET KWH COST	\$ 0.1440	\$ 0.1040
CASH FLOW	\$	113,179.20

Economic Detail	
Agenitor 408 G2P (360KW) nG	
LNG Cost (MMBTU)	\$ 8.00
Fuel Consumption (MMBTU/Hr)	2.50
Capacity %	100%
Operating Hours	8322
Annual Fuel Consumption	20,805.00
Annual Fuel Cost	\$ 166,440.00
Cost of Electric Generation (Kwh)	\$ 0.05882
O&M	
O&M Cost per Hour	\$ 7.00
Operating Hours	8,322.00
O&M Cost Annually	\$ 58,254.00
O&M Cost per Kwh	0.02059
Total Operations Costs	\$ 224,694.00
Lease	\$ -
Total Operations Costs (Kwh)	\$ 0.0794
ROI (Anos)	5.79
Turnkey Project Cost	\$ 655,000.00

TRM		\$ 4.200
DATOS DE ENTRADA		
POTENCIA		0,34 MW
PRECIO	USD 0,10400	\$ 436,80 kWh
OPEX	USD 0,02059	\$ 86,48 kWh
COMBUST.	USD 0,05882	\$ 247,04 kWh
CAPEX	USD 655.000,00000	\$ 2.751.000.000,00

Nota: la gráfica describe y detalla los valores proporcionados por la empresa Energy Smart Powell Marca 2G. ver anexo 9

Fuente. Cotizacion Smart Power

Figura N° 28.
Oferta B Innio Marca JGS



Oficina Principal
Calle 127 # 14 -54 Of. 709
Gradeco Business Plaza
Teléfono: (57-1) 3779000
Celular: (57) 313 4222732
Bogotá, Colombia

Centro de Servicio:
Terminal Terrestre de Carga
KM 3.5 Autopista Medellín Costado Sur
Módulo 6 - Bodega 25 y 26
Cota, Cundinamarca

Generación Eléctrica
Compresión
Bombeo
Equipos de Superficie
Repuestos y Servicios

PROYECTO Proyecto Calera 1 X JGS 312 VERSIÓN D802

Fecha: 16 de mayo de 2022

1. Análisis de Factibilidad - Caso Cogeneración - PRELIMINAR

Descripción	Unidad	Valor
TOTAL CAPEX (Equipos + EPC)	USD	\$ 606,766.65
CAPEX por MW instalado	USD/MW	\$ 1,164,619.29
CAPEX por kWh Generado	USD/kWh	\$ 1.90
TOTAL OPEX	USD	\$ 1,131,149.64
OPEX por kWh Generado	USD/kWh	\$ 3.54
TOTAL FUEL GAS	USD	\$ 989,781.64
FUEL GAS por kWh Generado	USD/kWh	\$ 3.10
CAPEX	COP\$/kWh	\$ 77.05
FUEL GAS	COP\$/kWh	\$ 125.69
O&M	COP\$/kWh	\$ 143.64
TAXES	COP\$/kWh	\$ 21.34
COE (incluye la tarifa cogeneración)	COP\$/kWh	\$ 367.73
Valor presente neto	USD	\$ 102,082.66
Rentabilidad	%	18.26%
PAY BACK SIMPLE	Años	\$ 3.66

Variables operativas		Variables Financieras	
No. Equipos	1	TRM (COP\$/EUR)	4233
Potencia Instalada kWe	521	TRM (COP\$/USD)	4057
Potencia kWe	521	% Equipos vs Capex	65%
Horas Operación Proyecto	59999	Años Depreciación	7.0
Horas Operación/Año	8640.0	Tasa de Dcto. VPN	13%
Tiempo Proyecto (años)	7.0	Imp. Renta	33%
Factor @ Curva de Carga	100.0%	Variables Energéticas	
Consumo de Red	0.0%	Costo energía Usuario (COP\$/kWh)	485
Disponibilidad Equipo	96.0%	Costo Gas (COP\$/m3)	1100
Vapor (kg/h)	0.0		
Frío (Ton/h)	0.0	LHV (kWh/Nm3)	11.38
Beneficios Tributarios	SI	Costo Gas (USD\$/MMBTU)	6.70

TRM		\$ 4.200	
DATOS DE ENTRADA			
POTENCIA		0,521	MW
PRECIO		\$ 485,00	kWh
OPEX		\$ 143,64	kWh
COMBUST.		\$ 125,69	kWh
CAPEX	USD 606.766,65	\$ 2.548.419.930,00	

Nota: la gráfica describe y detalla los valores proporcionados por la empresa Innio Marca JGS. ver anexo

Autor: Pegsa. Ver anexo 10

El valor del combustible se determina de acuerdo con el consumo de cada máquina, como se puede observar en la oferta de la fig. 27 el precio debe de \$247,04 por kW-hora y la oferta de la fig. 27 el precio debería ser de \$125,69 por kW-hora, teniendo en cuenta que 1 metro cubico de gas natural produce o equivale q 11,7 kW-hora y el sitio donde se determine instalar la maquina se negocia con el distribuidor de gas correspondiente el valor del metro cubico eso si buscando el mejor precio ojala en mercado no regulado.

4.2.2. Análisis Financiero

Tabla No 4

Resumen Análisis Financiero Smart Power.

RESUMEN MODELO FINANCIERO SMART POWER

TIR Proyecto Anual		1,78%
ROI		-2%
OPEX	\$	86,48
CAPEX	\$	2.751.000.000,00

Nota: la tabla resume las medidas que se obtuvieron a partir de los datos proporcionados a través de Smart Power

Fuente. Autor. Ver anexo 11.

En el caso del cuadro de SMART POWER, nos muestra unos indicadores que no favorecen el proyecto debido a que la TIR de 1,78 es muy baja, a pesar de ser positiva. Recordemos que la TIR al ser positiva nos indica que el proyecto es bueno financieramente, es decir que deja una ganancia después de la inversión. Sin embargo, el valor esta ganancia es muy baja lo cual no la hace atractiva para inversionistas.

Ahora si analizamos el ROI nos arroja un resultado negativo de -2%, que es un indicador que muestra que se pierde dinero frente a la inversión.

El OPEX de \$86,48 nos indica que al sumar todos los costos operativos del proyecto en un periodo de un (1) año que es que normalmente se utiliza, es posible identificar según estos costos cual es el más favorable para el proyecto.

Finalmente, el CAPEX de Smart Power, podemos definirlo como los gastos de capital en contraposición a los operativos. Representa la inversión realizada en el activo fijo, también llamado activo no corriente o inmovilizado. Se trata de bienes y derechos destinados a permanecer por más de un año en operación. En el caso de la opción de Smart Power \$2.751.000.000 representa la única cifra benevolente del cuadro resumen.

Tabla N° 5

Resumen Análisis Financiero Smart Power.

RESUMEN MODELO FINANCIERO		
PEGSA		
TIR Proyecto Anual		40,86%
ROI		20%
OPEX	\$	143,64
CAPEX	\$	2.548.419.930,00

Nota: la tabla resume las medidas que se obtuvieron a partir de los datos proporcionados a través de Pegsa.

Fuente. Autor, ver anexo 12

Por otro lado, al revisar las cifras de la opción Pegsa, son mejores en términos de factibilidad, en Colombia este tipo de inversiones todavía no son seguras a pesar que existen algunos incentivos tributarios ambientales y energéticos, pues apenas se está regulando este tipo de inversiones en el país.

La TIR de Pegsa de 40,86% es un buen indicador para este proyecto, de manera que cuanto mayor sea la TIR mayor la rentabilidad. Realizando el cálculo de la tasa interna de rentabilidad es más probable la inversión. Al igual que ocurre con el VAN, cuanto más alta sea la TIR mayor rentabilidad se obtendrá por el dinero invertido, esto quiere decir, que si tenemos un TIR alto obtendremos por la inversión un interés alto, lo cual se obtendrá por cada 100 pesos, se ganara 40,86 pesos en el periodo, en este caso de un año.

En el ROI de \$20 de Pegsa es favorable, eso significa que cada año se ganaría 20% de la cantidad invertida inicialmente. Revisando el OPEX y CAPEX son muy favorables para el proyecto. Sin embargo, es bueno recordar que en términos de factibilidad en Colombia este tipo de inversiones son poco seguras debido a la volatilidad de los combustibles, del dólar y que el marco tributario aun es incipiente.

Capítulo 5: Conclusiones.

5.1. Conclusiones

De acuerdo a la identificación de las características técnicas del sistema de alumbrado público del municipio de la Calera fue posible establecer que el equipo con mejores características técnicas para generar energía eléctrica a partir de la mezcla de gas natural e hidrogeno, es el equipo JGS 312 GS –NL, el cual tiene una eficiencia de producción de 38% y emite niveles de NOX menores que 500 mg/Nm³ y niveles de Co2 menores que 650 mg/Nm³.

El equipo JGS 312 GS –NL soporta la carga energética de 2028 luminarias que suman en promedio 151240 Kw/h necesaria para el alumbrado público del municipio; sin embargo, el estudio financiero arrojo que solo es factibilidad si se compra el equipo productor de hidrogeno, por otro lado si se tiene en cuenta la compra del gas con el hidrogeno, sigue siendo costoso para una posible generación y distribución del servicio eléctrico.

Teniendo en cuenta la definición de los criterios técnicos, como lo son la capacidad de carga del sistema, el número de luminarias, el consumo actual y el consumo proyectado; al igual los criterios financieros como la Tir, el opex y el capex, para el sistema de generación de energía eléctrica a partir de gas natural mezclado con Hidrogeno verde en el sistema de alumbrado de público, para el municipio de la Calera (Cundinamarca), se encuentra que tal proceso para generación de energía no es viable debido a que aunque se cuenta con la tecnología adecuada, en el país no existe un marco regulatorio y tributario que facilite la importación de los equipos requeridos.

Al evaluarse las condiciones del proceso, con el fin de reducir el impacto ambiental de la prestación del servicio de alumbrado público, a través del uso de energías limpias y renovables, se tiene que de contar con todos los elementos necesario y siendo viable financieramente no es atractivo para invertir, el uso del hidrogeno mezclado con gas natural, favorece la descarbonización, la disminución en las emisiones de gases efecto invernadero y ayuda a retrasar los efectos producidos por el cambio climático; además de lo anterior permite que el país cumpla con los objetivos del desarrollo sostenible, como:

Objetivo 7. Energía Asequible y no contaminante.

Objetivo 11. Ciudades y comunidades sostenibles

Objetivo 13. Acciones por el Clima

Conclusión técnica y de mercado

Como conclusión se puede afirmar que de acuerdo con el objetivo general de esta investigación no es factible financieramente, desarrollar un proyecto como el planteado en el presente trabajo de investigación, sumándole que las políticas gubernamentales carecen de una mayor cobertura; existe una regulación nacional, sin embargo esta no es clara y cuenta con criterios definidos.

De las cotizaciones y el análisis financiero, se puede establecer que el rubro de \$125,69 KW/h para la compra del blending de gas natural con hidrogeno aun es bastante costosa en el país y a pesar de existir numerables beneficios económicos para los emprendedores en este campo del sector energético de acuerdo con la Ley de transición energética del país, no se logra alcanzar precios competitivos.

De acuerdo al ROI, La TIR, el Opex y el Capex obtenidos del análisis financiero de la cotización propuesta por la empresa Pegsa, que es la que maneja el equipo que se escogió y el escenario más favorable para el combustible, se determina que aunque las cifras obtenidas del 20% para el ROI, de 40.86% de la TIR anual, un Opex de \$ 143,64 y un Capex de \$2.548.419.930,00, generan ganancia para la inversión del proyecto, aun así las cifras de ganancia no son muy altas y demarcan un escenario poco seguro.

Sin embargo el proyecto a nivel técnico y de mercado, puede considerarse factible teniendo en cuenta que ya existe la tecnología y demás herramientas que pueden hacer de este sistema de generación de energía eléctrica algo real, y también considerando que Latinoamérica cuenta ya con proyectos en desarrollo que buscan propiciar la transición energética hacia el hidrogeno.

Referencias

Acolgen. (2020). Obtenido de <https://acolgen.org.co/>

Alcaldía municipal de La Calera. (2014). *Agenda ambiental*. Obtenido de

http://sigam.car.gov.co/pluginfile.php/9803/mod_resource/content/1/Agenda%20Ambiental%20-%20La%20Calera.pdf

Alcaldía Municipal de La Calera. (18 de Noviembre de 2021). *Información Municipio de La Calera*. Obtenido de [https://www.lacalera-](https://www.lacalera-cundinamarca.gov.co/MiMunicipio/Paginas/Informacion-del-Municipio.aspx)

[cundinamarca.gov.co/MiMunicipio/Paginas/Informacion-del-Municipio.aspx](https://www.lacalera-cundinamarca.gov.co/MiMunicipio/Paginas/Informacion-del-Municipio.aspx)

ANDESCO. (s.f.). *¿Cómo se ve 2021 en términos de generación de energía?* Obtenido de ANDESCO: www.andesco.org.co/2021/01/15/como-se-ve-2021-en-terminos-de-generacion-de-energia/

Andrade, J. (01 de Abril de 2020). *Actualización del perfil ambiental del municipio de la Calera, Cundinamarca*. Obtenido de

<https://repository.usta.edu.co/handle/11634/21459?show=full>

BBC. (31 de Marzo de 2021). *BBC News*. Obtenido de Hidrógeno verde: 6 países que lideran la producción de una de las "energías del futuro" :

<https://www.bbc.com/mundo/noticias-56531777>

Bennaceur, B., Clark, F., Ramakrishnan, T., Roulet, C., & Stout, E. (2005). *El hidrógeno, Un futuro portador energético*. Obtenido de

http://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/spanish05/sum05/p34_47.pdf.

Caballero, N. O. (18 de Agosto de 2021). *Asuntos legales*. Obtenido de Ley de Transición energética.

Caceres, D. (07 de Enero de 2021). *Llega el hidrogeno ducto, la solución para mover el hidrógeno verde*. Obtenido de El Agora Diario:

<https://www.elagoradiario.com/desarrollo-sostenible/cambio-climatico/hidrogeno-ducto-hidrogeno-verde/>

Caribe, P. p. (s.f.). <https://h2lac.org>. Obtenido de <https://h2lac.org>:

[https://h2lac.org/paises/colombia/#:~:text=A%20diciembre%20de%202018%2C%20la,5%25%20con%20carb%C3%B3n\)%20y%20aproximadamente](https://h2lac.org/paises/colombia/#:~:text=A%20diciembre%20de%202018%2C%20la,5%25%20con%20carb%C3%B3n)%20y%20aproximadamente)

Carrasco, p. (Octubre de 2014). *Implementación de un sistema de pilas de combustible como una unidad de potencia en una aeronave*. Obtenido de

<https://biblus.us.es/bibing/proyectos/abreproy/60256/fichero/IMPLEMENTACION%20DE%20UN%20SISTEMA%20DE%20PILAS%20DE%20COMBUSTIBLE%20COMO%20UNA%20UNIDAD%20AUXILIAR%20DE%20POTENCIA%20EN%20UNA%20AERONAVE.pdf>

Carvajal, H., Babativa, J., & Alonso, J. (2010). Estudio sobre producción de H con hidroelectricidad para una economía de hidrógeno en Colombia. *Ingeniería y Competitividad*, 31-42. Obtenido de Ingeniería y Competitividad.

Castillo, E. (2021). Obtenido de Congreso Latinoamericano de Hidrogeno.

Congreso de la Republica de Colombia. (09 de Junio de 2015). *Funcion Publica*.

Obtenido de

<https://www.funcionpublica.gov.co/eva/gestornormativo/norma.php?i=61933>

Cruz, C., Olivares, S., & Gonzalez, M. (2014). *Metodología de la Investigación*. Mexico

D.F: Grupo Editorial Patria.

DANE. (Junio de 2022). *Departamento Administrativo Nacional De Estadística*.

Obtenido de Proyecciones Poblacionales 2018-2024:

<https://www.dane.gov.co/index.php/estadisticas-por-tema/demografia-y-poblacion/proyecciones-de-poblacion>

Departamento Nacional de Planeacion (DNP). (2018). *DNP revela desorden en prestación de servicio de alumbrado público en el país*. Obtenido de

<https://www.dnp.gov.co/Paginas/DNP-revela-desorden-en-prestaci%C3%B3n-de-servicio-de-alumbrado-p%C3%BAblico-en-el-pa%C3%ADs.aspx>

Departamento Nacional de Planeacion (DNP). (s.f.).

El Espectador. (26 de Noviembre de 2020). Colombia se compromete a reducir en 51% la emisión de gases de efecto invernadero para 2030. *El Espectador*.

El Portafolio. (17 de Marzo de 2022). *Promigas y Ecopetrol arrancan con los pilotos de hidrógeno*. Obtenido de <https://www.portafolio.co/negocios/empresas/promigas-y-ecopetrol-arrancan-con-los-pilotos-de-hidrogeno-563063>

Enel. (2021). *Enel -Generacion*. Obtenido de <https://www.enel.com.co/es/conoce-enel/enel-generacion/innovacion-tecnologica.html>

Enel. (2022). *Enel - Distribucion* . Obtenido de

<https://www.enel.com.co/es/personas/normatividad-y-seguridad/reglamento-de-comercializacion.html>

Enerdata. (2020). *Estadísticas sobre la transición energética global*. Obtenido de

<https://datos.enerdata.net/>

Energia Estrategica. (27 de Abril de 2022). *Colombia: El 2022 comenzó con 11 MW en operaciones pero promete cerrarlo con más de 3 GW*. Obtenido de

<https://www.energiaestrategica.com/colombia-el-2022-comenzo-con-11-mw-en-operaciones-pero-promete-cerrarlo-con-mas-de-3-gw/#:~:text=de%20abril%202022-,Colombia%3A%20El%202022%20comenz%C3%B3%20con%2011%20MW%20en%20operaciones%20pero,solares%20fotovoltaicos>

Fernandez, S. D. (2018). *Estudio de viabilidad acerca del uso de un sistema de almacenamiento basado en hidrogeno como alternativa al almacenamiento en batería de una instalación fotovoltaica aislada para abastecer a una vivienda*.

Obtenido de Biblus:

<https://biblus.us.es/bibing/proyectos/abreproy/71301/fichero/TFM-1301-DELGADO.pdf>

Findeter. (18 de Julio de 2016). *Findeter*. Obtenido de

<https://www.findeter.gov.co/alumbradopublicoled/docum/DECRETO2424-2006DISPOSICIONESDEALUMBRADO.pdf>

Foro Nuclear. (s.f.). *¿Que es el Hidrogeno?* Obtenido de

<https://www.foronuclear.org/descubre-la-energia-nuclear/preguntas-y-respuestas/sobre-energia-nuclear/que-es-el-hidrogeno/>

Gobierno de Colombia. (2020).

H2 Lac. (s.f.). *Plataforma para el desarrollo del Hidrogeno Verde en Latinoamerica y el*

Caribe. Obtenido de Disponibilidad de energías renovables:

[https://h2lac.org/paises/colombia/#:~:text=Colombia%20est%C3%A1%20dentro%20de%20los,mundial%20\(Minenerg%C3%ADa%2C%202020\).](https://h2lac.org/paises/colombia/#:~:text=Colombia%20est%C3%A1%20dentro%20de%20los,mundial%20(Minenerg%C3%ADa%2C%202020).)

Iberdrola S.A. (2022). : [https://www.iberdrola.com/conocenos/energetica-del-](https://www.iberdrola.com/conocenos/energetica-del-futuro/descarbonizacion-economia-principios-acciones-regulacion)

[futuro/descarbonizacion-economia-principios-acciones-regulacion](https://www.iberdrola.com/conocenos/energetica-del-futuro/descarbonizacion-economia-principios-acciones-regulacion). Obtenido de

<https://www.iberdrola.com/conocenos/energetica-del-futuro/descarbonizacion-economia-principios-acciones-regulacion>

La Región Administrativa y de Planeación Especial (RAP-E). (2020).

<https://regioncentralrape.gov.co/>. Obtenido de <https://regioncentralrape.gov.co/>:

[https://regioncentralrape.gov.co/wp-](https://regioncentralrape.gov.co/wp-content/uploads/2020/04/Balance_Energe%CC%81tico-Regio%CC%81n-Central.pdf)

[content/uploads/2020/04/Balance_Energe%CC%81tico-Regio%CC%81n-](https://regioncentralrape.gov.co/wp-content/uploads/2020/04/Balance_Energe%CC%81tico-Regio%CC%81n-Central.pdf)

[Central.pdf](https://regioncentralrape.gov.co/wp-content/uploads/2020/04/Balance_Energe%CC%81tico-Regio%CC%81n-Central.pdf)

Landeau, R. (2007). *Elaboracion de Trabajo de Investigacion*. Caracas: Alfa.

Marzol, N. (2015). *Emprendimiento de la Energia Geotermica en Colombia*. Obtenido

de <https://publications.iadb.org/publications/spanish/document/Emprendimiento-de-la-energ%C3%ADa-geot%C3%A9rmica-en-Colombia.pdf>

Metrogas. (s.f.). *¿Que es el gas natural?* Obtenido de

<http://www.metrogas.cl/porquegasnatural>

MINENERGIA. (2020).

Ministerio De Energia (MinEnergia). (22 de Marzo de 2019). *Agua: fuente de vida.*

Obtenido de <https://www.minenergia.gov.co/historico-de-noticias?idNoticia=24094573>

Mirada, J. J. (2005). *Gestión de proyectos: identificación, formulación, evaluación financiera-económica-social-ambiental*. Mexico: MMEditores.

Mis Finanzas para invertir. (20 de febrero de 2020). *Inversiones sostenibles*. Obtenido de EL FUTURO PROMETEDOR DE LA ENERGÍA EÓLICA EN COLOMBIA Y EL MUNDO

Montes, S. (19 de Febrero de 2019). *Diario La Republica*. Obtenido de Las plantas

hidroelectricas, representan el 68% de la oferta energetica en Colombia:

[https://www.larepublica.co/especiales/efecto-hidroituango/las-plantas-](https://www.larepublica.co/especiales/efecto-hidroituango/las-plantas-hidroelectricas-representan-68-de-la-oferta-energetica-en-colombia-2829562)

[hidroelectricas-representan-68-de-la-oferta-energetica-en-colombia-2829562](https://www.larepublica.co/especiales/efecto-hidroituango/las-plantas-hidroelectricas-representan-68-de-la-oferta-energetica-en-colombia-2829562)

Mosquera, P. (26 de Abril de 2021). *El hidrógeno, un combustible cada vez más*

atractivo para el transporte marítimo. Obtenido de Energias Renovables: El

periodismo de las Energias limpias: [https://www.energias-](https://www.energias-renovables.com/hidrogeno/el-hidrogeno-un-combustible-cada-vez-mas-20210426)

[renovables.com/hidrogeno/el-hidrogeno-un-combustible-cada-vez-mas-](https://www.energias-renovables.com/hidrogeno/el-hidrogeno-un-combustible-cada-vez-mas-20210426)

[20210426](https://www.energias-renovables.com/hidrogeno/el-hidrogeno-un-combustible-cada-vez-mas-20210426)

Neira, J. (2022 de Enero de 2022). *Gobierno colombiano invertirá US\$2.500 millones para producción de hidrógeno*. Obtenido de Valora Analitik:
<https://www.valoraanalitik.com/2022/01/16/gobierno-colombiano-invertira-us2-500-millones-produccion-hidrogeno/>

Organismo supervisor de la inversion en energia y mineria (Osinergmin). (2013). *Introduccion a las Energias Renovables*. Obtenido de
<http://www2.osinerg.gob.pe/EnergiasRenovables/contenido/IntroduccionEnergiasRenovables.html#:~:text=Se%20denomina%20Energ%C3%ADa%20Renovable%20a,de%20regenerarse%20por%20medios%20naturales.>

Posso, F., & Contreras, A. (Diciembre de 2010). *Desarrollo en Venezuela de un sistema energético basado en el hidrógeno. Parte IV: Usos finales*. Obtenido de Scielo:
http://ve.scielo.org/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S0254-07702010000300001

Presidencia de la Republica. (10 de junio de 2021). *Ley 2099 del 10 de junio de 2021*. Obtenido de
<https://dapre.presidencia.gov.co/normativa/normativa/LEY%202099%20DEL%2010%20DE%20JULIO%20DE%202021.pdf>

Presidencia de la Republica de Colombia. (10 de Julio de 2021). *Ley de Transicion Energetica*. Obtenido de
<https://dapre.presidencia.gov.co/normativa/normativa/LEY%202099%20DEL%2010%20DE%20JULIO%20DE%202021.pdf>

Raballo, S. (2020). *El motor a gas Jenbacher* J420 ayuda a cumplir la promesa de la energía renovable global mediante el uso de hidrógeno*. Obtenido de Jenbacher: https://www.innio.com/images/medias/files/2764/innio_casestudy_hychico_2020_a4_es_screen_ijb-420016-es.pdf

Real Academia Española (RAE). (2 de Enero de 2022). *Diccionario*. Obtenido de <https://dle.rae.es/contenido/cita>

Región Administrativa y de Planificación Especial (RAPE). (2020). *Balance energetico y potencial energetico de generacion en la region central*. Obtenido de https://regioncentralrape.gov.co/wp-content/uploads/2020/04/Balance_Energe%CC%81tico-Regio%CC%81n-Central.pdf

Reyes, M. (Octubre de 2016). *PRODUCCIÓN DE HIDRÓGENO A PARTIR DEL REFORMADO DE BIOETANOL EN UN REACTOR CATALÍTICO DE MEMBRANA*. Obtenido de https://upcommons.upc.edu/bitstream/handle/2117/102857/TFM_Marianela%20Reyes.pdf?sequence=2&isAllowed=y

Sampieri, R., Collado, C., & Pilar, L. (2003). *Metodología de la Investigación*. Mexico: MacGraw-Hill Interamericana.

Smink, V. (31 de Marzo de 2021). Hidrógeno verde: 6 países que lideran la producción de una de las "energías del futuro" (y cuál es el único latinoamericano). *BBC News Mundo*.

Solera, D. (16 de Julio de 2019). *Producción de Hidrógeno*. Obtenido de Ariema:

<http://www.ariema.com/produccion-de-h2>

Statista Research Department. (05 de Mayo de 2022). *Statista*. Obtenido de

<https://es.statista.com/estadisticas/1238176/capacidad-instalada-energia-solar-colombia/#:~:text=La%20capacidad%20instalada%20para%20la,en%20relaci%C3%B3n%20al%20a%C3%B1o%20previo.>

Suarez, A. (28 de Julio de 2021). *Portafolio*. Obtenido de Los tres ensayos, que

supervisa la nación, son desarrollados por las petroleras Ecopetrol y Parex en la región del pie de monte llanero. Con la hidrocarburífera nacional se ejecuta el piloto Chichimene, en el municipio de Acacías (Meta). Su capacidad inst:

<https://www.portafolio.co/negocios/empresas/con-cuatro-pilotos-el-pais-genera-energia-geotermica-y-biomasa-554531>

Tapia, P. (16 de Febrero de 2022). *La carrera por el hidrógeno verde en América*

Latina, rumbo a la descarbonización. Obtenido de Forbes Colombia:

<https://forbes.co/2022/02/16/actualidad/la-carrera-por-el-hidrogeno-verde-en-america-latina-rumbo-a-la-descarbonizacion/>

The Economist. (27 de Octubre de 2021). *Industrias de todo tipo se suman a fiebre del*

hidrógeno. Obtenido de Gestion: The Economist: Industrias de todo tipo se suman a la fiebre del hidrogeno. (2022). Retrieved 14 May 2022, from

<https://gestion.pe/economia/mercados/the-economist-industrias-de-todo-tipo-se-suman-a-fiebre-del-hidrogeno-noticia/>

Unidad de Planeación Minera Energética (UPME). (2007). *Alumbrado público exterior*.

Obtenido de http://www.upme.gov.co/Docs/Alumbrado_Publico.pdf

Urrego, A. (18 de Marzo de 2022). *Promigas y Ecopetrol inauguran proyecto piloto para generación de hidrógeno verde*. Obtenido de Diario La Republica:

<https://www.larepublica.co/empresas/promigas-pondra-en-marcha-su-proyecto-piloto-para-generacion-de-hidrogeno-verde-3325410>

Ursua, A., Gandía, L., & Sanchis, P. (2012). Hydrogen Production From Water

Electrolysis: Current Status and Future Trends. *Proceedings of the IEEE*, 410-426.

Vasquez, R., & Salinas, F. (2018). *Tecnologías del Hidrógeno y perspectivas para Chile*. Santiago de Chile: Deutsche Gesellschaft für.

Wang, Z. (2012). Comparison of thermochemical, electrolytic, photoelectrolytic and photochemical solar-to-hydrogen production technologies. *International journal of hydrogen energy*.

Winter, C. (s.f.).

Winter, C., Sizmann, R., & Vant-Hull, L. (1991). Obtenido de Solar Power Plants.

Fundamentals, Technology, Systems, Economics,

Consumo de energía AP La Calera -A6

MUNICIPIO	NRO_CUENTA	NRO_SERVICIO	CATEGORIA	ESTRATO	PERIODO	CICLO	UBICACION	DIRECCION	PROPIETARIO	CONSUMO kwh	VALOR_CONSUMO pesos	IAP
LA CALERA	2123440	2123440	AlumbradoPu	0	202101	64	U	MUNICIPIO L	MUNICIPIO DE	98.719	42.894.946	0
LA CALERA	2123440	2123440	AlumbradoPu	0	202102	64	U	MUNICIPIO L	MUNICIPIO DE	89.166	40.293.777	0
LA CALERA	2123440	2123440	AlumbradoPu	0	202103	64	U	MUNICIPIO L	MUNICIPIO DE	98.719	44.878.408	0
LA CALERA	2123440	2123440	AlumbradoPu	0	202104	64	U	MUNICIPIO L	MUNICIPIO DE	95.535	43.691.518	0
LA CALERA	2123440	2123440	AlumbradoPu	0	202105	64	U	MUNICIPIO L	MUNICIPIO DE	98.719	45.418.559	0
LA CALERA	2123440	2123440	AlumbradoPu	0	202106	64	U	MUNICIPIO L	MUNICIPIO DE	95.535	44.217.391	0
LA CALERA	2123440	2123440	AlumbradoPu	0	202107	64	U	MUNICIPIO L	MUNICIPIO DE	98.719	45.965.215	0
LA CALERA	2123440	2123440	AlumbradoPu	0	202108	64	U	MUNICIPIO L	MUNICIPIO DE	98.719	46.241.006	0
LA CALERA	2123440	2123440	AlumbradoPu	0	202109	64	U	MUNICIPIO L	MUNICIPIO DE	95.535	45.018.089	0
LA CALERA	2123440	2123440	AlumbradoPu	0	202110	64	U	MUNICIPIO L	MUNICIPIO DE	98.719	47.448.823	0
LA CALERA	2123440	2123440	AlumbradoPu	0	202111	64	U	MUNICIPIO L	MUNICIPIO DE	95.535	46.836.817	0
LA CALERA	2123440	2123440	AlumbradoPu	0	202112	64	U	MUNICIPIO L	MUNICIPIO DE	98.719	49.365.759	0
LA CALERA	2123440	2123440	AlumbradoPu	0	202201	64	U	MUNICIPIO L	MUNICIPIO DE	98.719	50.106.250	0
LA CALERA	2123440	2123440	AlumbradoPu	0	202202	64	U	MUNICIPIO L	MUNICIPIO DE	89.166	45.936.353	0

638.312.911

PROMEDIO MENSUAL: 45.593.779

MUNICIPIO	NRO_CUENTA	NRO_SERVICIO	CATEGORIA	ESTRATO	PERIODO	CICLO	UBICACION	DIRECCION	PROPIETARIO	CONSUMO kwh	VALOR_CONSUMO pesos	IAP
LA CALERA	1675105	1675105	Comercial	0	202101	37	R	PATIOS-CALER	CONSULTORIA	1.776	892.027	53.522
LA CALERA	1675105	1675105	Comercial	0	202102	37	R	PATIOS-CALER	CONSULTORIA	1.496	755.149	45.309
LA CALERA	1675105	1675105	Comercial	0	202103	37	R	PATIOS-CALER	CONSULTORIA	1.506	790.604	47.436
LA CALERA	1675105	1675105	Comercial	0	202104	37	R	PATIOS-CALER	CONSULTORIA	1.691	893.050	53.583
LA CALERA	1675105	1675105	Comercial	0	202105	37	R	PATIOS-CALER	CONSULTORIA	1.463	777.275	46.637
LA CALERA	1675105	1675105	Comercial	0	202106	37	R	PATIOS-CALER	CONSULTORIA	1.619	865.316	51.919
LA CALERA	1675105	1675105	Comercial	0	202107	37	R	PATIOS-CALER	CONSULTORIA	1.513	813.514	48.811
LA CALERA	1675105	1675105	Comercial	0	202108	37	R	PATIOS-CALER	CONSULTORIA	1.471	795.677	47.741
LA CALERA	1675105	1675105	Comercial	0	202109	37	R	PATIOS-CALER	CONSULTORIA	1.367	743.859	44.632
LA CALERA	1675105	1675105	Comercial	0	202110	37	R	PATIOS-CALER	CONSULTORIA	1.626	890.104	53.406
LA CALERA	1675105	1675105	Comercial	0	202111	37	R	ALCALDIA MU	PATIOS-CALER	1.495	834.760	50.086
LA CALERA	1675105	1675105	Comercial	0	202112	37	R	PATIOS-CALER	CONSULTORIA	1.601	911.826	54.710
LA CALERA	1675105	1675105	Comercial	0	202201	37	R	PATIOS-CALER	CONSULTORIA	1.562	907.406	54.444
LA CALERA	1675105	1675105	Comercial	0	202202	37	R	PATIOS-CALER	CONSULTORIA	1.388	818.420	49.105

11.688.987

PROMEDIO MENSUAL: 834.928

MUNICIPIO	NRO_CUENTA	NRO_SERVICIO	CATEGORIA	ESTRATO	PERIODO	CICLO	UBICACION	DIRECCION	CONSUMO kwh	VALOR_CONSUMO pesos	IAP	
LA CALERA	1675107	1675107	Comercial	0	202101	36	R	VD SAN RAFAEL ST EMBALSE CT BOGOTA CALERA	3.337	1.676.066	100.564	502,267306
LA CALERA	1675107	1675107	Comercial	0	202102	36	R	VD SAN RAFAEL ST EMBALSE CT BOGOTA CALERA	2.599	1.311.920	78.715	504,778761
LA CALERA	1675107	1675107	Comercial	0	202103	36	R	VD SAN RAFAEL ST EMBALSE CT BOGOTA CALERA	2.583	1.355.997	81.360	524,969803
LA CALERA	1675107	1675107	Comercial	0	202104	36	R	VD SAN RAFAEL ST EMBALSE CT BOGOTA CALERA	3.064	1.618.158	97.089	528,119452
LA CALERA	1675107	1675107	Comercial	0	202105	36	R	VD SAN RAFAEL ST EMBALSE CT BOGOTA CALERA	2.610	1.386.662	83.200	531,288123
LA CALERA	1675107	1675107	Comercial	0	202106	36	R	VD SAN RAFAEL ST EMBALSE CT BOGOTA CALERA	2.696	1.440.947	86.457	534,47589
LA CALERA	1675107	1675107	Comercial	0	202107	36	R	VD SAN RAFAEL ST EMBALSE CT BOGOTA CALERA	2.745	1.475.939	88.556	537,682696
LA CALERA	1675107	1675107	Comercial	0	202108	36	R	VD SAN RAFAEL ST EMBALSE CT BOGOTA CALERA	2.728	1.475.599	88.536	540,908724
LA CALERA	1675107	1675107	Comercial	0	202109	36	R	VD SAN RAFAEL ST EMBALSE CT BOGOTA CALERA	2.450	1.333.178	79.991	544,154286
LA CALERA	1675107	1675107	Comercial	0	202110	36	R	VD SAN RAFAEL ST EMBALSE CT BOGOTA CALERA	2.750	1.505.403	90.324	547,419273
LA CALERA	1675107	1675107	Comercial	0	202111	36	R	ALCALDIA MUNICIPAL DE LA CALERA	2.651	1.480.233	88.814	558,367786
LA CALERA	1675107	1675107	Comercial	0	202112	36	R	VD SAN RAFAEL ST EMBALSE CT BOGOTA CALERA	2.832	1.612.923	96.775	569,534958
LA CALERA	1675107	1675107	Comercial	0	202201	36	R	VD SAN RAFAEL ST EMBALSE CT BOGOTA CALERA	2.621	1.522.607	91.356	580,925982
LA CALERA	1675107	1675107	Comercial	0	202202	36	R	VD SAN RAFAEL ST EMBALSE CT BOGOTA CALERA	2.312	1.363.247	81.795	589,639706
										20.558.879		
									PROMEDIO	1.468.491		

PROMEDIO MENSUAL DE LAS 3 CUENTAS: \$ 47.897.198

Technical specification

agenitor 412 H2 - techn. data prognosticated - | ct0-0



Design:

360 kW el.
400 V / 50 Hz
Hydrogen
Hi = 3,00 kWh/Nm³

Exhaust cooling to 120 °C

1 Genset	3
1.1 Engine	3
1.2 Generator (utility planning data)	4
2 Mixture composition	4
2.1 Combustion air	4
2.2 Fuel	5
3 Integrated heat extraction	5
3.1 Heating circuit	5
3.2 Engine circuit	5
3.3 Mixture cooling water circuit - low temperature (LT)	5
4. Exhaust system	6
5 Ventilation	6
6 Operating fluids	6
7 Electronics and software	6
8 Interfaces	7
8.1 Dimensions and weights	7
8.2 Water / gas transfer points	8
8.3 Electrical connections / utility interface	8
8.4 Data interfaces	8
9 Technical boundary conditions	9

Subject to technical changes!

Note: Figure on cover page may differ

1 Genset

	50 %	75 %	100 %	Load
Electrical power	180	270	360	kW ⁽⁵⁾
Recoverable thermal output	222	301	371	kW ⁽²⁾
Energy input	492	691	890	kW ⁽¹⁾
Efficiencies electrical	36,6	39,1	40,5	% ⁽¹⁾
Efficiencies thermal	45,1	43,6	41,7	% ^{(1), (2)}
Efficiencies total (el. + th.)	81,7	82,7	82,2	% ^{(1), (2)}
CHP coefficient	0,81	0,90	0,97	^{(1), (2)}

Exhaust emissions

NO _x	< 250	mg/Nm ³ ^{(4), (6)}
CO	< 1	mg/Nm ³ ^{(4), (6)}
HCHO	< 1	mg/Nm ³ ^{(4), (6)}

1.1 Engine

Engine manufacturer	2G	
Engine type	agenitor 412 H2 ct0	
Type / No. of cylinders	V engine / 12	
Operating method	4-stroke	
Combustion process	$\lambda > 1$	
Engine displacement	25007	ccm
Bore / Stroke	130 / 157	mm
RPM	1500	1/min
ISO standard power (mech.)	373	kW
compression ratio	11 : 1	
average effective pressure	11,9	bar
average piston speed	7,9	m/s
body of balance wheel	SAE 1	
Direction of rotation (based on balance wheel)	left	
tooth rim with number of teeth	137	
Engine dead weight	2150	kg
Mixture cooling to	50	°C
Engine surface noise **	112,4	dB(A) ⁽⁷⁾
Engine surface noise with sound reducing encapsulation (optional) ***	70	dB(A) ⁽⁷⁾

** Total sound power level at full engine load in accordance with DIN EN ISO 3746

*** Average sound pressure level under open area conditions at distance of 1 m in accordance with DIN 45635

An increased noise load must be taken into account with fresh air intake from the installation room.

1.2 Generator (utility planning data)

Manufacturer	Leroy Somer	
Type	LSA 47.2 L9 / 4p	
Generator type	Synchronous, directly coupled	
Voltage regulator (AVR)	D510C	
Rated speed	1500	1/min
Frequency	50	Hz
mechanical fuel shutoff	374	kW
Effective electrical power	360	kW
Apparent electrical power (cos φ 1.0 / cos φ 0.9)	360 / 400	kVA
Rated generator current (cos φ 1.0 / cos φ 0.9)	520 / 577	A
Rated generator voltage (\pm 10 %)	400	V
Subtransient reactance X"d	12,2	%
Short-circuit current I _k "3	6,71	kA
Power factor cos φ (inductive / capacitive)	0,9 / 0,9	
Generator circuit breaker	800	A
Additional section switch (VDE-AR-N 4105)	800	A
Efficiency (full load) at Cos φ = 1	96,4	%
Mass moment of inertia	8,3	kg · m ²
Ambient air temperature	40	°C
Stator circuit	star	
Protection class	IP 23	
Generator weight	1392	kg
Compensation	not available	
Engine startup	not available	

2 Mixture composition

2.1 Combustion air

Combustion air mass flow	3103	kg/h
Combustion air volume flow (25 °C, 1013 mbar)	2620	m ³ /h

2.2 Fuel

Fuel requirements in accordance with 'TA-004 Gas'

Reference methane number - minimum methane number	0 / 0	
Combustible mass flow	26,7	kg/h ⁽¹⁾
Combustible volume flow	297,0	Nm ³ /h ^{(6), (1)}
Gas pressure at rated load min. *	3000	mbar
Gas flow pressure at rated load max. *	10000	mbar
Gas regulation line safety pressure	10000	mbar

* At the inlet to the gas regulation line

3 Integrated heat extraction

3.1 Heating circuit

Heating water requirements in accordance with 'TA-002 Heating circuit'

Heating water volume flow ($\Delta t = 20$ K)	15,9	m ³ /h
Heating water return temperature (max)	70	°C
Heating water flow temperature (max) **	90	°C ⁽⁸⁾
Safety valve	6	bar
Operating pressure (min.)	1	bar
Internal pressure loss in heating circuit (approx.) *	300	mbar
Pressure reserve ca. *	500	mbar

3.2 Engine circuit

Coolant requirements in accordance with 'TA-001 Coolant'

Coolant heat	129	kW ⁽²⁾
Engine inflow temperature (min.)	80	°C
Engine exit temperature (max.)	88	°C
Balance inflow / exit (max.)	6	K
Recirculated coolant quantity (min.)	21,6	m ³ /h
Total cooling water circulation volume	36,7	m ³ /h
Operating pressure (max.)	2	bar
Operating pressure (min.)	1	bar
Safety valve	3,0	bar
Emergency cooling circuit Pressure reserve ca. (optional) *	250	mbar
Safety temperature limiter	110	°C
Mixture heat high temperature circuit (HT)	45	kW ⁽²⁾
Mixture coolant, inflow temperature high temperature circuit (max.)	82	°C
Mixture coolant recirculated quantity high temperature circuit (min.)	15,2	m ³ /h

3.3 Mixture cooling water circuit - low temperature (LT)

Coolant requirements in accordance with 'TA-001 Coolant'

Mixture heat low temperature circuit (LT)	33	kW ⁽²⁾
Mixture coolant, inflow temperature low temperature circuit	38	°C
Mixture cooling water outlet temperature LT	41	°C
Mixture coolant recirculated quantity low temperature circuit (min.)	11,1	m ³ /h
Safety valve	3	bar
Operating pressure (min.)	1	bar
Pressure reserve ca. *	300	mbar

* Up to / from module interface

** Heating water supply temperature max. in partial load operation < 90 °C

4. Exhaust system

Exhaust gas temperature downstream of turbine	325	°C ⁽³⁾
Exhaust temperature after exhaust heat exchanger	120	°C ⁽³⁾
Exhaust gas heat	196	kW ⁽²⁾
exhaust gas volume flow wet	2531	Nm ³ /h ⁽⁶⁾
exhaust gas volume flow dry	2251	Nm ³ /h ⁽⁶⁾
exhaust gas mass flow wet	3129	kg/h
exhaust gas mass flow dry	2891	kg/h
Exhaust back pressure downstream of turbine max.	50	mbar
Pressure reserve approx. (with catalytic converter) *	31 (26)	mbar
Exhaust outlet noise **	130	dB ⁽⁷⁾

5 Ventilation

radiant heat of module (approx.)	70	kW
Supply air volume flow min. (at $\Delta t = 15$ K)	16801	m ³ /h

6 Operating fluids

Lubricating oil approvals, see 'TA-003 Lubricating oil'

Lubrication oil consumption (\emptyset / max.)	0,15 / 0,2	g/kWh
Filling capacity lubricant (max.)	90	l
Lubricating oil filling tank fill capacity (optional)	190	l
Lubricating oil volume auxiliary tank (optional)	190	l
Motor circuit coolant fill quantity approx. (module)	172	l
Mixture cooling circuit LT coolant fill quantity approx. (module)	26	l
Coolant approvals, see 'TA-001 Coolant'		

7 Electronics and software

Grid protection device	Bachmann GSP	
Grid protection software status	> 13414	
Touchscreen display	10	"
Approval (depending on version)	VDE-AR-N 4105 / VDE-AR-N 4110	
Protection class Control cabinet	IP 54	
Protection class Power switch cabinet	IP 54	
Switch cabinet environmental temperature	0 - 35	°C
Switch cabinet relative air humidity (max.)	65	%

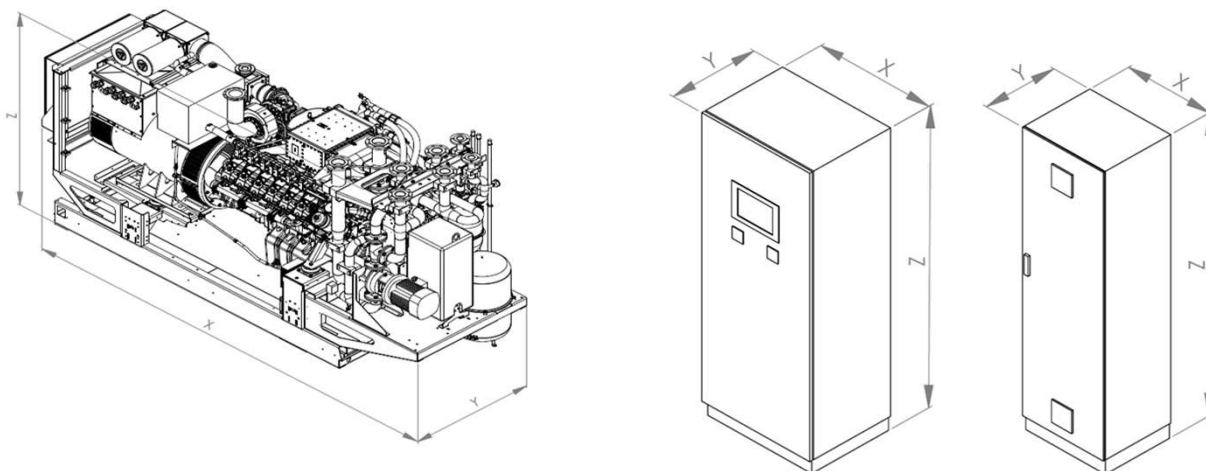
* From module interface (exhaust heat exchanger / catalytic converter in standard version and new condition)

** Total sound power level at full engine load in accordance with DIN 45635-11 Annex A

8 Interfaces

8.1 Dimensions and weights

(Figures may differ)



Length Module *	X	4545	mm
Width Module *	Y	1310	mm
Height Module *	Z	2200	mm
Weight Module (without operating fluids)		6150	kg
Weight Module with sound reducing encapsulation (optional)		7550	kg
Powder-coated CHP frame		RAL 6002	
Width Control cabinet	X	800	mm
Depth Control cabinet	Y	600	mm
Height Control cabinet	Z	2000	mm
Weight Control cabinet		200	kg
Control cabinet powder coated		RAL 7035	
Width Power switch cabinet	X	600	mm
Depth Power switch cabinet	Y	500	mm
Height Power switch cabinet	Z	2000	mm
Weight Power switch cabinet		150	kg
Power switch cabinet powder coated		RAL 7035	

*

8.2 Water / gas transfer points

Interfaces Gas	40 / 16	DN / PN
Interfaces Exhaust	/	DN / PN
Interfaces Heating circuit	80 / 16	DN / PN
Interfaces Emergency cooling circuit	80 / 16	DN / PN
Interfaces Mixture cooling circuit LT	50 / 16	DN / PN

8.3 Electrical connections / utility interface

Grid connection with pre-fuse (customer-provided)	400 V / 50 Hz	
Grid system	TN-S	
Short-circuit proof Icc (max.)	50	kA

8.4 Data interfaces

Remote maintenance access (optional) *	DSL / UMTS (SIM)
Interfaces / Data interfaces (optional):	<ul style="list-style-type: none"> - Profibus DP - Profinet IO - Modbus RTU - Modbus TCP - Ethernet IP - Hardware-Signale
Access virtual power plant (optional)	Possible after technical clarification (bus or hardware signals)

* Access for remote maintenance must be provided by the customer

9 Technical boundary conditions

Unless otherwise specified, all data is based on full engine load with the respective indicated media temperatures and subject to technical improvements. The generator output measured at the generator terminals serves as the basis for the delivered electrical power. All power and efficiency specifications are gross specifications. The fuel gas quality must conform to the specifications of 'TA-004 Gas'. The operating fluids and plant system layout must conform to the 'Technical instructions' of 2G.

- (1) Performance conditions in accordance with DIN ISO 3046. Tolerance for specific fuel use amounts to + 5% of nominal performance. Efficiency specifications are based on an engine in new condition. An abatement in efficiency over the service life is reduced with observance of the maintenance requirements.
- (2) The tolerance for usable heat output is +/- 8 % under normal load.
- (3) Data according to new condition.
The tolerance for the exhaust temperature is +/- 8 %.
- (4) Corresponding to a residual oxygen concentration in the exhaust of 5 %
- (5) Electrical generator terminal power at $\cos \varphi = 1$.
- (6) Volume specifications for normal status:

Pressure	1013 mbar
Temperature	0 °C
- (7) Standard deviation of reproducibility 4 dB in accordance with DIN EN ISO 3746
- (8) The tolerance for the Heating water flow temperature is +/- 1 °C.

Power specifications in this document relate to standard reference conditions.

Standard reference conditions in accordance with DIN ISO 3046-1:

Air pressure	1000 mbar
Air temperature	25 °C
Relative air humidity	30 %

Power reduction

Power reduction due to installation at altitude > 300 m a.s.l. and/or air suction temperature > 25 °C shall be determined specifically for each project according "TI-049 Load reduction".



Technical Description

Cogeneration Unit-Container

JMC 312 GS-N.L

Grid Parallel with Island Operat
no special Grid Code

TS JMC 312 D802 480V

Black start capability.

Stack with rain cover protection.

Distance to sea >3.000 m.

The ratings in the specification are valid for full load operation at a site installation of 2600 masl. and an air intake temperature of 25°C. For temperatures of $T_1 > 25^\circ\text{C}$ the power needs to be reduced for 2%/°C.



Electrical output	521	kW el.
Thermal output	355	kW

Emission values

NOx < 250 mg/Nm³ (5% O₂) | < 95 mg/Nm³ (15% O₂)



0.01 Technical Data (container)	5
Main dimensions and weights (container)	6
Connections	6
Output / fuel consumption	6
0.02 Technical data of engine	7
Thermal energy balance	7
Exhaust gas data	7
Combustion air data	7
Sound pressure level	8
Sound power level	8
0.03 Technical data of generator	9
Reactance and time constants (saturated) at rated output	9
0.04 Technical data of heat recovery	10
General data - Hot water circuit	10
General data - Cooling water circuit	10
connection variant 1Kc	11
0.10 Technical parameters	12
0.20 Mode of Operation	13
1.00 Scope of supply - module	14
1.01 Spark ignited gas engine	14
1.01.01 Engine design	14
1.01.02 Additional equipment for the engine (spares for commissioning)	16
1.01.03 Engine accessories	16
1.01.04 Standard tools (One Set per Genset)	16
1.02 Generator-low voltage	17
1.03 Module accessories	19
1.03.02 Automatic lube oil replenishing system incl. extension tank	20
1.04 Heat recovery	21
1.04.05 Steam boiler (Option)	21
1.05.02 Gas train >500mbar	23
1.07 Painting	23
1.11 Engine generator control panel per module- Dia.ne XT4 incl. Single synchronization of the generator breaker	24
Touch Display Screen:	25
Central engine and module control:	29
Malfunction Notice list:	30
1.11.02 Remote information by MODBUS-RTU	32



1.11.06 Remote Data-Transfer with DIA.NE XT4	33
1.11.14 Generator Overload / Short Circuit Protection	35
1.11.15 Generator Differential Protection	36
1.11.16 Generator Earth Fault Protection (nondirectional)	36
1.20.03 Starting system	36
1.20.05 Electric jacket water preheating	37
1.20.08 Flexible connections	37
1.20.10 Exhaust gas bypass (Option)	38
1.20.25 Warm water monitoring	38
1.20.26 Warm water pump	38
1.20.27 Return temperature control	38
1.20.28 Pressure compensation reservoir	39
2.00 Electrical Equipment	39
2.02 Grid monitoring device	39
2.04 Generator circuit breaker panel, IEC/EN	41
2.10.01 Master synchronization integrated into the master control	42
2.10.04 Master control for 2 modules	45
2.12 Gas warning device	48
2.13 Smoke warning device	48
3.01 Lube oil system	49
3.03.01 Exhaust gas silencer	49
3.05 Air intake and outlet system	49
3.10.03 Cooling system - dual-circuit radiator	50
3.20 Container	50
3.50 Power and control cable	52
4.00 Delivery, installation and commissioning	52
4.01 Carriage	52
4.02 Unloading	52
4.03 Assembly and installation	52
4.04 Storage	52
4.05 Start-up and commissioning	52
4.06 Trial run	53
4.07 Emission measurement with exhaust gas analyser	53
5.01 Limits of delivery - Container	53
5.02 Factory tests and inspections	54



5.02.01 Engine tests	54
5.02.02 Generator tests	54
5.02.03 Module tests	54
5.03 Documentation	55



0.01 Technical Data (container)

			Full load	Mid.	Min.
Power input	[2]	kW	1,410	1,093	774
Gas volume	*)	Nm ³ /h	124	96	68
Mechanical output	[1]	kW	543	403	263
Electrical output	[4]	kW el.	521	387	252
Recoverable thermal output					
~ Intercooler 1st stage	[9]	kW	53	20	7
~ Lube oil		kW	80	70	55
~ Jacket water		kW	222	198	155
~ Exhaust gas cooled to 498 °C		kW	~	~	~
Total recoverable thermal output	[5]	kW	355	288	217
Total output generated		kW total	876	675	468
Heat to be dissipated (calculated with Glykol 37%)					
~ Intercooler 2nd stage		kW	39	32	14
~ Lube oil		kW	~	~	~
~ Surface heat	ca. [7]	kW	54	~	~
Spec. fuel consumption of engine electric					
Spec. fuel consumption of engine electric	[2]	kWh/kWel.h	2.71	2.82	3.08
Spec. fuel consumption of engine	[2]	kWh/kWh	2.60	2.71	2.94
Lube oil consumption	ca. [3]	kg/h	0.20	~	~
Electrical efficiency			37.0%	35.4%	32.5%
Thermal efficiency			25.2%	26.3%	28.0%
Total efficiency	[6]		62.1%	61.8%	60.5%
Hot water circuit:					
Forward temperature		°C	85.0	81.2	77.2
Return temperature		°C	65.0	65.0	65.0
Hot water flow rate		m ³ /h	15.2	15.2	15.2
Fuel gas LHV		kWh/Nm ³	11.38		

*) approximate value for pipework dimensioning

[] Explanations: see 0.10 - Technical parameters

All heat data is based on standard conditions according to attachment 0.10. Deviations from the standard conditions can result in a change of values within the heat balance, and must be taken into consideration in the layout of the cooling circuit/equipment (intercooler; emergency cooling; ...). In the specifications in addition to the general tolerance of ±8 % on the thermal output a further reserve of +5 % is recommended for the dimensioning of the cooling requirements.



Main dimensions and weights (container)

Length	mm	~ 12,200
Width	mm	2500-3000
Height	mm	~ 2,600
Weight empty	kg	~ 20,900
Weight filled	kg	~ 22,000

Connections

Hot water inlet and outlet [A/B]	DN/PN	80/10
Exhaust gas outlet [C]	DN/PN	250/10
Fuel gas connection (container) [D]	mm	80/16
Fresh oil connection	G	28x2"
Waste oil connection	G	28x2"
Cable outlet	mm	800x400
Condensate drain	mm	~

Output / fuel consumption

ISO standard fuel stop power ICFN	kW	543
Mean effe. press. at stand. power and nom. speed	bar	12.40
Fuel gas type		Natural gas
Based on methane number Min. methane number	MZ	94 66 d)
Compression ratio	Epsilon	12.5
Min./Max. fuel gas pressure at inlet to gas train	bar	1 - 2 c)
Max. rate of gas pressure fluctuation	mbar/sec	10
Maximum Intercooler 2nd stage inlet water temperature	°C	50
Spec. fuel consumption of engine	kWh/kWh	2.60
Specific lube oil consumption	g/kWh	0.30
Max. Oil temperature	°C	87
Jacket-water temperature max.	°C	95
Filling capacity lube oil (refill)	lit	~ 216

c) Lower gas pressures upon inquiry

d) based on methane number calculation software AVL 3.2 (calculated without N2 and CO2)



0.02 Technical data of engine

Manufacturer		GE Jenbacher
Engine type		J 312 GS-D802
Working principle		4-Stroke
Configuration		V 70°
No. of cylinders		12
Bore	mm	135
Stroke	mm	170
Piston displacement	lit	29.20
Nominal speed	rpm	1,800
Mean piston speed	m/s	10.20
Length	mm	2,400
Width	mm	1,457
Height	mm	2,065
Weight dry	kg	3,200
Weight filled	kg	3,530
Moment of inertia	kgm ²	7.77
Direction of rotation (from flywheel view)		left
Radio interference level to VDE 0875		N
Starter motor output	kW	7
Starter motor voltage	V	24

Thermal energy balance

Power input	kW	1,410
Intercooler	kW	92
Lube oil	kW	80
Jacket water	kW	222
Exhaust gas cooled to 180 °C	kW	303
Exhaust gas cooled to 100 °C	kW	376
Surface heat	kW	26

Exhaust gas data

Exhaust gas temperature at full load	[8]	°C	498
Exhaust gas temperature at bmep= 9.2 [bar]		°C	~ 516
Exhaust gas temperature at bmep= 6 [bar]		°C	~ 544
Exhaust gas mass flow rate, wet		kg/h	3,029
Exhaust gas mass flow rate, dry		kg/h	2,808
Exhaust gas volume, wet		Nm ³ /h	2,406
Exhaust gas volume, dry		Nm ³ /h	2,130
Max.admissible exhaust back pressure after engine		mbar	60

Combustion air data

Combustion air mass flow rate		kg/h	2,931
Combustion air volume		Nm ³ /h	2,268
Max. admissible pressure drop at air-intake filter		mbar	10



Sound pressure level

Aggregate a)		dB(A) re 20 μ Pa	98
31,5 Hz		dB	83
63 Hz		dB	90
125 Hz		dB	94
250 Hz		dB	94
500 Hz		dB	93
1000 Hz		dB	92
2000 Hz		dB	89
4000 Hz		dB	89
8000 Hz		dB	92
Exhaust gas b)		dB(A) re 20 μ Pa	115
31,5 Hz		dB	108
63 Hz		dB	119
125 Hz		dB	113
250 Hz		dB	117
500 Hz		dB	112
1000 Hz		dB	111
2000 Hz		dB	103
4000 Hz		dB	101
8000 Hz		dB	98

Sound power level

Aggregate	dB(A) re 1pW	118
Measurement surface	m ²	97
Exhaust gas	dB(A) re 1pW	123
Measurement surface	m ²	6.28

a) average sound pressure level on measurement surface in a distance of 1m (converted to free field) according to DIN 45635, precision class 3.

b) average sound pressure level on measurement surface in a distance of 1m according to DIN 45635, precision class 2.

The spectra are valid for aggregates up to bmep=15 bar. (for higher bmep add safety margin of 1dB to all values per increase of 1 bar pressure).

Engine tolerance \pm 3 dB



0.03 Technical data of generator

Manufacturer		STAMFORD e)
Type		CG 634 J e)
Type rating	kVA	783
Driving power	kW	543
Ratings at p.f. = 1,0	kW	521
Ratings at p.f. = 0.8	kW	515
Rated output at p.f. = 0.8	kVA	644
Rated reactive power at p.f. = 0.8	kVar	386
Rated current at p.f. = 0.8	A	774
Frequency	Hz	60
Voltage	V	480
Speed	rpm	1,800
Permissible overspeed	rpm	2,250
Power factor (lagging - leading)		0,8 - 1,0
Efficiency at p.f. = 1,0		96.0%
Efficiency at p.f. = 0.8		94.9%
Moment of inertia	kgm ²	22.40
Mass	kg	2,300
Radio interference level to EN 55011 Class A (EN 61000-6-4)		N
Cable outlet		~
I _k " Initial symmetrical short-circuit current	kA	10.41
I _s Peak current	kA	26.50
Insulation class		H
Temperature (rise at driving power)		F
Maximum ambient temperature	°C	30

Reactance and time constants (saturated) at rated output

x _d direct axis synchronous reactance	p.u.	1.36
x _d ' direct axis transient reactance	p.u.	0.11
x _d " direct axis sub transient reactance	p.u.	0.07
x ₂ negative sequence reactance	p.u.	0.10
T _d " sub transient reactance time constant	ms	25
T _a Time constant direct-current	ms	46
T _{do} ' open circuit field time constant	s	3.03

e) GE Jenbacher reserves the right to change the generator supplier and the generator type. The contractual data of the generator may thereby change slightly. The contractual produced electrical power will not change.



0.04 Technical data of heat recovery

General data - Hot water circuit

Total recoverable thermal output	kW	355
Return temperature	°C	65.0
Forward temperature	°C	85.0
Hot water flow rate	m ³ /h	15.2
Nominal pressure of hot water	PN	10
min. operating pressure	bar	3.5
max. operating pressure	bar	9.0
Pressure drop hot water circuit	bar	0.20
Maximum Variation in return temperature	°C	+0/-5
Max. rate of return temperature fluctuation	°C/min	10

General data - Cooling water circuit

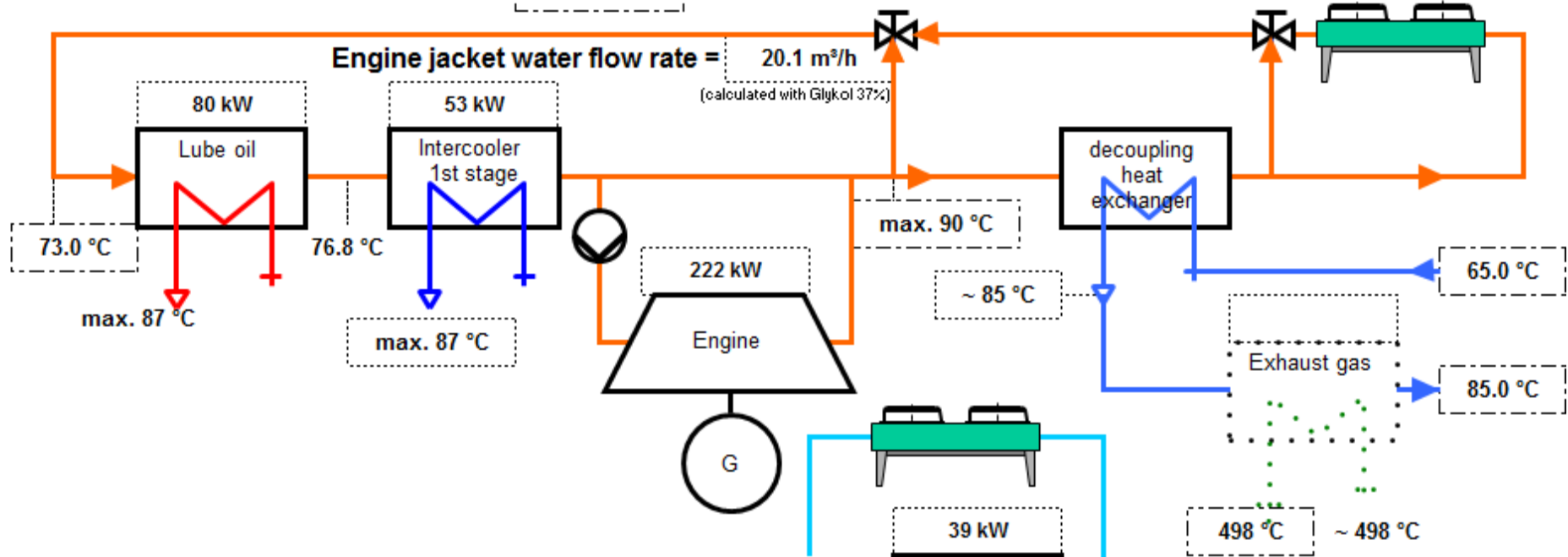
Heat to be dissipated (calculated with Glykol 37%)	kW	39
Return temperature	°C	50
Cooling water flow rate	m ³ /h	15
Nominal pressure of cooling water	PN	10
min. operating pressure	bar	0.5
max. operating pressure	bar	5.0
Loss of nominal pressure of cooling water	bar	~
Maximum Variation in return temperature	°C	+0/-5
Max. rate of return temperature fluctuation	°C/min	10

The final pressure drop will be given after final order clarification and must be taken from the P&ID order documentation.

Hot water circuit

Recoverable thermal output = 355 kW

Hot water flow rate = 15.2 m³/h

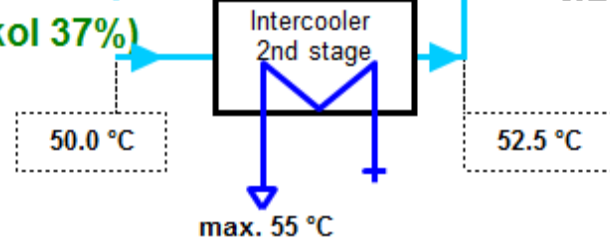


Low temperature circuit (calculated with Glykol 37%)

Heat to be dissipated = 39 kW

(±8 % tolerance +5 % reserve for cooling requirements)

Cooling water flow rate = 15.0 m³/h





0.10 Technical parameters

All data in the technical specification are based on engine full load (unless stated otherwise) at specified temperatures and the methane number and subject to technical development and modifications.

All pressure indications are to be measured and read with pressure gauges (psi.g.).

- (1) At nominal speed and standard reference conditions ICFN according to DIN-ISO 3046 and DIN 6271, respectively
- (2) According to DIN-ISO 3046 and DIN 6271, respectively, with a tolerance of +5 %.
Efficiency performance is based on a new unit (immediately upon commissioning). Effects of degradation during normal operation can be mitigated through regular service and maintenance work.
- (3) Average value between oil change intervals according to maintenance schedule, without oil change amount
- (4) At p. f. = 1.0 according to VDE 0530 REM / IEC 34.1 with relative tolerances, all direct driven pumps are included
- (5) Total output with a tolerance of $\pm 8\%$
- (6) According to above parameters (1) through (5)
- (7) Only valid for engine and generator; module and peripheral equipment not considered (at p. f. = 0,8), (guiding value)
- (8) Exhaust temperature with a tolerance of $\pm 8\%$
- (9) Intercooler heat on:
 - * **standard conditions** - If the turbocharger design is done for air intake temperature $> 30^{\circ}\text{C}$ w/o de-rating, the intercooler heat of the 1st stage need to be increased by $2\%/^{\circ}\text{C}$ starting from 25°C . Deviations between $25 - 30^{\circ}\text{C}$ will be covered with the standard tolerance.
 - * **Hot Country application (V1xx)** - If the turbocharger design is done for air intake temperature $> 40^{\circ}\text{C}$ w/o de-rating, the intercooler heat of the 1st stage need to be increased by $2\%/^{\circ}\text{C}$ starting from 35°C . Deviations between $35 - 40^{\circ}\text{C}$ will be covered with the standard tolerance.

Radio interference level

The ignition system of the gas engines complies the radio interference levels of CISPR 12 and EN 55011 class B, (30-75 MHz, 75-400 MHz, 400-1000 MHz) and (30-230 MHz, 230-1000 MHz), respectively.

Definition of output

- ISO-ICFN continuous rated power:

Net break power that the engine manufacturer declares an engine is capable of delivering continuously, at stated speed, between the normal maintenance intervals and overhauls as required by the manufacturer. Power determined under the operating conditions of the manufacturer's test bench and adjusted to the standard reference conditions.

- Standard reference conditions:

Barometric pressure:	1000 mbar (14.5 psi) or 100 m (328 ft) above sea level
Air temperature:	25°C (77°F) or 298 K
Relative humidity:	30 %



- Volume values at standard conditions (fuel gas, combustion air, exhaust gas)

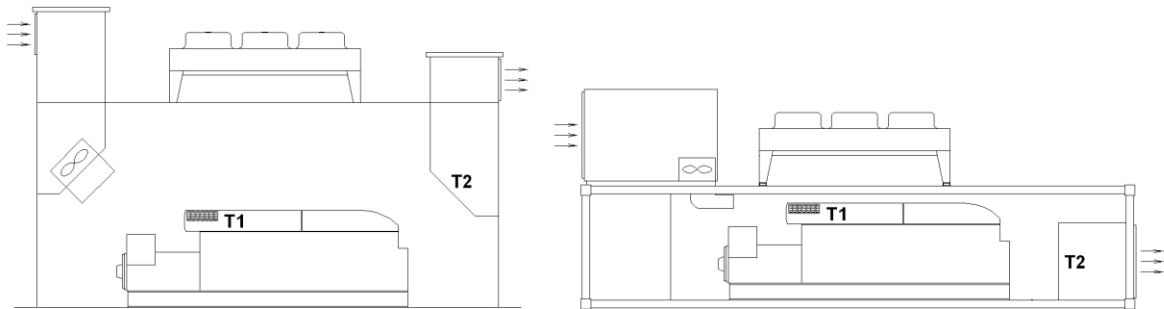
Pressure: 1013 mbar (14.7 psi)

Temperature: 0°C (32°F) or 273 K

Output adjustment for turbo charged engines

Standard rating of the engines is for an installation at an altitude ≤ 2600 m and combustion air temperature ≤ 25 °C (T1)

Engine room outlet temperature: 50°C (T2) -> engine stop



If the actual methane number is lower than the specified, the knock control responds. First the ignition timing is changed at full rated power. Secondly the rated power is reduced. These functions are carried out by the engine management system.

Exceedance of the voltage and frequency limits for generators according to IEC 60034-1 Zone A will lead to a derate in output.

Parameters for the operation of GE Jenbacher gas engines

The genset fulfils the limits for mechanical vibrations according to ISO 8528-9.

The following "Technical Instruction of GE JENBACHER" forms an integral part of a contract and must be strictly observed: **TA 1000-0004**, **TA 1100 0110**, **TA 1100-0111**, and **TA 1100-0112**.

Transport by rail should be avoided. See **TA 1000-0046** for further details

Failure to adhere to the requirements of the above-mentioned TA documents can lead to engine damage and may result in loss of warranty coverage.

Parameters for the operation of control unit and the electrical equipment

Relative humidity 50% by maximum temperature of 40°C.

Altitude up to 2000m above the sea level.

0.20 Mode of Operation

Grid Parallel and Island Operation - Multi Units (Auto Re-sync)

While Grid connected, the unit/units load can be adjusted via its power control set point or designated option. In the event of a loss of utility, the unit/units will be able to continue operating locally without utility power. When the mains monitor relay (protective relay ANSI No. 27, 59, 81, 78- provided either by GE or the customer) is activated due to a mains failure, the engine is isolated from the mains by opening the mains circuit breaker.



The load adding and shedding capabilities of the genset documented in

- TA 2108-0031 - general island operation
- TA 2108-0025 for type 3 engines
- TA 2108-0029 for type 4 engines
- TA 2108-0026 for type 6 engines
- TA 2108-0032 for type 9 engines

needs to be considered by the customer in order to ensure proper operation of the equipment.

When grid is restored, the unit is provided with an automatic re-synchronization feature which will synchronize the units back to the utility through a GE Jenbacher Master Synchronizing Control (optional, see appropriate Spec Section) or a higher-level control system provided by the customer. The unit(s) can perform "Black-out" start without external auxiliary power supply to the "dead busbar".

1.00 Scope of supply - module

Design:

The module is built as a compact package. Engine and generator are connected through a coupling and are mounted to the base frame. To provide the best possible isolation from the transmission of vibrations the engine is mounted to the frame by means of anti-vibrational mounts. The remaining vibrations are eliminated by mounting the module on isolating pads (e.g. Sylomer). This, in principle, allows the module to be placed directly on any floor capable of carrying the static load. No special foundation is required. Prevention of sound conducted through solids has to be provided locally.

1.01 Spark ignited gas engine

Four-stroke, air/gas mixture turbocharged, aftercooled, with high performance ignition system and electronically controlled air/gas mixture system.

The engine is equipped with the most advanced

LEANOX® LEAN-BURN COMBUSTION SYSTEM

developed by GE JENBACHER.

1.01.01 Engine design

Engine block

Single-piece crankcase and cylinder block made of special casting; crank case covers for engine inspection, welded steel oil pan.

Crankshaft and main bearings

Drop-forged, precision ground, surface hardened, statically and dynamically balanced; main bearings (upper bearing shell: 3-material bearing / lower bearing shell: sputter bearing) arranged between crank pins, drilled oil passages for forced-feed lubrication of connecting rods.

**Vibration damper**

Maintenance free viscous damper

Flywheel

With ring gear for starter motor

Pistons

Single-piece made of light metal alloy, with piston ring carrier and oil passages for cooling; piston rings made of high quality material, main combustion chamber specially designed for lean burn operation.

Connecting rods

Drop-forged, heat-treated, big end diagonally split and toothed. Big end bearings (upper bearing shell: sputter bearing / lower bearing shell: grooved bearing) and connecting rod bushing for piston pin.

Cylinder liner

Chromium alloy gray cast iron, wet, individually replaceable.

Cylinder head

Specially designed and developed for GE JENBACHER-lean burn engines with optimized fuel consumption and emissions; water cooled, made of special casting, individually replaceable; Valve seats, valve guides and spark plug sleeves individually replaceable; exhaust and inlet valves made of high quality material.

Crankcase breather

Connected to combustion air intake system.

Valve train

Camshaft, with replaceable bushings, driven by crankshaft through intermediate gears, valve lubrication by splash oil through rocker arms.

Combustion air/fuel gas system

Motorized carburetor for automatic adjustment according to fuel gas characteristic. Exhaust driven turbocharger, mixture manifold with bellows, water-cooled intercooler, throttle valve and distribution manifolds to cylinders.

Ignition system

Most advanced, fully electronic high performance ignition system, external ignition control.

Lubricating system

Gear-type lube oil pump to supply all moving parts with filtered lube oil, pressure control valve, pressure relief valve and full-flow filter cartridges. Cooling of the lube oil is arranged by a heat exchanger.

Engine cooling system

Jacket water pump complete with distribution pipework and manifolds.

Exhaust system

Turbocharger and exhaust manifold

**Exhaust gas temperature measuring**

Thermocouple for each cylinder

Electric actuator

For electronic speed and output control

Electronic speed monitoring for speed and output control

By magnetic inductive pick up over ring gear on flywheel

Starter motor

Engine mounted electric starter motor

1.01.02 Additional equipment for the engine (spares for commissioning)

The initial set of equipment with the essential spare parts for operation after commissioning is included in the scope of supply.

1.01.03 Engine accessories**Insulation of exhaust manifold:**

Insulation of exhaust manifold is easily installed and removed

Sensors at the engine:

- Jacket water temperature sensor
- Jacket water pressure sensor
- Lube oil temperature sensor
- Lube oil pressure sensor
- Mixture temperature sensor
- Charge pressure sensor
- Minimum and maximum lube oil level switch
- Exhaust gas thermocouple for each cylinder
- Knock sensors
- Gas mixer / gas dosing valve position reporting.

Actuator at the engine:

- Actuator - throttle valve
- Bypass-valve for turbocharger
- Control of the gas mixer / gas dosing valve

1.01.04 Standard tools (One Set per Genset)

The tools required for carrying out the most important maintenance work are included in the scope of supply and delivered in a toolbox.



1.02 Generator-low voltage

The 2 bearing generator consists of the main generator (built as rotating field machine), the exciter machine (built as rotating armature machine) and the digital excitation system.
The digital regulator is powered by an auxiliary winding at the main stator or a PMG system

Main components:

- Enclosure of welded steel construction
- Stator core consist of thin insulated electrical sheet metal with integrated cooling channels.
- Stator winding with 2/3 Pitch
- Rotor consist of shaft with shrunken laminated poles, Exciter rotor, PMG (depending on Type) and fan.
- Damper cage
- Excitation unit with rotating rectifier diodes and overvoltage protection
- Dynamically balanced as per ISO 1940, Balance quality G2,5
- Drive end bracket with re greaseable antifriction bearing
- Non-drive end bracket with re grease antifriction bearing
- Cooling IC01 - open ventilated, air entry at non-drive end , air outlet at the drive end side
- Main terminal box includes main terminals for power cables
- Regulator terminal box with auxiliary terminals for thermistor connection and regulator.
- Anti-condensation heater
- 3 pieces PTC thermistors for winding temperature monitoring+3 pieces PTC thermistors spare

Option:

Current transformer for protection and measuring in the star point
xx/1A, 10P10 15VA , xx/1A, 1FS5, 15VA

Electrical data and features:

- Standards: IEC 60034, EN 60034, VDE 0530, ISO 8528-3, ISO 8528-9
- Voltage adjustment range: +/- 10 % of rated voltage (continuous)
- Frequency: -6/+4% of rated frequency
- Overload capacity: 10% for one hour within 6 hours, 50% for 30 seconds
- Asymmetric load: max. 8% I₂ continuous, in case of fault I₂ x t=20
- Altitude: < 1000m
- Max permitted generator intake air temperature: 5°C - 40°C
- Max. relative air humidity: 90%
- Voltage curve THD Ph-Ph: <4% at idle operation and <5% at full load operation with linear symmetrical load
- Generator suitable for parallel operating with the grid and other generators
- Sustained short circuit current at 3-pole terminal short circuit: minimum 3 times rated current for 5 seconds.
- Over speed test with 1.2 times of rated speed for 2 minutes according to IEC 60034



Digital Excitation system ABB Unitrol 1010 mounted within the AVR Terminal box with following features:

- Compact and robust Digital Excitation system for Continuous output current up to 10 A (20A Overload current 10s)
- Fast AVR response combined with high excitation voltage improves the transient stability during LVRT events.
- The system has free configurable measurement and analog or digital I/Os. The configuration is done via the local human machine interface or CMT1000
- Power Terminals
 - 3 phase excitation power input from PMG or auxiliary windings
 - Auxiliary power input 24VDC
- Excitation output
- Measurement terminals: 3 phase machine voltage, 1 phase network voltage, 1 phase machine current
- Analog I/Os: 2 outputs / 3 inputs (configurable), +10 V / -10 V
- Digital I/O: 4 inputs only (configurable), 8 inputs / outputs (configurable)
- Serial fieldbus: RS485 for Modbus RTU or VDC (Reactive power load sharing for up to 31 GEJ engines in island operation), CAN-Bus for dual channel communication
- Regulator Control modes: Bump less transfer between all modes
 - Automatic Voltage Regulator (AVR) accuracy 0,1% at 25°C ambient temperature
 - Field Current Regulator (FCR)
 - Power Factor Regulator (PF)
 - Reactive Power Regulator (VAR)
- Limiters: Keeping synchronous machines in a safe and stable operation area
 - Excitation current limiter (UEL min / OEL max)
 - PQ minimum limiter
 - Machine current limiter
 - V / Hz limiter
 - Machine voltage limiter
- Voltage matching during synchronization
- Rotating diode monitoring
- Dual channel / monitoring: Enables the dual channel operation based on self diagnostics and setpoint follow up over CAN communication.. As Option available
- Power System Stabilizer (PSS) is available as option. Compliant with the standard IEEE 421.5-2005 2A / 2B, the PSS improves the stability of the generator over the highest possible operation range.
- Computer representation for power system stability studies: ABB 3BHS354059 E01
- Certifications: CE, cUL certification according UL 508c (compliant with CSA), DNV Class B,
- **Commissioning and maintenance Tool CMT1000** (for trained commissioning/ maintenance personal)
 - With this tool the technician can setup all parameters and tune the PID to guarantee stable operation. The CMT1000 software allows an extensive supervision of the system, which helps the user to identify and locate problems during commissioning on site. The CMT1000 is connected to the target over USB or Ethernet port, where Ethernet connection allows remote access over 100 m.
- Main window
 - Indication of access mode and device information.
 - Change of parameter is only possible in CONTROL access mode.
 - LED symbol indicates that all parameter are stored on none volatile memory.
- Setpoint adjust window
 - Overview of all control modes, generator status, active limiters status and alarms.



- Adjust set point and apply steps for tuning of the PID.
- Oscilloscope
- 4 signals can be selected out of 20 recorded channels. The time resolution is 50ms. Save files to your PC for further investigation.
- Measurement
 - All measurements on one screen.

Routine Test

Following routine tests will be carried out by the generator manufacturer

- Measuring of the DC-resistance of stator and rotor windings
- Check of the function of the fitted components (e.g. RTDs, space heater etc.)
- Insulation resistance of the following components
 - Stator winding, rotor winding
 - Stator winding RTDs
 - Bearing RTDs
 - Space heater
- No Load saturation characteristic (remanent voltage)
- Stator voltage unbalance
- Direction of rotation, phase sequence
- High voltage test of the stator windings ($2 \times U_{nom.} + 1000 \text{ V}$) and the rotor windings (min. 1500 V)

1.03 Module accessories

Base frame

Welded structural steel to accommodate engine, generator and heat exchangers.

Flexible coupling

With torque limiter to couple engine with generator. The coupling isolates the major subharmonics of engine firing impulses from the generator.

Bell housing

To connect engine with generator housing. With two ventilation and control windows.

Anti-vibration mounts

Arranged between engine/generator assembly and base frame. Isolating pads (SYLOMER) for placement between base frame and foundation, installed.

Exhaust gas connection

Connection of exhaust gas turbocharger; including flexible connection to compensate for expansions and vibrations.

Combustion air filter

Dry type air filter with replaceable filter cartridges, including flexible connection to carburetor and service indicator.



Interface panel

Totally enclosed sheet steel cubicle with front door, wired to terminals, ready to operate. Cable entry at bottom.

Painting: RAL 7035

Protection: IP 54 external, IP 20 internal (protection against direct contact with live parts)

Design according to IEC 439-1 (EN 60 439-1/1990) and DIN VDE 0660 part 500, respectively.
Ambient temperature: 5 - 40 °C (41 - 104 °F), Relative humidity: 70 %

Dimensions:

- Height: 1000 mm (39 in)
- Width: 800 mm (32 in), [-> at type 4 1000 mm (39 in)]
- Depth: 300 mm (12 in)

Power supply from the starter battery charger.

Power distribution to the engine mounted auxiliaries (power input from the supplier of the auxiliaries power supply):
3 x 480/277 V, 60 Hz, 16 A

Essential components installed in interface panel:

- Terminal strip
- Decentralised input and output cards, connected by a data bus interface to the central engine control of the module control panel.
- Speed monitoring
- Relays, contacts, fuses, engine contact switch to control valves and auxiliaries
- Measuring transducer for excitation voltage
- Air conditioning system (**option**)

1.03.02 Automatic lube oil replenishing system incl. extension tank

Automatic lube oil replenishing system:

Includes float valve in lube oil feed line, including inspection glass. Electric monitoring system will be provided for engine shut-down at lube oil levels "MINIMUM" and "MAXIMUM". Solenoid valve in oil feed line is only activated during engine operation. Manual override of the solenoid valve, for filling procedure during oil changes is included.

Oil drain

By set mounted cock

Oil sump extension tank 300 l

To increase the time between oil changes

Aftercooling oil pump:

Mounted on the module base frame; it is used for the aftercooling of the turbocharger; period of operation of the pump is 15 minutes from engine stop.



Consisting of:

- Oil pump 250 W, 480/277 V
- Oil filter
- Necessary pipework

1.04 Heat recovery

The heat exchangers are mounted to the engine and/or to the module base frame, complete with interconnecting pipe work.

The connection design of the heat exchangers is determined on a project specific basis. The connection design, temperatures and flow rates are shown on page 11 of this document. Interfaces to the customer circuit are shown as connection points A and B (see page 6).

The exhaust gas heat exchanger is not included in the GE Jenbacher scope of supply.

The insulation of heat exchangers and pipe work is not included in GE Jenbacher scope of supply and should be provided locally if needed.

1.04.05 Steam boiler (Option)

To be installed outside the container.

Fire tube boiler for steam production from exhaust gas heat produced by the gas engine. The steam boiler is delivered loose and contains all required connections for safety equipment.

The steam boiler is manufactured according to the European Pressure Equipment Directive (PED 97/23/EG).

The on-site test by a certified body (e.g. TÜV or similar) is not included unless explicitly listed as such in our offer.

Technical Data:

Operating steam pressure	.. bar
Steam pressure max.	.. bar (Safety valve - max press. set point)
Steam capacity	.. kg/h
Steam temp.	.. °C
Installation	horizontal

Connections:

- 1(2) exhaust gas entry chamber(s) with access door for cleaning
- 1(2) exhaust gas exit chamber(s) with access door for cleaning
- 1 feed water entry connection
- 1 steam valve connection
- 1 steam safety valve connection
- 1 flange for manometer
- 1 connection for pressure monitoring
- 1 connection for pressure limiter
- 1 connection for low water limiter
- 1 connection for level control and low water limiter
- 1 connection for optical water gauge



- 1 connection for desalting
- 1 connection for cleaning/emptying

Option

Monitoring equipment for 24-hour or 72-hour operation without supervision according to TRD 604 (German Technical Rules for steam boilers).

Scope of supply as follows:

Safety equipment:

- 1 steam extraction valve
- 1 safety valve, certified
- 1 blow down valve
- 1 desalting regulator
- 1 manometer incl, pressure gauge valve with test connection
- 1 pressure sensor
- 1 maximum pressure limiter
- 1 Reflection water level indicator
- 1 level electrode (multiple probe) for water level (interval) control with switching amplifier
- 2 level electrodes for low water level limit with switching amplifier

For 72-hour operation without supervision, the following equipment is also included:

- 1 high water level limit with switching amplifier

Electrical cabinet:

Fitted with all necessary relays and electronic controllers for the control and monitoring of the boiler. Delivered loose. Installation and cabling to be provided locally.

Contents:

- Alarm and operational messaging designed as warning system
- voltage 3x480/280V, 60Hz
- protection class IP 54

Function:

- level controller
- water level monitoring
- maximum pressure monitoring
- conductivity monitoring
- emergency switch

Shop assembly:

Assembly of the steam boiler, mounting of all fittings, controllers and switches (as long as the max transport dimensions are not exceeded).

Documentation:

Technical drawings, CE conformity certificate, operation and maintenance manual in German or English.



Optional scope of supply:

• **Boiler feed water system (pump set):**

2 vertical high pressure pumps for water temp max 105°C. Pump unit mounted on frame including isolation valve and non-return valve.

• **Insulation:**

100 mm rock wool, sheet steel cladding.

1.05.02 Gas train >500mbar

Consisting of:

- Manual shut off valve
- Gas filter, filter fineness <3µm
- Gas admission pressure regulator
- High pressure regulator with safety-cut-off-valve (SAV)
- Calming distance with reducer
- Safety-blow-off-valve (SBV)
- Pressure gauge with push button valve
- Solenoid valves
- Leakage detector
- Gas pressure switch (min.)
- Gas pressure regulator
- Gas flow meter (option)
- p/t compensation (option)

The gas train complies with DIN - DVGW regulations.

1.07 Painting

- **Quality:** Oil resistant prime layer
Synthetic resin varnish finishing coat
- **Colour:**

Engine:	RAL 6018 (green)
Base frame:	RAL 6018 (green)
Generator:	RAL 6018 (green)
Module interface panel:	RAL 7035 (light grey)
Control panel:	RAL 7035 (light grey)



1.11 Engine generator control panel per module- Dia.ne XT4 incl. Single synchronization of the generator breaker

Dimensions:

- Height: 2200 mm (including 200 mm (8 in) pedestal *)
- Width: 800 -1200mm*)
- Depth: 600 mm *)

Protection class:

- external IP42
- Internal IP 20 (protection against direct contact with live parts)

*) Control panels will be dimensioned on a project specific basis. Actual dimensions will be provided in the preliminary documentation for the project.

Control supply voltage from starter and control panel batteries: 24V DC

Auxiliaries power supply: (from provider of the auxiliary supply)
3 x **480/277 V, 60 Hz**

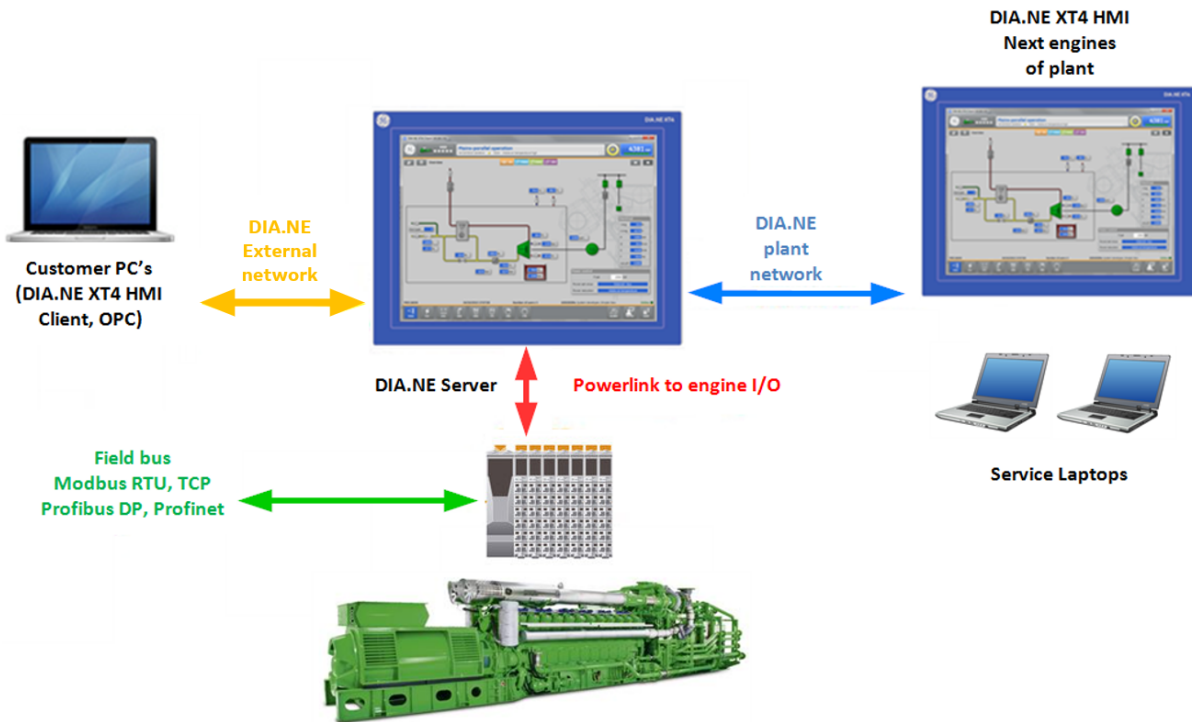
Consisting of:

Motor - Management - System DIA.NE



Setup:

- a) Touch display visualization
- b) Central engine and unit control



Touch Display Screen:

15" Industrial color graphic display with resistive touch.

Interfaces:

- 24V voltage supply
- DVI display connection
- USB interface for resistive touch

Protection class of DIA.NE XT panel front: IP 65

The screen shows a clear and functional summary of the measurement values and simultaneously shows a graphical summary.

Operation is via the screen buttons on the touch screen

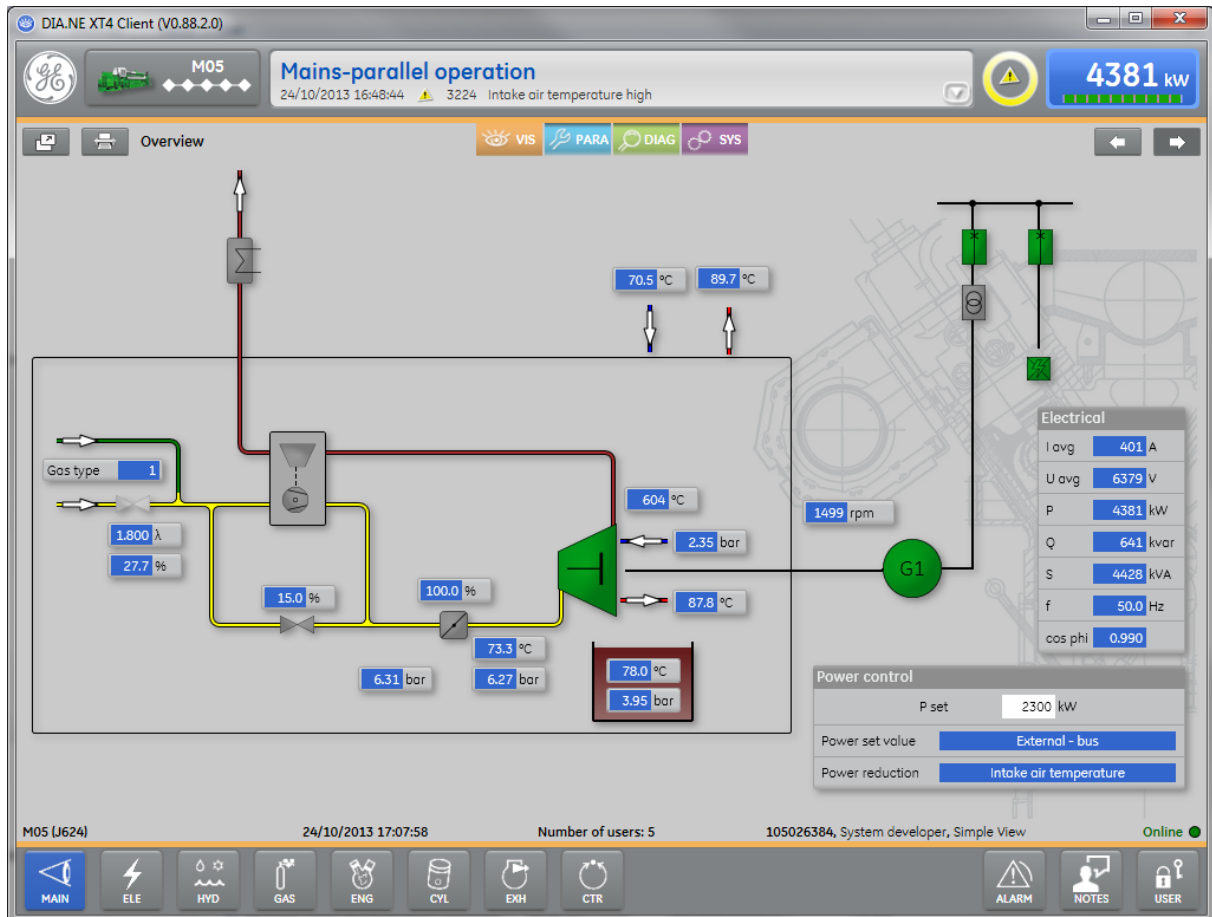
Numeric entries (set point values, parameters...) are entered on the touch numeric pad or via a scroll bar.

Determination of the operation mode and the method of synchronization via a permanently displayed button panel on the touch screen.

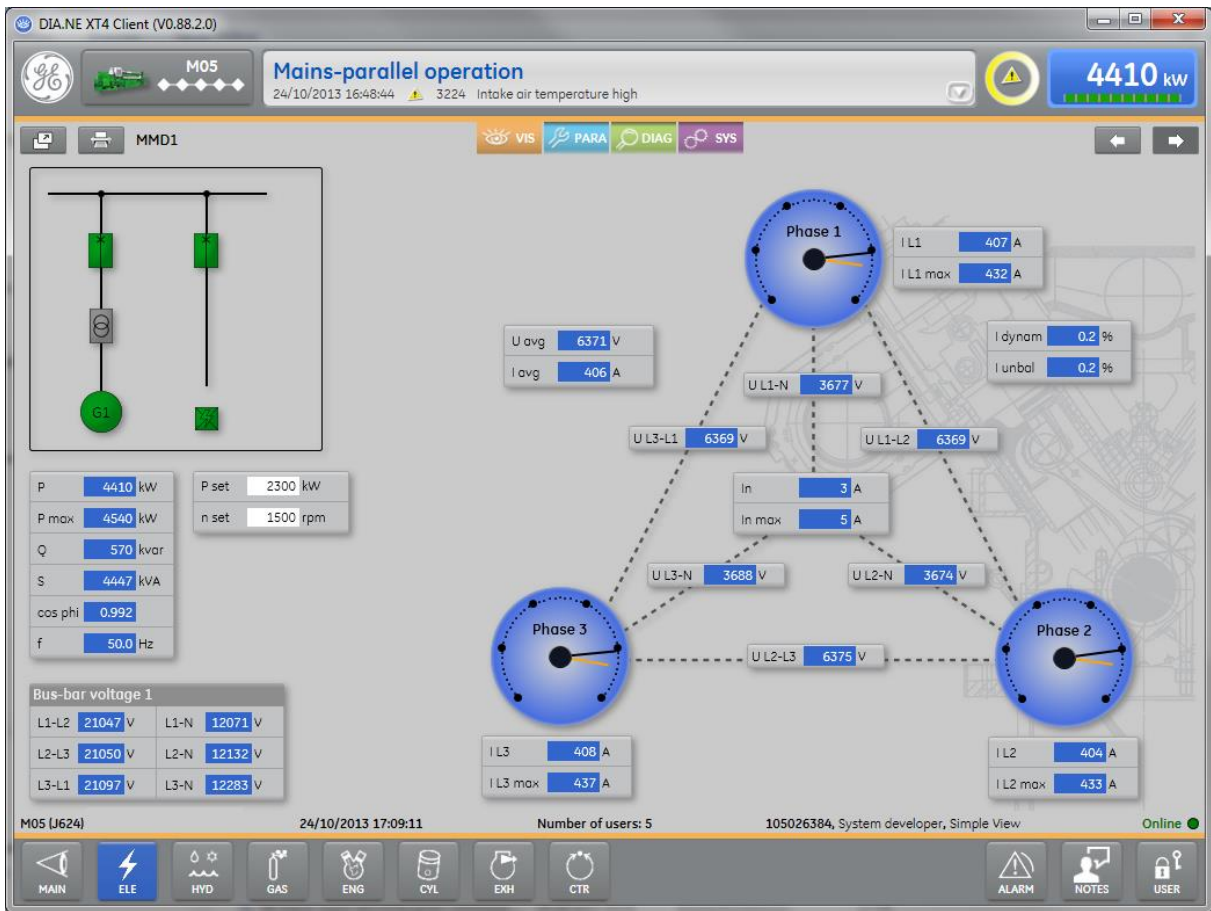


Main screens (examples):

Main: Display of the overview, auxiliaries status, engine start and operating data.

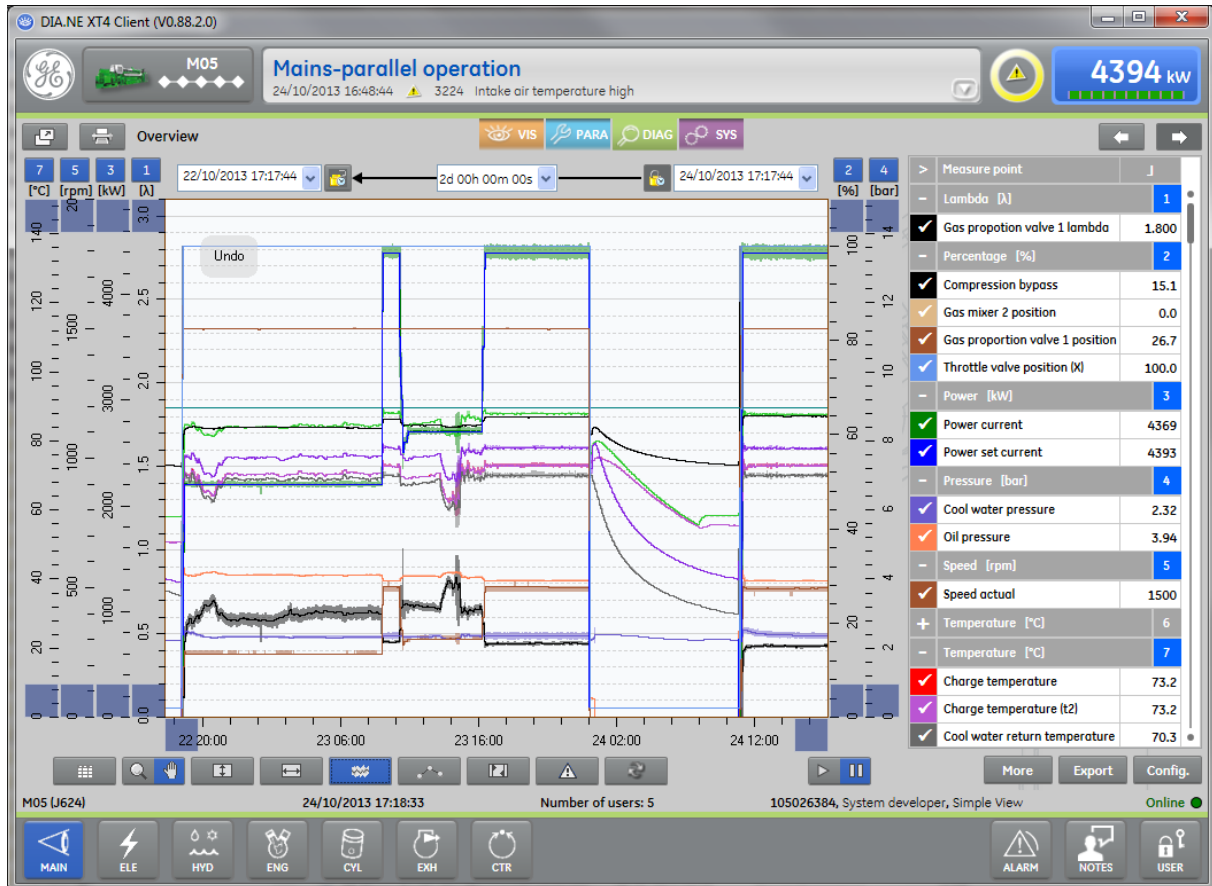


ELE: Display of the generator connection with electrical measurement values and synchronization status





Trending Trend with 100ms resolution



Measurement values:

- 500 data points are stored
- Measurement interval = 100ms
- Raw data availability with 100ms resolution: 24 hours + max. 50.000.000 changes in value at shut down (60 mins per shut down)
- Compression level 1: min, max, and average values with 1000ms resolution: 1 day
- Compression level 2: min, max, and average values with 30s resolution: 1 month
- Compression level 3: min, max, and average values with 10min resolution: 10 years

Messages:

1.000.000 message events

Actions (operator control actions):

100.000 Actions

System messages:

100.000 system messages



Central engine and module control:

An industrial PC- based modular industrial control system for module and engine sequencing control (start preparation, start, stop, aftercooling and control of auxiliaries) as well as all control functions.

Interfaces:

- Ethernet (twisted pair) for remote monitoring access
- Ethernet (twisted pair) for connection between engines
- Ethernet (twisted pair) for the Powerlink connection to the control input and output modules.
- USB interface for software updates

Connection to the local building management system according to the GE Jenbacher option list (OPTION)

- MODBUS-RTU Slave
- MODBUS-TCP Slave,
- PROFIBUS-DP Slave (120 words),
- PROFIBUS-DP Slave (190 words),
- ProfiNet Slave
- OPC DA Server

Control functions:

- Speed control in idle and in island mode
- Power output control in grid parallel operation, or according to an internal or external set point value on a case by case basis
- LEANOX control system which controls boost pressure according to the power at the generator terminals, and controls the mixture temperature according to the engine driven air-gas mixer
- Knocking control: in the event of knocking detection, ignition timing adjustment, power reduction and mixture temperature reduction (if this feature is installed)
- Load sharing between engines in island mode operation (option)
- Linear power reduction in the event of excessive mixture temperature and misfiring
- Linear power reduction according to CH4 signal (if available)
- Linear power reduction according to gas pressure (option)
- Linear power reduction according to air intake temperature (option)

Multi-transducer to record the following alternator electrical values:

- Phase current (with slave pointer)
- Neutral conductor current
- Voltages Ph/Ph and Ph/N
- Active power (with slave pointer)
- Reactive power
- Apparent power
- Power factor
- Frequency
- Active and reactive energy counter

Additional 0 (4) - 20 mA interface for active power as well as a pulse signal for active energy



The following alternator monitoring functions are integrated in the multi-measuring device:

- Overload/short-circuit [51], [50]
- Over voltage [59]
- Under voltage [27]
- Asymmetric voltage [64], [59N]
- Unbalance current [46]
- Excitation failure [40]
- Over frequency [81>]
- Under frequency [81<]

Lockable operation modes selectable via touch screen:

- "OFF" operation is not possible, running units will shut down immediately;
- "MANUAL" manual operation (start, stop) possible, unit is not available for fully automatic operation.
- "AUTOMATIC" fully automatic operation according to external demand signal:

Demand modes selectable via touch screen:

- external demand off („OFF“)
- external demand on („REMOTE“)
- override external demand („ON“)

Malfunction Notice list:

Shut down functions e.g.:

- Low lube oil pressure
- Low lube oil level
- High lube oil level
- High lube oil temperature
- Low jacket water pressure
- High jacket water pressure
- High jacket water temperature
- Overspeed
- Emergency stop/safety loop
- Gas train failure
- Start failure
- Stop failure
- Engine start blocked
- Engine operation blocked
- Misfiring
- High mixture temperature
- Measuring signal failure
- Overload/output signal failure
- Generator overload/short circuit
- Generator over/undervoltage
- Generator over/underfrequency
- Generator asymmetric voltage
- Generator unbalanced load



- Generator reverse power
- High generator winding temperature
- Synchronizing failure
- Knocking failure

Warning functions e.g.:

- Cooling water temperature min.
- Cooling water pressure min.
- Generator winding temperature max.

Remote signals:

(volt free contacts)

1NO = 1 normally open

1NC = 1 normally closed

1COC = 1 change over contact

- | | |
|---|-----|
| • Ready for automatic start (to Master control) | 1NO |
| • Operation (engine running) | 1NO |
| • Demand auxiliaries | 1NO |
| • Collective signal "shut down" | 1NC |
| • Collective signal "warning" | 1NC |

External (by others) provided command/status signals:

- | | |
|---------------------------------------|----|
| • Engine demand (from Master control) | 1S |
| • Auxiliaries demanded and released | 1S |

Single synchronizing Automatic

For automatic synchronizing of the module with the generator circuit breaker to the grid by PLC-technology, integrated within the module control panel.

Consisting of:

- Hardware extension of the programmable control for fully automatic synchronization selection and synchronization of the module and for monitoring of the generator circuit breaker closed signal.
- Lockable synchronization selection via touch screen with the following selection modes:
 - "MANUAL" Manual initiation of synchronization via touch screen button followed by fully automatic synchronization of the module
 - "AUTOMATIC" Automatic module synchronization, after synchronizing release from the module control
 - "OFF" Selection and synchronization disabledControl of the generator circuit breaker according to the synchronization mode selected via touch screen.
- "Generator circuit breaker CLOSED/ Select" Touch-button on DIA.NE XT
- "Generator circuit breaker OPEN" Touch-button on DIA.NE XT

**Status signals:**

Generator circuit breaker closed

Generator circuit breaker open

Remote signals:

(volt free contacts)

Generator circuit breaker closed 1 NO

The following reference and status signals must be provided by the switchgear supplier:

- Generator circuit breaker CLOSED 1 NO
- Generator circuit breaker OPEN 1 NO
- Generator circuit breaker READY TO CLOSE 1 NO
- Mains circuit breaker CLOSED 1 NO
- Mains circuit breaker OPEN 1 NO

Mains voltage 3 x **480V** or 3x 110V/v3 other measurement voltages available on requestBus bar voltage 3 x **480 V** or 3x 110V/v3 – other measurement voltages available on requestGenerator voltage 3 x **480 V** or 3x 110V/v3 – other measurement voltages available on request

Voltage transformer in the star point with minimum 50VA and Class 0,5

The following volt free interface-signals will be provided by GE Jenbacher to be incorporated in switchgear:

- CLOSING/OPENING command for generator circuit breaker
(permanent contact) 1 NO + 1 NC
- Signal for circuit breaker undervoltage trip 1 NO

Maximum distance between module control panel and engine/interface panel: 30m

Maximum distance between module control panel and power panel: 50m

Maximum distance between module control panel and master control panel: 50m

Maximum distance between alternator and generator circuit breaker: 30m

1.11.02 Remote information by MODBUS-RTU

Data transfer from GE JENBACHER-module control to customer's plant management system by MODBUS-RTU-network (RS 485).

The Jenbacher module control panel works as a SLAVE.

The data transmission by the customer's MASTER shall be cyclical.

Transmitted data:

Individual failure information, plant operating information, measuring values for generator power, oil pressure, oil temperature, jacket water pressure, jacket water temperature, cylinder and average exhaust gas temperatures.

**GE Jenbacher limit of delivery:**

Interface connector at the PLC in the module control panel.

1.11.06 Remote Data-Transfer with DIA.NE XT4

General

DIA.NE XT4 offers remote connection with Ethernet.

Applications:

1.) DIA.NE XT4 HMI

DIA.NE XT4 HMI is the human-machine-interface of DIA.NE XT4 engine control and visualization system for GE Jenbacher gas engines.

The system offers extensive facilities for commissioning, monitoring, servicing and analysis of the site. By installation of the DIA.NE XT4 HMI client program it can be used to establish connection to site, if connected to a network and access rights are provided.

The system runs on Microsoft Windows Operating systems (Windows XP, Windows 7, Windows 8, Windows 10)

Function

Functions of the visualization system at the engine control panel can be used remotely. These are among others control and monitoring, trend indications, alarm management, parameter management, and access to long term data recording. By providing access to multiple systems, also with multiple clients in parallel, additional useful functions are available like multi-user system, remote control, print and export functions and data backup. DIA.NE XT4 is available in several languages.

Option - Remote demand/blocking

If the service selectors switch at the module control panel is in pos. "Automatic" and the demand-selector switch in pos. "Remote", it is possible to enable (demanded) or disable (demand off) the module with a control button at the DIA.NE XT4 HMI

Note:

With this option, it makes no sense to have an additional clients demand (via hardware or data bus) or a self-guided operation (via GE Jenbacher master control, grid import /export etc.).

Option - Remote - reset (see TA-No. 1100-0111 chapter 1.7 an d1.9)**Scope of supply**

- Software package DIA.NE XT4 HMI Client Setup (Download)
- Number of DIA.NE XT4 HMI - Client user license (Simultaneous right to access of one user to the engine control)



Nr. of license	Access
1	1 Users can be logged in at the same time with a PC (Workplace, control room or at home).
2 - "n" (Optional)	2- "n" Users can be logged in at the same time with a PC (Workplace, control room or at home). If 2- "n" users are locally connected at Computers from office or control room, then it is not possible to log in from home.

Caution! This option includes the DIA.NE XT4 HMI client application and its license only – NO secured, encrypted connection will be provided by GE Jenbacher! A secured, encrypted connection – which is mandatory – has to be provided by the customer (via LAN connection or customer-side VPN), or can be realized by using option myPlant™.

Customer requirements

- Broad band network connection via Ethernet(100/1000BASE-TX) at RJ45 Connector (ETH3) at DIA.NE XT4 server inside module control panel
- Standard PC with keyboard, mouse or touch and monitor (min. resolution 1024*768)
- Operating system Windows XP, Windows 7, Windows 8, Windows 10
- DirectX 9.0 c compatible or newer 3D display adapter with 64 MB or higher memory

2.) myPlant™

Description see Annex 12 of Attachment 1

3.) Mobile Internet (OPTION)

Connection Plant - Customer via secured Internet - connection
See also technical instruction **TA 2300 - 0006**

Scope of delivery

- Mobile Internet router with antenna to connect to the DIA.NE Server XT4

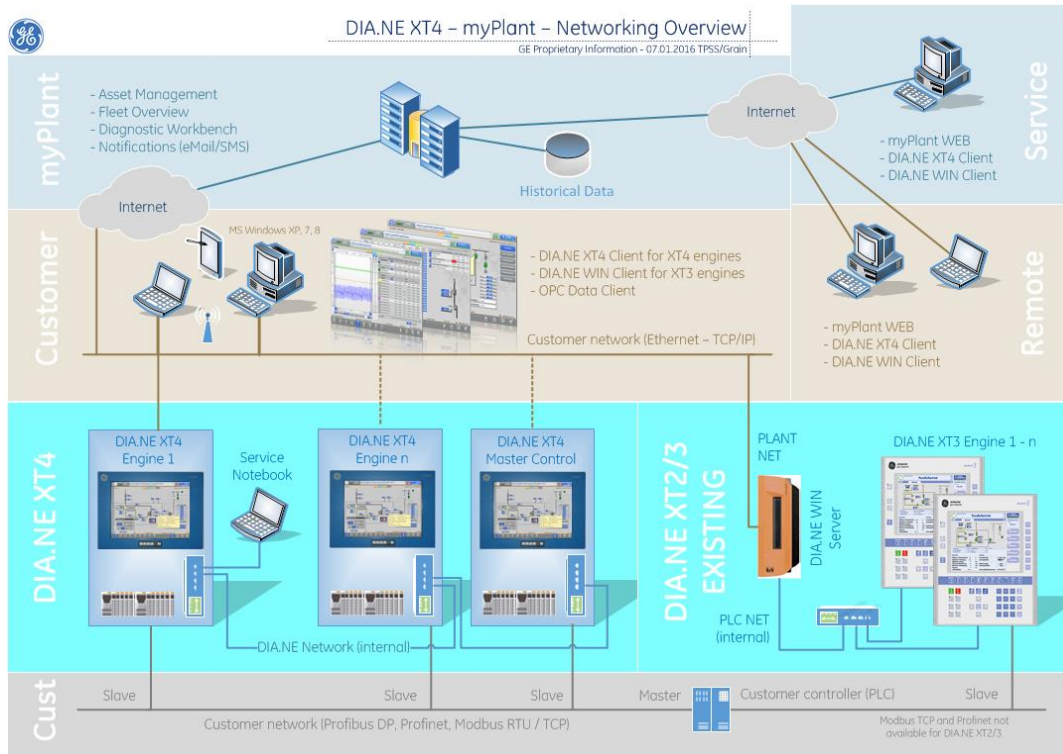
Customer requirements

- SIM card for 3G / 4G



4.) Network overview

For information only!



1.11.14 Generator Overload / Short Circuit Protection

ANSI Function Code 50/51

Digital protection relay, 3-phase, integrated into the module control panel. Connected to the protective current transformers in the generator star point Acting on the generator circuit breaker and on the generator de-excitation Alarm message on the DIA.NE screen

Characteristics / settings:

- Setting for overload: to 1,1 times of the generating set rated current,
- Dependent time characteristic acc. to IEC 60255-151: very inverse, time multiplier setting 0,6.
- Setting for short circuit: to 2,0 times of generating set rated current,
- Independent time characteristic: 300 ms (800 ms when dynamic network support).



1.11.15 Generator Differential Protection

ANSI function code 87

Digital protection relay, 3-phase, integrated into the module control panel.

Connected to the protective current transformers in the generator star point (GEJ scope of supply) and to the protective current transformers in the generator circuit breaker panel (current transformers by client, secondary 1A, optionally: 5A).

Acting on the generator circuit breaker and on the generator de-excitation

Alarm message on the DIA.NE screen

In plants with a unit generator-transformer configuration the protection is realized as generator/transformer differential protection.

1.11.16 Generator Earth Fault Protection (nondirectional)

Digital protection relay, integrated into the module control panel.

Acting on the generator circuit breaker and on the generator de-excitation

Alarm message on the DIA.NE screen

Dependent on the generator grounding method one of the following protection functions is applied:

1) ANSI function code 50N/G

Detection of the earth fault current e.g. by means of a window-type current transformer (Current transformer by client, secondary 1A, optionally: 5A).

2) ANSI function code 59N/G

Detection of the residual voltage e.g. by means of the voltage measured across the broken-delta secondary windings of grounded voltage transformers (voltage transformers by client)

1.20.03 Starting system

Starter battery:

2 piece 12 V Pb battery, 125 Ah (according to DIN 72311), complete with cover plate, terminals and acid tester.

Battery voltage monitoring:

Monitoring by PLC.

Battery charging equipment:

Capable for charging the starter battery with I/U characteristic and for the supply of all connected D.C. consumers.

Charging device is mounted inside of the module interface panel or module control panel.



• **General data:**

• Power supply	3 x 320 - 575 V, 47 - 63 Hz
• max. power consumption	1040 W / 1550 W (5 sec)
• Nominal D.C. voltage	24 V(+/-1%)
• Voltage setting range	24V to 28V (adjustable)
• Nominal current (max.)	40 A
• Degree of protection	IP20 to IEC 60529
• Operating temperature	0 °C - 70 °C
• Protection class	1
• Humidity class	3K3, no condensation.
• Natural air convection	
• Standards	EN60950,EN50178 UL/cUL (UL508 / UL 60950-1)

Signalling:

Green Led: Output voltage > 21,6V

Control accumulator:

- Pb battery 24 VDC/18 Ah

1.20.05 Electric jacket water preheating

Installed in the jacket water cooling circuit, consisting of:

- Heating elements
- Water circulating pump

The jacket water temperature of a stopped engine is maintained between 56°C (133 °F) and 60°C (140°F), to allow for immediate loading after engine start.

1.20.08 Flexible connections

Following flexible connections per module are included in the GE Jenbacher -scope of supply:

<u>No. Connection</u>	<u>Unit</u>	<u>Dimension</u>	<u>Material</u>
2 Warm water in-/outlet	DN/PN	80/10	Stainless steel
1 Exhaust gas outlet	DN/PN	250/10	Stainless steel
1 Fuel gas inlet	DN/PN	80/10	Stainless steel
2 Intercooler in-/outlet	DN/PN	65/10	Stainless steel
2 Lube oil connection	mm	28	Hose

Seals and flanges for all flexible connections are included.



1.20.10 Exhaust gas bypass (Option)

The exhaust gas bypass consists of two flaps (electrically driven), to close the inlet and outlet openings at the exhaust gas heat exchanger, and open the exhaust gas bypass duct (**optional**). The exhaust gas bypass is activated as soon as the exhaust gas heat cannot be fully used.

Scope of supply:

- 2 exhaust flaps, **DN/PN 250/10**
- Electrical motor drive 3 x 480/277 V, 60 Hz
- Necessary flanges, seals, fixings
- Flap valve control ON/OFF

1.20.25 Warm water monitoring

The monitoring device is included in the warm water circuit. The components are delivered loose.

Consisting of:

- 1 Flow control
- 1 Pressure switch
- 1 Temperature switch
- 1 Pressure relief valve

Shut down signal: minimum flow

Shut down signal: maximum pressure

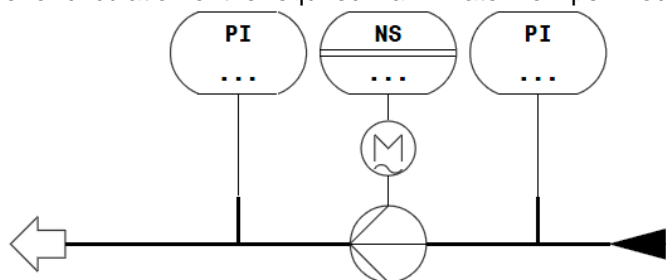
Shut down signal: maximum temperature

1.20.26 Warm water pump

Consisting of:

- 1 Pump with constant speed, delivered loose for circulation of the required warm water flow per module, 3 x 480/277 V, 60 Hz
- 2 Manometers, at inlet and outlet of pump

-
-
-
-
-
-
-



The pump will be dimensioned upon the pressure drop of delivered GE Jenbacher parts in the warm water circuit and max. 0.5 bar (7.2 PSI) for the customer circuit.

1.20.27 Return temperature control

Control of the return temperature ensures a constant warm water temperature at the inlet of the module. This is made possible by mixing warm water from the outlet flow into the return flow.

Consisting of:

- 1 x 3-way valve with electrical regulating control (delivered loose)



- 1 PT 100 (mounted on the engine or delivered loose)
- 1 PID-regulation (installed in the control panel)

1.20.28 Pressure compensation reservoir

The Expansion Tank is designed for the warm water circuit of the respective module.

Scope of supply:

- Size of the expansion tank: 150 l (delivered loose)
- Pressure gauge (delivered loose)

2.00 Electrical Equipment

Totally enclosed floor mounted sheet steel cubicle with front door wired to terminals. Ready to operate, with cable entry at bottom. Naturally ventilated.

Protection: IP 42 external
IP 20 internal (protection against direct contact with live parts)

Design according to EN 61439-2 / IEC 61439-2 and ISO 8528-4.
Ambient temperature 5 - 40 °C (41 - 104 °F), 70 % Relative humidity

Standard painting: Panel: RAL 7035
Pedestal: RAL 7020

2.02 Grid monitoring device

Standard without static Grid Code - 60Hz alternator

Function:

For immediate disconnection of the generator from the grid in case of grid failures.

Consisting of:

- High/low voltage monitoring
- High/low frequency monitoring
- Specially adjustable independent time for voltage and frequency monitoring
- Vector jump monitoring or df/dt monitoring for immediate disconnection of the generator from the grid for example at short interruptions
- Indication of all reference dimensions for normal operation and at the case of disturbance over LCD and LED
- Adjusting authority through password protection against adjusting of strangers

Scope of supply:

Digital grid protection relay with storage of defect data, indication of reference dimensions as well as monitoring by itself.



Grid protection values:

Parameter	Parameter limit	Max time delay[s]	Comments
59-61Hz			Do work normal
f<[ANSI 81U]	59Hz	0,5	Load reduction with 10%/HZ below 59Hz!
f<<[ANSI 81U]	58.5Hz	0,1	
f>[ANSI 81O]	61,5Hz	0,1	Load reduction with 30%/HZ above 61Hz!
U<[ANSI 27]	90%	1	Load reduction with 1%P /%U below 95%
U<<[ANSI 27]	80%	0,2	Load reduction with 1%P /%U below 95%
U>[ANSI 59]	110%	30	Load reduction with 1%P /%U above 105%
U>>[ANSI 59]	115%	0,2	Load reduction with 1% P/%U above 105%
Df/dt [ANSI 81R] or Vector shift [ANSI 78]	2Hz/s, 5 Periods Or 8° -3pol		Cos phi range: 0,8ind (overexcited) - 1



2.04 Generator circuit breaker panel, IEC/EN

Nominal voltage:	3x480/280V, 60Hz
Nominal current:	1200A
Earthing system:	TN-CS
Protection:	IP54 external, IP20 internal
Ambient temperature:	+5°bis 40°C (50°C with de-rating)
Standard:	IEC/EN61439-2 und IEC/EN60204-1
Color:	RAL 7035
Dimensions:	Height: 2000mm (+base)
With:	600mm
Depth:	600mm – 800mm (depends on cable connection)



Function:

The generator circuit breaker (CB) is the electrical connection between the generator and the grid. Closing of the generator circuit breaker is every time initiated by the gas engine control system. The breaker opens in case of engine shut down.

Cable length between generator CB panel and Module control panel: < 50m

Essential components installed in generator circuit breaker panel:

- 1 circuit breaker:

 Mount type: Fix construction CB

 Motorized 3-phase

 Integrated electronic trip unit consisting of:

 Adjustable delayed release for overload protection

 Adjustable selective short circuit protection

 Under voltage trip coil, shunt trip coil, control coil: 24VDC

 Status messages and command signals are connected to terminals

 Lockable with up to 3 padlocks

 CB closing time <70msec

 CB opening time <60msec

 Short circuit capability 65kA:

 Short circuit breaking capacity I_{cu} ; I_{cs} (440/690VAC): 65/50kA

 Short circuit making capacity I_{cm} (440/690VAC): 143/105kA

 Short time withstand current I_{cw} (1 sec): 65kA

- 3 current transformers for measuring: 1200A/1A, 1FS5, 30 VA (0,5FS5, 15VA)

- 1 copper busbar system (L1, L2, L3, PE, N + PEN bridge) for cable connection

- Terminals for control cables

- Panel fan, temperature controlled

- Surge arrester type 2 EN 61643-11, Up <2,5kV. for auxiliaries

- Generator voltage for synchronizing and measuring, connected to terminals

- Busbar voltage for synchronizing, connected to terminals

- Auxiliaries power supply for gas engine (3 pol. xxx A, only with 3x230/400V,50Hz)



2.10.01 Master synchronization integrated into the master control

Purpose:

The "Master synchronization" is assigned for control of ONE mains circuit breaker (CB), as well as the selection and the release of the individual modules for isolated operation.

Scope of supply:

The following essential components are included:

- DIA.NE server
- Visualization
- Synchronizing device
- Necessary coupling relays
- Terminal strip for incoming and outgoing cables (scope of supply)

Assumptions:

- In every case of mains failure and transition from mains-parallel operation to island operation the customers load shedding equipment (preferably using relay control with direct contacts on the standby loads) has to limit the standby load within 50 mSec after the mains CB is opened to the standby rating of the module(s). There is no load shedding equipment supplied by GE Jenbacher. Load shedding have to be realized on-site.
- GEJ synchronises and controls the generator CB's of the individual modules by module control panels and the mains CB by the master control panel. All other CB's of the plant have to be controlled/interlocked by the customer in this way, that there is ensured a safe operation in every operating mode of the plant.

Function:

- Release of the gas engines for isolated operation
Release of the gas engines for isolated operation is performed in accordance with the availability of the units and the settings at the visualisation.
- Lockable selection by touch of 'Manual demand gas engines for isolated operation':
 - "0" No isolated operation. There will be no module released for isolated operation.
In case of mains breakdown the generator CB's of the running units will be opened.
 - "1" Manual selection "1" module released for isolated operation.
In case of mains breakdown the mains CB of the plant will be opened.
Surplus running units will be stopped.
 - "2".."n" Manual selection "2".. "n" modules released for isolated operation.
In case of mains breakdown the mains CB of the plant will be opened.
Surplus running units will be stopped.
- Lockable selection by touch 'Priority engine':
The unit sequencing is based upon availability and according to lockable selection.
- Mains stabilization time
After restoration of the mains a waiting time elapses until the automatic "Mains breaker synchronisation" command is given to synchronise the plant to the mains.



- Select synchronization type

Lockable synchronization type selection by touch:

MANUAL	manually initiated automatic synchronization of mains CB
OFF	Synchronization of mains CB is locked
AUTOMATIC	automatically initiated automatic synchronization of mains CB

Manually initiated automatic synchronization

Pressing the "MAINS CB x ON / SELECTION" button on the touch control panel initiates automatic synchronization.

Automatic synchronization

Fully automatic synchronisation system with frequency controller and synchroniser with autonomous synchronisation selection.

- Synchronization device - with frequency balance and following displays:



Double voltmeter - for monitoring of bus bar and generator voltage



Double frequency meter - for monitoring of bus bar and generator frequency



Synchronoscope - for monitoring of the synchronizing function during synchronization

DIA.NE XT

Components:

- DIA.NE plant management system

Design:

- a) Touch Display visual display unit
- b) Central plant control

a) Touch Display visual display unit

15" industrial colour graphics display with resistive touch screen.

Protection class for DIA.NE XT Front: IP 65,

The VDU contains a clear and functional summary of the measured values. All values are presented graphically.

The system is operated by touching on-screen buttons.

Numeric inputs (set points, parameters, ...) are made on a touch numerical keypad or slider. The operating mode and synchronisation type are selected on a touch button panel that can be pinned permanently on each screen.

Main screens:

- MAIN: Operating selection
- ELE: Circuit breakers
- ELE: Electrical plant overview, synchronization (Option)
- HYD: Hydraulic plant overview (Option)
- GAS: Gas plant overview (Option)
- CTR: Plant controllers (Option)
- CUST: Shows order-specific screens added at the customer's request.



- **PANEL:** The operating mode and synchronisation type are selected on a touch button panel that can be pinned permanently on each screen.
- **ALARM:** Alarm management. Efficient diagnostic instrumentation listing all active fault messages of the master control both tabular and chronologically, with the recorded time.
- **Help:** Information for causes and corrective measures for malfunctions

Each screen allows the use to switch between the screen view, the associated parameters in table form, powerful measured value trend displays, and, if available, system information.

b) Central plant control:

A real-time, modular industrial control system based on an industrial PC which handles all activities for the

- station control,
- mains breaker control,
- and isolated operation settings for the modules.

Interfaces:

- Ethernet (twisted pair) for remote maintenance access
- Ethernet (twisted pair) for interconnecting a number of engines
- Ethernet (twisted pair) for the Powerlink connection to the control inputs and outputs.
- USB interface for software updates

Connection to on-site control system as described in GE Jenbacher options list (MODBUS-RTU slave, PROFIBUS-DP slave, MODBUS-TCP slave, ProfiNet and OPC)

Monitoring / fault messages, displays / operational messages:

- Monitoring / fault messages:
 - Bus bar voltage sensor failure
- Monitoring / fault messages mains CB:
 - Mains CB status signal failure
 - Mains CB 0-signal failure
 - Mains CB 1-signal failure
 - Mains CB opening failure
 - Mains CB closing failure
 - Mains CB overload/short circuit
- Monitoring / fault messages mains:
 - Mains monitoring device failure
- Displays mains CB:
 - Mains CB OPENED/CLOSED
 - Mains CB synchronization selected
- Displays mains:
 - Mains OK / Mains fault
- Displays for each module:
 - Generator CB OPENED/CLOSED

Required reference and status signals for GE Jenbacher synchronizing system:

- Status signals
 - Mains circuit breaker CLOSED 1 NO



- Mains circuit breaker OPENED 1 NC
- Mains circuit breaker READY TO CLOSE 1 NO
- Mains voltage 3 x / V
Voltage converter at star-star connection with min. 50 VA and KI.0.5.
- Bus bar voltage 3 x / V
Voltage converter at star-star connection with min. 50 VA and KI.0.5.

GE Jenbacher interface-signals to be incorporated in switchgear:

- Mains circuit breaker CLOSING command 1 NO
- Mains circuit breaker OPENING command 1 NO

The closing/opening command of the GE Jenbacher synchronization will be active till the opened/closed status signal from the switchgear is received.

Maximum distance between master synchronisation and module control cabinet: 50m/164ft
Maximum distance between master synchronisation and power switch: 100m/328ft

2.10.04 Master control for 2 modules

Base procedure: Priority current - Mains power import/export-control

Dimensions:

- Height 2200 mm (87 in) (including 200 mm [8 in] foundation)
- Width 1000 mm (40 in)
- Depth 600 mm (24 in)

Control power supply (by supplier of the control power supply unit) from the battery 24 V DC, 16 A (tolerance: min. 22 V, max. 30 V, including waviness U_{pp} 3.6 V minus-grounded).

Auxiliary power supply (by the supplier of the auxiliary power supply unit):
480/277 V, 60 Hz, 16 A.

Purpose:

The "Master control" is assigned for automatic starting/stopping of the individual modules, and for the unit control power default, with respect to the plant's mains power consumption.

Scope of supply:

- The following essential components are included:
- DIA.NE server
- Visualisation
- Necessary coupling relays
- Terminal strip for incoming and outgoing cables (scope of supply)

Assumptions:

- The hydraulic integration of the units, the bypass of the surplus heat as well as the complete heater control must be finalized on-site, per GE JENBACHER-hydraulic diagram E 9684.
- Return temperature: the set value may not be exceeded. Permissible deviation -20°C (-4°F).
Permissible change in maximum velocity 10°C (50°F)/minute.



Function:

- Addition and shutdown of the units

Addition and shutdown of the units is performed in accordance with the current demand of the plant with the

Total consumers' power

and the

Mains import/export power

of the plant as switching criteria.

The measured value acquisition of the mains import/export power is performed by an on-site measuring transducer (0/4 - 20 mA, potential free measured signal). The total consumers power of the plant is formed at the PLC by summation of the actual mains power consumption and the output of the engines. The set points for switching on and off each unit are adjustable; depending on the calculated generators total power set value.

For each switching point a delay time for on and off is adjustable.

- Power adjustment:

The power adjustment of the units is performed such that the mains power import/export is used on a constantly adjustable set value. The running units perform within the load range of 50 - 100 % nominal load, with equal load distribution between the units.

- Time intervals:

Between two additions and shutdowns of the units, minimum (adjustable) dead time is observed.

- Unit sequencing:

The unit sequencing is based upon availability and according to lockable selection by touch:

"AUT" sequence according to operating hours (the unit with the lowest operating hours will be requested first)

"MAN", "1", "2", "3"... "n" Manual pre-selection of the leading unit with fixed sequence of the units.

(Sequence: 1-2-3-n, 2-3-n-1, 3-n-1-2)

- Lockable service selection by touch:

- "0", "1", "2"... "n" Manual selection of number of module demand. Module power default 50-100% according the mains power import/export regulation.
- "AUT" Automatic Operation of the plant with module demand according the base procedure. Module power default 50-100% according the mains power import/export regulation.

DIA.NE XT

Components:

- DIA.NE plant management system

Design:

- a) Touch Display visual display unit
- b) Central plant control

a) Touch Display visual display unit

15" industrial colour graphics display with resistive touch screen.

Protection class for DIA.NE XT Front: IP 65,

The VDU contains a clear and functional summary of the measured values. All values are presented graphically.

The system is operated by touching on-screen buttons.



Numeric inputs (set points, parameters, ...) are made on a touch numerical keypad or slider.
The operating mode and synchronisation type are selected on a touch button panel that can be pinned permanently on each screen.

Main screens:

- MAIN: Operating selection, counters (operating hours)
- ELE: Electrical plant overview, synchronization
- HYD: Hydraulic plant overview (Option)
- GAS: Gas plant overview (Option)
- CTR: Plant controllers (Option)
- CUST: Shows order-specific screens added at the customer's request.
- PANEL: The operating and synchronisation mode are selected on a touch button panel that can be pinned permanently on each screen.
- ALARM: Alarm management. Efficient diagnostic instrumentation listing all active fault messages of the master control both tabular and chronologically, with the recorded time.
- Help: Information for causes and corrective measures for malfunctions

Each screen allows the use to switch between the screen view, the associated parameters in table form, powerful measured value trend displays, and, if available, system information.

b) Central plant control:

A real-time, modular industrial control system based on an industrial PC which handles all activities for the

- station control,
- mains breaker control,
- and isolated operation settings for the modules.

Interfaces:

- Ethernet (twisted pair) for remote maintenance access
- Ethernet (twisted pair) for interconnecting a number of engines
- Ethernet (twisted pair) for the Powerlink connection to the control inputs and outputs.
- USB interface for software updates

Connection to on-site control system as described in GE Jenbacher options list (MODBUS-RTU slave, PROFIBUS-DP slave, MODBUS-TCP slave, ProfiNet and OPC)

Monitoring / fault messages, displays / operational messages:

- Monitoring / fault messages
 - Measuring signal fault
 - CHP return temperature high (on-site sensor with potential free contact)
- Status messages of the plant
- Display of the actual operating mode of the plant in the status line e.g.:
 - Plant blocked
 - Priority current
 - Emergency supply
 - Priority current - peak load



- Operational messages for each module:
 - Not ready / ready / demand by master control
 - Operation OFF/ON
 - Generator C.B. OFF/ON
- Displays for each module:
 - Operating hours (with possibility of adjust)
 - Electrical output - set value and actual value
- Operational conditions of the plant:
 - Mains C.B. OFF/ON
 - Mains o.k./mains fault
 - Mains power import/export - set value and actual value
 - Total power consumers
 - Generators total power set value

Remote control messages (potential free contacts):

- CPU fault master control
- Collect fault master control

2.12 Gas warning device

Function:

The gas warning device continuously monitors the radiated air in the engine room and warns against gases which are injurious to persons' health and against explosive gas concentrations.

The measuring head (catalytic sensor) is attached on the covering or nearby the ground, dependent upon the gas source.

Scope of supply:

- Alarm unit voltage: 24VDC
- 2 Gas sensor(s)

2.13 Smoke warning device

Function:

The smoke warning device in combination with the optical smoke detector (installed in the control room) and the thermal smoke detector (installed in the engine room) provide extensive early warning signal.

Design:

The device has an optical display for alarm and operation.
The smoke warning device is installed in a plastic housing.

Scope of supply:

- Alarm unit voltage: 24 VDC
- 2 Smoke detector(s)



3.01 Lube oil system

Consisting of:

- 300 l fresh oil tank
- 300 l lube oil tank
- Combined electric driven fresh oil and waste oil pump
- Level switches
- Shut-off devices
- Complete pipework between oil tanks and module

Through simple switch over of the pumps following functions are given:

- Filling of the fresh oil tank from a cask
- Filling of the lube oil tank from a cask
- Filling of the oil pan from a cask
- Emptying of the oil pan into a cask
- Emptying of the waste oil tank into a cask

3.03.01 Exhaust gas silencer

Material:

Steel

Consisting of:

- Exhaust gas silencer
- Flanges, seals, fixings

Insulation:

The insulation for reducing surface irradiations (heat and sound) of the exhaust gas silencer is not included in our scope of supply and must be provided locally. The insulation (100 mm (4 inch) rock wool covered with 0,75 mm (0,03 inch) galvanized steel sheet) is required to keep the sound pressure level of the container (65 dB(A) in 10 m (32 ft)).

3.05 Air intake and outlet system

Function:

- Supply of the required combustion air for the gas engines
- Supply and exhaust of the required cooling air to purge the radiated heat, especially the heat of the engine and the generator

The air intake system (louver) consists of:

- Weather protection
 - With sloped plating and birdscreen.
 - Material: zinc-coated steel
- Air intake filter according to EN 779 class G4
- Louver damper
 - Consisting of:



- U-profile frame and opposing hollow fins installed in plastic bushings
- Motor operated with position switch
- Material: zinc-coated steel
- Noise attenuating system
 - Consisting of:
 - Sheet steel cladding
- Attenuator (type: absorption or combination of resonance + absorption depending on sound level requirement)
- Air intake fan, including E-motor, 480/277 V, 60 Hz, frequency controlled

The air outlet system consists of:

- Weather protection
 - Material: zinc-coated steel
- Birdscreen, to protect against rain and/or inclement weather
 - Louver damper
 - Motor operated
- Noise attenuating system

The air intake jalousie flap opens automatically upon engine start.

The air outlet jalousie flap only opens if the room temperature reaches the setpoint at which the air intake fan must start.

3.10.03 Cooling system - dual-circuit radiator

The heat produced by the engine (jacket water, lube oil, intercooler) is dumped through a radiator, installed outside.

Consisting of:

- Radiator
- Pump
- Short-circuit thermostat
- Safety valve
- Pressure switch
- Heat exchanger for warm water/glycol circuit
- 3-Way-valve
- Expansion tank

The radiator is designed for an ambient temperature of 35°C (95°F). Special versions for higher ambient temperatures are available upon request.

3.20 Container

40' ISO STEEL CONTAINER, Module Installation

Dimensions:

- Length: 12192 mm (40 ft)
- Width: 2438 mm (8 ft)



- Height: 2591 mm (8 ft, 6 in)

Sound pressure level

65 dB (A) at 32 ft (10 m) (surface sound pressure level according to DIN 45635)

See comments under MC 3.03.01

Ambient temperature:

The container is designed for a ambient temperature from -25°C to 40°C.

Other temperatures are available upon request.

Base frame:

Self-supporting, i.e. the base frame is designed to withstand static loads from the installation of parts such as the engine, control panels, exhaust gas silencer and radiator.

Construction:

Trapezoidal corrugated steel sheeting welded between the base frame and the top frame.

The sound absorbent surfaces are comprised of rock wool covered with perforated plating.

The container is of a weatherproof design and the roof is suitable for construction work.

A double door to bring in the engine is situated at the front of the container beside the air outlet.

There is a door into the control room at the front wall on the side of air inlet.

A door into the engine room is situated at the long side of the container.

The doors (engine room resp. control room) are designed with the same cylinder locks. The doors are design as emergency doors which could be opened in direction of the escape route. They are identified as such and can be opened from inside without other assistance (panic lock).

Dimension of door: appr. 1000 mm x 2000 mm (W x H)

Engine room:

The floor is designed as an oil pan.

Connections from/to the engine room consist of:

- Top: Cooling water in/outlet; welded flange
Exhaust gas outlet; shuted tightly
- Roof: Suspensions for cable trough, gas train, gas pipes,
- Wall: Gas inlet; welded flange

Control room:

The control room is ventilated by a closeable air intake opening. The air is aspirated by the fans of the engine room. For the cables a recess at the floor of the control room is planned. The control room is equiped with a plastic covering.

Engine and container installation are essentially performed as follows:

- Installation and setup of the module
- Installation of the control equipment in a separate control equipment room
- Installation of the gas train
- Installation of the lube oil equipment



- Installation of the air intake and outlet ventilation system
- Installation of the exhaust silencer on the roof
- Installation of the radiator on the roof
- Installation of lighting in the container
- Installation of the auxiliary electrical installations
- Completion of exhaust, fuel, oil and water piping, according to the scope of supply, including all necessary fittings, flexible connections and reinforcements.
- Footboard above the tubes
- Rain drain
- Total signposting

Fire protection classification:

The container is not classified for fire protection.

Coating:

- Installation:
 - Oil resistant base
 - Synthetic resin as coating varnish
- Colour Container:
RAL6018 (green)

3.50 Power and control cable

- Control cable between the module control panels, cable length max. 10 m (32 ft)
- Power cable between generator output terminal and power part, cable length max. 10 m (32 ft)
- Starter cable from the batteries to the starter, cable length max. 5 m (16 ft)

4.00 Delivery, installation and commissioning

4.01 Carriage

According to contract.

4.02 Unloading

Unloading, moving of equipment to point of installation, mounting and adjustment of delivered equipment on intended foundations is not included in GE Jenbacher scope of supply.

4.03 Assembly and installation

Assembly and installation of all GE Jenbacher -components is not included in GE Jenbacher scope of supply.

4.04 Storage

The customer is responsible for secure and appropriate storage of all delivered equipment.

4.05 Start-up and commissioning

Start-up and commissioning with the GE Jenbacher start-up and commissioning checklist is included. Plants with island operation require internet connection.



4.06 Trial run

After start-up and commissioning, the plant will be tested in an 8-hour trial run. The operating personnel will be introduced simultaneously to basic operating procedures.

Is included in GE Jenbacher scope of supply.

4.07 Emission measurement with exhaust gas analyser

Emission measurement by GE Jenbacher personnel, to verify that the guaranteed toxic agent emissions have been achieved (costs for measurement by an independent agency will be an extra charge).

5.01 Limits of delivery - Container

Electrical

- Module:
At terminals of generator circuit breaker

Warm water

At inlet and outlet flanges on container

Exhaust gas

At exhaust gas outlet flange on top of the container; special stack provided locally

Combustion air

The air filters are set mounted, no external ductwork is necessary

Fuel gas

At inlet flange of the container

Lube oil

At lube oil connections on container

Condensate

At condensate drain on container.

Insulation

Insulation of heat exchangers, pipework and exhaust gas silencer is not included in our scope of supply and must be provided locally.

First filling

The first filling of module, (lube oil, engine jacket water, anti freeze-, anti corrosive agent, battery acid) is not included in our scope of supply.

The composition and quality of the used consumables are to be strictly monitored in accordance with the "Technical Instructions" of GE JENBACHER.

Suitable bellows and flexible connections **must be provided locally** for all connections.

Cables from the module must be flexible.



5.02 Factory tests and inspections

The individual module components shall undergo the following tests and inspections:

5.02.01 Engine tests

Carried out as combined Engine- and Module test according to DIN ISO 3046 at GE Jenbacher test bench. The following tests are made at 100%, 75% and 50% load, and the results are reported in a test certificate:

- Engine output
- Fuel consumption
- Jacket water temperatures
- Lube oil pressure
- Lube oil temperatures
- Boost pressure
- Exhaust gas temperatures, for each cylinder

5.02.02 Generator tests

Carried out on test bench of the generator supplier.

5.02.03 Module tests

The engine will be tested with natural gas (methane number 94). The performance data achieved at the test bench may therefore vary from the data as defined in the technical specification due to differences in fuel gas quality.

Carried out as combined Engine- and Module test commonly with module control panel at GE Jenbacher test bench, according to ISO 8528, DIN 6280. The following tests are made and the results are reported in a test certificate:

Visual inspection of scope of supply per specifications.

- Functional tests per technical specification of control system.
 - Starting in manual and automatic mode of operation
 - Power control in manual and automatic mode of operation
 - Function of all safety systems on module
- Measurements at 100%, 75% and 50% load:
 - Frequency
 - Voltage
 - Current
 - Generator output
 - Power factor
 - Fuel consumption
 - Lube oil pressure
 - Jacket water temperature
 - Boost pressure
 - Mixture temperature
 - Exhaust emission (NO_x)

The module test will be carried out with the original generator, except it is not possible because of the delivery date. Then a test generator will be used for the module test.

To prove characteristics of the above components, which are not tested on the test bench by GE JENBACHER, the manufacturers' certificate will be provided.



In the case of a container unit the above mentioned test procedure for the module is performed in Jenbach. GE Jenbacher reserves the right to perform the functional test of the container in a GE facility elsewhere.

5.03 Documentation

60 days advance documentation, as per the technically clarified order placement

- Module drawing **1)**
- Technical diagram **1)**
- Drawings of the cabinet views **3**
- Electrical interface list **2)**
- Technical specification of the control system **2)**
- Technical drawings of accessories (if included in scope of supply of GE Jenbacher GmbH&CO OG) **1**

Before delivery(depending on progress in ordering the components, on request)

- Technical drawings for BoP components supplied separately (if included in scope of supply of GE Jenbacher GmbH&CO OG) **1)**

Upon delivery

- Circuit diagrams **3)**
- Cable list **3)**

Delivered with the engine

- Brief instructions (transport, erection, moving) **1)**

For commissioning

- Operation and maintenance instructions **4)**
- Spare parts catalogue **4)**
- Original supplier operation and maintenance instructions for any BoP components (installed in the GE Jenbacher GmbH&Co OG scope of supply) as Appendix **1)**

All the components found in the GE Jenbacher GmbH&Co OG scope of supply are described in the operation and maintenance instructions, and in the spare parts catalogue.

In addition, the manufacturer's original operation and maintenance instructions will be provided for every BoP component, in German and English as standard, as an Appendix for the operation and maintenance manual provided.

Additional costs of producing or providing the required documents using the KKS (power station coding system) and/or integration in subcontractors' documentation, or additional approval, design and proof of testing documentation must be negotiated or ordered separately.

This standard offer does not include:

- Approval documentation
- Design documentation
- Proof of testing documentation
- Printed copies and digital off-line versions (e.g. printed versions, CD, pdf, etc.) must be negotiated separately and ordered accordingly.



Available languages (language codes as per ISO 639-1):

4	3	2	1	de	German		
				en	English		
				fr	French		
				it	Italian		
						es	Spanish
						nl	Dutch
						hu	Hungarian
						ru	Russian
						pl	Polish
						tr	Turkish
						cs	Czech
						pt	Portuguese
	da		Danish				
	sk		Slovakian				
	sl		Slovenian				
	sr		Serbian				
	lv		Latvian				
	et		Estonian				
	ro		Rumanian				
	no		Norwegian				
	hr	Croatian					
	fi	Finnish					
	zh	Chinese					
	el	Greek					
	bg	Bulgarian					
	lt	Lithuanian					
	sv	Swedish					

Oferta Smart Power - A9

Energy Smart Power

Equipo de ESP tiene experiencia en el desarrollo de proyectos y servicios para ayudarlo a lograr el balance energético correcto y cuidar el medio ambiente.



Municipio La Calera

POWER YOUR BUSSINESS

Ing. Carlos teran

Descripción general del sistema de gas to Power 2G

ESP ofrece una amplia gama de sistemas de líneas eléctricas de gas altamente eficientes y de baja emisión. Nuestros sistemas funcionan con sistemas de gas natural para generar energía de alta calidad en el sitio.

Contamos con la amplia experiencia y los equipos avanzados necesarios para convertir de manera confiable el espectro completo de combustibles líquidos y gaseosos en energía, ofreciendo uno de los métodos más limpios y eficientes para producir electricidad a partir de combustibles fósiles.

Los motores de gas son uno de los motores primarios más comunes en los sistemas de generación de energía. Los sistemas de producción de energía y los ciclos modificados con mayores eficiencias térmicas presentan oportunidades para obtener ganancias económicas a largo plazo y reducir el impacto ambiental.

Las plantas de energía 2G se pueden instalar de varias maneras, según las condiciones locales y los requisitos de aislamiento acústico. Por lo tanto, pueden incorporarse en edificios o sistemas de calefacción existentes o pueden instalarse por separado en un contenedor o sala de máquinas. Con el paquete de aislamiento acústico adecuado, la emisión de ruido puede ser tan baja como 35 dB (A) a una distancia de 10 m.

Objetivo:

El propósito de este documento es determinar si un sistema 2G gas to power para El Municipio La Calera, Cundinamarca sería una opción rentable para el suministro de energía eléctrica en el sitio.

Modelo de negocio propuesto

PPA: esta solución permitirá al Municipio disfrutar del sistema de gas a energía, beneficios con CERO capital requerido y CERO operaciones y mantenimiento en curso. PPA de 10 años con tasa fija y pago mensual de acuerdo al consumo de KW Esta tarifa incluye el mantenimiento del OEM durante todo el plazo del arrendamiento.

Alcance del Trabajo

Esta propuesta incluye una planta combinada de gas a energía llave en mano completa para generar en el sitio la electricidad consumida por la planta, mejorar la resiliencia del sitio y reducir las emisiones de la planta.

El sistema propuesto sería una versión estándar de módulo todo en uno y listo para conexión (Plug & Play) completamente en contenedores para garantizar el proveedor de energía eléctrica más resistente y eficiente. Diseño de contenedor, sonido atenuado (<65dBA). Una planta de cogeneración lista para la conexión que está cuidadosamente construida en un módulo Sistema de control inteligente, controles completamente integrados con administración electrónica patentada y operación inteligente con ajustes automáticos para cambiar las densidades de energía y el valor calorífico para una confiabilidad operativa comprobada.

El sistema de generación de energía 2G cubriría la demanda eléctrica promedio y el sistema admitiría el modo conectado a la red o isla. El sistema de energía se diseñaría como la fuente de energía primaria, con la AEE como respaldo principal y los generadores diésel como respaldo secundario.

El combustible principal será el Gas Natural. El motor y el generador están conectados a través de un acoplador de plástico metálico elástico enchufable para compensar el desplazamiento radial, el desplazamiento axial o el desplazamiento angular. Está montado sobre una estructura amortiguada contra vibraciones. Además, el marco se desacopla mediante elementos de desacoplamiento de oscilaciones.

El gabinete de control se ejecuta como una unidad separada. Todas las funciones de regulación y control, así como los elementos de control, forman parte del armario de control. Con la ayuda de una pantalla navegable por menús, los datos de rendimiento y los datos de estado se pueden leer y ajustar fácilmente.

El accionamiento del motor es causado por un motor Otto-Gas sobrealimentado, refrigerado por agua. Es un motor estacionario diseñado para operación permanente. Un encendido controlado por microprocesador garantiza una adaptación óptima del punto de encendido y la energía de encendido a la calidad del gas. Como solución integral, ESP ofrece un servicio de primera clase desde el contacto inicial hasta el mantenimiento.

Mes	MUNICIPIO	NRO_CUENTA	NRO_SERVICIO	CATEGORIA	CONSUMO kwh	VALOR_CONSUMO pesos	Valor en US\$	Costo de KW/h (pC)	Costo de KW/h (\$)
1	LA CALERA	2123440	2123440	AlumbradoPu	98,719	44,878,408	10,994	454.61	0.1114
2	LA CALERA	2123440	2123440	AlumbradoPu	95,535	43,691,518	10,703	457.34	0.1120
3	LA CALERA	2123440	2123440	AlumbradoPu	98,719	45,418,559	11,127	460.08	0.1127
4	LA CALERA	2123440	2123440	AlumbradoPu	95,535	44,217,391	10,832	462.84	0.1134
5	LA CALERA	2123440	2123440	AlumbradoPu	98,719	45,965,215	11,260	465.62	0.1141
6	LA CALERA	2123440	2123440	AlumbradoPu	98,719	46,241,006	11,328	468.41	0.1148
7	LA CALERA	2123440	2123440	AlumbradoPu	95,535	45,018,089	11,028	471.22	0.1154
8	LA CALERA	2123440	2123440	AlumbradoPu	98,719	47,448,823	11,624	480.65	0.1177
9	LA CALERA	2123440	2123440	AlumbradoPu	95,535	46,836,817	11,474	490.26	0.1201
10	LA CALERA	2123440	2123440	AlumbradoPu	98,719	49,365,759	12,094	500.06	0.1225
11	LA CALERA	2123440	2123440	AlumbradoPu	98,719	50,106,250	12,275	507.56	0.1243
12	LA CALERA	2123440	2123440	AlumbradoPu	89,166	45,936,353	11,253	515.18	0.1262
					1,162,339	555,124,188	\$135,993		
					PROMEDIO	46,260,349			
					Load Average	265			
					Promdio	96,862			

	MUNICIPIO	NRO_CUENTA	NRO_SERVICIO	CATEGORIA	CONSUMO kwh	VALOR_CONSUMO pesos			
1	LA CALERA	1675105	1675105	Comercial	1,506	790,604	194	524.97	0.1286
2	LA CALERA	1675105	1675105	Comercial	1,691	893,050	219	528.12	0.1294
3	LA CALERA	1675105	1675105	Comercial	1,463	777,275	190	531.29	0.1302
4	LA CALERA	1675105	1675105	Comercial	1,619	865,316	212	534.48	0.1309
5	LA CALERA	1675105	1675105	Comercial	1,513	813,514	199	537.68	0.1317
6	LA CALERA	1675105	1675105	Comercial	1,471	795,677	195	540.91	0.1325
7	LA CALERA	1675105	1675105	Comercial	1,367	743,859	182	544.15	0.1333
8	LA CALERA	1675105	1675105	Comercial	1,626	890,104	218	547.42	0.1341
9	LA CALERA	1675105	1675105	Comercial	1,495	834,760	204	558.37	0.1368
10	LA CALERA	1675105	1675105	Comercial	1,601	911,826	223	569.54	0.1395
11	LA CALERA	1675105	1675105	Comercial	1,562	907,406	222	580.93	0.1423
12	LA CALERA	1675105	1675105	Comercial	1,388	818,420	200	589.64	0.1444
					18,302	10,041,811	2,460	548.67	0.1344
					PROMEDIO	717,272	2,460		
					Load Average	4			

	MUNICIPIO	NRO_CUENTA	NRO_SERVICIO	CATEGORIA	CONSUMO kwh	VALOR_CONSUMO pesos			
1	LA CALERA	1675107	1675107	Comercial	2,583	1,355,997	332	524.97	0.1286
2	LA CALERA	1675107	1675107	Comercial	3,064	1,618,158	396	528.12	0.1294
3	LA CALERA	1675107	1675107	Comercial	2,610	1,386,662	340	531.29	0.1302
4	LA CALERA	1675107	1675107	Comercial	2,696	1,440,947	353	534.48	0.1309
5	LA CALERA	1675107	1675107	Comercial	2,745	1,475,939	362	537.68	0.1317
6	LA CALERA	1675107	1675107	Comercial	2,728	1,475,599	361	540.91	0.1325
7	LA CALERA	1675107	1675107	Comercial	2,450	1,333,178	327	544.15	0.1333
8	LA CALERA	1675107	1675107	Comercial	2,750	1,505,403	369	547.42	0.1341
9	LA CALERA	1675107	1675107	Comercial	2,651	1,480,233	363	558.37	0.1368
10	LA CALERA	1675107	1675107	Comercial	2,832	1,612,923	395	569.53	0.1395
11	LA CALERA	1675107	1675107	Comercial	2,621	1,522,607	373	580.93	0.1423
12	LA CALERA	1675107	1675107	Comercial	2,312	1,363,247	334	589.64	0.1444
					32,042	17,570,893	4,304		
					PROMEDIO	1,255,064			
					Load Average	7			
							Relacion \$/Peso	4086	
				Total KWh	1,212,683				
				Total Cop	582,736,892				
				Total \$	142,757.69				

Precio del PPA

Term (Years)	Costo del Capex	PPA Cost Kw/h (\$)
10	US\$ 655.000	\$0.104

Equipment

Equipment	Output	Net Output
2G Agenitor 408C	360 kW	340 kW

G2P Savings Analysis Capex		
Agenitor 408 G2P (360KW) nG		
Electric Detail	Current	G2P
KW	277	340
Operating Hours	4380	8322
KWH	1,213,260.00	2,829,480.00
KWH Rate	\$ 0.1440	\$ 0.1040
Electricity Cost	\$ 174,709.44	\$ 294,265.92
Costs Detail		
Energy Cost	\$ 174,709.44	\$ 294,265.92
Prepa		\$ (232,735.68)
Total Energy Costs	\$ 174,709.44	\$ 61,530.24
NET KWH COST	\$ 0.1440	\$ 0.1040
CASH FLOW	\$	113,179.20

Economic Detail	
Agenitor 408 G2P (360KW) nG	
LNG Cost (MMBTU)	\$ 8.00
Fuel Consumption (MMBTU/Hr)	2.50
Capacity %	100%
Operating Hours	8322
Annual Fuel Consumption	20,805.00
Annual Fuel Cost	\$ 166,440.00
Cost of Electric Generation (Kwh)	\$ 0.05882
O&M	
O&M Cost per Hour	\$ 7.00
Operating Hours	8,322.00
O&M Cost Annually	\$ 58,254.00
O&M Cost per Kwh	0.02059
Total Operations Costs	\$ 224,694.00
Lease	\$ -
Total Operations Costs (Kwh)	\$ 0.0794
ROI (Anos)	5.79
Turnkey Project Cost	\$ 655,000.00



Oferta PEGSA -A10

Oficina Principal
Calle 127 # 14 -54 Of. 709
Gradeco Business Plaza
Teléfono: (57-1) 3779000
Celular: (57) 313 4222732
Bogotá, Colombia

Centro de Servicio:
Terminal Terrestre de Carga
KM 3.5 Autopista Medellín Costado Sur
Módulo 6 - Bodega 25 y 26
Cota, Cundinamarca

Generación Eléctrica
Compresión
Bombeo
Equipos de Superficie
Repuestos y Servicios

PROYECTO Proyecto Calera 1 X JGS 312 VERSIÓN D802

Fecha: 16 de mayo de 2022

1. Análisis de Factibilidad - Caso Cogeneración - PRELIMINAR

Descripción	Unidad	Valor
TOTAL CAPEX (Equipos + EPC)	USD	\$ 606,766.65
CAPEX por MW instalado	USD/MW	\$ 1,164,619.29
CAPEX por kWh Generado	USD/kWh	\$ 1.90
TOTAL OPEX	USD	\$ 1,131,149.64
OPEX por kWh Generado	USD/kWh	\$ 3.54
TOTAL FUEL GAS	USD	\$ 989,781.64
FUEL GAS por kWh Generado	USD/kWh	\$ 3.10

CAPEX	COP\$/kWh	\$ 77.05
FUEL GAS	COP\$/kWh	\$ 125.69
O&M	COP\$/kWh	\$ 143.64
TAXES	COP\$/kWh	\$ 21.34
COE (incluye la tarifa cogeneración)	COP\$/kWh	\$ 367.73

Valor presente neto	USD	\$ 102,082.66
Rentabilidad	%	18.26%
PAY BACK SIMPLE	Años	\$ 3.66

Variables operativas		Variables Financieras	
No. Equipos	1	TRM (COP\$/EUR)	4233
Potencia Instalada kWe	521	TRM (COP\$/USD)	4057
Potencia kWe	521	% Equipos vs Capex	65%
Horas Operación Proyecto	59999	Años Depreciación	7.0
Horas Operación/Año	8640.0	Tasa de Dcto. VPN	13%
Tiempo Proyecto (años)	7.0	Imp. Renta	33%
Factor @ Curva de Carga	100.0%	Variables Energéticas	
Consumo de Red	0.0%	Costo energía Usuario (COP\$/kWh)	485
Disponibilidad Equipo	96.0%	Costo Gas (COP\$/m3)	1100
Vapor (kg/h)	0.0		
Frío (Ton/h)	0.0	LHV (kWh/Nm3)	11.38
Beneficios Tributarios	SI	Costo Gas (USD\$/MMBTU)	6.70

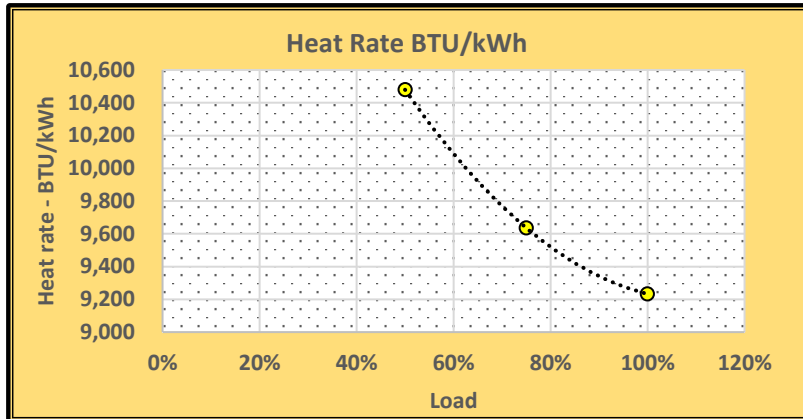


Oficina Principal
 Calle 127 # 14 -54 Of. 709
 Gradeco Business Plaza
 Teléfono: (57-1) 3779000
 Celular: (57) 313 4222732
 Bogotá, Colombia

Centro de Servicio:
 Terminal Terrestre de Carga
 KM 3.5 Autopista Medellín Costado Sur
 Módulo 6 - Bodega 25 y 26
 Cota, Cundinamarca

Generación Eléctrica
Compresión
Bombeo
Equipos de Superficie
Repuestos y Servicios

3. Curva de Desempeño - Consumo de Combustible



			Full load	Mid.	Min.
Power input	[2]	kW	1,410	1,093	774
Gas volume	*)	Nm ³ /h	124	98	68
Mechanical output	[1]	kW	543	403	263
Electrical output	[4]	kW el.	521	387	252
Recoverable thermal output					
~ Intercooler 1st stage	[9]	kW	53	20	7
~ Lube oil		kW	80	70	55
~ Jacket water		kW	222	198	155
~ Exhaust gas cooled to 498 °C		kW	~	~	~
Total recoverable thermal output	[5]	kW	355	288	217
Total output generated		kW total	876	675	468
Heat to be dissipated (calculated with Glykol 37%)					
~ Intercooler 2nd stage		kW	39	32	14
~ Lube oil		kW	~	~	~
~ Surface heat	ca. [7]	kW	54	~	~
Spec. fuel consumption of engine electric	[2]	kWh/kWel.h	2.71	2.82	3.08
Spec. fuel consumption of engine	[2]	kWh/kWh	2.60	2.71	2.94
Lube oil consumption	ca. [3]	kg/h	0.20	~	~
Electrical efficiency			37.0%	35.4%	32.5%
Thermal efficiency			25.2%	26.3%	28.0%
Total efficiency	[6]		62.1%	61.8%	60.5%
Hot water circuit:					
Forward temperature		°C	85.0	81.2	77.2
Return temperature		°C	65.0	65.0	65.0
Hot water flow rate		m ³ /h	15.2	15.2	15.2
Fuel gas LHV		kWh/Nm ³	11.38		

72	1/08/2028	1.286.551.705,79	12.865.517,06	28.906.306,86	1.257.645.398,94	1.514.216.720,81
73	1/09/2028	1.257.645.398,94	12.576.453,99	29.195.369,93	1.228.450.029,01	1.526.793.174,80
74	1/10/2028	1.228.450.029,01	12.284.500,29	29.487.323,62	1.198.962.705,39	1.539.077.675,09
75	1/11/2028	1.198.962.705,39	11.989.627,05	29.782.196,86	1.169.180.508,52	1.551.067.302,15
76	1/12/2028	1.169.180.508,52	11.691.805,09	30.080.018,83	1.139.100.489,69	1.562.759.107,23
77	1/01/2029	1.139.100.489,69	11.391.004,90	30.380.819,02	1.108.719.670,68	1.574.150.112,13
78	1/02/2029	1.108.719.670,68	11.087.196,71	30.684.627,21	1.078.035.043,47	1.585.237.308,83
79	1/03/2029	1.078.035.043,47	10.780.350,43	30.991.473,48	1.047.043.569,99	1.596.017.659,27
80	1/04/2029	1.047.043.569,99	10.470.435,70	31.301.388,22	1.015.742.181,77	1.606.488.094,97
81	1/05/2029	1.015.742.181,77	10.157.421,82	31.614.402,10	984.127.779,68	1.616.645.516,79
82	1/06/2029	984.127.779,68	9.841.277,80	31.930.546,12	952.197.233,56	1.626.486.794,58
83	1/07/2029	952.197.233,56	9.521.972,34	32.249.851,58	919.947.381,98	1.636.008.766,92
84	1/08/2029	919.947.381,98	9.199.473,82	32.572.350,10	887.375.031,88	1.645.208.240,74
85	1/09/2029	887.375.031,88	8.873.750,32	32.898.073,60	854.476.958,29	1.654.081.991,06
86	1/10/2029	854.476.958,29	8.544.769,58	33.227.054,33	821.249.903,95	1.662.626.760,64
87	1/11/2029	821.249.903,95	8.212.499,04	33.559.324,88	787.690.579,08	1.670.839.259,68
88	1/12/2029	787.690.579,08	7.876.905,79	33.894.918,12	753.795.660,96	1.678.716.165,47
89	1/01/2030	753.795.660,96	7.537.956,61	34.233.867,31	719.561.793,65	1.686.254.122,08
90	1/02/2030	719.561.793,65	7.195.617,94	34.576.205,98	684.985.587,67	1.693.449.740,02
91	1/03/2030	684.985.587,67	6.849.855,88	34.921.968,04	650.063.619,63	1.700.299.595,89
92	1/04/2030	650.063.619,63	6.500.636,20	35.271.187,72	614.792.431,91	1.706.800.232,09
93	1/05/2030	614.792.431,91	6.147.924,32	35.623.899,60	579.168.532,32	1.712.948.156,41
94	1/06/2030	579.168.532,32	5.791.685,32	35.980.138,59	543.188.393,73	1.718.739.841,73
95	1/07/2030	543.188.393,73	5.431.883,94	36.339.939,98	506.848.453,75	1.724.171.725,67
96	1/08/2030	506.848.453,75	5.068.484,54	36.703.339,38	470.145.114,37	1.729.240.210,21
97	1/09/2030	470.145.114,37	4.701.451,14	37.070.372,77	433.074.741,60	1.733.941.661,35
98	1/10/2030	433.074.741,60	4.330.747,42	37.441.076,50	395.633.665,10	1.738.272.408,77
99	1/11/2030	395.633.665,10	3.956.336,65	37.815.487,26	357.818.177,84	1.742.228.745,42
100	1/12/2030	357.818.177,84	3.578.181,78	38.193.642,14	319.624.535,70	1.745.806.927,20
101	1/01/2031	319.624.535,70	3.196.245,36	38.575.578,56	281.048.957,14	1.749.003.172,55
102	1/02/2031	281.048.957,14	2.810.489,57	38.961.334,34	242.087.622,80	1.751.813.662,12
103	1/03/2031	242.087.622,80	2.420.876,23	39.350.947,69	202.736.675,11	1.754.234.538,35
104	1/04/2031	202.736.675,11	2.027.366,75	39.744.457,16	162.992.217,95	1.756.261.905,10
105	1/05/2031	162.992.217,95	1.629.922,18	40.141.901,74	122.850.316,21	1.757.891.827,28
106	1/06/2031	122.850.316,21	1.228.503,16	40.543.320,75	82.306.995,46	1.759.120.330,45
107	1/07/2031	82.306.995,46	823.069,95	40.948.753,96	41.358.241,50	1.759.943.400,40
108	1/08/2031	41.358.241,50	413.582,41	41.358.241,50	0,00	1.760.356.982,82

MES	CAPACIDAD GENERACIÓN		MW		TIR PROYECTO MENSUAL		TIR PROYECTO ANUAL		40,86%	
	INGRESO MENSUAL CARGO POR CONFIABILIDAD	INGRESO MENSUAL POR GENERACIÓN DE ENERGÍA	OPEX	COMBUSTIBLE	EBITDA	CAPEX	FLUJO DE CAJA LIBRE	PAGO CAPITAL DEUDA	PAGO INTERESES DEUDA (12% EA)	
sep-29	\$ -	\$ 200.630.243,84	\$ 62.720.737,26	\$ 51.994.258,45	\$ 85.915.248,13		\$ 85.915.248,13	\$ 27.045.460,77	\$ 11.650.340,24	
oct-29	\$ -	\$ 201.074.706,06	\$ 62.859.684,40	\$ 52.109.442,90	\$ 86.105.578,77		\$ 86.105.578,77	\$ 27.315.915,38	\$ 11.379.885,63	
nov-29	\$ -	\$ 201.519.168,27	\$ 62.998.631,53	\$ 52.224.627,34	\$ 86.295.909,40		\$ 86.295.909,40	\$ 27.589.074,53	\$ 11.106.726,48	
dic-29	\$ -	\$ 201.963.630,49	\$ 63.137.578,67	\$ 52.339.811,79	\$ 86.486.240,03		\$ 86.486.240,03	\$ 27.864.965,28	\$ 10.830.835,73	
ene-30	\$ -	\$ 202.408.092,70	\$ 63.276.525,81	\$ 52.454.996,23	\$ 86.676.570,67		\$ 86.676.570,67	\$ 28.143.614,93	\$ 10.552.186,08	
feb-30	\$ -	\$ 202.852.554,92	\$ 63.415.472,94	\$ 52.570.180,68	\$ 86.866.901,30		\$ 86.866.901,30	\$ 28.425.051,08	\$ 10.270.749,93	
mar-30	\$ -	\$ 203.297.017,13	\$ 63.554.420,08	\$ 52.685.365,12	\$ 87.057.231,93		\$ 87.057.231,93	\$ 28.709.301,59	\$ 9.986.499,42	
abr-30	\$ -	\$ 203.741.479,35	\$ 63.693.367,21	\$ 52.800.549,57	\$ 87.247.562,57		\$ 87.247.562,57	\$ 28.996.394,61	\$ 9.699.406,40	
may-30	\$ -	\$ 204.185.941,56	\$ 63.832.314,35	\$ 52.915.734,01	\$ 87.437.893,20		\$ 87.437.893,20	\$ 29.286.358,55	\$ 9.409.442,46	
jun-30	\$ -	\$ 204.630.403,78	\$ 63.971.261,49	\$ 53.030.918,46	\$ 87.628.223,84		\$ 87.628.223,84	\$ 29.579.222,14	\$ 9.116.578,87	
jul-30	\$ -	\$ 205.074.865,99	\$ 64.110.208,62	\$ 53.146.102,90	\$ 87.818.554,47		\$ 87.818.554,47	\$ 29.875.014,36	\$ 8.820.786,65	
ago-30	\$ -	\$ 205.519.328,21	\$ 64.249.155,76	\$ 53.261.287,35	\$ 88.008.885,10		\$ 88.008.885,10	\$ 30.173.764,50	\$ 8.522.036,51	
sep-30	\$ -	\$ 205.963.790,42	\$ 64.388.102,89	\$ 53.376.471,79	\$ 88.199.215,74		\$ 88.199.215,74	\$ 30.475.502,15	\$ 8.220.298,86	
oct-30	\$ -	\$ 206.408.252,64	\$ 64.527.050,03	\$ 53.491.656,24	\$ 88.389.546,37		\$ 88.389.546,37	\$ 30.780.257,17	\$ 7.915.543,84	
nov-30	\$ -	\$ 206.852.714,85	\$ 64.665.997,17	\$ 53.606.840,68	\$ 88.579.877,01		\$ 88.579.877,01	\$ 31.088.059,74	\$ 7.607.741,27	
dic-30	\$ -	\$ 207.297.177,07	\$ 64.804.944,30	\$ 53.722.025,13	\$ 88.770.207,64		\$ 88.770.207,64	\$ 31.398.940,34	\$ 7.296.860,67	
ene-31	\$ -	\$ 207.741.639,28	\$ 64.943.891,44	\$ 53.837.209,57	\$ 88.960.538,27		\$ 88.960.538,27	\$ 31.712.929,74	\$ 6.982.871,27	
feb-31	\$ -	\$ 208.186.101,50	\$ 65.082.838,58	\$ 53.952.394,02	\$ 89.150.868,91		\$ 89.150.868,91	\$ 32.030.059,04	\$ 6.665.741,97	
mar-31	\$ -	\$ 208.630.563,71	\$ 65.221.785,71	\$ 54.067.578,46	\$ 89.341.199,54		\$ 89.341.199,54	\$ 32.350.359,63	\$ 6.345.441,38	
abr-31	\$ -	\$ 209.075.025,93	\$ 65.360.732,85	\$ 54.182.762,91	\$ 89.531.530,18		\$ 89.531.530,18	\$ 32.673.863,23	\$ 6.021.937,78	
may-31	\$ -	\$ 209.519.488,14	\$ 65.499.679,98	\$ 54.297.947,35	\$ 89.721.860,81		\$ 89.721.860,81	\$ 33.000.601,86	\$ 5.695.199,15	
jun-31	\$ -	\$ 209.963.950,36	\$ 65.638.627,12	\$ 54.413.131,79	\$ 89.912.191,44		\$ 89.912.191,44	\$ 33.330.607,88	\$ 5.365.193,13	
jul-31	\$ -	\$ 210.408.412,57	\$ 65.777.574,26	\$ 54.528.316,24	\$ 90.102.522,08		\$ 90.102.522,08	\$ 33.663.913,96	\$ 5.031.887,05	
ago-31	\$ -	\$ 210.852.874,79	\$ 65.916.521,39	\$ 54.643.500,68	\$ 90.292.852,71		\$ 90.292.852,71	\$ 34.000.553,10	\$ 4.695.247,91	
sep-31	\$ -	\$ 211.297.337,00	\$ 66.055.468,53	\$ 54.758.685,13	\$ 90.483.183,34		\$ 90.483.183,34	\$ 34.340.558,63	\$ 4.355.242,38	
oct-31	\$ -	\$ 211.741.799,22	\$ 66.194.415,66	\$ 54.873.869,57	\$ 90.673.513,98		\$ 90.673.513,98	\$ 34.683.964,21	\$ 4.011.836,80	
nov-31	\$ -	\$ 212.186.261,43	\$ 66.333.362,80	\$ 54.989.054,02	\$ 90.863.844,61		\$ 90.863.844,61	\$ 35.030.803,86	\$ 3.664.997,15	
dic-31	\$ -	\$ 212.630.723,65	\$ 66.472.309,94	\$ 55.104.238,46	\$ 91.054.175,25		\$ 91.054.175,25	\$ 35.381.111,89	\$ 3.314.689,12	
ene-32	\$ -	\$ 213.075.185,86	\$ 66.611.257,07	\$ 55.219.422,91	\$ 91.244.505,88		\$ 91.244.505,88	\$ 35.734.923,01	\$ 2.960.878,00	
feb-32	\$ -	\$ 213.519.648,08	\$ 66.750.204,21	\$ 55.334.607,35	\$ 91.434.836,51		\$ 91.434.836,51	\$ 36.092.272,24	\$ 2.603.528,77	
mar-32	\$ -	\$ 213.964.110,29	\$ 66.889.151,35	\$ 55.449.791,80	\$ 91.625.167,15		\$ 91.625.167,15	\$ 36.453.194,97	\$ 2.242.606,04	
abr-32	\$ -	\$ 214.408.572,51	\$ 67.028.098,48	\$ 55.564.976,24	\$ 91.815.497,78		\$ 91.815.497,78	\$ 36.817.726,92	\$ 1.878.074,09	
may-32	\$ -	\$ 214.853.034,72	\$ 67.167.045,62	\$ 55.680.160,69	\$ 92.005.828,42		\$ 92.005.828,42	\$ 37.185.904,18	\$ 1.509.896,83	
jun-32	\$ -	\$ 215.297.496,94	\$ 67.305.992,75	\$ 55.795.345,13	\$ 92.196.159,05		\$ 92.196.159,05	\$ 37.557.763,23	\$ 1.138.037,78	
jul-32	\$ -	\$ 215.741.959,15	\$ 67.444.939,89	\$ 55.910.529,58	\$ 92.386.489,68		\$ 92.386.489,68	\$ 37.933.340,86	\$ 762.460,15	
ago-32	\$ -	\$ 216.186.421,37	\$ 67.583.887,03	\$ 56.025.714,02	\$ 92.576.820,32		\$ 92.576.820,32	\$ 38.312.674,27	\$ 383.126,74	
	\$ -	\$ 22.769.354.811,40	\$ 7.118.122.838,15	\$ 5.900.783.930,40	\$ 9.680.330.237,32	\$ 2.427.000.000,00	\$ 7.253.330.237,32	\$ 2.548.419.930,00	\$ 1.921.966.579,03	

Datos iniciales

Datos del préstamo

Cantidad prestada: \$ **2.548.419.930,00**
 Tasa de interés anual: **12,00%**
 Plazo en años: **9**
 Pagos por año: **12**
 Fecha del primer pago: **1/09/2022**

Datos de la tabla

La tabla se inicia en la fecha: **1/09/2022**
 o el pago número: **1**

PAGO PERIÓDICO

Pago introducido: **\$38.695.801,01**
 Pago calculado: **\$38.695.801,01**

La tabla usa el pago periódico calculado, a menos que introduzca un valor en "Pago introducido."

CÁLCULOS

Usar pago de: **\$38.695.801,01**
 Primer pago en la tabla: **1**

Balance inicial, pago 1: **\$2.548.419.930,00**
 Interés acumulado antes del pago 1: **\$0,00**

Tabla

No.	Fecha de pago	Saldo inicial	Interés	Capital	Saldo final	Interés acumulado
1	1/09/2022	2.548.419.930,00	25.484.199,30	13.211.601,71	2.535.208.328,29	25.484.199,30
2	1/10/2022	2.535.208.328,29	25.352.083,28	13.343.717,73	2.521.864.610,56	50.836.282,58
3	1/11/2022	2.521.864.610,56	25.218.646,11	13.477.154,90	2.508.387.455,66	76.054.928,69
4	1/12/2022	2.508.387.455,66	25.083.874,56	13.611.926,45	2.494.775.529,21	101.138.803,25
5	1/01/2023	2.494.775.529,21	24.947.755,29	13.748.045,72	2.481.027.483,49	126.086.558,54
6	1/02/2023	2.481.027.483,49	24.810.274,83	13.885.526,17	2.467.141.957,31	150.896.833,37
7	1/03/2023	2.467.141.957,31	24.671.419,57	14.024.381,44	2.453.117.575,88	175.568.252,95
8	1/04/2023	2.453.117.575,88	24.531.175,76	14.164.625,25	2.438.952.950,63	200.099.428,70
9	1/05/2023	2.438.952.950,63	24.389.529,51	14.306.271,50	2.424.646.679,12	224.488.958,21
10	1/06/2023	2.424.646.679,12	24.246.466,79	14.449.334,22	2.410.197.344,91	248.735.425,00
11	1/07/2023	2.410.197.344,91	24.101.973,45	14.593.827,56	2.395.603.517,35	272.837.398,45
12	1/08/2023	2.395.603.517,35	23.956.035,17	14.739.765,84	2.380.863.751,51	296.793.433,62
13	1/09/2023	2.380.863.751,51	23.808.637,52	14.887.163,49	2.365.976.588,01	320.602.071,14
14	1/10/2023	2.365.976.588,01	23.659.765,88	15.036.035,13	2.350.940.552,89	344.261.837,02
15	1/11/2023	2.350.940.552,89	23.509.405,53	15.186.395,48	2.335.754.157,40	367.771.242,55
16	1/12/2023	2.335.754.157,40	23.357.541,57	15.338.259,44	2.320.415.897,97	391.128.784,12
17	1/01/2024	2.320.415.897,97	23.204.158,98	15.491.642,03	2.304.924.255,94	414.332.943,10
18	1/02/2024	2.304.924.255,94	23.049.242,56	15.646.558,45	2.289.277.697,49	437.382.185,66
19	1/03/2024	2.289.277.697,49	22.892.776,97	15.803.024,03	2.273.474.673,45	460.274.962,64
20	1/04/2024	2.273.474.673,45	22.734.746,73	15.961.054,28	2.257.513.619,18	483.009.709,37
21	1/05/2024	2.257.513.619,18	22.575.136,19	16.120.664,82	2.241.392.954,36	505.584.845,56
22	1/06/2024	2.241.392.954,36	22.413.929,54	16.281.871,47	2.225.111.082,90	527.998.775,11
23	1/07/2024	2.225.111.082,90	22.251.110,83	16.444.690,18	2.208.666.392,72	550.249.885,94
24	1/08/2024	2.208.666.392,72	22.086.663,93	16.609.137,08	2.192.057.255,63	572.336.549,86
25	1/09/2024	2.192.057.255,63	21.920.572,56	16.775.228,45	2.175.282.027,18	594.257.122,42
26	1/10/2024	2.175.282.027,18	21.752.820,27	16.942.980,74	2.158.339.046,44	616.009.942,69
27	1/11/2024	2.158.339.046,44	21.583.390,46	17.112.410,55	2.141.226.635,90	637.593.333,15
28	1/12/2024	2.141.226.635,90	21.412.266,36	17.283.534,65	2.123.943.101,25	659.005.599,51
29	1/01/2025	2.123.943.101,25	21.239.431,01	17.456.370,00	2.106.486.731,25	680.245.030,53
30	1/02/2025	2.106.486.731,25	21.064.867,31	17.630.933,70	2.088.855.797,55	701.309.897,84
31	1/03/2025	2.088.855.797,55	20.888.557,98	17.807.243,03	2.071.048.554,52	722.198.455,81
32	1/04/2025	2.071.048.554,52	20.710.485,55	17.985.315,46	2.053.063.239,05	742.908.941,36
33	1/05/2025	2.053.063.239,05	20.530.632,39	18.165.168,62	2.034.898.070,43	763.439.573,75
34	1/06/2025	2.034.898.070,43	20.348.980,70	18.346.820,31	2.016.551.250,13	783.788.554,45
35	1/07/2025	2.016.551.250,13	20.165.512,50	18.530.288,51	1.998.020.961,62	803.954.066,96

36	1/08/2025	1.998.020.961,62	19.980.209,62	18.715.591,39	1.979.305.370,23	823.934.276,57
37	1/09/2025	1.979.305.370,23	19.793.053,70	18.902.747,31	1.960.402.622,92	843.727.330,27
38	1/10/2025	1.960.402.622,92	19.604.026,23	19.091.774,78	1.941.310.848,14	863.331.356,50
39	1/11/2025	1.941.310.848,14	19.413.108,48	19.282.692,53	1.922.028.155,61	882.744.464,98
40	1/12/2025	1.922.028.155,61	19.220.281,56	19.475.519,45	1.902.552.636,16	901.964.746,54
41	1/01/2026	1.902.552.636,16	19.025.526,36	19.670.274,65	1.882.882.361,51	920.990.272,90
42	1/02/2026	1.882.882.361,51	18.828.823,62	19.866.977,39	1.863.015.384,12	939.819.096,52
43	1/03/2026	1.863.015.384,12	18.630.153,84	20.065.647,17	1.842.949.736,95	958.449.250,36
44	1/04/2026	1.842.949.736,95	18.429.497,37	20.266.303,64	1.822.683.433,31	976.878.747,73
45	1/05/2026	1.822.683.433,31	18.226.834,33	20.468.966,68	1.802.214.466,63	995.105.582,06
46	1/06/2026	1.802.214.466,63	18.022.144,67	20.673.656,34	1.781.540.810,29	1.013.127.726,73
47	1/07/2026	1.781.540.810,29	17.815.408,10	20.880.392,91	1.760.660.417,38	1.030.943.134,83
48	1/08/2026	1.760.660.417,38	17.606.604,17	21.089.196,84	1.739.571.220,54	1.048.549.739,00
49	1/09/2026	1.739.571.220,54	17.395.712,21	21.300.088,80	1.718.271.131,74	1.065.945.451,21
50	1/10/2026	1.718.271.131,74	17.182.711,32	21.513.089,69	1.696.758.042,05	1.083.128.162,53
51	1/11/2026	1.696.758.042,05	16.967.580,42	21.728.220,59	1.675.029.821,46	1.100.095.742,95
52	1/12/2026	1.675.029.821,46	16.750.298,21	21.945.502,79	1.653.084.318,66	1.116.846.041,16
53	1/01/2027	1.653.084.318,66	16.530.843,19	22.164.957,82	1.630.919.360,84	1.133.376.884,35
54	1/02/2027	1.630.919.360,84	16.309.193,61	22.386.607,40	1.608.532.753,44	1.149.686.077,96
55	1/03/2027	1.608.532.753,44	16.085.327,53	22.610.473,48	1.585.922.279,97	1.165.771.405,49
56	1/04/2027	1.585.922.279,97	15.859.222,80	22.836.578,21	1.563.085.701,76	1.181.630.628,29
57	1/05/2027	1.563.085.701,76	15.630.857,02	23.064.943,99	1.540.020.757,76	1.197.261.485,31
58	1/06/2027	1.540.020.757,76	15.400.207,58	23.295.593,43	1.516.725.164,33	1.212.661.692,89
59	1/07/2027	1.516.725.164,33	15.167.251,64	23.528.549,37	1.493.196.614,97	1.227.828.944,53
60	1/08/2027	1.493.196.614,97	14.931.966,15	23.763.834,86	1.469.432.780,11	1.242.760.910,68
61	1/09/2027	1.469.432.780,11	14.694.327,80	24.001.473,21	1.445.431.306,90	1.257.455.238,48
62	1/10/2027	1.445.431.306,90	14.454.313,07	24.241.487,94	1.421.189.818,96	1.271.909.551,55
63	1/11/2027	1.421.189.818,96	14.211.898,19	24.483.902,82	1.396.705.916,14	1.286.121.449,74
64	1/12/2027	1.396.705.916,14	13.967.059,16	24.728.741,85	1.371.977.174,29	1.300.088.508,90
65	1/01/2028	1.371.977.174,29	13.719.771,74	24.976.029,27	1.347.001.145,02	1.313.808.280,64
66	1/02/2028	1.347.001.145,02	13.470.011,45	25.225.789,56	1.321.775.355,46	1.327.678.292,09
67	1/03/2028	1.321.775.355,46	13.217.753,55	25.478.047,45	1.296.297.308,01	1.340.496.045,65
68	1/04/2028	1.296.297.308,01	12.962.973,08	25.732.827,93	1.270.564.480,08	1.353.459.018,73
69	1/05/2028	1.270.564.480,08	12.705.644,80	25.990.156,21	1.244.574.323,87	1.366.164.663,53
70	1/06/2028	1.244.574.323,87	12.445.743,24	26.250.057,77	1.218.324.266,10	1.378.610.406,77
71	1/07/2028	1.218.324.266,10	12.183.242,66	26.512.558,35	1.191.811.707,75	1.390.793.649,43
72	1/08/2028	1.191.811.707,75	11.918.117,08	26.777.683,93	1.165.034.023,82	1.402.711.766,51
73	1/09/2028	1.165.034.023,82	11.650.340,24	27.045.460,77	1.137.988.563,05	1.414.362.106,74
74	1/10/2028	1.137.988.563,05	11.379.885,63	27.315.915,38	1.110.672.647,67	1.425.741.992,37
75	1/11/2028	1.110.672.647,67	11.106.726,48	27.589.074,53	1.083.083.573,13	1.436.848.718,85
76	1/12/2028	1.083.083.573,13	10.830.835,73	27.864.965,28	1.055.218.607,86	1.447.679.554,58
77	1/01/2029	1.055.218.607,86	10.552.186,08	28.143.614,93	1.027.074.992,92	1.458.231.740,66
78	1/02/2029	1.027.074.992,92	10.270.749,93	28.425.051,08	998.649.941,84	1.468.502.490,59
79	1/03/2029	998.649.941,84	9.986.499,42	28.709.301,59	969.940.640,25	1.478.488.990,01
80	1/04/2029	969.940.640,25	9.699.406,40	28.996.394,61	940.944.245,65	1.488.188.396,41
81	1/05/2029	940.944.245,65	9.409.442,46	29.286.358,55	911.657.887,09	1.497.597.838,87
82	1/06/2029	911.657.887,09	9.116.578,87	29.579.222,14	882.078.664,95	1.506.714.417,74
83	1/07/2029	882.078.664,95	8.820.786,65	29.875.014,36	852.203.650,59	1.515.535.204,39
84	1/08/2029	852.203.650,59	8.522.036,51	30.173.764,50	822.029.886,09	1.524.057.240,89
85	1/09/2029	822.029.886,09	8.220.298,86	30.475.502,15	791.554.383,94	1.532.277.539,76
86	1/10/2029	791.554.383,94	7.915.543,84	30.780.257,17	760.774.126,77	1.540.193.083,59
87	1/11/2029	760.774.126,77	7.607.741,27	31.088.059,74	729.686.067,03	1.547.800.824,86
88	1/12/2029	729.686.067,03	7.296.860,67	31.398.940,34	698.287.126,69	1.555.097.685,53
89	1/01/2030	698.287.126,69	6.982.871,27	31.712.929,74	666.574.196,95	1.562.080.556,80

90	1/02/2030	666.574.196,95	6.665.741,97	32.030.059,04	634.544.137,91	1.568.746.298,77
91	1/03/2030	634.544.137,91	6.345.441,38	32.350.359,63	602.193.778,28	1.575.091.740,15
92	1/04/2030	602.193.778,28	6.021.937,78	32.673.863,23	569.519.915,05	1.581.113.677,93
93	1/05/2030	569.519.915,05	5.695.199,15	33.000.601,86	536.519.313,19	1.586.808.877,08
94	1/06/2030	536.519.313,19	5.365.193,13	33.330.607,88	503.188.705,31	1.592.174.070,21
95	1/07/2030	503.188.705,31	5.031.887,05	33.663.913,96	469.524.791,36	1.597.205.957,27
96	1/08/2030	469.524.791,36	4.695.247,91	34.000.553,10	435.524.238,26	1.601.901.205,18
97	1/09/2030	435.524.238,26	4.355.242,38	34.340.558,63	401.183.679,63	1.606.256.447,56
98	1/10/2030	401.183.679,63	4.011.836,80	34.683.964,21	366.499.715,42	1.610.268.284,36
99	1/11/2030	366.499.715,42	3.664.997,15	35.030.803,86	331.468.911,57	1.613.933.281,51
100	1/12/2030	331.468.911,57	3.314.689,12	35.381.111,89	296.087.799,67	1.617.247.970,63
101	1/01/2031	296.087.799,67	2.960.878,00	35.734.923,01	260.352.876,66	1.620.208.848,63
102	1/02/2031	260.352.876,66	2.603.528,77	36.092.272,24	224.260.604,42	1.622.812.377,39
103	1/03/2031	224.260.604,42	2.242.606,04	36.453.194,97	187.807.409,45	1.625.054.983,44
104	1/04/2031	187.807.409,45	1.878.074,09	36.817.726,92	150.989.682,54	1.626.933.057,53
105	1/05/2031	150.989.682,54	1.509.896,83	37.185.904,18	113.803.778,35	1.628.442.954,36
106	1/06/2031	113.803.778,35	1.138.037,78	37.557.763,23	76.246.015,13	1.629.580.992,14
107	1/07/2031	76.246.015,13	762.460,15	37.933.340,86	38.312.674,27	1.630.343.452,29
108	1/08/2031	38.312.674,27	383.126,74	38.312.674,27	0,00	1.630.726.579,03