

UNIVERSIDAD NACIONAL DEL SANTA
FACULTAD DE INGENIERÍA
ESCUELA PROFESIONAL DE INGENIERÍA EN ENERGÍA



**IMPACTO DE LA POTENCIA EFECTIVA DE UNA CENTRAL
DE COGENERACIÓN CALIFICADA EN REDUCCIÓN DE
CONSUMO DE ENERGÍA PRIMARIA - EMPRESA
CENTINELA S.A.C**

**TESIS PARA OBTENER EL TÍTULO PROFESIONAL DE
INGENIERO EN ENERGÍA**

AUTORES :

Bach. Greysi Sharely Robles Alvitres
Bach. Lucio Daniel Valentín Valera

ASESOR :

Dr. Joel Herradda Villanueva

NUEVO CHIMBOTE, AGOSTO DEL 2022

UNIVERSIDAD NACIONAL DEL SANTA
FACULTAD DE INGENIERÍA
ESCUELA PROFESIONAL DE INGENIERÍA EN ENERGÍA



CARTA DE CONFORMIDAD DEL ASESOR

La presente Tesis para Título ha sido revisada y desarrollada en cumplimiento del objetivo propuesto y reúne las condiciones formales y metodológicas, estando en cuadrado dentro de las áreas y líneas de investigación conforme al reglamento general para obtener el Título Profesional en la Universidad Nacional del Santa (R.D: N°492-2017-CU-R-UNS) de acuerdo a la denominación siguiente

**TESIS PARA OBTENER EL TÍTULO PROFESIONAL DE INGENIERO EN
ENERGÍA**

**IMPACTO DE LA POTENCIA EFECTIVA DE UNA CENTRAL DE
COGENERACIÓN CALIFICADA EN REDUCCIÓN DE CONSUMO DE
ENERGÍA PRIMARIA - EMPRESA CENTINELA S.A.C**

AUTORES :

Bach. Greysi Sharely Robles Alvitres
Bach. Lucio Daniel Valentín Valera



Dr. Joel Herradda Villanueva
ASESOR

UNIVERSIDAD NACIONAL DEL SANTA
FACULTAD DE INGENIERÍA
ESCUELA PROFESIONAL DE INGENIERÍA EN ENERGIA



UNS
UNIVERSIDAD
NACIONAL DEL SANTA

HOJA DE CONFORMIDAD DEL JURADO EVALUADOR

Terminada la sustentación de la tesis titulada: "EFECTO DE LA POTENCIA EFECTIVA DE UNA CENTRAL DE COGENERACIÓN CALIFICADA EN REDUCCIÓN DE CONSUMO DE ENERGÍA PRIMARIA EMPRESA CENTINELA S.A.C"; sustentada el día 18 de agosto del 2022.

Tiene la aprobación del jurado calificador, quienes firmaron en señal de conformidad.

Mg. Robert F. Guevara Chinchayan
PRESIDENTE

M.Sc. Julio H. N. Escate Ravello
SECRETARIO

Dr. Joel Herrada Villanueva
INTEGRANTE

NUEVO CHIMBOTE – PERÚ
2022



ACTA DE SUSTENTACION DE TESIS

A los dieciocho días del mes de agosto del año dos mil veintidós, siendo las once horas de la mañana, se reunieron en el aula E3 de la escuela de ingeniería en energía, el Jurado Evaluador designado mediante Resolución N° 337-2022-UNS-CFI, integrado por los siguientes docentes:

- Mg. ROBERT FABIAN GUEVARA CHINCHAYAN : PRESIDENTE
- M.Sc. JULIO HIPÓLITO NÉSTOR ESCATE RAVELLO : SECRETARIO
- Dr. JOEL HERRADA VILLANUEVA : INTEGRANTE

Para dar inicio a la sustentación y evaluación de la Tesis titulada: "EFECTO DE LA POTENCIA EFECTIVA DE UNA CENTRAL DE COGENERACIÓN CALIFICADA EN REDUCCIÓN DE CONSUMO DE ENERGÍA PRIMARIA EMPRESA CENTINELA S.A.C" elaborado por la Bachiller de Ingeniería en Energía: GREYSI SHARELY ROBLES ALVITRES con código de matrícula N° 201511044, teniendo como asesor al docente Mg. Joel Herradda Villanueva, según Resolución Decanal N° 558-2021-UNS-FI, de fecha 25.10.21.

Terminada la sustentación del Bachiller, respondió las preguntas formuladas por los miembros del jurado y el público presente.

El Jurado después de deliberar sobre aspectos relacionados con el trabajo, contenido y sustentación del mismo y con las sugerencias pertinentes, en concordancia con el artículo 103° del Reglamento General de Grados y Títulos de la Universidad Nacional del Santa, declara:

BACHILLER	PROMEDIO	PONDERACIÓN
GREYSI SHARELY ROBLES ALVITRES	DIECIOCHO (18)	MUY BUENO

Siendo las doce horas del mismo día, se da por terminado el acto de sustentación, firmando los integrantes del jurado en señal de conformidad.


Mg. Robert F. Guevara Chinchayan
PRESIDENTE


M.Sc. Julio H. Escate Ravello
SECRETARIO


Dr. Joel Herradda Villanueva
INTEGRANTE



ACTA DE SUSTENTACION DE TESIS

A los dieciocho días del mes de agosto del año dos mil veintidós, siendo las diez horas de la mañana, se reunieron en el aula E3 de la escuela de ingeniería en energía, el Jurado Evaluador designado mediante Resolución N° 337-2022-UNS-CFI, integrado por los siguientes docentes:

- Mg. ROBERT FABIAN GUEVARA CHINCHAYAN : PRESIDENTE
- M.Sc. JULIO HIPÓLITO NÉSTOR ESCATE RAVELLO : SECRETARIO
- Dr. JOEL HERRADA VILLANUEVA : INTEGRANTE


Para dar inicio a la sustentación y evaluación de la Tesis titulada: "EFECTO DE LA POTENCIA EFECTIVA DE UNA CENTRAL DE COGENERACIÓN CALIFICADA EN REDUCCIÓN DE CONSUMO DE ENERGÍA PRIMARIA EMPRESA CENTINELA S.A.C" elaborado por el Bachiller de Ingeniería en Energía: LUCIO DANIEL VALENTÍN VALERA con código de matrícula N° 201511021, teniendo como asesor al docente Mg. Joel Herrada Villanueva, según Resolución Decanal N° 558-2021-UNS-FI, de fecha 25.10.21.

Terminada la sustentación del Bachiller, respondió las preguntas formuladas por los miembros del jurado y el público presente.

El Jurado después de deliberar sobre aspectos relacionados con el trabajo, contenido y sustentación del mismo y con las sugerencias pertinentes, en concordancia con el artículo 103° del Reglamento General de Grados y Títulos de la Universidad Nacional del Santa, declara:

BACHILLER	PROMEDIO	PONDERACIÓN
LUCIO DANIEL VALENTÍN VALERA	DIECIOCHO (18)	MUY BUENO

Siendo las doce horas del mismo día, se da por terminado el acto de sustentación, firmando los integrantes del jurado en señal de conformidad.


Mg. Robert F. Guevara Chinchayan
PRESIDENTE


M.Sc. Julio H. Escate Ravello
SECRETARIO


Dr. Joel Herrada Villanueva
INTEGRANTE

DEDICATORIA

*Dedicado con mucho cariño
Para mi Víctor y Karina
Mis queridos padres por su gran esfuerzo
Y darme el ejemplo
De trabajo y dedicación para culminar
La tesis.
A mis hermanos con mucho afecto.*

Greysi Sharely Robles Alvitres

DEDICATORIA

*Para mi familia
Por ese cariño y amor de todos los días
Para mis padres por
Su infinito amor.*

Lucio Daniel Valentín Valera

AGRADECIMIENTO

*Al Dr. Joel Herradda Villanueva
por su asesoría en la ejecución
y culminación de la tesis.*

*A mis docentes de la
E.P de Ingeniería en Energía
por su labor desarrollada.*

*Para mis colegas de labores
Y mis compañeros de la promoción 2015
Escuela de Ingeniería en Energía*

Eternamente agradecida,

Greysi Sharely Robles Alvitres

AGRADECIMIENTO

*Al Dr. Joel Herradda Villanueva
por su apoyo invaluable
en la ejecución de la presente investigación*

*A mis profesores de la
E.P de Ingeniería en Energía
Por sus enseñanzas y dedicación.*

*Para mis compañeros de estudio
Promoción 2015 de la
Escuela profesional de Ingeniería en Energía*

Atentamente,

Lucio Daniel Valentín Valera

Índice General

Índice General

Resumen

Capítulo I: Introducción	1
1.1 Realidad Problemática	1
1.2 Antecedentes	2
1.3 Justificación	7
1.4 Hipótesis	8
1.5 Objetivos	8
Capitulo II: Marco teórico	9
2.1 Tecnología de la cogeneración	9
2.2 Operación de las centrales de cogeneración	26
2.3 Cogeneración calificada	34
2.3 Aspectos en el consumo de energía en plantas de harina de pescado	38
Capítulo III: Material y método	46
3.1 Material	46
3.2 Método	53
Capitulo IV: Resultados y discusión	65
4.1 Determinación de la demanda térmica de planta	65
4.2 Dimensionamiento de la planta de cogeneración	71
4.3 Verificación de los parámetros de cogeneración	75
4.4 Beneficios de la cogeneración	77
4.4 Discusión de resultados	82
Conclusiones	85
Recomendaciones	86
Referencias bibliográficas	87
Anexos	93

INDICE DE FIGURAS

Figura N° 1 Sistema convencional de suministro de energía	13
Figura N° 2 Suministro de energía mediante cogeneración	13
Figura N° 3 Topping Cycles	15
Figura N° 4 Bottoming Cycles	16
Figura N° 5 Componentes de un ciclo Joule Brayton Simple Abierto	18
Figura N° 6 Esquema de cogeneración con turbinas a gas	20
Figura N° 7 Esquema de cogeneración con turbinas a vapor de condensación	23
Figura N° 8 Esquema de cogeneración con motores de combustión interna	24
Figura N° 9 Esquema de cogeneración con ciclos combinados	26
Figura N° 10 Cobertura de demanda con cogeneración parcial	27
Figura N° 11 Cobertura de demanda con cogeneración completa	27
Figura N° 12 Cobertura de demanda con cogeneración con excedentes	28
Figura N° 13 Alternativas de diseño del modo de cogeneración	31
Figura N° 14 Mapa energético para una planta consumidora de energía	32
Figura N° 15 Parámetros de calificación de la cogeneración	38
Figura N° 16 Diagrama de flujo de producción de harina y aceite de pescado	39
Figura N° 17 Área de secadores Rotatubos-Empresa Centinela.	42
Figura N° 18 Vista de Planta Industrial de Empresa Centinela	46
Figura 19 Proceso de obtención de harina de pescado con anchoveta.	51
Figura N° 20 Proceso del programa de adecuación al medio ambiente PAMA	52
Figura N° 21 Intercambio térmico en radiador del secador de aire caliente	58
Figura N° 22 Esquema de ciclo joule Brayton simple abierto	60
Figura N° 23 Esquema de recuperación de calor con planta de cogeneración con turbinas a gas	63
Figura N° 24 Determinación de Potencia térmica útil en cocinas	66
Figura N° 25 Determinación de Potencia térmica útil en secadores rotatubos	67
Figura N° 26 Determinación de Potencia térmica útil en secador rotadiscos	68
Figura N° 27 Determinación de Potencia térmica útil en secador de aire caliente	69
Figura N° 28 Determinación de Potencia térmica útil en calentadores	70

INDICE DE TABLAS

Tabla N° 1 Criterios de Calificación	36
Tabla N°2 Información de Generadores de Vapor	47
Tabla N°3 Información de Cocinadores Estáticos	48
Tabla N°4 Información de Secadores 1 etapa-Tipo Rotadiscos	49
Tabla N°5 Información de Secador 2 etapa-Tipo Rotatubos	49
Tabla N°6 Información de Secador 3 etapa-Tipo Aire caliente	50
Tabla N°7 Información de Calentadores	50
Tabla N°8 Información de proceso de Materia prima y harina de pescado	53
Tabla N° 9 Demandas o Potencias térmicas útiles	65
Tabla N°10 Selección de alternativa de tecnología de cogeneración	71
Tabla N°11 Indicadores de planta de cogeneración variando la relación de presiones	75
Tabla N°12 Indicadores de planta de cogeneración con relación de presiones igual a 11 variando el límite metalúrgico	75
Tabla N° 13 Facturación promedio de energía eléctrica en demanda alta	78
Tabla N°14 Evaluación económica de la cogeneración	82

RESUMEN

La cogeneración se presenta como tecnología eficiente para reemplazar el suministro de energía térmica y eléctrica con tecnologías de turbinas a gas en plantas de harina de pescado, en este caso en la Empresa Pesquera Centinela S.A.C. se presenta como oportunidad de reducir el consumo de energía primaria.

Se plantea como objetivo general evaluar el impacto de la potencia efectiva de una central de cogeneración calificada que permita una reducción significativa en el consumo de energía primaria en la Empresa Pesquera Centinela S.A.C, mediante un diseño de investigación del tipo descriptiva, cuantitativa y no experimental

Dentro de los resultados obtenidos tenemos que la demanda térmica de planta es igual 21,45 MW y la demanda eléctrica igual a 3,1 MW. Se dimensiono una planta de cogeneración calificada con turbina a gas con un ciclo joule Brayton simple abierto con gas natural de 15,7 MW de potencia efectiva, y heat rate de 12,645 MMBTU/MWh, y un costo variable total de 47,898 U\$/MWh. Cumpliendo la calificación con REE igual a 0,82 y una relación de cogeneración igual a 0,65. Se supero la hipótesis planteada obteniéndose una reducción de energía primaria del orden de 39 814,05 GJ/mes al implementar una planta de cogeneración calificada que cubre el 100% de la demanda térmica y 100% de la demanda eléctrica, inyectándose los excedentes a la red.

PALABRA CLAVE: Cogeneración, plantas de harina de pescado, energía primaria.

ABSTRACT

The 16 MW Cogeneration is presented as an efficient technology to replace the supply of thermal and electrical energy with gas turbine technologies in fishmeal plants, in this case in Empresa Pesquera Centinela S.A.C. It is presented as an opportunity to reduce primary energy consumption.

The general objective is to evaluate the impact of the effective power of a qualified cogeneration plant that allows a significant reduction in the consumption of primary energy in the Empresa Pesquera Centinela S.A.C, through a descriptive, quantitative and non-experimental research design.

Among the results obtained we have that the thermal demand of the plant is equal to 21.45 MW and the electrical demand equal to 3.1 MW. A qualified cogeneration plant with gas turbine was dimensioned with an open simple Joule Brayton cycle with natural gas of 15.7 MW of effective power, and heat rate of 12,645 MMBTU/MWh, and a total variable cost of 47,898 U\$/MWh. . Complying with the qualification with REE equal to 0.82 and a cogeneration ratio equal to 0.65. The proposed hypothesis was exceeded, obtaining a reduction in primary energy of the order of 39,814.05 GJ/month by implementing a qualified cogeneration plant that covers 100% of the thermal demand and 100% of the electrical demand, injecting the surpluses into the net.

KEY WORD: Cogeneration, fishmeal plants, primary energy.

Capítulo I: Introducción.

1.1 Realidad problemática.

Como es sabido, este aumento anormalmente acelerado de la temperatura media del planeta, se debe a la concentración de los gases efecto invernadero en la atmósfera, que se producen por acción antropogénica, particularmente el dióxido de carbono (CO₂). Y su causa fundamental son el excesivo e inevitable consumo de las fuentes fósiles (carbón, gas y petróleo) en la matriz energética sobre la cual se ha edificado los requerimientos de energía en las plantas consumidoras de energía, en donde se ubican las plantas de harina y aceite de pescado. Este último sector industrial se caracteriza por tener un proceso productivo estandarizado a nivel mundial, en donde se requiere un alto índice de consumo de electricidad en el empleo de fuerza motriz y calor útil para remover grandes volúmenes de agua en sus diversas etapas de su proceso de producción. Estableciéndose una proporción de consumo de energía equivalente en 5% consumo de energía eléctrica y 95% consumo de energía térmica, tal como se evidencian en las plantas modernas ubicadas en Noruega y Chile, en donde a pesar del avance tecnológico, los costos por consumo de energía alcanzan niveles altos en la participación de los costos directos de producción.

En el Perú, el sector industrial pesquero ocupa el segundo puesto dentro de los sectores industriales con mayor consumo de energía, luego del sector minero, lo que conlleva a que muchas empresas han tratado de buscar la forma de reducir costos operativos, ya sea aplicando tecnologías emergentes, innovaciones en equipos, optimización de métodos de trabajo y buenas practicas en el uso de la energía, pero aun es insuficiente la aplicación por separado de estos avances. Avizorándose la integración de los procesos como una herramienta tecnológica para poder superar esta problemática. Dentro de la integración de procesos, la cogeneración ocupa el primer nivel de interés para su aplicación a nivel mundial, pero a nivel nacional a pesar de la promulgación del Reglamento de cogeneración del Perú, aun no se ha difundido y promovido sus bondades tecnológicas, a tal punto solo 5 empresas nivel nacional aplican la cogeneración destacando la Empresa Textil SDF y la Refinería La Pampilla de Repsol, no habiéndose aun difundido su aplicación en el sector industrial pesquero.

La Empresa Pesquera Centinela S.A.C de 85 Toneladas/hora de capacidad cuenta un suministro de energía térmica en este caso vapor saturado generado en 05 generadores de vapor de tipo pirotubular con una potencia instalada de 4 500 BHP, vapor saturado

que es de vital importancia para los procesos de cocinado y secado, la generación de vapor se realiza teniendo en cuenta un equipamiento de 20 años de antigüedad, el cual cuenta con 02 mantenimientos mayores y además consume petróleo residual 500. Este último combustible está sujeto a la volatilidad de los precios del mercado internacional, que en este año han recuperado y superado el precio antes del periodo pre-covid, alcanzando valores de hasta 10 Soles/galón, lo cual ha encarecido los costos operativos de producción. Y del mismo modo el petróleo residual es un gran contaminante y tiene un efecto considerable en el calentamiento global. Al margen que se cuentan con otros combustibles como el petróleo Bd5 que actualmente tiene un precio superior a los 15 soles/galón, el GLP que ha incrementado su precio en 80 % (cotizando a la fecha 2,1 Soles/litro) y el gas natural que se presenta como un commodity debido a sus bajos costos operativos y además se encuentra una red disponible de distribución de gas natural a tan solo 50 metros de la Empresa.

Por otro lado cuenta con un suministro de energía eléctrica vía contrato libre con la empresa Hidrandina, en la cual si bien es cierto tiene ciertas ventajas con respecto a un contrato de mercado regulado, aun persistente cargos que hay facturar en periodos en los cuales no hay producción, así tenemos facturaciones de S/ 11 000,00 en meses en los cuales no se cuenta con producción (esta facturación es debido a los cargos por potencia de distribución en el valor agregado de distribución que toma para la facturación el promedio de las 02 mayores máximas demandas de los últimos 6 meses históricos). Generando una facturación por energía eléctrica sin haber tenido producción, lo cual afecta a los costos fijos de la empresa.

Se plantea el siguiente problema:

¿Cuál es el impacto de la potencia efectiva de una central de cogeneración calificada en el consumo de energía primaria en la Empresa Pesquera Centinela S.A.C?

1.2 Antecedentes:

Las siguientes investigaciones sirven como antecedentes al informe de tesis y sus resultados:

Arias y Espinoza (2013) en su investigación referente al Estudio de los parámetros de dimensionamiento de una planta de Trigeneración con gas natural en el autoabastecimiento de energía. Empresa Hayduk S.A para el título de Ingeniero en Energía en la Universidad Nacional del Santa, concluye lo siguiente: Se determino la

potencia térmica útil con un valor de 57.28 MWh, estos valores están asociados en el complejo pesquero que incluye harina de pescado, congelados y conservas de la Planta Coishco en la Empresa Hayduk S.A. Se determinó una central de Cogeneración de 62 MW de Potencia Eléctrica que es abastecida con Gas natural mediante gasoducto virtual o cisternas criogénicas. Se dimensiono la central de cogeneración con turbina a gas con Ciclo Joule Brayton Simple Abierto obteniéndose un heat rate de 12,21 MMBTU/MWh y además un Costo Variable Total de 41,3 U\$/MWh. Los parámetros de calificación obtenidos fueron relación de Cogeneración y el Rendimiento Eléctrico Efectivo con valores de 1,047 y 0,556 respectivamente. Se deberá realizar la Inversión de 33'470 000.00 U\$, los cuales son recuperables con la inyección de 56.8 MW que resultan como excedentes a la red eléctrica del SEIN, además se tienen ahorros económicos al dejar de consumir combustible R500 y Energía Eléctrica de la red.

Bran y Manturano (2020) en su investigación referente a Implementación de una Planta de Cogeneración para disminuir los costos de electricidad consumida para el Centro Comercial La Rambla en el distrito de San Borja, para optar el título de Ingeniero industrial en la universidad Cesar Vallejo concluye que al implementar la central de cogeneración se pudo disminuir la facturación por consumo diario de energía eléctrica en el centro comercial la Rambla San Borja en un valor de S/. 2537,18 representando una variación porcentual del 35.68% para un periodo de 3 meses con respecto a lo facturado antes de su implementación, con lo cual se afirma que se pudo obtener un resultado optimista con respecto al objetivo general planteado en la investigación. La implementación de la central de cogeneración permitió reducir la facturación del consumo de electricidad referido al suministro de servicios generales generándose un ahorro potencial diario de S/ 403,24 que se estima como una variación porcentual de 25.64%, en tiempo de 3 meses.

Cam y Chunga (2013) en su investigación referente a la Influencia del aumento de la potencia efectiva en cogeneración de energía de la empresa Cartavio S.A.A-Perú para el título de Ingeniero en Energía en la Universidad Nacional del Santa, concluyen que la determinación de la influencia de la Potencia Eléctrica Efectiva de los turbogeneradores de la Empresa Agroindustrial Cartavio S.A.A estuvo condicionada al estudio de la demanda térmica, eléctrica, potencia térmica suministrada y por el stock de bagazo disponible, del mismo modo se validó la hipótesis de esta investigación que permite la cobertura de la demanda eléctrica al 100 % y se genera

excedentes de energía eléctrica que son inyectadas al SEIN en función al cumplimiento del Rendimiento Eléctrico Efectivo normado según el Reglamento de Cogeneración del Perú. Se determino del mismo modo que mediante el incremento de la Potencia Efectiva hasta 9.5 MW permite la cobertura en 100% de la demanda necesaria para la empresa y le permite alcanzar la calificación con un REE igual a 0,378 con la inyección de 1 MW de Potencia eléctrica excedente.

Carranza (2021) en su tesis Autoabastecimiento de energía mediante cogeneración por el incremento de la demanda eléctrica y térmica para la Empresa OLPESA, para el título de Ingeniero en Energía en la Universidad Nacional del Santa, concluye que se dimensiono la central de cogeneración con excedentes de electricidad, la cual cumple con lo normado en el Reglamento de Cogeneración del Perú, de tal modo que consigue inyectar los excedentes de energía eléctrica a la red de distribución de Electro Tocache y cubriendo el 100% de la potencia térmica útil de planta igual a 7.5 MW , generando 2,048 MW, de los cuales 1,024 MW representan el valor de su máxima demanda eléctrica. Las condiciones de generación del vapor sobrecalentado son a 60 bar y 470 °C , vapor que se expande en una turbina de vapor de tipo contrapresión hasta una presión de 3 bar. Además, el REE obtenido es igual a 0.53.

Castañeda (2015) en si tesis titulada Determinación técnico económica de la conversión energética a ciclo Brayton con recuperación de calor, para la empresa Pesquera Ribaud S.A.A., para reducir costos de energía eléctrica para el título de Ingeniero Mecánico Electricista en la Universidad Cesar Vallejo de Trujillo, Perú concluyo que en la generación de 2 MW de electricidad, la cámara de combustión de la turbina a gas consume 351,21 kg/hora de gas natural, se seleccionó la turbina a gas modelo: KAWASAKI, M1T-13^a con potencia instalada de 2 850 KW, del mismo modo según el catálogo WEB se seleccionó al alternador modelo: GTA561 con potencia eléctrica de 2 131 KW. Además, el costo específico de generación de energía eléctrica alcanza un valor de 47 U\$/MWh. Se obtuvo un valor del VAN y TIR de U\$ 5 520 477 y 61%.

Godos (2011) en su investigación referente al Ahorro de energía en la empresa corporación Lindley-planta callao a través del dimensionamiento de una central de cogeneración con gas natural, para optar el título de Ingeniero en Energía en la Universidad Nacional del Santa, tuvo los siguientes resultados: se planifico un programa de ahorro de energía empleando la tecnología de Cogeneración para generar

simultáneamente energía eléctrica y calor útil para los de procesos de planta, lo cual permite la reducción de los costos de facturación mensual, consiguiendo su autonomía en el abastecimiento de energía confiable, sostenida y segura. Se determinaron las condiciones para el dimensionamiento de la central base de la planta de Cogeneración la cual tiene como estructura al ciclo termodinámico Joule Brayton Simple Abierto que emplea Gas Natural en su cámara de combustión, se plantea un conjunto de alternativas de solución bajo diversos criterios de diseño, obteniéndose un conjunto de soluciones de mejor desempeño en función a criterios técnicos como la eficiencia de planta y el heat rate, entre otros factores. Así mismo se verificó el cumplimiento de los parámetros de calificación que permitan la comercialización de energía eléctrica excedente en el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional.

Lizárraga (2020) en su publicación Cogeneración de Energía para la Universidad de Altamira en España concluye lo siguiente: El calor cogenerado puede ser usado para la calefacción, necesidades de agua caliente en lavanderías y servicios auxiliares, etc. Incluso mediante una máquina de absorción puede obtenerse frío a partir de calor cogenerado. También es útil la cogeneración en industrias que precisan alta seguridad en el suministro eléctrico ininterrumpido, a la vez que son grandes consumidoras de vapor o agua caliente en sus procesos (industria alimentaria, química, papelera o de acabados textiles). En aquellas instalaciones donde la cogeneración funciona de manera ininterrumpida, se opta muchas veces por sistemas basados en turbinas de gas. Sin embargo, estas máquinas presentan un grave envejecimiento por arranques y paradas, por lo que en aquellos casos en que la cogeneración funciona con horarios interrumpidos, suele optarse por motores alternativos.

Quiñones y Saldaña (2020), en su investigación referente al diseño de la central de cogeneración de 5 MW para la planta Backus – Motupe para optar el título de Ingeniero Mecánico Electricista en Universidad Señor de Sipán, Perú, concluyen que la máxima demanda en la planta es de 5MW según las diversas áreas de consumo, se seleccionó la turbina SGT-A05 KB 7S con una potencia efectiva de 5,4 MW la cual es la más recomendada y cercana a la máxima demanda eléctrica. La planta de cogeneración cuenta con una turbina de gas modelo SGT-A05 KB 7S, un cambiador de calor compacto compuesto por 100 tubos de acero SCH 40 de 2" y 2 metros de largo con 8 pasos, el cual estará recubierto de lana mineral, además se cuenta con una bomba centrífuga del tipo vertical de 30KW, el alternador será 6 MW a 60Hz.

Rojas (2021), en su tesis Relación entre la capacidad de cogeneración y la cobertura de la demanda en empresa Cantarana S.A, para el título de Ingeniero en Energía en la Universidad Nacional del Santa, dimensiono el tamaño de la central de cogeneración teniendo la restricción de la cobertura de la demanda eléctrica en 100 % y en simultaneo cubrir el 100 % de la demanda térmica útil en los procesos de planta de secado y cocción, así mismo el cumplimiento del reglamento de cogeneración es función de los valores dispuestos para la relación de cogeneración y el rendimiento eléctrico efectivo, tal como se detalla en los artículos 4 y 5 de la normativa. En sus resultados, determino la capacidad de la central de cogeneración para un modo de la cobertura del 100 % de lo requerido en la demanda térmica con lo cual se alcanza a cubrir el 100 % de la demanda térmica y eléctrica en la empresa, y del mismo modo alcanza inyectar los excedentes de energía eléctrica a la red del distribuidor de la zona, debido a que se alcanza los valores de la relación de cogeneración de 0.467 y rendimiento eléctrico efectivo de 1.436, que son valores superiores a los mínimos establecidos por la normativa de cogeneración, obteniéndose un ahorro económico del 68 %.

Saravia (202) en su tesis doctoral Optimización del diseño y operación de sistemas de cogeneración para el sector residencial comercial en la Universidad de Zaragoza concluye lo siguiente: Se desarrollo de una metodología de integración térmica para el diseño de sistemas de máxima recuperación de calor, con la aplicación particular al caso de los motores de combustión interna alternativos. La máxima demanda térmica y la máxima demanda eléctrica se relacionan entre si para poder decidir sobre el tipo de tecnología a utilizar.

Yabar (2016) en su investigación referente a la reducción de los costos de energía y mitigación de gases de efecto invernadero en una planta industrial mediante la cogeneración con gas natural, para optar el título de Ingeniero Industrial en la Universidad Nacional mayor de San Marcos, Perú concluye que el empleo del Gas natural en comparación a otros combustibles derivados del petróleo permite la disminución significativa de la facturación de energía en los centros de consumo de energía industriales o de servicio. La empresa de cauchos y metalmecánica alcanzaría ahorros de anuales de S/ 332,730. Las tecnologías eficientes de generación de energía como la cogeneración, permiten el aseguramiento del suministro de energía, mediante el empleo de la integración energética de los procesos lo cual permite incrementar la

competitividad entre las empresas de un país, al reducir su facturación por el consumo de energía y reducen su efecto sobre el medio ambiente.

1.3 Justificación.

La justificación es la siguiente:

La Empresa Pesquera Centinela S.A.C tiene la importante oportunidad de generar energía térmica y eléctrica por medio de una única fuente de energía primaria en este caso, el combustible como único insumo de ingreso a planta, esto haciendo uso de la tecnología de la cogeneración con lo cual puede conseguir:

- Reducción del consumo de energía primaria, al generar la energía eléctrica y energía térmica requerida de planta para su proceso productivo a través de una planta de cogeneración único que utiliza una única fuente de energía primaria, con lo cual se reduce el consumo de energía primaria derivada de los hidrocarburos.
- Ahorros económicos en la facturación para la Empresa, como consecuencia de la reducción del combustible comprado y la energía eléctrica mensual facturada. Con ventajas económicas superiores a los que se pueden obtener en el caso de que la empresa optase de participar en el mercado libre de electricidad.
- Disminución de las emisiones de gases de efecto invernadero como consecuencia de la reducción de consumo de energía primaria, con un efecto positivo sobre el medio ambiente. Con lo cual contribuye en el cumplimiento de las Contribuciones Nacionalmente determinadas NDC-Perú, como parte del compromiso en la COP-21.
- Generación de energía propia confiable, segura y de calidad generándose independencia de la red externa de distribución.
- Posibilidad de ingresos económicos con el cumplimiento de lo estipulado en el Reglamento de Cogeneración del Perú, al inyectarse los excedentes de energía eléctrica a la red externa. Lo que permite que la empresa alcance un nivel de status sobre el resto de empresas del sector industrial que son netamente compradores de energía eléctrica y combustible.

1.4 Hipótesis.

Una Potencia efectiva de 5 MW para la central de cogeneración calificada, reducirá significativamente el consumo de energía primaria en la Empresa Pesquera Centinela S.A.C

1.5 Objetivos.

Objetivo general

Evaluar el impacto de la potencia efectiva de una central de cogeneración calificada que permita una reducción significativa en el consumo de energía primaria en la Empresa Pesquera Centinela S.A.C.

Objetivos específicos:

- Realizar un balance de energía en la empresa para determinar el valor de la potencia térmica útil para el dimensionamiento de la central de cogeneración calificada.
- Seleccionar la alternativa de cogeneración califica para la Empresa Pesquera Centinela S.A.C.
- Dimensionar la planta de cogeneración calificada para el cumplimiento del Reglamento de Cogeneración del Perú.
- Determinar la reducción de energía primaria consumida luego de seleccionar la alternativa de cogeneración calificada para la Empresa Pesquera Centinela S.A.C

Capítulo II: Marco Teórico.

2.1 Tecnología de la Cogeneración.

2.1.1 Generalidades.

a. Definición.

Las máquinas térmicas motrices permiten la conversión de una fracción del calor que reciben como parte de la energía de un fluido de trabajo y lo restante lo liberan a la atmosfera como calor residual, debido a que su calidad es baja como para poder emplearlo en algún proceso de calentamiento. Del mismo modo, una gran parte de los procesos industriales que se realizan en la industria de papel, refinación del petróleo, producción de acero, harina y aceite de pescado, industrias alimenticias, bebidas, entre otras requieren de flujo calor de proceso para garantizar su actividad. Las empresas que por lo general emplean grandes volúmenes de flujo de calor en sus procesos, también presentan altos consumos de energía eléctrica, según este escenario se han dimensionado las plantas de cogeneración para la generación en simultaneo de energía eléctrica y energía térmica para acoplándose ambas generaciones en un único proceso de generacion (Cengel y Boles, 2015)

La cogeneración esta definida como la generación continua y/o simultanea de energía eléctrica y/o energía térmica (flujo de calor útil) para emplearse en los procesos industriales y de servicio dentro de una Planta Consumidora de Energía a partir de una misma fuente de energía primaria. Esta tecnología de alta eficiencia e integración energética representa un método de conservación de la energía primaria en los centros de consumo, según lo establecido por las políticas económicas de globalización mundial y regional y a los acuerdos de carácter mundial que buscan la sostenibilidad del planeta y desarrollo sostenido. El ahorro de Energía primaria esta entre el 36%-25%, como consecuencia del empleo simultaneo del calor de procesos y la energía eléctrica permiten reducir las unidades de energía primaria entrantes a un área permiten por medio de la cogeneración generar la misma cantidad de energía útil equivalente e incluso con un significativo ahorro de energía primaria. (Rojas, 2021)

La Cogeneración es una tecnología alta eficiencia mediante el cual un Centro de Consumo de Energía genera de forma simultánea y continuada la producción de energía eléctrica y flujo de calor útil para su autoconsumo. El proceso de autoabastecimiento de energía es

muy eficiente, ya que la generación del calor útil, así como la energía mecánica o eléctrica se obtiene teniendo en cuenta una única fuente de energía primaria, y de acuerdo a lo reglamentado por cada país los excedentes de energía eléctrica se pueden inyectar y vender a la red eléctrica exterior, tal es el caso en el Perú al mercado libre o al mercado regulado. (Carranza,2021)

La cogeneración está definida como la generación simultánea y secuencial de electricidad y calor útil teniendo único combustible consumido, permite el ahorro de energía primaria y ingentes ahorros económicos en la facturación mensual por energía, del mismo modo tiene un efecto positivo sobre el medio ambiente, al reducirse durante el proceso de cogeneración la emisión de gases de efecto invernadero, por lo tanto es la alternativa ideal para los grandes centros de consumo de energía que no pueden emplear tecnologías propias como recursos energéticos renovables, Se tienen 4 componentes básicos en una central de cogeneración , una máquina motriz que puede ser una turbina de vapor, turbina de gas o motor de combustión interna alternativo, un alternador trifásico, un sistema de recuperación de calor que puede ser un generador de vapor recuperador de calor y un sistema de control de la operación o despacho. (Jiménez, 2018)

En la gran parte de los centros de consumo de los diversos sectores y actividades económicas, así como entidades del estado, la energía eléctrica y el combustible son insumos de vital importancia para sus actividades. Por lo tanto, cuando estos 2 tipos de energía son necesarias en un centro de consumo, es de vital importancia integrarlos en un sistema de cogeneración. De tal manera que se aprovechen los flujos de calor residual para obtener energía eléctrica o viceversa emplear la energía empleada en la generación de electricidad en energía térmica útil. (Rojas, 2021)

Los sistemas de cogeneración son instalaciones electro mecánicas acopladas de manera especial, suele iniciarse para un caso el proceso en la generación de potencia efectiva al eje empleando una turbina de gas, la cual recibe el aporte de la potencia térmica suministrada por el flujo de combustible según su poder calorífico inferior. SE debe evaluar las diversas alternativas posibles para acoplar los sistemas de consumo de una planta, se recomienda siempre cuantificar la demanda térmica útil de planta en función a diversos parámetros de operación tal como la temperatura y flujo de fluido de trabajo,

entre otras. De lo cual se puede hallar una basta cantidad de posibles soluciones o alternativas, del cual se debe optar tan solo por la más viable técnica y económicamente para lo cual es también necesario tener otros aspectos en la selección de la alternativa de cogeneración tal como : disponibilidad de agua, sostenibilidad de la cadena de suministro de combustible, área requerida para la instalación, costos de instalación, duración del montaje, entre otros aspectos que pueden definir finalmente el tipo de sistema de cogeneración a instalar. (Fraile, 2008)

b. Potencial de la cogeneración.

Para la comunidad económica europea, se ha calculado el potencial real disponible de cogeneración el cual está entre los 150 – 250 GWe, con probabilidades de un incremento del 100% para el año 2025. Según esta premisa se superará en 17% la potencia eléctrica instalada de las plantas actuales instaladas y en operación a nivel mundial. Así mismo el potencial de cogeneración en Japón para los siguientes 10 años se ha determinado en 29,4 GWe, lo que representa un valor superior al 10% de la potencia efectiva prevista para el 2030. Actualmente en los países de mayor avance tecnológico y económico se han implementado estrategias tal como estímulos fiscales y políticas de inversión que han permitido que la presencia de la cogeneración sea significativa, en algunos casos alcanza el 50% de la matriz energética, permitiendo considerables reducciones de gases de efecto invernadero, para esto el apoyo del banco mundial ha sido de vital importancia. (Bran y Murano, 2020)

En el contexto del surgimiento de la cogeneración a fines del siglo XIX o inicios del siglo XX en plantas azucareras, esta tecnología eficiente se implementó en los EE. UU. con el avance tecnológico industrial y la instalación de las primeras plantas de cogeneración. Mientras tanto en otros países como Canadá, Japón y Australia, las centrales de cogeneración se instalan de manera paralela en países de Latinoamérica tal como México, Brasil, Colombia y Perú, este último en los ingenios azucareros empleándose turbinas de vapor debido a la disponibilidad del bagazo como combustible. (Bran y Manturano, 2020)

En el Perú, el año 2009, la empresa sudamericana SDF Fibras Sudamericanas, pionera en la producción y comercialización de fibra acrílica procesada en hilado en seco, realizó la instalación del primer sistema de cogeneración a gas natural declarando una potencia

instalada de 24 MW. El sistema esta en la capacidad de aprovechar hasta el 90% del flujo de calor útil residual saliente de la turbina a gas, El año 2012, la refinería La Pampilla instaló una planta de cogeneración de 10 MW, para cubrir con el 80% de la demanda eléctrica de la refinería. Del mismo modo el año 2011, la Empresa Illapu, pero recibió la autorización como planta de cogeneración calificada. (Bran y Manturano, 2020)

El 2016 en la industria azucarera peruana se produjeron 11.6 millones de toneladas de caña cosechada, de donde se estimó en 1.6 millones de toneladas de residuos de cosecha de caña que se han dejado de utilizar, ello representa un estimado de 1 200 GWh de electricidad dejados de producir. La industria azucarera utiliza el bagazo desde mediados del siglo XX en la producción de electricidad mediante turbinas de vapor aplicando la cogeneración en su proceso productivo. Las Empresas Agroindustrias San Jacinto y Paramonga aplicando tecnologías de cogeneración calificada con inyección a la red. (Gonzales, Solís y Castillo, 2018)

Según el III informe trimestral de la gestión comercial, la empresa Agroindustrias San Jacinto ha inyectado 34 824 MWh de energía eléctrica al sistema eléctrico interconectado nacional, del mismo modo Agroindustrial Paramonga inyectó 70 304 MWh y SDF Energía inyectó 82 539 MWh, significando ingresos sustanciales a las empresas. La empresa Agroindustrias San Jacinto significó un ingreso de 1 798 000 de dólares en 9 meses. (Osinermin, 2022)

c. Beneficios de la cogeneración.

Los beneficios son los siguientes:

- Ahorro de Energía Primaria, al disminuir el consumo de combustibles derivados de hidrocarburos, debido a que la cogeneración hace uso de una sola fuente de energía para generar de manera simultánea el flujo de calor útil para procesos térmicos y energía eléctrica. Mientras que en sistemas convencionales se realiza separadamente, a través de suministro de combustible y de la energía eléctrica por medio del mercado libre o regulado de electricidad, en la cogeneración se tiene una fuente de energía primaria única de ingreso (flujo de combustible). (Vásquez, 2010)

En la figura siguiente se esquematiza para una planta consumidora de energía con un suministro convencional de energía con un caldero pirotubular y energía eléctrica proveniente de la red eléctrica (abastecida por una central termoeléctrica con turbina a gas cubriendo la máxima demanda se cuenta con una eficiencia global de planta de 58.5 %. (Vásquez, 2010)

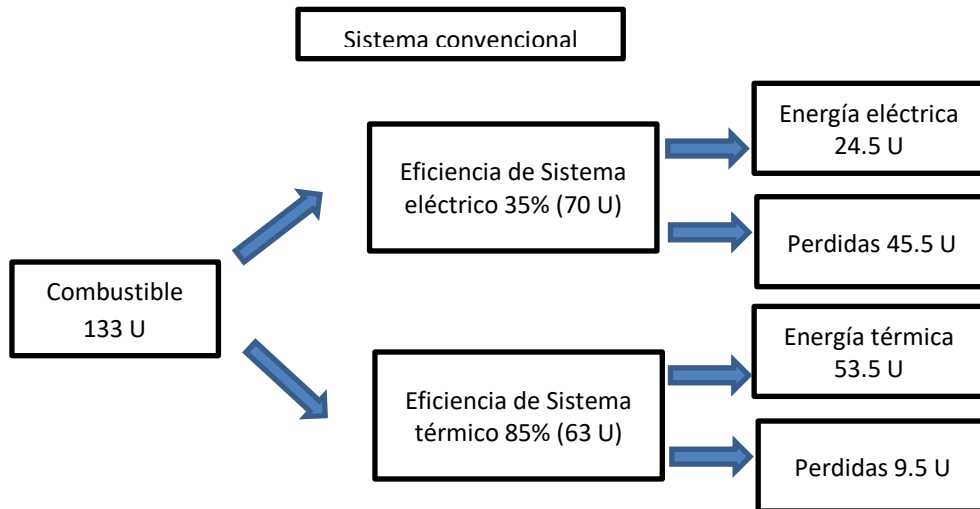


Figura N° 1 Sistema convencional de suministro de energía.

Del mismo modo, para una planta consumidora de energía con un suministro de energía con tecnología de cogeneración y para producir la misma cantidad de energía útil, es necesario tan solo 100 U de energía equivalente por suministrar. Obteniéndose una eficiencia global de planta de 78%. (Vásquez, 2010)

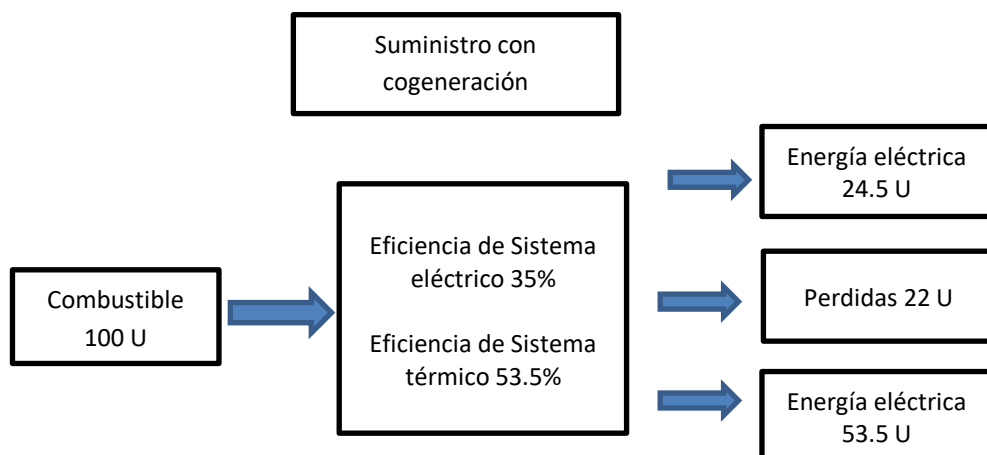


Figura N° 2 Suministro de energía mediante cogeneración

Ahorro de Energía Primaria

$$= \frac{\text{E. P Sistema Convencional} - \text{E. P Sistema de cogeneracion}}{\text{E. P Sistema Convencional}} * 100\%$$

$$A. E. P = \frac{133 - 100}{133} * 100\% = 24,8 \%$$

- **Disminución de Costos Operativos:**
Una central de cogeneración siempre generara una energía más barata con respecto a la energía suministrada por la red externa debido al aprovechamiento de flujos de calor de desecho. El porcentaje de ahorro de energía primaria es función de las políticas de subsidios a las tarifas de energía eléctrica que puedan realizar los países según decisiones propias de estado. (Vásquez, 2010)
- **Reducción de las emisiones:**
Mediante la cogeneración disminuye las emisiones de contaminantes, así tenemos el dióxido de carbono, debido principalmente a que es menor la cantidad de combustible que se consume para producir la misma cantidad de energía útil, además los sistemas de cogeneración utilizan tecnologías más avanzadas y combustibles más limpios como el gas natural en comparación al petróleo residual 500 o el biodiesel BD5. (Vásquez, 2010)
- **Autonomía para el abastecimiento de electricidad y su independencia de la red externa,** sometida siempre a un índice de indisponibilidad (del tipo externo). Es decir, que con la energía acumulada estos sistemas podrían proporcionar electricidad, aunque hubiera algún tipo de corte imprevisto del suministro de energía eléctrica. (Gutiérrez y Orue, 2012)
- **Suministro de energía de Calidad y sostenida,** ya que la generación estará a cargo de la misma planta consumidora que la produce, para este caso la normatividad jugará un papel fundamental en la promoción y aplicación de la cogeneración, así como los estándares de calidad de energía que cada país haya asumido dentro de su reglamentación técnica. En nuestro caso tenemos la aplicación de la norma técnica de calidad de servicios eléctricos. (Gutiérrez y Orue, 2012)

- Las centrales de cogeneración cuentan con modernos sistemas automáticos de control y seguridad que impiden el control prematuro de imprevistos o indisponibilidades de la unidad de generación. De todos modos, es recomendable la contratación de empresas de seguros contra accidentes que permitan solucionar posibles contingencias. (Gutiérrez y Orue, 2012)
- Optimo aprovechamiento de la energía eléctrica con la tecnología de cogeneración, ya que se efectúa en lugares próximos a los puntos de consumo, evitándose las pérdidas eléctricas por efecto joule, variación del nivel de tensión, pérdidas por resistencia lo largo de las redes de transmisión y distribución de electricidad en largas distancias. En los sistemas de transmisión y distribución eléctrica del tipo convencional, se estiman pérdidas entre 15 a 20% de la energía eléctrica generada, siendo las pérdidas por efecto joule. (Carranza,2021)

2.1.2 Arreglos de los sistemas de cogeneración

a. Topping Cycles.

A partir de la reacción de un combustible se genera un fluido caliente que se destina para la generación de energía eléctrica, donde su remanente es empleado en procesos industriales para diversos procesos unitarios.. (Rojas, 2021)

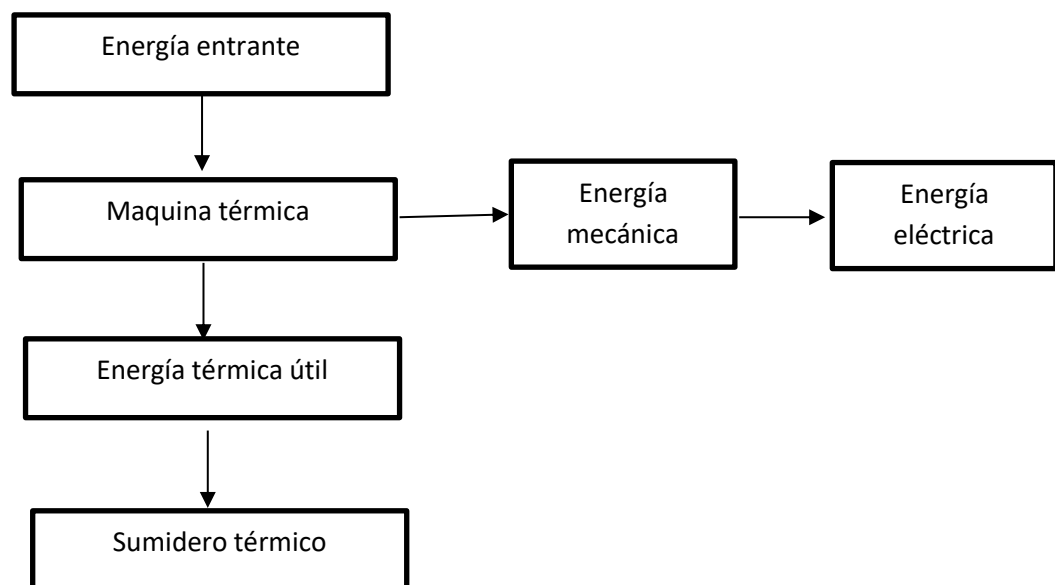


Figura N° 3 Topping Cycles

Este tipo de sistemas se emplea en la industria textil, petrolera, celulosa y papel, cervecera, alimenticia, azucarera, entre otras, donde las demandas térmicas están en temperaturas cercanas a 250 ° C hasta 400 °C. (Rojas, 2021)

En los sistemas superiores por lo general se emplean turbinas de gas, motores diésel, con encendido por explosión o compresión o micro turbinas. Se pueden usar en centrales de ciclo combinado, ciclo Stirling y pilas combustibles. En el caso de generación por medio de una turbina de gas y además los gases de la combustión poseen un alto contenido de oxígeno, los gases pueden usarse en procesos de calentamiento. (Carranza, 2021)

b. Bottoming Cycles.

El combustible es utilizado inicialmente en un primer escalón como insumo en un proceso a alta temperatura tal como un hornos o generador de vapor y se aprovecha el calor residual en un segundo escalón en la generación eléctrica. Este tipo de cogeneración se emplea en aplicaciones industriales con elevadas temperaturas de sus procesos, con valores sobre los 600°C, tal como se presentan en refinerías, fundiciones, siderúrgicas, etc. (Castro y Salazar, 2018)

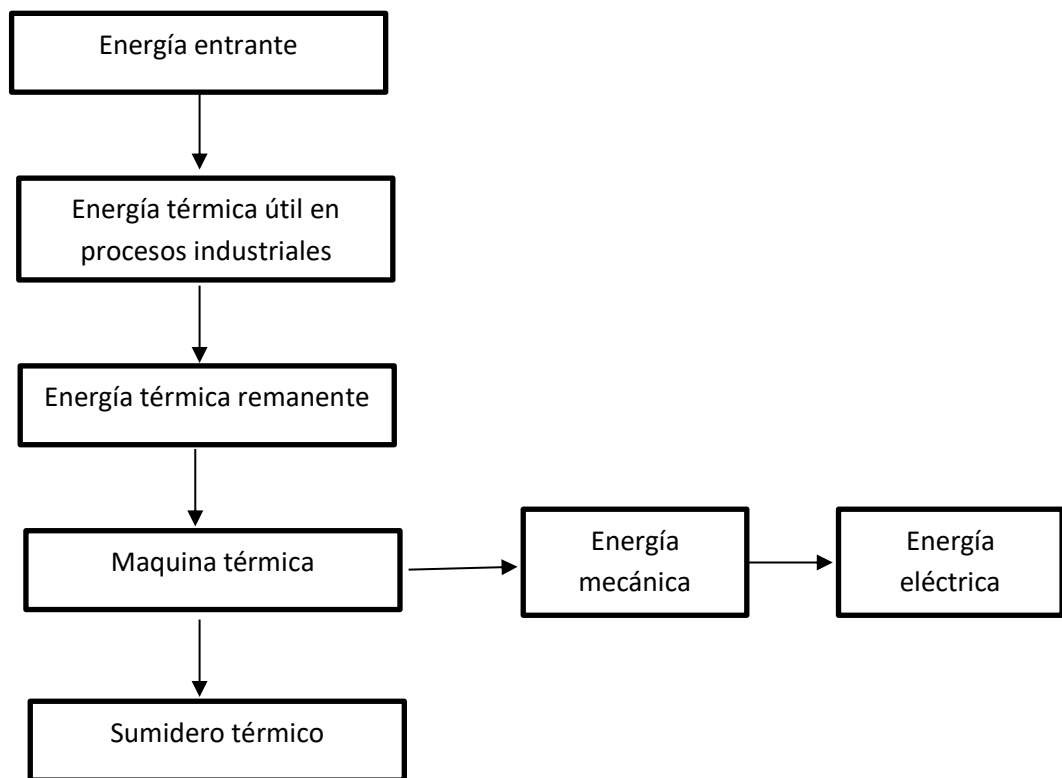


Figura N° 4 Bottoming Cycles

Para los Bottoming Cycles, se plantea un diseño óptimo de la central de cogeneración desde su dimensionamiento inicial con los requerimientos de demanda térmica y eléctrica de la planta y se integran buscando el mejor sistema para el aprovechamiento del flujo de calor. Generándose el flujo de calor residual que permite la generación de vapor saturado o agua caliente para procesos de planta. Otra alternativa consiste en el aprovechamiento del flujo de calor residual de los gases de la combustión a altas temperaturas salientes de hornos u otro equipo térmico (temperaturas entre 300 a 1200 °C) los cuales se emplean para generar vapor sobrecalentado a mediana presión para accionar turbinas de vapor de agua o turbinas de vapor accionadas por algún fluido orgánico de condensación y contrapresión, en función a la temperatura de los gases calientes a recuperar. (Afranchi, Heins y Giumelli, 2021)

2.1.3 Clasificación de las tecnologías de la cogeneración.

Las centrales de cogeneración tienen eficiencias globales cercanos al 85%, permiten elevados índices de ahorro de energía, reduciendo la facturación por consumo de electricidad, sin afectar al proceso productivo, este ahorro de energía primaria aumenta si se emplean energías residuales según el calor sensible contenido por los gases. Las centrales de cogeneración generan calor útil y energía eléctrica de forma sincronizada y simultánea, lo que permite empleárseles en procesos de calefacción y en la generación de temperaturas de refrigeración con sistemas de refrigeración por absorción. Los criterios para seleccionar el motor primo de la central de cogeneración es función de lo siguiente:

- Potencia instalada.
- Temperatura de fluido (nivel térmico del calor demandado).
- Régimen y horas de operación.
- Relación calor-electricidad.
- Evolución de la relación calor-electricidad. (Jiménez, 2018)

a. Cogeneración con turbinas de gas.

Un ciclo joule Brayton simple abierto con turbinas de gas esta conformado por un compresor axial que comprime el aire admitido a condiciones ambientales (usualmente aire filtrado y seco) incrementando su presión entre 7 a 25 veces, luego el flujo masico de aire comprimido se envía a la cámara de combustión, donde se inyecta combustible y se

combustiona a presión constante, alcanzando valores superiores a los 1 100 °C, en función al material de los alabes de la turbina. La combustión se realiza con un alto exceso de aire entre los 250 a 360% de exceso de aire, con la finalidad de enfriar los gases antes de su paso por la turbina de gas y no afectar los alabes de las primeras etapas de la turbina e incrementar el flujo masico de gases de la combustión entrantes a la turbina de gas y poder generar una mayor potencia efectiva. (Gonzales, 2003)

Los productos de combustión (alta presión y temperatura) salen de la cámara de combustión y entran a una turbina, donde se expanden, produciendo potencia mecánica, que se emplea para accionar al compresor (2/3 de su potencia) y un generador eléctrico (1/3 de su potencia), que transforma la potencia mecánica en potencia eléctrica efectiva. Los gases a la salida de la turbina se encuentran a alta temperatura (420-530 °C). (Gonzales, 2003)

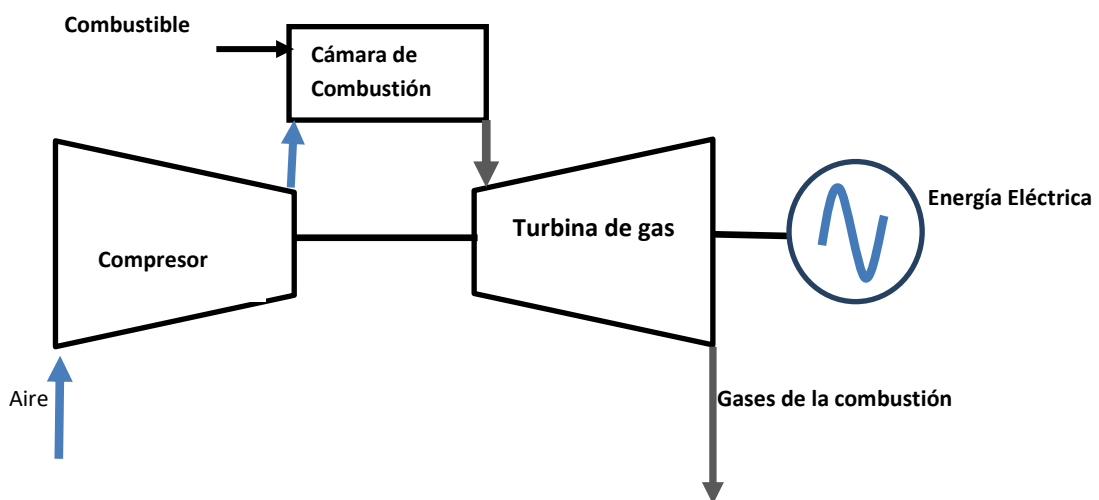


Figura N° 5 Componentes de un ciclo Joule Brayton Simple Abierto

Las turbinas de gas generan potencia con una eficiencia del orden del 37 %, pero ésta se incrementa de manera considerable si se agrega un recuperador de calor de los gases de escape de la turbina. Los gases de escape de la turbina son relativamente limpios, debido a los combustibles limpios y ligeros usados en las turbinas de gas (gas natural o destilados ligeros del petróleo). Estos gases de escape pueden usarse directamente en muchos procesos de secado o para producir vapor saturado o sobrecalentado en una caldera de recuperación de calor "HRSG". En otros casos se incrementa la potencia efectiva

generado al inyectarse agua caliente presurizada en la cámara de combustión. (Gonzales, 2003)

En los sistemas de cogeneración, el flujo de calor sensible de los gases de la combustión salientes de la turbina gas es recuperada y aprovechada para procesos termotransferencia de calor. En el aprovechamiento indirecto del flujo de calor sensible, la actividad se realiza dentro de caldero recuperador o HRSG. Los equipos recuperadores pueden ser del tipo pirotubulares o acuotubulares. En el caso de que demanda térmica es superior al flujo de calor útil recuperado, se deberá instalar quemadores; llamados también postcombustores. (Afranchi, Heins y Giumelli, 2021)

La tecnología de cogeneración con turbinas a gas permite la cobertura de grandes y medianas demandas térmicas, para un rango amplio rango de presiones y temperaturas de operación. La potencia efectiva varia desde 1MW y puede alcanzar valores de 300 MW. Las nuevas turbinas de gas son turbomáquinas térmicas con rendimientos específicos altos, alcanzando eficiencias de planta cercana a 37%. Con un óptimo diseño de cogeneración, se puede recuperar el flujo de calor sensible remanente de los gases de la combustión en una fracción del 80% aproximadamente; así mismo la eficiencia global de la central de cogeneración alcanza valores del 80%.(Afranchi, Heins y Giumelli, 2021)

En la actualidad se tiene comercialmente una gama muy amplia de turbinas de gas de diversas tecnologías de fabricación y capacidades. Entre la información necesaria a tener en cuenta para un diseño tenemos lo siguiente: características de la carga y consumo de combustible, máximo valor de la temperatura de gases de la combustión salientes de la turbina, condiciones de operación a cargas parciales, efectos de la presión de descarga en la turbina y la máxima temperatura del ciclo que condiciona el tipo de materiales empleados en la construcción de los alabes de la turbina lo cual está asociado a su capacidad de soportar altas temperaturas sin estar sometido a fatiga térmica y mecánica y stress térmico. (Campos, Lora, Meriño y Tovar, 2015)

Una turbina de gas acoplada a un recuperador del calor sensible de los gases de la combustión es una alternativa tecnológica de vital importancia para ser instaladas en los centros de consumo de energía. Es posible recuperar hasta el 80% del flujo de calor

sensible haciendo uso de equipos térmicos especiales con diseños de flujo en contracorriente y empleando materiales como superaleaciones de titanio de alta conductividad térmica. El generador de vapor recuperador de calor asociada a la turbina de gas puede ser de tiro natural o mecánico con diferentes ventajas y desventajas de cada alternativa, la selección deberá hacerse con arreglo a las condiciones de explotación previstas y en particular la frecuencia de las puestas en marcha. (Campos, Lora, Meriño y Tovar, 2015)

La cogeneración con turbina de gas y generador recuperador de flujo de calor sensible son arreglos eficientes cuya disponibilidad energética está limitada por la potencia efectiva desarrollada por la turbina de gas. La generación de electricidad puede alcanzar rendimientos de hasta 37% y valores superiores al emplear sistemas con postcombustión. La eficiencia global es función de : pérdidas de calor a la salida del generador de vapor, grado de recuperación de los fluidos asociados al generador de vapor , tal como las purgas, la temperatura del agua de alimentación y del degasificador y la presión del vapor generado. (Campos, Lora, Meriño y Tovar, 2015)

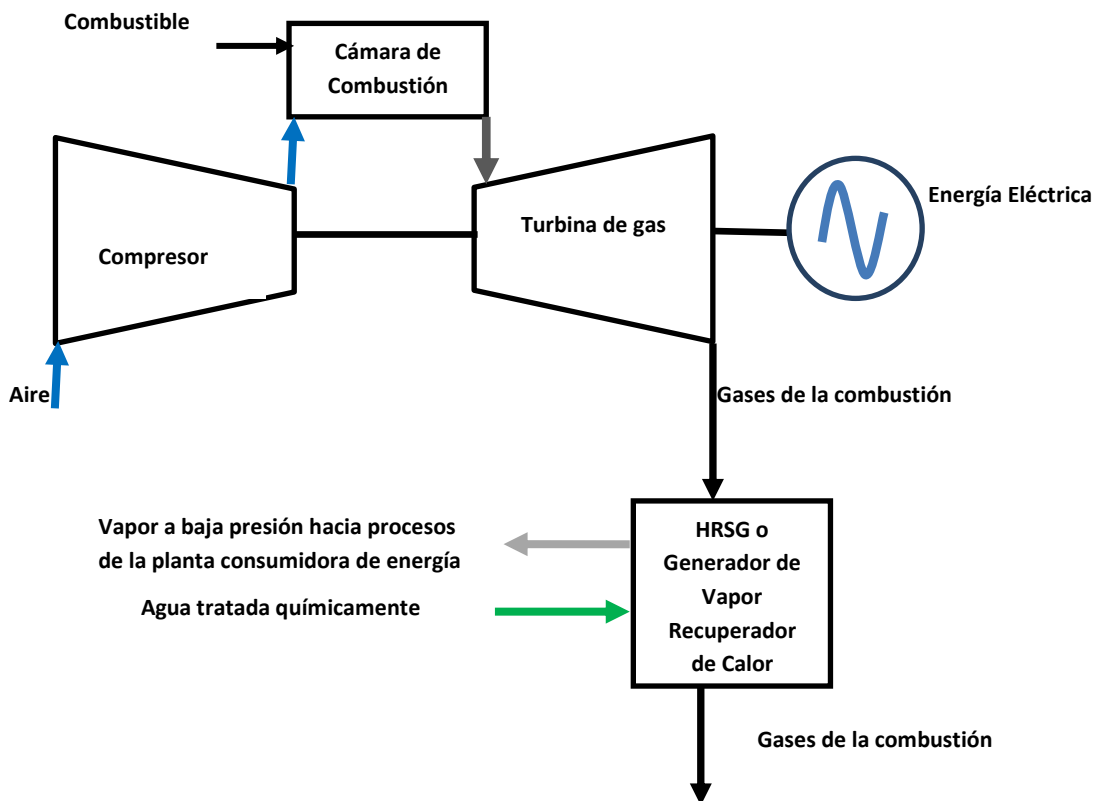


Figura N° 6 Esquema de cogeneración con turbinas a gas

Si la demanda de vapor (o calor de una forma más general) es mayor que la que pueden proporcionar los gases de escape, puede producirse una cantidad adicional utilizando un quemador de post-combustión, introduciendo combustible directamente a un quemador especial, con el que cuenta la caldera. Esto puede hacerse porque los gases de escape son aún suficientemente ricos en oxígeno. Por el contrario, el escape de un motor alternativo tiene un contenido de oxígeno menor del que permite una combustión segura, por lo que es necesario enriquecerlo previamente en oxígeno, si se quiere hacer la post-combustión, y ante esta dificultad, se suele optar por mantener calderas auxiliares de reserva para el caso de necesidades suplementarias de calor. (Fraile,2008)

Los gases de la combustión del gas natural son relativamente limpios y se puedan aplicar a los intercambiadores de calor empleados en los procesos de cocinado, secado y de calentamiento o también aprovechados para procesos de combustión posterior por el alto contenido de oxígeno que contiene como resultado del elevado exceso de aire utilizado en la combustión. La alta temperatura de los gases de la combustión salientes de la turbina les permite ser empleados en la generación de vapor saturado a baja presión para procesos térmicos o vapor sobrecalentado en centrales termoeléctricas de ciclo combinado. La tecnología de cogeneración con turbina de gas es adecuada en los casos que se requiere una gran cantidad de energía térmica, o en el caso de relaciones de calor/electricidad superiores a 2.(Rivera, 2013)

Para el caso de la maquina motriz (turbina de gas) dentro de los factores que afectan a su rendimiento y potencia tenemos, lo siguiente:

- Temperatura de admisión del aire: La potencia neta desarrollada por la turbina de gas es directamente proporcional al flujo másico de gases de la combustión que fluyen a través de la turbina de gas. El compresor es una turbomáquina térmica absolvedora de energía dependiente de la relación de presiones a la salida y entrada del compresor. Esta afectada por ciertas condiciones de operación tal como la temperatura ambiental y la presión atmosférica, así tenemos que un descenso de la temperatura, da lugar a un caudal másico mayor debido al aumento de la densidad del aire, redundando en un incremento de la potencia entregada por la máquina. (Fraile,2007)

- A una mayor altitud, la presión atmosférica disminuye, así como la densidad del aire. Al ser una maquina volumétrica, el compresor, ante un aumento de la altura implica una reducción de la potencia efectiva generada y una reducción de su rendimiento global de planta. (Fraile,2007)
- Las pérdidas en la admisión están relacionadas con el propio diseño de los conductos, filtros, silenciosos, etc del fabricante de la turbina, la calidad del aire (necesidad o no de incrementar la filtración) y en algunos casos por los sistemas que se utilizan para rebajar la temperatura del aire que entra a la turbina. Los gases se evacúan a través de un difusor, para conseguir una salida lo más aerodinámica posible. En un sistema normal de cogeneración, a continuación, se coloca una junta de expansión, el silenciador, la chimenea de bypass (si procede) y el elemento de recuperación. Todo este conjunto constituye la contrapresión de la turbina y normalmente se diseña de forma que no se sobrepasen los 250 a 400 mm ca. Aproximadamente cada 100 mm ca de incremento de la pérdida de carga (admisión o escape), disminuye un 0,5% la potencia y 0,1 % el rendimiento de la turbina. (Fraile,2007)

b. Cogeneración con turbinas de vapor.

Esta tecnología se caracteriza por requerir vapor sobrecalentado a alta presión mediante el empleo de HRSG o intercambiadores de calor operando con el ciclo Rankine con sobrecalentamiento, empleando carbón, petróleo residual y biomasa, así como combustibles derivados de residuos vegetales (tal como el bagazo) o urbanos. En este tipo de tecnología se caracteriza porque el vapor sobrecalentado fluye a través de la turbina de vapor generando potencia mecánica y luego eléctrica. El vapor sobrecalentado acciona la turbina de vapor expandiéndose, luego se condensa y retorna a la caldera para continuar el ciclo. (Camelo, 2015)

.

Se tiene la siguiente clasificación:

- Turbina de vapor de contrapresión. Se caracteriza porque la presión del vapor a la salida de la turbina es superior a la presión atmosférica, por lo cual no se necesita condensar el vapor tal como se realiza en el ciclo termodinámico clásico. Se aplican en pequeñas industrias y su eficiencia puede estar entre el 25 a 30%.

- Turbina de vapor de condensación. Para este tipo de turbina la presión de vapor de salida es inferior a la presión atmosférica. Se emplean en las centrales termoeléctricas de gran capacidad. Presentan eficiencias entre 40% y 45%. Cuando emplean la regeneración y el recalentamiento de vapor. (Camelo, 2015)

Son sistemas de generación adaptables a los requerimientos de presión y temperatura. Son versátiles en la operación, pudiendo operar en diversos rangos de presión desde valores cercanos a la presión atmosférica (tal es el caso de las centrales geotérmicas) hasta presiones supercríticas y se pueden ajustar a los requerimientos térmicos de las aplicaciones. Para el caso de la industria pesquera ubicada en el litoral peruano, la limitante es el acceso al agua para el proceso de generación de vapor sobrecalentado, la cual limita su uso, salvo el caso de emplear plantas desalinizadoras de agua con lo cual resulta inviable cualquier proyecto de cogeneración con turbinas de vapor por los elevados costos de instalación. (Camelo, 2015)

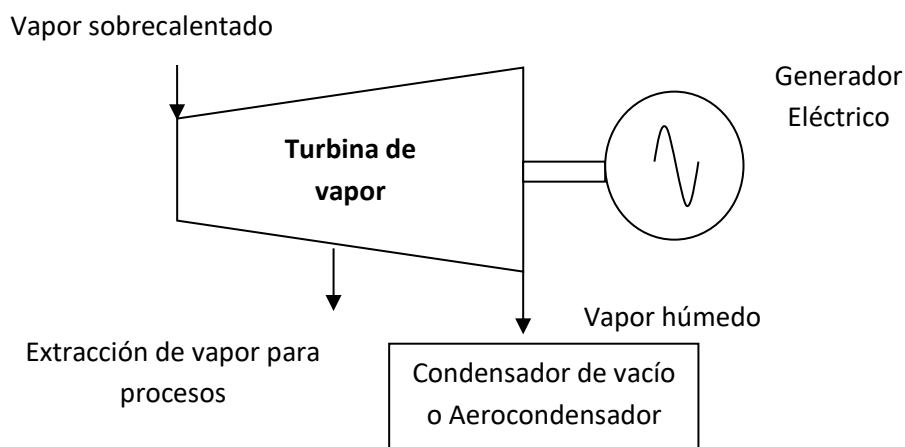


Figura N° 7 Esquema de cogeneración con turbinas a vapor de condensación

c. Cogeneración con motores de combustión interna.

Los motores de combustión interna representan una tecnología de mayor empleo en la cogeneración aplicada a entidades de salud, hoteles y supermercados, operan con combustibles líquidos o gaseosos alcanzando rendimientos de 30% (sin sobrealimentación) y 45%(con sobrealimentación). Los motores de combustion interna

permiten arreglos diversos en función al número de circuitos empleados en la recuperación del calor sensible desechado, así tenemos los siguientes:

- Enfriamiento del aire de combustión en sobrealimentadores (generalmente en torno a 40°C).
- Circuito de enfriamiento del aceite lubricante (entre 70-80°C).
- Circuito de enfriamiento de camisas del motor (entre 80-90°C).
- Circuito de gases de escape (entre 450-550°C). (Castro y Salazar, 2018)

Gran parte del flujo de calor latente recuperable está en un nivel térmico inferior a 100°C con lo cual es una limitante para la generación de vapor, limitándose tan solo a la generación de agua caliente. Los arreglos de cogeneración son habituales para generar agua caliente sanitaria (en hospitales y centros de salud), y vapor a baja presión para procesos de calentamiento. Están limitados por el tipo de combustible si es carbón, a diferencia de las empresas que emplean bagazo como combustible. (Castro y Salazar, 2018)

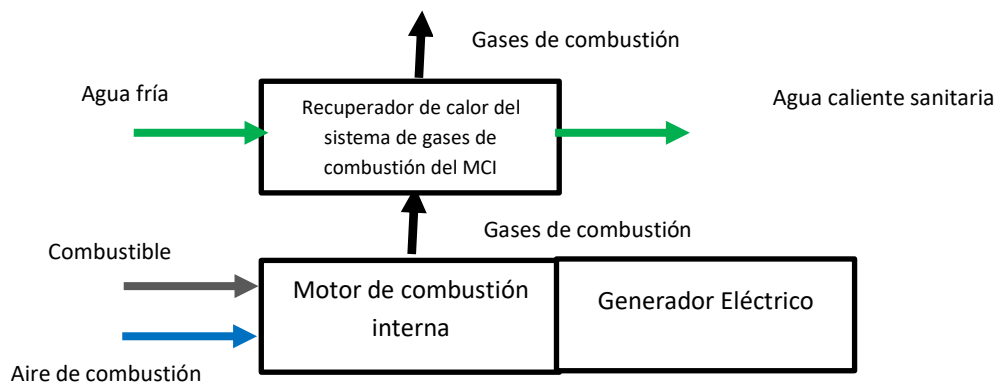


Figura N° 8 Esquema de cogeneración con motores de combustión interna

d. Cogeneración con microturbinas.

Una microturbina es una maquina térmica generadora de muy baja potencia, con parámetros de generación desde 30 kW hasta 1,2 MW. Consta de una sola parte móvil, sin cajas de engranes, bombas u otros subsistemas, no requiere de lubricantes, aceites o líquidos refrigerantes. Pueden emplear combustibles líquidos o gaseosos, desde gas asociado a pozos de petróleo, gas metano, gases de bajo poder calorífico (de hasta 350 BTU) generados en biodigestores de rellenos sanitarios. La cogeneración, utilizando

ambas formas de energía simultáneamente, energía eléctrica y calor, le permite maximizar el consumo de combustible con rendimientos entre 70-80%. Son utilizadas en empresas del sector comercio, pequeña industria, hoteles, restaurantes, centros de recreación, supermercados, clínicas, centros de salud, y diversas aplicaciones para cubrir bajas demandas de calor y electricidad. (Rivera, 2013)

e. Cogeneración con ciclo combinado.

En este caso la generación de energía mecánica/eléctrica se obtiene por el acoplamiento de 2 ciclos termodinámicos, así tenemos el ciclo joule Brayton simple abierto con turbina a gas como ciclo superior y un ciclo Rankine con sobrecalentamiento con turbina de vapor como ciclo inferior. Los gases de la combustión expulsados desde la turbina de gas son direccionados hacia un recuperador de calor generador de vapor, donde se genera vapor sobrecalentado en 1 a 3 niveles de presión, expandiéndose luego en una turbina de vapor. Son unidades de generación de muy alta eficiencia alcanzando valores de 57%. (Afranchi, Heins y Giumelli, 2021)

La energía térmica se obtiene mediante la recuperación del flujo de calor sensible de los gases de la combustión quienes presentan temperaturas superiores a 500°C. En el supuesto caso de que la demanda térmica sea superior al máximo flujo de calor recuperado, se incrementa la producción de vapor sobrecalentado en el ciclo inferior empleando un quemador de postcombustión, ubicado en el HRSG. Con un diseño óptimo del sistema de recuperación de calor se pueden aprovechar la temperatura de los gases de escape y alcanzar rendimientos térmicos superiores al 40% aproximadamente; y la eficiencia global del sistema de cogeneración es de 80%. Con el único inconveniente de tener elevados costos en la instalación de la central de cogeneración y largos periodos de duración para el montaje de las instalaciones electromecánicas y civiles. (Afranchi, Heins y Giumelli, 2021)

Este sistema se caracteriza porque emplea una turbina de gas y una turbina de vapor. En este sistema los gases producidos en la combustión de la turbina de gas, se emplean para producir vapor a alta presión mediante una caldera de recuperación, para posteriormente alimentar la turbina de vapor, sea de contrapresión o extracción-condensación y producir por segunda vez energía eléctrica, utilizando el vapor a la salida de la turbina o de las

extracciones para los procesos de que se trate. El ciclo combinado se aplica en procesos donde la razón electricidad/calor es mayor a 6. (Rivera, 2013)

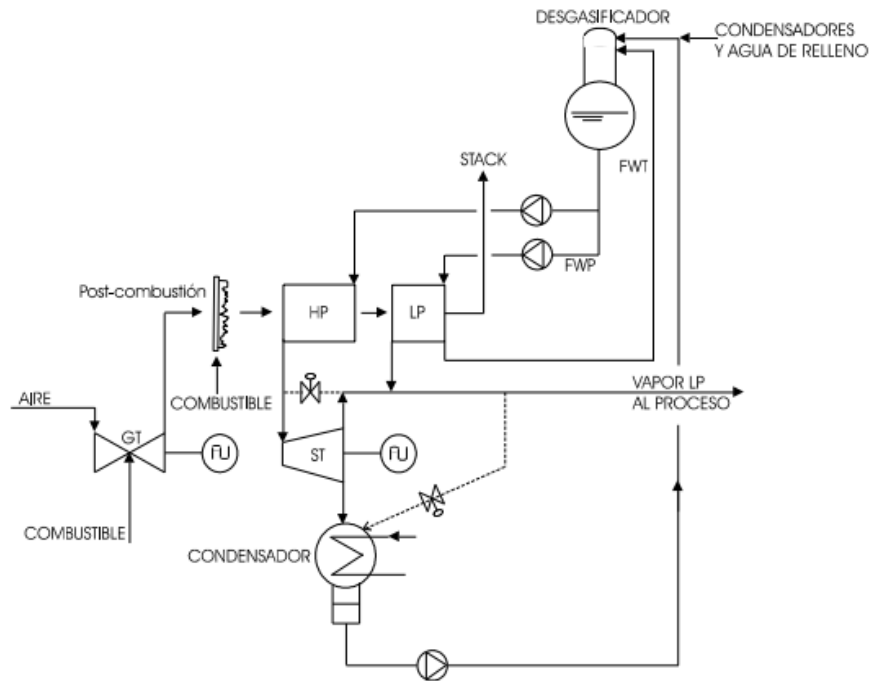


Figura N° 9 Esquema de cogeneración con ciclos combinados

2.2 Operación de las centrales de cogeneración.

2.2.1 Cobertura de la cogeneración.

Según la capacidad de la planta de cogeneración instalación y las necesidades de demanda eléctrica y térmica a cubrir, los sistemas de cogeneración pueden ser:

- Cogeneración parcial: En este caso la máxima demanda del centro de consumo de energía es superior a la potencia eléctrica máxima generada por la planta de cogeneración. Con lo cual déficit de demanda debe ser cubierta a través de la red externa de energía eléctrica. O debe contarse con equipo térmico adicional para generar el calor útil adicional no satisfecho. (Guevara,2018)

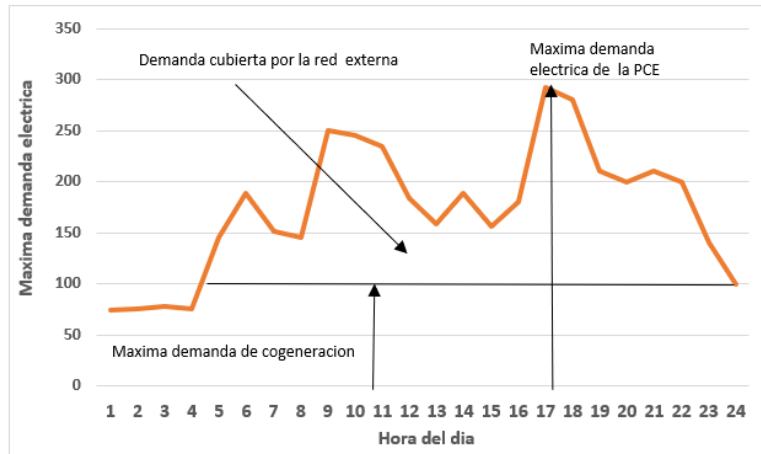


Figura N° 10 Cobertura de demanda con cogeneración parcial

- Cogeneración completa: Esta referida al caso en el cual la máxima demanda en el centro de consumo de energía es igual a la potencia efectiva máxima que genera la planta de cogeneración, con lo cual el abastecimiento de energía es al 100%. Para este caso la energía generada por la planta de cogeneración es función de la energía consumida en la planta consumidora de energía. (Guevara,2018)

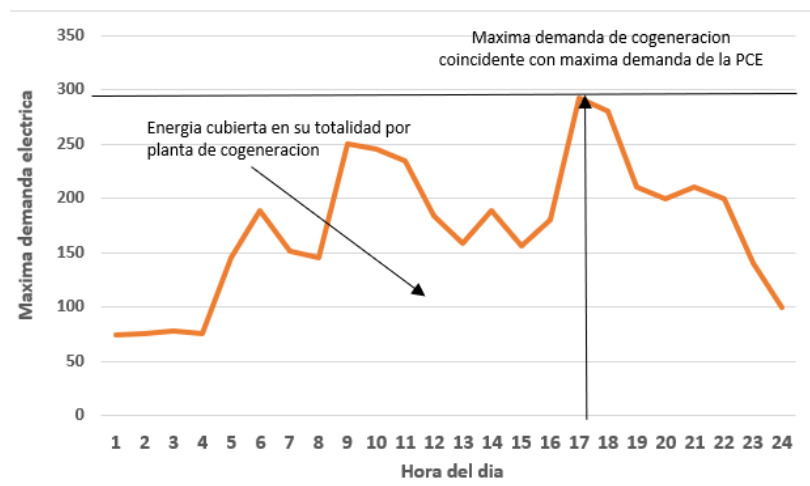


Figura N° 11 Cobertura de demanda con cogeneración completa

- Cogeneración con excedentes: En este caso la máxima demanda del centro de consumo de energía es inferior a la potencia efectiva máxima de la planta de cogeneración. Los excedentes de energía del proceso de cogeneración están autorizadas para su inyección a la red eléctrica externa, según la normativa de cada

país. Para el caso de la demanda térmica excedente esta deberá regularse hasta una operación que coincida con la máxima demanda térmica. (Guevara,2018)

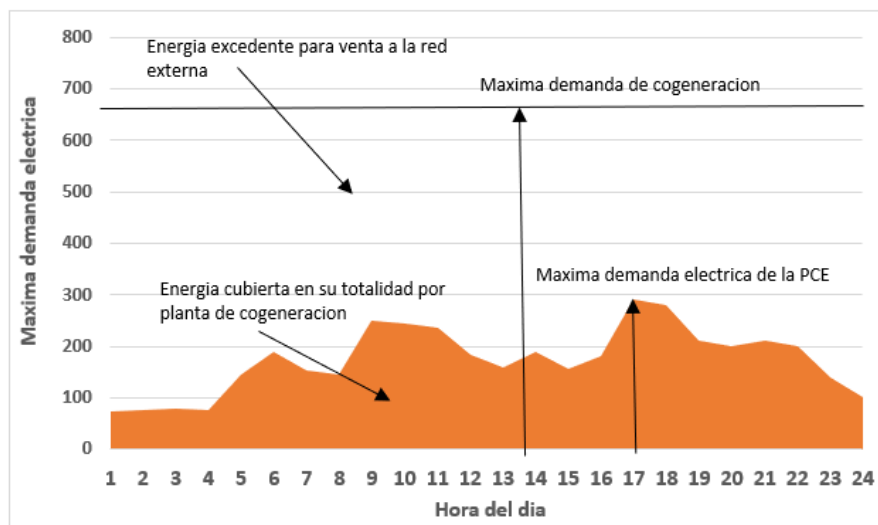


Figura N° 12 Cobertura de demanda con cogeneración con excedentes

2.2.2 Capacidad de Cogeneración.

En función a las características del perfil de carga, se tienen las siguientes condiciones de operación:

- Base térmica: Se caracteriza cuando la demanda eléctrica es muy superior a la demanda térmica de planta. Este modo de cogeneración es muy eficiente.
- Base eléctrica: Se caracteriza en los casos de que la demanda térmica es muy superior a la demanda eléctrica y permite maximizar las horas de operación del sistema. La factibilidad financiera de los proyectos de cogeneración se logra por la alta capacidad de generación de energía eléctrica, en este caso el costo unitario del kWh eléctrico es mayor al kWh térmico.
- Pico de demanda eléctrica: el cual está afectado por las pocas horas de operación a plena carga y genera un bajo aprovechamiento del flujo de calor remanente. Estas unidades de cogeneración se utilizan en lugares aisladas. (Castro y Salazar, 2018)
- Pico de demanda térmica: este tipo de arreglo de cogeneración no es muy común y se utiliza para los casos en los cuales el costo unitario del kWh eléctrico es menor al kWh térmico.
- Para los casos la demanda eléctrica es menor a la demanda eléctrica de cogeneración, en los cuales se presenta la venta de excedentes es posible. Se requiere realizar la

comparación de los costos del combustible, operación y mantenimiento de la central de cogeneración con los precios de la tarifa eléctrica de compra en el mercado libre o mercado regulado. Los proyectos que utilizan combustibles de origen renovable tal como biomasa, biogás o gases residuales, son muy competitivos debido a que el costo del combustible es muy bajo. (Castro y Salazar, 2018)

2.2.3 Modos de Cogeneración.

Por lo general cualquier centro de consumo que tenga demandas térmicas y eléctrica importantes, se puede decir que es un potencial cogenerador. Dentro de las características que deberán cumplir los cogeneradores tenemos lo siguiente:

- Presentar consumos de grandes flujos de calor en la forma de gases calientes o vapor con temperaturas cercanas a 500 °C debido a que la temperatura de los gases de salida de las turbinas varía alrededor de esta.
- El combustible consumido debe tener un bajo costo, de calidad y la cadena de suministro debe ser confiable. Mientras mayor es la diferencia entre los precios electricidad con respecto al gas natural gas natural, se tendrán mayores ahorros económicos.
- Se debe tener un proceso de planta continuo y de preferencia estable en el tiempo.
- Para el diseño de las plantas con cogeneración se realizará para abastecer la demanda base de energía eléctrica y no como un sistema de manejo de rasurado de los picos de máxima demanda o reducción del costo de la energía eléctrica durante las horas punta. (Covini y Wajnfeld, 2012)

Con el diseño óptimo de una central de cogeneración se obtendrá el mayor grado de aprovechamiento de los recursos energéticos disponibles, mayor rendimiento energético y un periodo de retorno de la inversión mas corto. En el contexto del uso racional de la energía y teniendo en cuenta que la misma es conservativa en cualquier proceso sin destruirse, por lo tanto tiene como objetivo describir los esquemas de cogeneración anteriormente propuestos desde el punto de vista de cómo la energía disponible en el combustible, flujos de vapor, agua, entre otros, se degradar a medida que se intercambia en cada una de las etapas del proceso de cogeneración como las demandas de vapor al proceso de elaboración y energía electro mecánica. (Jiménez, 2018)

Es importante entender la energía como un potencial de energía disponible en los diferentes flujos de masa, la cual es basada en la segunda ley de la termodinámica y se brinda mediante el análisis de su degradación una herramienta muy útil para fines de diseño, evaluación, optimización y desarrollo de los sistemas de cogeneración, identificando así donde las pérdidas o irreversibilidades de los procesos se concentran. En el campo industrial la utilización de sistemas de cogeneración eléctrica, suelen no satisfacer las necesidades de carga necesaria lo cual resulta un inconveniente para la industria, se ven en la necesidad de incorporar sistemas híbridos que ayuden a obtener el potencial eléctrico necesitado. (Jiménez, 2018)

Así tenemos que para decidir por el modo de cogeneración se presentan dos alternativas:

- Según la demanda eléctrica. Para este modo de cogeneración se selecciona la potencia efectiva de la maquina motriz de la central de cogeneración con un valor que cubra la máxima demanda del centro de consumo de energía o su potencia instalada. No teniéndose excedentes de energía, no existe ni importación ni exportación de electricidad, mientras que la cobertura de la potencia térmica útil estará en función a lo que se genera como potencia térmica residual de los gases de la combustión. (Rojas, 2021)

En el diseño eléctrico se configura el sistema para satisfacer los requerimientos eléctricos. En la mayoría de los procesos con relaciones térmicas/eléctricas (RTE) mayores a 1.2, no es posible que la cogeneración suministre el vapor total requerido, por lo que deben complementarse con las calderas existentes. (CONUEE, 2009)

- Según la demanda térmica. Se selecciona la potencia efectiva de la maquina motriz de tal manera que la potencia térmica útil de los gases de la combustión cubra la máxima demanda térmica del centro de consumo de energía, no existiendo una generación de potencia térmica adicional. La cobertura de la demanda eléctrica estará supeditada a la potencia efectiva de la maquina motriz. (Rojas, 2021)

En el diseño térmico, el sistema se configura para satisfacer los requerimientos térmicos; en configuraciones de turbina de gas, normalmente existe la posibilidad de contar con excedentes eléctricos. Al configurar el sistema para cubrir la totalidad de

la demanda térmica, normalmente se obtendrán excedentes eléctricos, los cuales podrán entregarse a establecimientos asociados al permiso de cogeneración o al sistema eléctrico externo. (CONUEE, 2009)

- Operación a carga constante. En este caso la maquina motriz de la planta de cogeneración opera con carga constante, normalmente a plena carga, con el cual se garantiza alcanzar el punto de diseño y el máximo rendimiento de planta. En este modo de operación, según la potencia efectiva de la central de cogeneración se evaluara la cobertura de la demanda térmica del centro de consumo de energia. (Rojas, 2021)

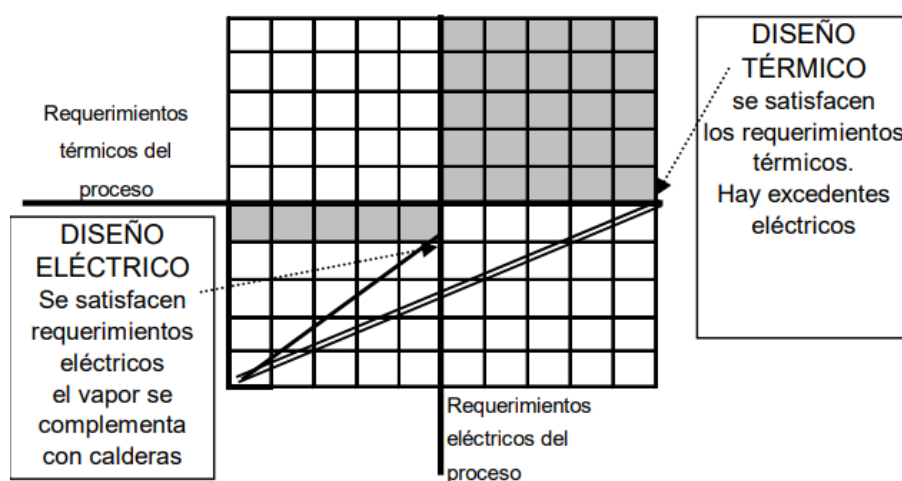


Figura N° 13 Alternativas de diseño del modo de cogeneración

2.2.4 Mapa energético de la cogeneración.

En la figura siguiente se representa la situación del centro de consumo de energía en el cual se debe identificar la necesidad de cubrir tanto la demanda térmica como la demanda eléctrica. El mapa energético consta de 02 rectas en las cuales están indicados los puntos A y D, y B y C. Estas rectas corresponden a 2 tecnologías de cogeneración con relación E/C (relación de potencia efectiva y potencia térmica útil), mayor y menor que el centro consumidor respectivamente. (Rivera,2013)

Los puntos resultan los puntos de operación de la central de cogeneración.

Punto A: Está condicionado a la necesidad de tener un sistema auxiliar de generación de potencia térmica útil. El sistema que satisface la demanda eléctrica del centro, pero no

El análisis de los puntos permitirá un conocimiento de la situación en el centro de consumo de energía que proporciona el mapa energético, así por ejemplo se puede optar por un arreglo de cogeneración en la recta de relación E/C mayor que la del centro, siendo el punto de operación de cogeneración un valor entre A y D representado dentro de la recta. Como resultado se cubre la demanda eléctrica, existiendo un excedente de generación de electricidad que se inyecta a la red externa, pero no se podría generar la suficiente potencia térmica útil, siendo necesario tener un sistema auxiliar de generación de potencia térmica útil para poder cubrir con la totalidad de la demanda térmica del centro de consumo de energía. Por lo tanto, el diseño de la central de cogeneración deberá contemplar todas estas condiciones de operación. Siendo necesario diversos criterios para el dimensionamiento de la central de cogeneración. De los casos analizados, todos excepto el C, son viables pudiendo tenerse más puntos para dimensionamiento del centro de cogeneración con valores en la zona izquierda del valor de demanda térmica del centro de consumo de energía. (Rivera, 2013)

2.2.5 Aspectos económicos.

Por lo general la facturación por consumo de combustible en la planta de cogeneración representa el 70 a 80 % del costo total de operación, en función al tipo de combustible consumido, valores muy diferenciados si es petróleo o gas natural. El costo variable combustible resulta de valorar el consumo de combustible con su poder calorífico inferior, por el costo unitario del combustible según lo oficializado por los organismos competentes en cada país. Los siguientes costos variables no combustible para una central de cogeneración son relevantes, así tenemos los siguientes:

Costos por mano de obra de operación de la central de cogeneración.

Costo de mantenimiento fijo y variable.

Importación de energía eléctrica para periodos de indisponibilidad de la central de cogeneración.

Costos de servicios complementarios. (Morales, 2013)

Los costos por mano de obra en la operación varían de acuerdo al tamaño de la planta de cogeneración y está en valores inferiores al 6%. Mientras que el costo de mantenimiento especializado de los fabricantes de equipos de cogeneración ha aumentado en los últimos

años hasta un 25%, representando el 10 al 15% de los costos de operación. Se tienen costos unitarios de 15 y 20 U\$/h por unidad sin incluir al mantenimiento mayor. Un costo de los proyectos de cogeneración que se considera es el certificado de cogeneración eficiente tal como existe en México, es los costos por la importación de repuestos bajo contrato de suministro normal o según contratos de respaldo por falla y mantenimiento. Los costos de importación o de demanda reservada y medida, producto de las paradas por mantenimiento programado o no programados (fallas fortuitas) de las centrales de cogeneración son muy elevados, de tal forma que si en un lapso de 5 minutos se registra una salida fortuita o falla en la central de cogeneración, existirá siempre la demanda de la red, a pesar de alta disponibilidad y fiabilidad de la central y por lo tanto, habrá un cobro en el recibo mensual de ese mes, por concepto de potencia, que en el Perú depende del valor promedio de las 02 potencias mayores de los 6 últimos meses. (Morales, 2013)

La rentabilidad de la aplicación de la cogeneración es función de lo siguiente:

Máximo aprovechamiento térmico del centro de consumo de energía.

Variación entre los costos unitarios de la electricidad y el combustible.

Costos operativos y de mantenimiento de la central de cogeneración.

Marco regulatorio que permita un buen desempeño de la central de cogeneración.

En función a los factores que determinan la viabilidad de las plantas de cogeneración, en el Perú o como en otro país de América del Sur, el bajo impulso al desarrollo e implementación de las centrales de cogeneración está por un lado a las inversiones de instalaciones de equipos de generación dentro de un centro de consumo de energía que son elevados, y además que el marco regulatorio no es claro (a pesar de contar en el Perú con el Reglamento de Cogeneración) y por tenerse un plan de masificación del gas natural que permita a los centros de consumo de energía una capacidad mayor de gas natural disponible para venta. (Covini y Wajnfeld, 2012)

2.3 Cogeneración calificada.

2.3.1 Reglamento de cogeneración del Perú.

El Reglamento de Cogeneración se promulgó con el D.S N.º 037-2006 del 07.07.2006, el cual tiene 2 modificatorias el D.S N.º 082-2007 (24.11.2007) y el D.S N.º 052-2009 (20.06.2009). En la presente normativa se establecen los requisitos y condiciones de aplicación para optar por la cogeneración calificada. La calificación se refiere al

cumplimiento de los artículos 5 y 6 del reglamento, con lo cual se faculta al centro de consumo de energía que instala un centro de cogeneración en su predio a inyectar sus excedentes de energía y potencia al Sistema Eléctrico Interconectado Nacional. Siendo las principales características de la normativa lo siguiente:

- Según lo establecido en la Ley N° 27133 “Ley de Promoción del Desarrollo de la Industria de gas Natural, el precio aplicable a las Empresas que implementen la cogeneración y empleen gas natural como combustible Gas Natural, podrán adquirirlo a un precio similar al que compran las centrales de generación de energía.
- Las Centrales de Cogeneración calificada tendrán prioridad en el despacho de generación de energía, cuando tengan excedentes de energía eléctrica durante su actividad productiva y además el costo variable total no serán consideradas para la determinación del Costo Marginal de Corto Plazo
- Tienen libre acceso a las Redes de Distribución. Para el pago del peaje de conexión a la Red Principal de Transmisión no se considerará su potencia de autoconsumo.
- La venta de sus excedentes de energía y potencia están aseguradas en el mercado mayorista de energía a costo marginal del sistema.
- Pueden vender sus excedentes de energía y potencia mediante contratos a los generadores, distribuidores o Clientes Libres. (Arias y Espinoza,2013)
- El Cogenerador que deberá integrar el COES, pudiendo realizar la comercialización de la Potencia y Energía Entregada al Sistema con distribuidores, generadores y/o clientes libres, tomando en cuenta los Artículos 101 y 102 del Reglamento de la ley de concesiones eléctricas. Las transferencias de energía que resulten de la operación económica del Sistema, serán liquidadas según los procedimientos establecidos por el Comité de Operación económica del sistema. La empresa de cogeneración que opte por no integrarse al COES, deberá vender la totalidad de su Potencia y Energía Entregada al Sistema Eléctrico a distribuidores, generadores y/o clientes libres.
- Las Centrales de Cogeneración Calificada que estén fuera de operación estarán sujetas a los procedimientos aplicables a las centrales termoeléctricas del SEIN. El cogenerador debe informar al COES si la central está o no disponible para operar en estas condiciones. El COES adecuará sus procedimientos para tomar en consideración las distintas modalidades de operación de las Centrales de Cogeneración Calificadas. (Arias y Espinoza,2013)

Tabla N° 1 Criterios de Calificación

Tecnología/Combustible	Rendimiento Eléctrico Efectivo REE	Relación de Cogeneración C=E/V
Turbina de Vapor de Contrapresión	0.70	0.15
Turbina de vapor de condensación	0.68	0.30
Turbina de gas ciclo simple	0.55	0.40
Turbina de gas ciclo combinado	0.55	0.50
Motores de Combustión Interna	0.55	0.60
Biomasa	0.30	

Fuente: DS N° 037-2006 EM

2.3.2 Parámetros de calificación.

- a. Relación de Cogeneración (C): se denomina Relación de Cogeneración a la relación entre la Potencia efectiva generada en bornes del generador eléctrico (E) y el flujo de calor útil empleado en los centros de consumo de energía. (V). (Reglamento de cogeneración del Peru,2007)

$$C = \frac{E}{V} \dots \dots \dots (1)$$

Calor útil (V): Energía térmica, expresada en kWh, producto del proceso de cogeneración que cubre una demanda térmica dentro de una actividad productiva del centro de consumo de energía. El calor útil está relacionado al vapor saturado empleado para los procesos propios de la actividad productiva o agua caliente sanitaria empleada en centros de salud, en ambos casos son generados de, manera indirecta a través de calderos recuperadores de calor o HRSG.

- b. Rendimiento Eléctrico Efectivo (REE). Este parámetro relaciona la energía eléctrica producida en bornes del generador con la diferencia entre el calor suministrado a la unidad de cogeneración y el calor suministrado para generar el calor útil por medio de un generador de vapor convencional cuyo rendimiento es 90% (Reglamento de cogeneración del Peru,2007)

$$REE = \frac{E}{Q - \frac{V}{0.9}} \dots \dots \dots (2)$$

En donde el valor de Q es el flujo de calor entrante en la cámara de combustión y función del poder calorífico inferior del combustible (PCI) y el flujo masico del combustible, según la siguiente ecuación:

$$Q = \dot{m}_c * PCI \dots \dots \dots (3)$$

La relación entre la demanda eléctrica (E) y la térmica (Q) permite visualizar la simultaneidad con que ocurren las demandas, pudiendo tenerse dos posibles tipos de comportamiento.

Uniformidad.

Variaciones y valores máximos y mínimos. (Rivera, 2013)

Para la relación $Q/E > 0.5$, los centros de consumo de energía pueden ser grandes talleres electromecánicos, centros comerciales y de servicios. Para un valor de $Q/E < 0.1$, los centros de consumo de energía característico pueden ser fábricas de cemento, cerámicas, etc. Cuando esta relación tenga un valor unitario o cercano a la unidad, los centros de consumo de energía se conocen como centros de consumo equilibrado, tal como fábricas de papel, industria química, petroquímica alimentaria y textil etc. Para el caso E/V muy alto los centros de consumo de energía se caracterizan por tener un alto consumo de energía eléctrica con respecto a la demanda térmica. (Rivera, 2013)

Se presenta la figura 14 en donde se visualiza los parámetros de calificación: E, O y V para una central de cogeneración con turbinas a gas con ciclo termodinámico joule Brayton simple abierto.

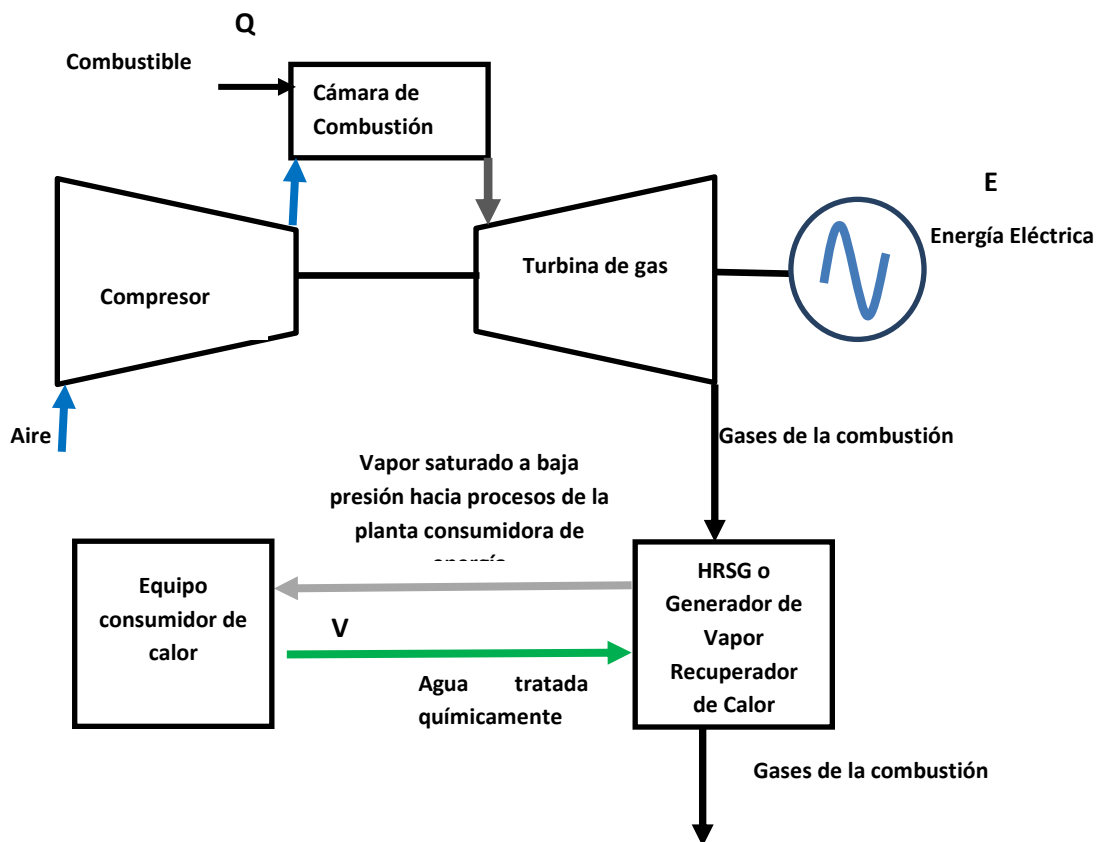


Figura N° 15 Parámetros de calificación de la cogeneración

2.4 Aspectos en el consumo de energía en plantas de harina de pescado.

2.4.1 Con respecto al sector productivo.

La industria pesquera está conformada por dos actividades: de extracción y la manufacturera. Con la finalidad de utilizar los recursos hidrobiológicos del mar para transformarlos en productos con alto valor en proteínas. Muchos países industrializados han dedicado grandes esfuerzos a la creación de tecnologías eficientes para la optimización y mejor aprovechamiento de estos recursos, para evitar en el futuro su posible agotamiento como recurso. En el Perú se cuenta con empresas dedicadas a la producción y comercialización de harina y aceite de pescado y derivados que se destinan al consumo interno y a la exportación. El proceso productivo se caracteriza por un conjunto de etapas en los cuales se consume energía eléctrica y en 3 de ellos (secado, cocción y evaporación) se realizan operaciones unitarias en la cual se retira parte de la

humedad contenida en la materría prima, a través de agregar calor útil al proceso. (Tarazona y Portilla, 2015)

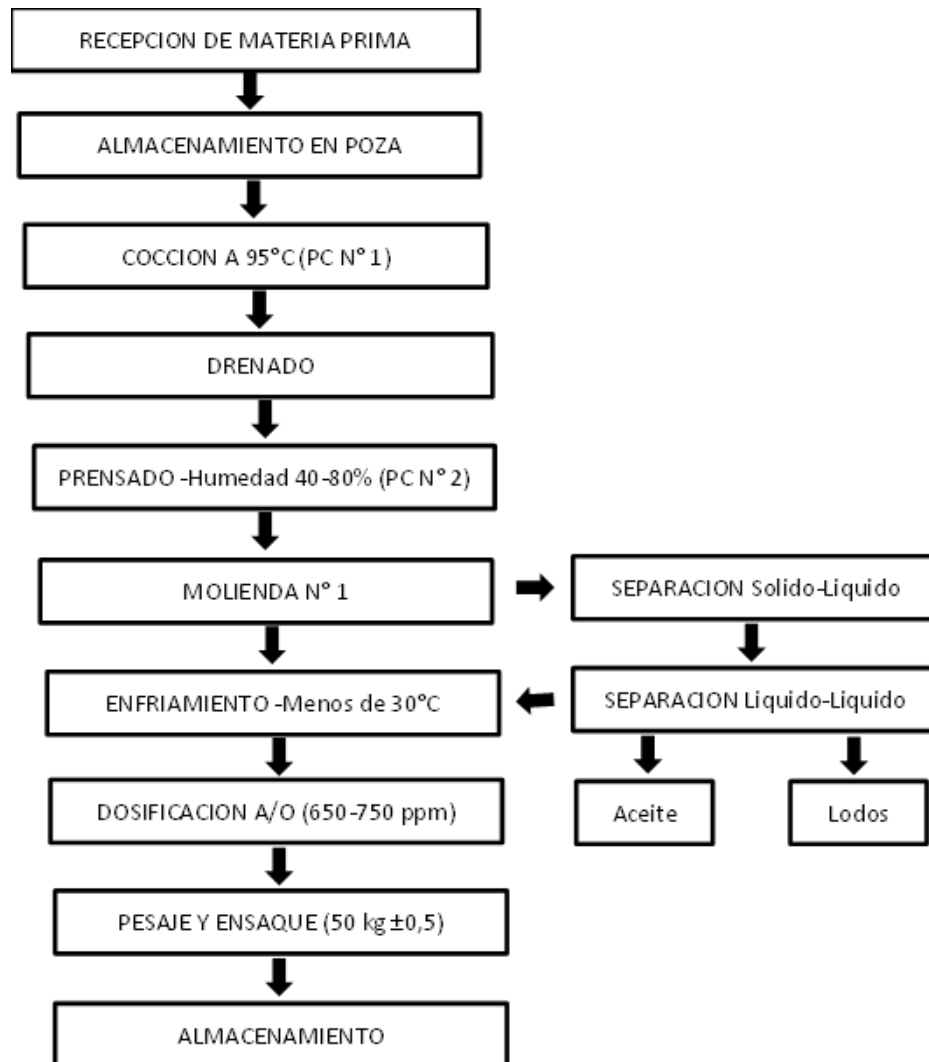


Figura N° 16 Diagrama de flujo de producción de harina y aceite de pescado.

El proceso de la elaboración de harina y aceite de pescado según Alegría (2011) se da a través de las siguientes etapas:

- Recepción y pesaje de materia prima (anchoveta) : Después de la captura del pescado, las embarcaciones (muchas de las cuales cuentan con sistemas de frío y conservación) llegan a planta realizándose el proceso de descarga mediante un equipo absorbente, instalado en plataformas en el mar o ubicadas en los muelles. Realizándose el bombeo mediante bombas de desplazamiento positivo con una relación 1:1. A través de tuberías 20". La mezcla es impulsada a través de tuberías hacia planta , llegando a los desaguadores estáticos, zaranda vibratoria y malla transportadora; con el fin de

eliminar el agua de mar para luego ser entregado a la tolva de pesaje electrónico de 1.0 Tonelada/lote.

- Almacenamiento de materia prima: El pescado es transportado mediante transportadores helicoidales hacia las pozas de almacenamiento. Las pozas tienen dispositivos de drenaje que evacuan la sanguaza y agua, las cuales son impulsadas hacia desagües rotativos para la recuperación de sólidos tal como escamas y los líquidos para la recuperación de grasa para obtener aceite. La temperatura de almacenamiento varía y está relacionada a la temperatura del medio ambiente y estación del año.
- Recuperación de sólidos y líquidos del agua de bombeo: Los sólidos en suspensión del agua de bombeo, son recuperados en drenadores rotativos, con malla del tipo Johnson de menos a 1mm. Los sólidos recuperados son transportados y se agregan al pescado de las pozas que son derivados hacia las cocinas. La parte líquida es drenada para recuperar la grasa aún contenida en ella y obtener posteriormente aceite, para ello se emplea un sistema de recuperación que consta de una celda de flotación la cual recibe el agua de bombeo de los desagües rotativos, almacenándose en la celda y mediante un sistema de inyección de aire se logra separar el aceite del agua, el cual por diferencia de densidades alcanza el nivel superior. El aceite de la superficie en forma de espumas es recolectado utilizando sistemas de paletas que raspan la superficie del fluido en forma transversal, luego la grasa es transportada hacia los tanques de licores de proceso, en donde es calentado a 90°C para luego continuar con el proceso de separación del aceite por separadoras de sólidos y centrifugas y su posterior almacenamiento. Los fluidos desechados del proceso son recuperados mediante procesos de recuperación por recirculación. Así mismo se cuenta con sistemas de recuperación de sólidos del tipo químico para el cumplimiento de la normatividad ambiental establecido por PRODUCE..
- Cocinado: El pescado es impulsado a través de transportadores helicoidales los cuales se descargan en un transportador colector y éste a un transportador de rastras, luego la materia prima es entregada a una tolva, y de ésta a las cocinas estáticas que cuentan las empresas. La cocción se efectúa en dos cocinadores continuos con vapor saturado

indirecto el cual fluye a través del eje de la cocina y por las chaquetas ubicadas en el perímetro de la cocina a presión de 4 a 4.5 bar con velocidades de operación de la cocina de 5 a 6 rpm. El material alcanza temperaturas entre los 90°C y 100°C a la salida de los cocinadores. El tiempo de residencia en las cocinas depende de las características físico químicas de la materia prima. Este proceso permite la coagulación de las proteínas, esterilizado y la ruptura del tejido adiposo del pescado, para que en una etapa posterior se pueda extraer eficientemente la grasa.

- Drenado y prensado: En drenadores rotativos, el pescado cocinado es drenado con el fin de retirar el agua arrastrada del proceso de la materia prima cocinada. El licor de prensa es derivado hacia el separador de sólidos y la parte sólida a la etapa de prensado. Este proceso se realiza a una temperatura de 90°C. La materia prima que ingresa a la prensa es sometida a la acción de una fuerza mecánica a una temperatura de 90°C.
- Separación de sólidos y centrifugación: En el tanque de licor de prensa, que contiene sólidos en suspensión, se junta con el líquido del drenador rotativo de recuperación de sanguaza. Este licor es impulsado hacia los separadores de sólidos, previamente calentado hasta 90°C, en donde se obtiene el “sólido de separadoras” y el “licor de separadoras”. El sólido de separadoras se mezcla con los sólidos de prensa, mientras que la fase líquida es derivada hacia tanques de licor de separadores donde es calentado para luego ser alimentado a cada centrífuga mediante un manifold de distribución, el cual consta de un calentador indirecto con vapor saturado a baja presión manteniéndose una temperatura de 90 °C. El agua de cola sale de las centrífugas con 6-8% de sólidos, siendo impulsado a la Planta Evaporadora de Agua de Cola para un proceso de evaporación y recuperación de sólidos. El aceite producido en las centrífugas se almacena en depósitos para su almacenamiento y posterior comercialización.
- Concentración del agua de cola: El agua de cola proveniente de centrífugas contiene un porcentaje aun de sólidos solubles, este fluido es sometido a un proceso unitario de evaporación indirecta y en contracorriente en evaporadores del tipo película descendente o WHE con vahos salientes del proceso de secado a vapor. Los sólidos concentrados varían de 30 a 40°Brix, con temperaturas de trabajo de 45 a 85°C y

tiempo de residencia de 20 a 15 min. Para la aceleración de la concentración de sólidos se adiciona al proceso de concentración Enzimas proteolíticas de grado alimenticio en concentración de 10 ppm en agua de cola. El concentrado líquido obtenido es agregado en diversas proporciones al scrap obtenido de los procesos de secado.

- Secado: La torta de prensa se mezcla con los sólidos de las separadoras, a la cual se le adiciona el concentrado proveniente de la Planta Evaporadora de agua de cola. Este mix de proceso pasa a través de un molino tipo martillo, con lo cual se homogeniza el mix con la finalidad de que se pueda acelerar el proceso de secado. Esta operación se realiza en 02 secadores Rotadiscos (uno marca Atlas FIMA y otra marca IFM de fabricación nacional) utilizando vapor saturado indirecto como medio calefactor. El flujo masico de agua evaporada resultante del proceso de secado se emplea como medio calefactor en el proceso de evaporación del agua de cola. La humedad del scrap a la salida de los Secadores Rotadiscos está entre 42 a 50%.

Secado II: Esta operación se lleva a cabo en un secador de tipo Rotatubos marca FIMA con una capacidad de evaporación de 8 400 Kg de agua/hora. El medio de calefacción es vapor indirecto, la torta húmeda se va evaporando hasta alcanzar una humedad de 18 a 24%. El vapor de agua resultante de la evaporación es extraído por un exhaustor de gases y utilizado como medio de calefacción en la Planta Evaporadora de Agua de Cola, previa recuperación de los finos. Limite Crítico: La temperatura del scrap es ≥ 70 °C H. Finalmente en el Secado III, se deshidrata el scrap hasta niveles que no permitan la sobrevivencia microbiana. Esta operación se lleva a cabo en un secador de aire caliente inyectada por un ventilador a través de un haz de tubos con vapor saturado, obteniendo una humedad de 8,0 %, con lo cual se consigue un producto de calidad y alta calidad proteica.



Figura N° 17 Área de secadores Rotatubos-Empresa Centinela.

- **Enfriamiento:** La harina que sale de los secadores, con una temperatura de 60 a 70°C, ingresa al enfriador, dentro del cual fluye la harina el cual es transportada mediante las paletas adosadas en su pared interior, el cual recibe por contacto directo el aire en condiciones ambientales, enfriándose 30 a 32 °C.
- **Purificado:** Permite la separación de los productos no conformes con el proceso, como pueden ser partículas de plástico, piedras, entre otros, que pudieran haberse infiltrado en el proceso. El purificador cuenta con mallas, y actúa a modo de zaranda, permitiendo la separación de los productos no conformes al proceso.
- **Molienda:** La molienda se realiza mediante molinos horizontales de martillos fijos. Estos molinos tienen en el fondo una plancha agujerada (malla N° 12 ó 1.70mm de abertura), donde se obtiene una granulometría final mínimo de 95%.
- **Adición de antioxidante:** La harina purificada y molida es conducida hasta la tolva del equipo de antioxidante la cual tiene un transportador helicoidal de paso variable, luego se realiza la adición de antioxidante líquido (600 ppm de acuerdo al contenido de grasa contenida en la harina) a través de una bomba dosificadora especial, la dosificación se realiza por medio de una boquilla pulverizadora con aire a presión, luego la harina es conducida a un mezclador para su homogenización.
- **Envasado:** La harina de pescado como producto final es envasada en sacos de polipropileno de 50 kg. El producto ensacado pasa a un transportador de tablillas y

conducido al punto de cocido automático, siendo conducido a los camiones a través de los cuales son derivados a las pampas de almacenamiento. La harina es almacenada en rumas de 1 000 sacos (50 TN aprox.), teniendo un periodo de estabilización de la temperatura y luego son cubiertos con mantas para su protección del medio ambiente.

2.4.2 Con respecto al suministro de energía eléctrica,

El suministro de energía eléctrica a los centros de consumo de energía se realiza por contrato de venta de energía desde la red de distribución en media o baja tensión o transmisión en alta tensión a los cuales el usuario se encuentra conectado, este suministro se realiza mediante contratos con precios regulados o pactados libremente. La energía eléctrica fluye desde el generador hacia el sistema interconectado o un sistema aislado hacia una red de distribución, siendo este último generalmente el que realiza la comercialización de la energía y la potencia. (Guevara, 2020)

El Mercado libre se encuentra normado por D.S N° 022-2009-EM, En concordancia con el artículo 2 del RLCE, los Usuarios que tengan una máxima demanda anual igual o menor a 200 kW, se denominan Usuarios Regulados y adquieren la energía desde la red de distribución eléctrica a precios regulados por el OSINERGMIN. Además, aquellos Usuarios cuya máxima demanda anual es superior a 200 kW, hasta una demanda de 2 500 kW, tienen la potestad de optar la condición de ser Usuario Regulado o de Usuario Libre, cumpliendo los requisitos y condiciones establecidos en el Reglamento de LCE. Los Usuarios cuya máxima demanda anual sea superior a 2 500 kW, tienen la condición de Usuarios Libres. La condición de Usuario Libre permite la compra de electricidad a uno o más Suministradores a la vez, pudiendo ser la empresa distribuidora de la zona de concesión o a las empresas generadoras. La adquisición de energía y potencia en bloque se sujeta a las normas vigentes, las compras de energía y potencia se efectúan en el Mercado de Corto Plazo. (MINEM, 2009)

Para el mercado regulado de electricidad, las tarifas y costos unitarios de aplicación son reguladas por el OSINERGMIN en tarifas de media y baja tensión. Los costos unitarios en el mercado regulado, se determina tomando en cuenta los costos marginales del mercado de generación en un entorno de libre competencia. En este sentido, los precios

son determinados en el punto de corte entre la demanda y la oferta estimada para los próximos cuatro años, por lo que los proyectos de inversión que se espera concluir durante dicho plazo afectan las tarifas que reciben las empresas actualmente. Asimismo, el pago por potencia también favorece la competencia, ya que reconoce la anualidad de la inversión de las centrales de generación. En este régimen de tarifas reguladas se cuenta con un menú tarifario según el tipo de suministro en media y baja tensión y demanda de planta. (Vásquez, 2017)

Las tarifas en baja tensión (BT2, BT3, BT4, BT5A, BT6, BT7) se aplican para potencias contratadas menores a 100 kW, superior a esta potencia se podrá optar por una tarifa en media tensión (MT2, MT3, MT4). Para el caso de las pequeñas empresas y microempresa (potencia contratada inferior a 60 kW) son aplicables las tarifas BT5A, BT2, BT3 y BT4. Estas opciones tarifarias sólo se diferencian entre sí por el nivel de tensión y el sistema de medida. (Vásquez, 2017)

Con respecto al suministro de combustible, lo realizan las empresas comercializadoras de combustibles, tal como PECSA, Costa Gas, Energías, etc., las cuales comercializan Petróleo R500 o Biodiesel o gas licuado de petróleo. La concesión de la distribución de gas natural en el Perú lo tiene la Empresa Quavii S.A quien se abastece de gas natural por medio de transporte vía gasoducto virtual desde la localidad de Pisco a la ciudad de Chimbote. (Guevara, 2020)

Capítulo III: Material y Método.

3.1 Material

3.1.1 Datos Marco de la Empresa;

La Empresa Pesquera Centinela S.A.C es una empresa que genera valor a través de una cultura de excelencia, en el sector de alimentos e ingredientes marinos; de manera responsable y sostenible, reconocida por la calidad de sus productos, eficiencia en sus procesos y talento humano. Cuenta con una flota de 11 embarcaciones pesqueras para extracción de recursos hidrobiológicos, cuatro de las cuales cuentan con sistemas de preservación de calidad mediante el empleo de aguas de mar refrigeradas RSW, con una capacidad total de bodega es de 3 556 TM.

Cuenta con 03 laboratorios para la realización de análisis fisicoquímicos, necesarios para la calidad de los productos. Sigue procedimientos de control certificados internacionalmente que permiten acceder a mercados exigentes. Cumple con normas de seguridad y salud en el trabajo y ejecutan también procedimientos de cuidado y protección del medio ambiente al darle tratamiento a los reactivos y residuos de sus análisis de laboratorio.

Cuenta con 03 Plantas de Harina de Pescado en las localidades de Chimbote, Chancay y Tambo de Mora.

La Planta Chimbote de 85 Toneladas/ hora se encuentra ubicada en Calle 3, N° 264, Zona Industrial - Gran Trapecio. Chimbote - Ancash

Su sede principal es Av. Circunvalación del Club Golf Los Incas N°134, Torre 1, Oficina 907 y 908 Santiago de Surco - Lima - Perú



Figura N° 18 Vista de Planta Industrial de Empresa Centinela

3.1.2 Referente a la oferta de energía:

a. Generación de vapor:

La Empresa Pesquera Centinela S.A.C. cuenta con una planta de generación de vapor saturado compuesta por 06 calderos pirotubulares con una potencia instalada de 4 600 BHP cuya descripción es la siguiente:

Tabla N°2 Información de Generadores de Vapor

Detalles	Equipos				
	Caldero 1	Caldero 2	Caldero 3	Caldero 4	Caldero 5
Marca	Distral	Distral	Distral	Fabrimet	Halvorsen
Potencia (BHP)	900	900	800	1 200	800
Producción nominal de vapor (Ton/h)	13,26	13,26	11,76	17,64	11,76
Producción de vapor real (Ton/h)	13,26	13,26	11,76	17,64	11,76
Consumo R500 (galón/h)	166	166	148	222	148
Presión diseño (Bar)	10	10	10	10	10
Presión de operación (Bar)	8	8	8	8	8
Eficiencia (%)	85	85	85	85	85
Presión de bombeo (Bar)	20	20	20	20	20
Temperatura agua (°C)	90	90	90	90	90

Fuente: Departamento de Producción

b. Consumo de Energía Eléctrica:

La Empresa Pesquera centinela S.A.C cuenta con 02 suministros con las siguientes características:

Mercado eléctrico	: Mercado libre de electricidad.
Suministrador	: Empresa Distribuidora HIDRANDINA.
Máxima demanda total	: 3 010 kW
Nivel de tensión de suministro	: 13,8 kV
Suministro 1	: 49686040
Máxima demanda	: 2 200 kW
Potencia Contratada	: 2 500 kW
Suministro 2	: 63123445
Máxima demanda	: 810 kW
Potencia Contratada	: 2 000 kW

3.1.3 Referente a la demanda de energía:

La Planta Pesquera Centinela S.A.C cuenta con el proceso standard de producción de harina de pescado para la obtención de harina de pescado prime y superprime. La cual cuenta con el proceso de obtención de harina de pescado con anchoveta (Ver figura 18) y un programa de adecuación al medio ambiente PAMA (Ver figura 19).

Su rendimiento promedio es 48,43 Galones de Petróleo/Tonelada de Harina producida.

Se presenta la relación de equipos consumidor de vapor:

Tabla N°3 Información de Cocinadores Estáticos

Detalles	Cocina 1	Cocina 2
Marca	FIMA	Nacional
Capacidad	50 Ton/h	50 Ton/h
Dimensiones	Longitud 13 metros/ Diámetro 1,8 metros	Longitud 13 metros/ Diámetro 1,8 metros
Velocidad	4 rpm	4 rpm
Temperatura de cocción	95 °C	95 °C
Presión de operación	4	4

Fuente: Departamento de Producción.

Se presenta la relación de equipamiento de secado:

Tabla N°4 Información de Secadores 1 etapa-Tipo Rotadiscos

Detalles	Secador 1	Secador 2
Marca	Atlas Stord	IFM
Capacidad	20	20
Dimensiones	Longitud 9.5 metros/ Diámetro 2.2 metros	Longitud 9.5 metros/ Diámetro 2.2 metros
Presión de operación	4 Bar	4 Bar
Humedad inicial	52 %	52 %
Humedad final	39 %	39 %
Temperatura entrada mix	50 °C	50 °C
Temperatura salida scrap 1	90 °C	90 °C

Fuente: Departamento de Producción.

Tabla N°5 Información de Secador 2 etapa-Tipo Rotatubos

Detalles	Secador 1
Marca	FIMA
Capacidad	30
Dimensiones	Longitud 9.5 metros/ Diámetro 2.2 metros
Presión de operación	4 Bar
Humedad inicial	39 %
Humedad final	23 %
Temperatura entrada scrap 1	70 °C
Temperatura salida scrap 2	90 °C

Fuente: Departamento de Producción.

Tabla N°6 Información de Secador 3 etapa-Tipo Aire caliente

Detalles	Secador 1
Marca	FIMA con radiador de aire caliente con vapor saturado
Capacidad	22
Dimensiones	Longitud 23 metros/ Diámetro 4 metros
Presión de operación	4 Bar
Humedad inicial	23 %
Humedad final	8 %
Temperatura entrada scrap 1	70 °C
Temperatura salida scrap 2	85 °C
Temperatura aire caliente	120 °C

Fuente: Departamento de Producción.

Tabla N°7 Información de Calentadores

Detalles	Calentadores licor de prensa	Calentadores licor de separadoras
Capacidad	2 000 litros	2 000 litros
Presión de operación	1.1 Bar	1.1 Bar
Humedad del licor	80%	65%
Solidos del licor	9 %	3%
Grasa del licor	11 %	32%
Temperatura entrada del licor	50 °C	50 °C
Temperatura salida del licor	90 °C	90 °C

Fuente: Departamento de Producción.

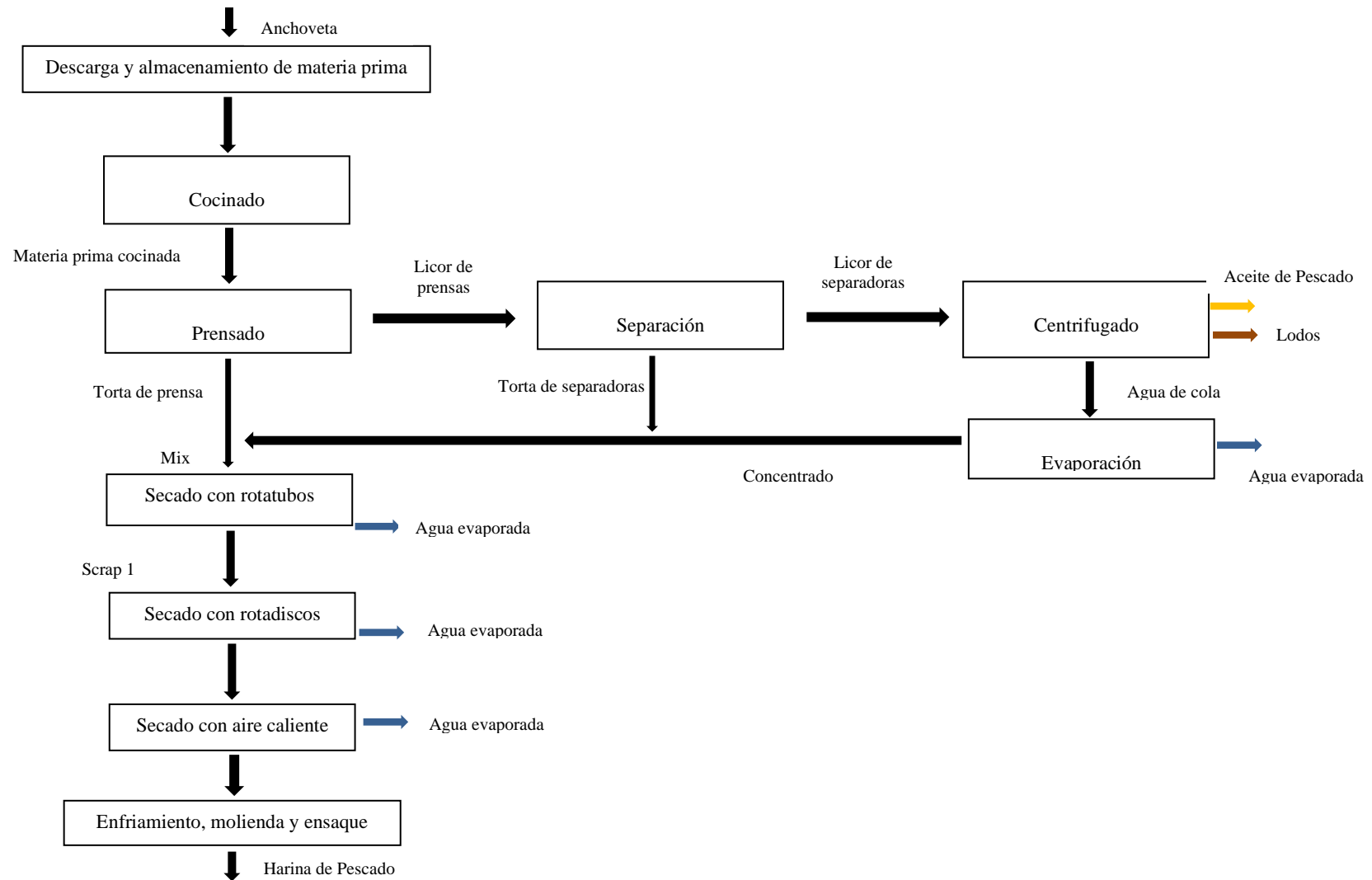


Figura N° 19 Proceso de obtención de harina de pescado con anchoveta.

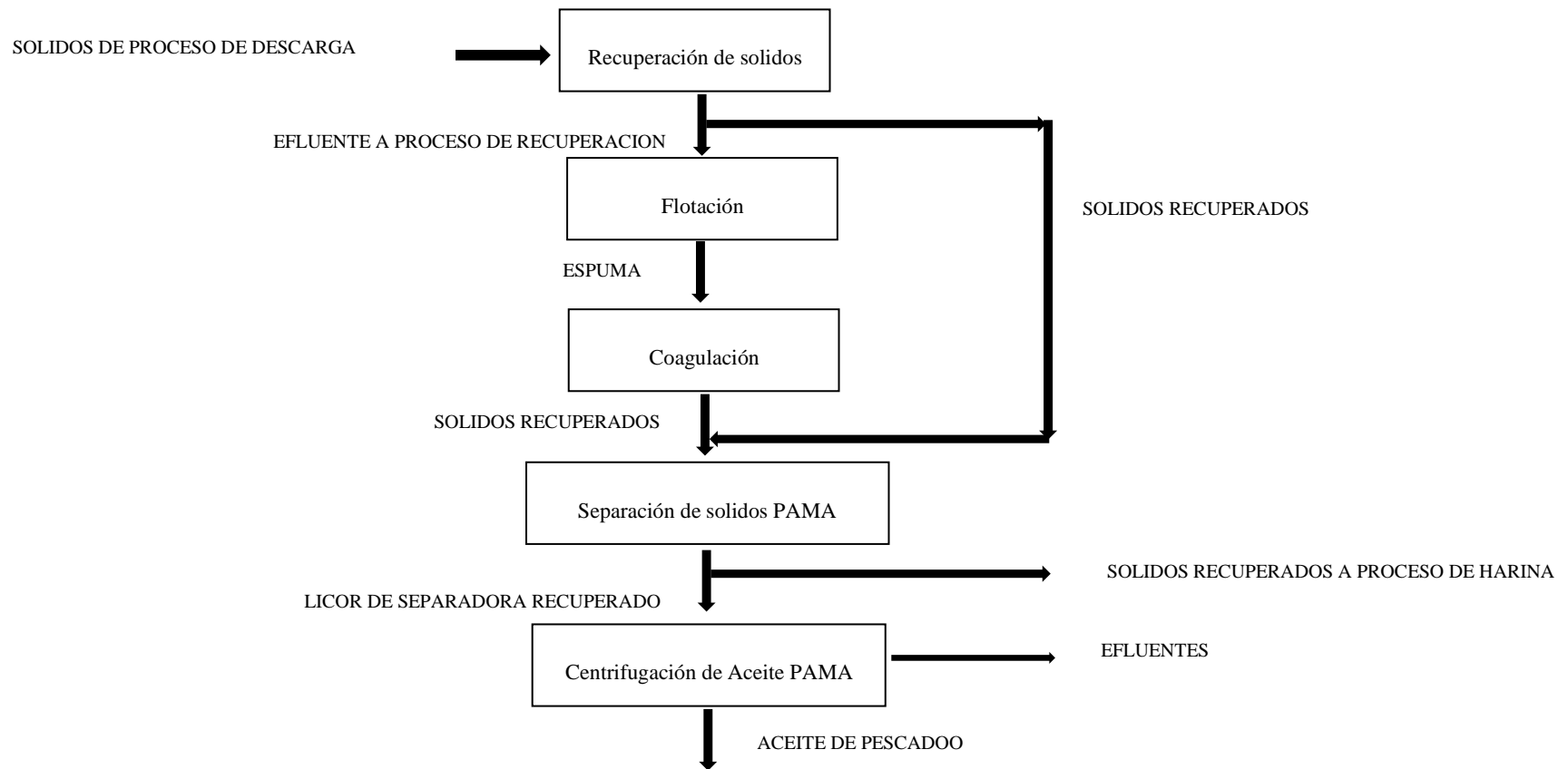


Figura N° 20 Proceso del programa de adecuación al medio ambiente PAMA

Tabla N°8 Información de proceso de Materia prima y harina de pescado

Etapa	% Humedad	% Grasa	% Solidos
Entrada a cocinas	19	7	74
Salida de cocina/entrada a prensas	19	7	74
Torta de prensa	50	5	45
Licor de prensa	80	11	9
Torta de separadoras	65	3	32
Licor de separadoras	82	12	6
Aceite de pescado	0.05	99.9	0.05
Agua de Cola	92	1	7
Concentrado de agua de cola	59	3	38
Mix	52	4	44
Scrap1	39	5	56
Scrap 2	23	7	70
Harina de Pescado	8	8	84

Fuente: Departamento de Control de Calidad

3.2 Método.

3.2.1 Metodología.

Método de la investigación.

En la presente investigación se aplicaron los siguientes métodos:

Método deductivo. El plan de investigación plantea ir de lo general a lo específico; de tal forma se consiguió resultados partiendo de información preliminar de tipo documental o registrada en operación para determinar el impacto. de la potencia efectiva de una central de cogeneración calificada que permitió una reducción significativa en el consumo de energía primaria en la Empresa Pesquera Centinela S.A.C.

Método descriptivo. Busca responder al cuestionamiento acerca de cómo una determinada parte de la realidad en este caso el impacto de la potencia efectiva de una central de cogeneración calificada en la reducción significativa del consumo de energía primaria en la Empresa Pesquera Centinela S.A.C.

Diseño.

El diseño de la investigación es pre experimental, en la cual el investigador trata de aproximarse a una investigación experimental.



O1: Consumo de energía primaria sin cogeneración.

O2: Consumo de energía primaria con cogeneración.

X: Potencia efectiva de central de cogeneración calificada.

G.E: Sistema de abastecimiento de energía eléctrica y térmica de Empresa pesquera Centinela S.A.C

3.2.2 Método de cálculo.

a. Referente al cálculo de la demanda o potencia térmica útil.

Para la determinación de las demandas térmicas de los equipos consumidores de vapor se tiene en cuenta el siguiente procedimiento:

- Para la determinación del calor específico de la materia prima: Se emplea la ecuación del Texto Procesos de transferencia de Calor de Donald Kern para fluidos de proceso.

$$C_e = 0.52 * \%Solidos + 0.4 * \%Grasa + 1.0 * \%Humedad \dots \dots (4)$$

- Para las cocinas estáticas:

La demanda térmica requerida para cocinas \dot{V}_c es igual a:

$$\dot{V}_c = \dot{V}_{cmp} + \dot{V}_{cm} + \dot{V}_p \dots \dots (5)$$

Donde:

La potencia térmica suministrada para cocinar la materia prima \dot{V}_{cmp} es:

$$\dot{V}_{cmp} = m_{MP} * C_{e_{MP}} * (T_f - T_i)_{MP} \dots \dots (6)$$

m_{MP} = Flujo masico de materia prima entrante en las cocinas.

$C_{e_{MP}}$ = Calor específico de la materia prima entrante a la cocina.

$(T_f - T_i)_{MP}$ = Variación entre temperatura de salida y entrada de la materia prima a las cocinas.

La potencia térmica suministrada para calentar el material interno de la cocina V_{cm} es:

$$\dot{V}_{cm} = N * A_{tc} * U * (T_{is} - T_{amb}) \dots \dots (7)$$

Donde:

N = Numero de cocinas.

A_{tc} = Área de transferencia de calor en contacto con el vapor.

U = Coeficiente global de transferencia de calor.

$$U = 8.4 + 0.06 * (Tc - 20) \dots \dots (8)$$

Tc = Temperatura de contacto entre el material de la cocina y el vapor.

$(T_{is} - T_{amb})$ = Variación entre temperatura interior de la cocina evaluada a la temperatura de la presión de saturación del vapor y la temperatura ambiental.

La potencia térmica asociada a las perdidas por transferencia de calor V_p es:

$$\dot{V}_p = N * A_{ltc} * U_{ltc} * (T_{ext} - T_{sup}) \dots \dots (9)$$

Donde:

N = Numero de cocinas.

A_{ltc} = Área lateral de transferencia de calor en función a dimensiones de la cocina.

U_{ltc} = Coeficiente global de transferencia de calor del área lateral.

$$U = 8.4 + 0.06 * (T_{ext} - 20) \dots \dots (10)$$

T_{ext} = Temperatura de contacto entre el material de la cocina y el vapor.

$(T_{ext} - 20)$ = Variación entre temperatura exterior de la cocina y la temperatura ambiental.

- Para los secadores rotatubos y rotadiscos:

La demanda térmica requerida por los secadores \dot{V}_S es igual a:

$$\dot{V}_S = \dot{V}_{ps1} + \dot{V}_{ps2} + \dot{V}_{cs} + \dot{V}_p \dots \dots (11)$$

Donde:

La potencia térmica suministrada al secado para el calentamiento del mix o scrap 1 del proceso de secado \dot{V}_{ps} es:

$$\dot{V}_{ps1} = \dot{m}_p * C_{e_p} * (T_f - T_i)_p \dots \dots (12)$$

\dot{m}_p = Flujo masico de mix o scrap 1 entrante en secadores.

Ce_p = Calor específico de mix o scrap 1 según composición en porcentajes de humedad, grasa y sólidos.

$(T_f - T_i)_p$ = Variación entre temperatura de en el proceso de calentamiento del mix o scrap 1 en secadores.

La potencia térmica suministrada para el cambio de fase de porcentaje del agua contenida en el mix o scrap 1 en el proceso de secado \dot{V}_{ps2} es:

$$\dot{V}_{ps2} = \dot{m}_w * \Delta h_{fg} \dots (13)$$

Donde:

\dot{V}_{ps2} = Potencia térmica suministrada al secador para evaporar un porcentaje de humedad del mix o scrap 1.

\dot{m}_w = Flujo de agua evaporada liberada del mix o scrap 1.

Δh_{fg} = Variación de entalpia del agua contenida en el mix o scrap 1 a temperatura de saturación en el secador.

La potencia térmica suministrada para calentar el material interno del secador \dot{V}_{cs} es:

$$\dot{V}_{cs} = N * A_{tc} * U * (T_{is} - T_{amb}) \dots (14)$$

Donde:

N = Numero de secadores.

A_{tc} = Área de transferencia de calor en contacto con el vapor.

U = Coeficiente global de transferencia de calor.

$$U = 8.4 + 0.06 * (Tc - 20) \dots (15)$$

Tc = Temperatura de contacto entre el material del secador y el vapor.

$(T_{is} - T_{amb})$ = Variación entre temperatura interior del secador evaluada a la temperatura de la presión de saturación del vapor y la temperatura ambiental.

La potencia térmica asociada a las perdidas por transferencia de calor \dot{V}_p es:

$$\dot{V}_p = N * A_{ltc} * U_{ltc} * (T_{ext} - T_{sup}) \dots (16)$$

Donde:

N = Numero de secadores.

A_{ltc} = Área lateral de transferencia de calor del secador.

U = Coeficiente global de transferencia de calor que es función del coeficiente de transferencia de calor convectivo y radiativo.

$$U = h_c + h_r \dots (17)$$

Así tenemos que para el coeficiente convectivo se emplea la ecuación del texto Procesos de Transferencia de calor de Ojon Tojo.

$$h_c = 1.135 * \left(\frac{T_{ext} - T_{amb}}{D} \right)^{0.25} \dots \dots (18)$$

Donde D es igual al diámetro del secador.

Para el coeficiente radiativo se emplea la ecuación de pérdidas de calor por radiación:

$$h_r = 4.876 * 10^{-8} * \epsilon * \left(\frac{T_{ext}^4 - T_{amb}^4}{T_{ext} - T_{amb}} \right) \dots \dots (19)$$

Donde:

ϵ = Coeficiente emisividad del material del secador.

$(T_{ext} - T_{amb})$ = Variación entre temperatura exterior del secador y la temperatura ambiental.

- Para el secador de aire caliente:

La demanda térmica requerida por el secador es \dot{V}_{Sac} es igual a:

$$\dot{V}_{Sac} = \dot{V}_{ps1} + \dot{V}_{ps2} + \dot{V}_{csac} + \dot{V}_p \dots \dots (20)$$

Donde:

La potencia térmica suministrada al secado para el calentamiento del scrap 2 del proceso de secado \dot{V}_{ps} se determina similarmente a la ecuación 9.

La potencia térmica suministrada para el cambio de fase de porcentaje del agua contenida en el scrap 2 en el proceso de secado \dot{V}_{ps2} se determina similarmente a la ecuación 13.

La potencia térmica suministrada para calentar el material interno del secador de aire caliente \dot{V}_{cs} es:

$$\dot{V}_{csac} = N * A_{tc} * U * (T_{is} - T_{amb}) \dots \dots (21)$$

Donde:

N = Numero de secadores.

A_{tc} = Área de transferencia de calor en contacto con el aire caliente.

U = Coeficiente global de transferencia de calor.

$$U = 8.4 + 0.06 * (Tc - 20) \dots \dots (22)$$

Tc = Temperatura de contacto entre el material del secador y el aire caliente.

$(T_{is} - T_{amb})$ = Variación entre temperatura interior del secador evaluada a la temperatura del aire caliente y la temperatura ambiental.

La potencia térmica asociada a las pérdidas por transferencia de calor en el secador de aire caliente \dot{V}_p se determina según la ecuación 16.

Del mismo modo en el radiador de calentamiento del aire del secador de aire caliente se tiene la siguiente figura donde se detalla el intercambio de flujos entre el vapor saturado y el aire.

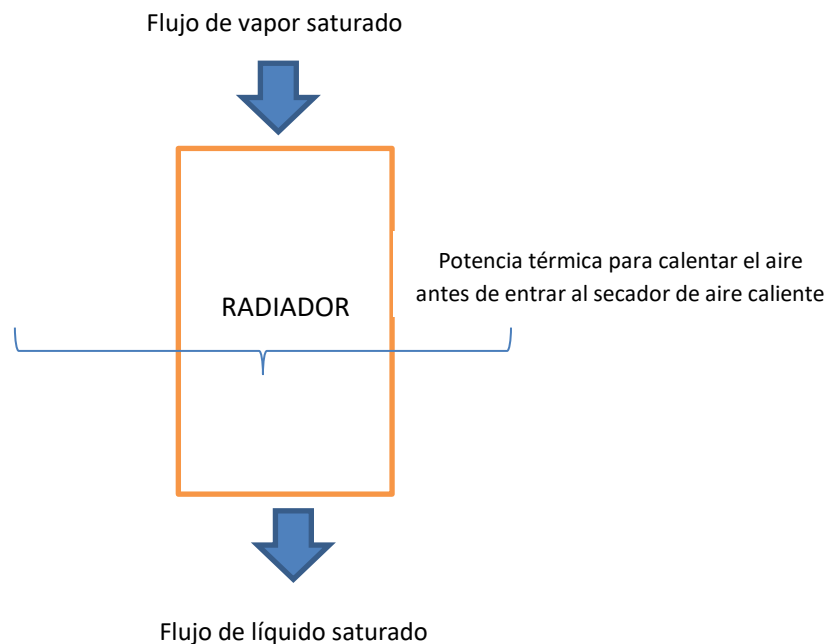


Figura N° 21 Intercambio térmico en radiador del secador de aire caliente

La potencia térmica necesaria para calentar el aire desde la temperatura ambiental hasta la temperatura de entrada del aire al secador del aire caliente es por lo tanto igual al valor hallado con la ecuación 20.

- Para los calentadores de proceso:

La potencia térmica suministrada para cada calentador \dot{V}_{cp} se determina según la siguiente ecuación:

$$\dot{V}_{cp} = \dot{V}_c + \dot{V}_p \dots \dots (23)$$

Donde:

La potencia térmica suministrada para calentar el licor de proceso \dot{V}_c es:

$$\dot{V}_c = \dot{m}_{lp} * Ce_{lp} * (T_f - T_i)_{lp} \dots \dots \dots (24)$$

\dot{m}_{lp} = Flujo masico de licor de procesos en el calentador.

Ce_{lp} = Calor especifico del licor de procesos en calentador.

$(T_f - T_i)_{lp}$ = Variación entre temperatura de salida y entrada del licor de proceso en el calentador.

La potencia térmica asociada a las perdidas por transferencia de calor \dot{V}_p es:

$$\dot{V}_p = N * A_{ltc} * U_{ltc} * (T_{ext} - T_{sup}) \dots \dots \dots (25)$$

Donde:

N = Numero de calentadores.

A_{ltc} = Área lateral de transferencia de calor en función a dimensiones del calentador.

U_{ltc} = Coeficiente global de transferencia de calor del área lateral.

$$U = 8.4 + 0.06 * (T_{ext} - 20) \dots \dots \dots (26)$$

T_{ext} = Temperatura de contacto entre el material del calentador y el vapor.

$(T_{ext} - 20)$ = Variación entre temperatura exterior del calentador y la temperatura ambiental.

b. Referente al dimensionamiento de la planta de cogeneración.

- **Caracterización del proceso termodinámico.**

Teniendo en cuenta la figura 21, se determinan los valores de las temperaturas que caracterizan al ciclo joule Brayton simple abierto.

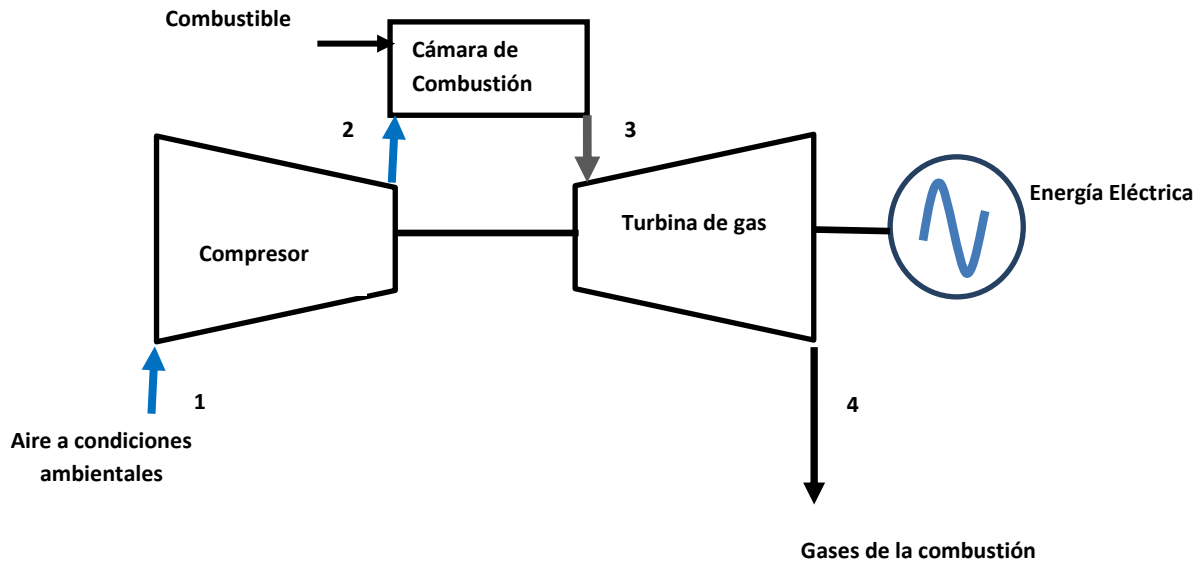


Figura N° 22 Esquema de ciclo joule Brayton simple abierto

Determinación de la Temperatura 2 ideal:

$$\frac{T_2}{T_1} = \left(\frac{P_2}{P_1}\right)^{\frac{k-1}{k}} \dots \dots \dots (27)$$

La relación de presión de un compresor relaciona la presión de salida y la presión de entrada en el compresor es un indicador característico de diseño y desempeño.

$$\text{Relacion de presiones : } r_k = \frac{P_2}{P_1} \dots \dots \dots (28)$$

Para un proceso real y tomando en consideración la eficiencia del compresor η_c , para la determinación de la temperatura real a la salida del compresor se evalúa según la siguiente ecuación:

$$T_{2R} = T_1 + \frac{(T_2 - T_1)}{\eta_c} \dots \dots \dots (29)$$

Del mismo modo la potencia absorbida por el compresor es igual a.

$$P_c = \dot{m}_{\text{aire}} * C_{p_{\text{aire}}} * (T_{2R} - T_1) \dots \dots \dots (30)$$

Donde:

\dot{m}_{aire} = flujo masico de aire.

$C_{p_{\text{aire}}}$ = calor especifico a presión constante del aire

El límite metalúrgico es un parámetro que compara el valor máximo de la temperatura del ciclo (a la salida de la cámara de combustión) con el valor mínimo del ciclo (temperatura ambiental, que es la temperatura del aire al ser admitido al compresor).

$$\theta = \frac{T_3}{T_4} \dots \dots (31)$$

La potencia térmica suministrada a la cámara de combustión es función de la siguiente ecuación:

$$Q_s = \dot{m}_{\text{combustible}} * PCI \dots \dots \dots (32)$$

PCI, es el poder calorífico inferior del combustible.

Para hallar el valor de la temperatura de salida de los gases de la combustión se determina con la siguiente ecuación:

$$\frac{T_3}{T_4} = (r_p)^{\frac{k-1}{k}} \dots \dots \dots (33)$$

Para hallar el valor de la temperatura 4 real se toma en consideración la eficiencia de la turbina de gas:

$$T_{4R} = T_3 - ((T_3 - T_4) * \eta_{TG}) \dots \dots \dots (34)$$

Potencia generada por la turbina: Se determina según la siguiente ecuación:

$$P_{TG} = \dot{m}_g * C_{p_{\text{gases}}} * (T_3 - T_{4R}) \dots \dots \dots (35)$$

Dónde:

$C_{p_{\text{gases}}}$ = Calor especifico de los gases de la combustión.

- **Determinación de los indicadores de la planta de cogeneración.**

Potencia neta del ciclo termodinámica:

$$P_N = P_{TG} - P_C \dots \dots \dots (36)$$

Potencia efectiva de planta: Se evalúa en bornes del generador eléctrico.

$$P_E = P_N * \eta_{ge} \dots \dots \dots (37)$$

Rendimiento de Planta, determina el grado de aprovechamiento en potencia efectiva del total de la potencia térmica suministrada por el combustible.

$$\eta_{planta} = \frac{P_E}{Q_s} * 100\% \dots \dots \dots (38)$$

El Heat Rate o Tasa de Calor (H.R) : Es el principal indicador de desempeño entre las centrales termoeléctricas , y compara el flujo de combustible entre la potencia efectiva desarrollada en bornes del generador eléctrico.

$$H. R = \frac{m_c}{P_E} \left(\frac{MMBTU}{MWh} \right) \dots \dots \dots (39)$$

Costo Variable combustible: Evalúa el costo horario de combustible por cada unidad de potencia efectiva generada.

$$CVC = H. R * \text{Precio del combustible} \left(\frac{U\$}{MWh} \right) \dots \dots \dots (40)$$

Costos Variables No Combustibles: Son los costos asociados a la operación que incurren una central Termoeléctrica pero que no toman en cuenta, al combustible, están relacionados a los gastos de mantenimiento y otros gastos operativos. Según el Informe N° 99-2022 GART-OSINERGMIN para los precios de Barra vigentes para el periodo mayo 2022 a abril del 2023, los C.V.N.C para una Central con Turbinas a Gas es de 4,273 U\$/MWh de cogeneración tal como lo es la Central Térmica de Cogeneración de Oquendo. Fuente:

<https://www.osinergmin.gob.pe/Resoluciones/pdf/2022/Informe-Tecnico-099-2022-GRT.pdf>

Los costos Variables totales son:

$$CVT = CVC + CVNC \dots \dots \dots (41)$$

- **Cobertura del requerimiento de la demanda.**

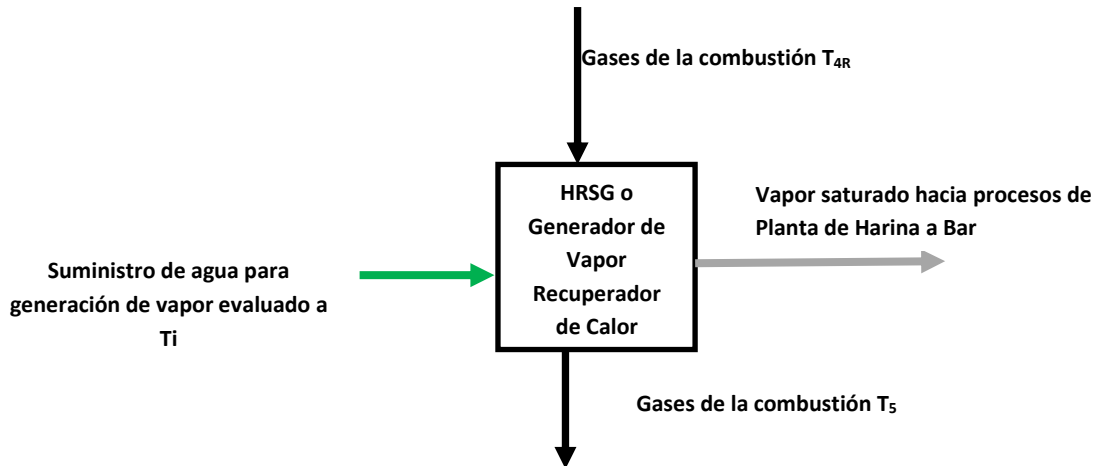


Figura N° 23 Esquema de recuperación de calor con planta de cogeneración con turbinas a gas

La demanda térmica total de planta es igual a:

$$\dot{V} = \sum_{i=1}^n \dot{V}_i$$

Sujeto a la restricción: La potencia térmica disponible de los gases de la combustión en el generador de vapor recuperador de calor debe ser mayor a la demanda térmica total de planta.

$$\dot{m}_g * C_{e_g} * (T_{4R} - T_5) > \dot{V} \dots \dots (42)$$

- **Verificación de los parámetros de calificación.**

En cumplimiento al Reglamento de Cogeneración del Perú se tienen las siguientes restricciones para optar por la cogeneración calificada para plantas de cogeneración con turbinas a gas.

Rendimiento Eléctrico Efectivo (REE).

$$\text{REE} = \frac{E}{Q - \frac{V}{0.9}} \geq 0,55 \dots \dots (43)$$

Relacion de cogeneración.

$$C = \frac{E}{V} \geq 0,40 \dots \dots \dots (44)$$

Capítulo IV: Resultados y Discusión.

4.1 Determinación de la demanda térmica de planta.

Seguidamente en las figuras 23,24, 25, 26 y 27 se presentan los resultados de la determinación de las potencias térmicas útiles de cada equipo consumidor de vapor en la Planta.

En la tabla N°9 se presentan los resultados de las demandas o potencias térmicas útiles para cada uno de los equipos consumidores de vapor en la Planta.

Tabla N° 9 Demandas o Potencias térmicas útiles

Equipo	Potencia Térmica (Mcal/h)	%
Cocinas	8 164,88	38,06 %
Secadores rotatubos	6 247,08	29,12 %
Secador rotadiscos	3 975,97	18,53 %
Secador de aire caliente	2 882,61	13,44 %
Calentadores	179,4	0,85 %
Total	21 449,94	100, 00 %
Equivalente	21 449,94 Mcal/h = 21,45 MW	

Fuente: Elaboración propia

Parametros de calculo	Valor	Unidad
Flujo de materia prima	85	Ton/h
Calor especifico mp	0,603	kcal/kg°C
Temperatura inicial	20	°C
Temperatura final	95	°C
Numero de cocinas	2	
Area de transferencia de calor de contacto	86,77	m2
Temperatura de contacto (Evaluado a 4 bar)	143,6	°C
Coefficiente global de transferencia de calor U	15,82	kcal/m2 °C
Largo	13	m
Diametro	1,8	m
Temperatura exterior cocina	70	°C
Temperatura ambiente	20	°C
%Solidos mp	74%	
% grasa mp	7%	
% humedad mp	19%	

Potencia termica suministrada a la cocina	V_{cmu}	3844,13	Mcal/h
		94,16%	

Potencia termica para calentar cocina	V_{cm}	169,67	Mcal/h
		4,16%	



Potencia termica de perdidas	V_p	68,64	Mcal/h
------------------------------	-------	-------	--------

Potencia termica por cocina	V_c	4082,44	Mcal/h
-----------------------------	-------	---------	--------

Potencia termica por 2 cocinas	V_c	8164,88	Mcal/h
--------------------------------	-------	---------	--------

Figura N° 24 Determinación de Potencia térmica útil en cocinas

Parametros de calculo	Valor	Unidad
Capacidad	20	Ton/h
Calor especifico mp	0,765	kcal/kg °C
Temperatura inicial	50	°C
Temperatura final	90	°C
Numero de secadores	2	
Flujo masico de agua evaporada	4,26	Ton/h
Entalpia de vaporizacion a 90 °C	546,18	kcal/kg
Area de transferencia de calor de contacto	67,29	m2
Temperatura de contacto (Evaluado a 4 bar)	143,6	°C
Coficiente global de transferencia de calor U	15,82	kcal/m2 °C
Largo	9,5	m
Diametro	2,2	m
Coficiente convectivo	2,48	kcal/m2 °C
Coficiente radiativo	5,67	kcal/m2 °C
Emisividad del material	0,9	
Coficiente global de transferencia de calor de perdidas U	8,15	kcal/m2 °C
Temperatura exterior secador	70	°C
Temperatura ambiente	20	°C
%Solidos mix	44%	
% grasa mix	4%	
% humedad mix	52%	

Potencia termica para calentar el mix	\dot{V}_{ps1}	612,00	Mcal/h
		19,59%	

Potencia termica para evaporar agua del mix	\dot{V}_{ps2}	2 326,73	Mcal/h
---	-----------------	----------	--------

74,49%

Potencia termica para calentar secador	\dot{V}_{cs}	131,58	Mcal/h
		4,21%	

Potencia termica de perdidas	\dot{V}_p	53,23	Mcal/h
		1,70%	

Potencia termica por secador	\dot{V}_S	3 123,54	Mcal/h
Potencia termica por 2 secadores	\dot{V}_S	6 247,08	Mcal/h



Figura N° 25 Determinación de Potencia térmica útil en secadores rotatubos

Parametros de calculo	Valor	Unidad
Flujo de scrap 1	15,74	Ton/h
Calor especifico scrap 1	0,701	kcal/kg°C
Temperatura inicial	70	°C
Temperatura final	90	°C
Numero de secadores	1	
Flujo masico de agua evaporada	6,5372	Ton/h
Entalpia de vaporizacion a 90 °C	546,18	kcal/kg
Area de transferencia de calor de contacto	67,29	m2
Temperatura de contacto (Evaluado a 4 bar)	143,6	°C
Coficiente global de transferencia de calor U	15,82	kcal/m2 °C
Largo	9,5	m
Diametro	2,2	m
Coficiente convectivo	2,48	kcal/m2 °C
Coficiente radiativo	5,67	kcal/m2 °C
Emisividad del material	0,9	
Coficiente global de transferencia de calor de perdidas U	8,15	kcal/m2 °C
Temperatura exterior secador	70	°C
Temperatura ambiente	20	°C
%Solidos scrap 1	56%	
% grasa scrap 1	5%	
% humedad scrap 1	39%	

Potencia termica para calentar el scrap 1	\dot{V}_{ps1}	220,67	Mcal/h
		5,55%	

Potencia termica para evaporar agua del scrap 1	\dot{V}_{ps2}	3 570,49	Mcal/h
		89,80%	

Potencia termica para calentar secador	\dot{V}_{cs}	131,58	Mcal/h
		3,31%	

Potencia termica de perdidas	\dot{V}_p	53,23	Mcal/h
		1,34%	

Potencia termica por secador	\dot{V}_S	3 975,97	Mcal/h
Potencia termica por 1 secador	\dot{V}_S	3 975,97	Mcal/h



Figura N° 26 Determinación de Potencia térmica útil en secador rotadiscos

Parametros de calculo	Valor	Unidad
Flujo de scrap2	15,74	Ton/h
Calor especifico scrap 2	0,622	kcal/kg°C
Temperatura inicial	70	°C
Temperatura final	90	°C
Numero de secadores	1	
Flujo masico de agua evaporada	4,0662	Ton/h
Entalpia de vaporizacion a 90 °C	546,18	kcal/kg
Area de transferencia de calor de contacto	169,65	m2
Temperatura de contacto (Evaluado a 4 bar)	143,6	°C
Coficiente global de transferencia de calor U	15,82	kcal/m2 °C
Largo	23	m
Diametro	4	m
Coficiente convectivo	2,13	kcal/m2 °C
Coficiente radiativo	5,67	kcal/m2 °C
Emisividad del material	0,9	
Coficiente global de transferencia de calor de perdidas U	7,8	kcal/m2 °C
Temperatura exterior secador	70	°C
Temperatura ambiente	20	°C
%Solidos scrap 2	70%	
% grasa scrap 2	7%	
% humedad scrap 2	23%	

Potencia termica para calentar el scrap 2	\dot{V}_{ps1}	195,81	Mcal/h
		6,79%	

Potencia termica para evaporar agua del scrap 2	\dot{V}_{ps2}	2 220,88	Mcal/h
---	-----------------	----------	--------

77,04%

Potencia termica para calentar secador	\dot{V}_{csac}	331,73	Mcal/h
		11,51%	

Potencia termica de perdidas	\dot{V}_p	134,19	Mcal/h
		4,66%	

Potencia termica por secador	\dot{V}_{SAC}	2 882,61	Mcal/h
Potencia termica por 1 secador	\dot{V}_{SAC}	2 882,61	Mcal/h



Figura N° 27 Determinación de Potencia térmica útil en secador de aire caliente

Parametros de calculo	Valor	Unidad
Flujo de licor de prensa	2	Ton/h
Calor especifico l.p	0,891	kcal/kg°C
Temperatura inicial	50	°C
Temperatura final	90	°C
Flujo de licor de separadoras	2	Ton/h
Calor especifico l.s	0,899	kcal/kg°C
Numero de calentadores	2	
Area de transferencia de calor de contacto	13,59	m ²
Temperatura de contacto (Evaluado a 1,1 bar)	102	°C
Coficiente global de transferencia de calor U	13,32	kcal/m ² °C
Altura calentadores	1,6	m
Diametro calentadores	1,5	m
Temperatura exterior calentadores	70	°C
Temperatura ambiente	20	°C
%Solidos licor de prensa	9%	
% grasa licor de prensa	11%	
% humedad licor de prensa	80%	
%Solidos licor de separadoras	6%	
% grasa licor de separadoras	12%	
% humedad licor de separadoras	82%	

Potencia termica calentamiento licor de prensa	\dot{V}_c	71,28	Mcal/h
		79,75%	
Potencia termica de perdidas calentadores l.p	\dot{V}_p	18,1	Mcal/h
		20,25%	
Potencia termica suministrada a la calentadores l.p	\dot{V}_{cp}	89,38	Mcal/h
Potencia termica calentamiento licor de separadoras	\dot{V}_c	71,92	Mcal/h
		79,89%	
Potencia termica de perdidas calentadores l.s	\dot{V}_p	18,1	Mcal/h
		20,11%	
Potencia termica suministrada a la calentadores l.s	\dot{V}_{cp}	90,02	Mcal/h
Potencia termica total calentadores	\dot{V}_{cp}	179,40	Mcal/h



Figura N° 28 Determinación de Potencia térmica útil en calentadores

4.2 Dimensionamiento de la planta de cogeneración.

4.2.1 Selección de Alternativa de Cogeneración:

Seguidamente se presentan los resultados de selección de alternativa de tecnología de cogeneración

Tabla N°10 Selección de alternativa de tecnología de cogeneración

Criterio/Tecnología	Turbina de gas	Turbina de vapor de contrapresión	Turbina de vapor de condensación	Motor de combustión interna
Adaptabilidad al gas natural	Si	No	No	Si
Límite de potencia eléctrica	Hasta 200 MW	Hasta 600 MW	Hasta 600 MW	Hasta 20 MW
Requerimiento de agua asociada a la generación eléctrica	No	Si, para sistema de generación de vapor y sistemas auxiliares	Si, para sistema de generación de vapor y sistemas auxiliares	Si, para sistemas auxiliares
Espacio requerido para unidad base de 20 MW eléctricos	2 500 m ²	10 000 m ²	10 000 m ²	2 500 m ²
Flujo de Calor remanente para recuperarse	Alto	Alto	Alto	Bajo
Decisión	Si	No	No	No

Fuente: Elaboración propia

4.2.2 Cálculos de la planta de cogeneración:

a. Determinación de las temperaturas características de ciclo termodinámico.

- Se consideran los siguientes valores de cálculo:

Consideraciones ambientales en Chimbote: Presión 1 Bar (P1) y Temperatura 20 °C (T1)

Para el compresor axial: Rendimiento 90 % y relación de compresión 11.

Para la turbina axial: Rendimiento 90%

Presión de salida de gases de la combustión a la salida de la turbina: 1.01 Bar.

Coefficiente politrópico del aire: 1.4

Coefficiente politrópico de gases de la combustión: 1.31.

Límite metalúrgico: 4,9

Máxima caída de presión en la cámara de combustión: 0,2 Bar.

- Análisis de temperaturas en el compresor:

$$\frac{T_2 + 273}{(273 + 20)} = \left(\frac{11}{1}\right)^{\frac{1.4-1}{1.4}}, \quad T_2 = 308,3 \text{ °C}$$

La temperatura real es igual a:

$$T_{2R} = (273 + 20) + \frac{((308,3 + 273) - (273 + 20))}{0.90} = 340,3 \text{ °C}$$

- Análisis en la cámara de combustión:

El valor de la temperatura máxima luego de la combustión a la salida de la cámara de combustión es:

$$\frac{T_3 + 273}{(273 + 20)} = 4.9 \quad \Rightarrow T_3 = 1,162,7 \text{ °C}$$

Se determina seguidamente la presión a la salida de la cámara de combustión:

$$P_3 = P_2 - 0,20$$

$$P_3 = 11 - 0,20 = 10,8 \text{ Bar}$$

- Análisis en la turbina:

$$\frac{1,162,7 + 273}{T_4 + 273} = \left(\frac{10,8}{1.01}\right)^{\frac{1.31-1}{1.31}} \quad \Rightarrow T_4 = 546,47 \text{ °C}$$

La temperatura real es igual a:

$$T_{4R} = (1,162,7 + 273) - \left(\left((1,162,7 + 273) - (546,47 + 273) \right) * 0.9 \right) = 608,10 \text{ } ^\circ\text{C}$$

b. Determinación de indicadores de planta de cogeneración.

- Se consideran los siguientes valores de cálculo:

Flujo masico de gas natural: 0.98 kg/s

Relacion aire combustible estequiométrico para el gas natural (Considerando 92 % de metano y 8% de etano): 15,8 kg de aire/kg de gas natural.

Exceso de aire en la cámara de combustión: 360 %.

- Determinación de los flujos masicos del ciclo termodinámico.

Determinación del flujo masico de aire circulante por el compresor:

$$R_{a/c} = R_{\frac{a}{c}}^{\text{estequiometrica}} * \frac{360 + 100}{100} = 72,68 \frac{\text{kg de aire}}{\text{kg de gas natural}}$$

$$\dot{m}_a = R_{a/c} * \dot{m}_c$$

$$\dot{m}_a = 72,68 * 0,98 = 71,23 \text{ kg/sg}$$

Aplicando la ecuación de continuidad o conservación de la masa en la cámara de combustión se determina el flujo masico de gases de la combustión:

$$71,23 + 0,98 = \dot{m}_g = 72,21 \text{ kg/sg}$$

- Determinación de las potencias características de la central de cogeneración.

Potencia consumida por el compresor:

$$P_c = 71,23 * 1.004 * \frac{(340,3 - 20)}{1,000} = 22,9 \text{ MW}$$

Potencia total generada por la turbina:

$$P_{TG} = 72,21 * 1.003 * \frac{(1,162,7 - 608,10)}{1,000} = 40,2 \text{ MW}$$

Potencia neta de la turbina de gas:

$$P_N = 40,2 - 22,9 = 17,30 \text{ MW}$$

Potencia efectiva de planta: Teniendo en cuenta la eficiencia de los generadores de energía eléctrica $\eta_{ge.} = 90 \%$:

$$P_E = \frac{17,30 * 90\%}{100\%} = 15,57 \text{ MW}$$

Hallando el flujo másico de combustible en MMBTU/h:

$$\dot{m}_{GN} = \frac{0,98 \frac{\text{kg}}{\text{sg}}}{28 \frac{\text{m}^3}{\text{MMBTU}}} * \frac{3600 \frac{\text{sg}}{\text{hora}}}{0,64 \frac{\text{kg}}{\text{m}^3}} = 196,88 \text{ MMBTU/h}$$

$$\text{H. R} = \frac{196,88}{15,57} = 12,645 \frac{\text{MMBTU}}{\text{MWh}}$$

- Determinación de los costos de cogeneración:

Precio del gas natural: 3,45 U\$/MMBTU. (Puesto en planta Chimbote)

El valor del CVC es igual a:

$$\text{CVC} = 12,645 \frac{\text{MMBTU}}{\text{MWh}} * 3,45 \frac{\text{U\$}}{\text{MMBTU}} = 43,625 \frac{\text{U\$}}{\text{MWh}}$$

El valor del Costo variable total toma en cuenta el valor del CVNC igual a 4,273.

$$\text{CVT} = 43,625 + 4,273 = 47,898 \frac{\text{U\$}}{\text{MWh}}$$

Del mismo modo se presentan los resultados de los indicadores de la planta de cogeneración variando la relación de presiones del compresor desde valores desde 7 a 14, comprobándose que los valores óptimos del heat rate, potencia efectiva de planta y del costo variable total se cumplen para una relación de compresión igual a 11.

Tabla N°11 Indicadores de planta de cogeneración variando la relación de presiones

Rp	LM	Potencia Efectiva (MW)	Heat Rate (MMBTU/MWh)	CVT (U\$/MWh)
7	4,9	15,03	13,09	49,465
8	4,9	15,30	12,868	48,668
9	4,9	15,48	12,718	48,150
10	4,9	15,48	12,718	48,150
11	4,9	15,57	12,645	47,898
12	4,9	15,48	12,718	48,150
13	4,9	15,39	12,792	48,405
14	4,9	15,30	12,868	48,688

Fuente: Elaboración propia

Se presenta la tabla N° 12 , en la cual se demuestra que con un límite metalúrgico de 4,9 y relación de presiones igual a 11 se alcanzan los valores óptimos para la planta de cogeneración.

Tabla N°12 Indicadores de planta de cogeneración con relación de presiones igual a 11 variando el limite metalúrgico

Rp	LM	Potencia Efectiva (MW)	Heat Rate (MMBTU/MWh)	CVT (U\$/MWh)
11	4,9	15,57	12,645	47,898
11	4,8	14,76	13,338	50,289
11	4,7	14,04	14,022	52,649
11	4,6	13,32	14,78	55,264
11	4,5	12,6	15,625	58,179

Fuente: Elaboración propia

4.3 Verificación de los parámetros de calificación.

4.3.1 Verificación de la cobertura de la potencia térmica útil.

Según lo detallado en la figura N° 22 y con la ecuación 22 se comprueba el valor de la potencia térmica disponible por los gases de la combustión salientes de la turbina de gas, para lo cual se toma como valor de salida de la temperatura final de los gases a la salida del generador recuperador de valor igual a 180 °C.

$$\dot{V}_{gases\ de\ combustion} = \dot{m}_g * C_{e_g} * (T_{4R} - T_5)$$

$$\dot{V}_{gases\ de\ combustion} = 72,21 * 1,003 * (608,10 - 180) = 31\ 840\ kW$$

$$\dot{V}_{gases\ de\ combustion} = 31,84\ MW$$

Cumplimiento de la restricción:

Si:

$$\dot{V} = 21,45\ MW$$

$$31,84\ MW > 21,45\ MW$$

La fracción de cobertura de demanda térmica con el total de la potencia térmica disponible por los gases de la combustión salientes de la turbina de gas es igual a:

$$\% \text{ de empleo de la Potencia termica disponible} = \frac{21,45 * 100\%}{31,84} = 67,36\ \%$$

Referente a la demanda eléctrica, la planta de cogeneración cubre la totalidad de la potencia requerida para la planta de harina, teniendo en cuenta que su máxima demanda es igual a 3,01 MW, mientras que la planta de cogeneración genera 15,57 MW.

4.3.2 Evaluación de los criterios de calificación.

Se tienen los siguientes parámetros obtenidos de la planta de cogeneración:

$$E = 15,57\ MW$$

$$V = 21,45\ MW$$

$$Q = 45,95\ MW$$

Donde el valor se obtuvo según la siguiente ecuación:

$$Q = \dot{m}_{gn} * PCI$$

$$Q = 0,98 * \frac{46\ 894}{1\ 000} = 45,95\ MW$$

$$\text{Relacion de Cogeneracion} = C = \frac{15,57\ MW}{21,45\ MW} = 0,622 > 0,4 \text{ Si cumple}$$

$$\text{Rendimiento Electrico Efectivo REE} = \frac{15,57 \text{ MW}}{45,95 \text{ MW} - \frac{21,45 \text{ MW}}{0.9}} = 0,856 > 0.55 \text{ Si cumple}$$

La planta de cogeneración cumple con los requisitos del Reglamento de Cogeneración, por lo tanto, al ser una planta de cogeneración calificada puede inyectar sus excedentes de energía a la red.

4.4 Beneficios de la cogeneración.

4.4.1 Análisis de la facturación actual.

Con la información para la temporada de pesca de la Empresa Pesquera Centinela S.A.C para el año 2021.

Producción (Diciembre 2021): 5 402,2 Ton/mes.

Ratio térmico promedio de producción: 48,43 Galones de Petróleo/Tonelada de Harina

Ratio eléctrico promedio de producción: 136,75 kWh/Tonelada de Harina.

Precio promedio Petróleo R500: 9,1 Soles/Galon

Ratio de producción: 4 Toneladas de materia prima/Tonelada de harina.

Horas promedio de operación:

$$\text{Horas promedio mes de operacion} = \frac{5\ 402,2 * 4}{85} = 270.11 \text{ horas} = 271 \text{ horas}$$

- Referente al combustible:

Consumo de combustible:

$$\text{Consumo R500} = 48,43 * 5\ 402,2 = 261\ 628,5 \text{ galones R500}$$

Facturación del combustible:

$$\text{Facturacion R500} = 261\ 628,5 * 9,1 = 2\ 380\ 819,35 \text{ Soles}$$

- Referente a la energía eléctrica:

Consumo de Energía Eléctrica Activa:

$$\text{Consumo EEA} = 136,75 * 5\ 402,2 = 738\ 750,8 \text{ kWh}$$

Se tiene una proporción de energía activa en Horas y fuera de punta de 16% y 84% respectivamente.

$$\text{Consumo EEAHFP} = 738\,750,8 * 0,84 = 620\,550,8 \text{ kWh}$$

$$\text{Consumo EEAHP} = 738\,750,8 * 0,16 = 118\,200 \text{ kWh}$$

Máxima Demanda: 3,1 MW

Máxima Demanda HP 2,91 MW

Máxima Demanda Horas Fuera de Punta: 3,1 MW

Potencia coincidente: 2,91 MW (Valor de la máxima demanda coincidente con la máxima demanda del SEIN, lo cual ocurre en Horas Punta)

Exceso de Potencia HFP = 0,19 MW

Seguidamente se presenta la facturación promedio al mes de diciembre 2021.

Tabla N° 13 Facturación promedio de energía eléctrica en demanda alta

CARGO	Valor	Unidad	Costo Unitario	Unidad	Subtotal(S/)
Cargo Fijo	11,60	S/	1		11,60
EAHFP	650 550,80	kWh	13,84	cent. S/ / kWh	90 036,23
EAHP	118 200,00	kWh	13,84	cent. S/ / kWh	16 358,88
Peaje red ST	768 750,80	kWh	1,99	cent. S/ / kWh	15 298,14
VAD MTHP	2 910,00	kW	12,26	S/./kW	35 676,60
VADMT ExPHFP	190,00	kW	13,15	S/./kW	2 498,50
Peaje red principal	2 910,00	kW	44,49	S/./kW	129 465,90
ER facturada	205 045,92	kVARh	4,90	cent. S/ / kVARh	10 047,25
Sub total (S/)					299 393,10
Total (S/)					353 283,86

Fuente: Elaboración propia.

- Facturación total sin cogeneración. La facturación total por consumo energético para un mes de máxima producción es:

$$\text{Facturación mensual}_{sc} = 2'380\,819,35 + 353\,283,86 = S/ 2'734\,103,21$$

4.4.2 Facturación global de la planta de cogeneración.

- Facturación por cogeneración: Teniendo en cuenta el total de horas promedio mensual de operación, costo variable total y la Potencia efectiva de la central de energía se determina la facturación mensual por gas natural consumido.

$$Facturacion_{cogeneracion} = 47,898 \frac{U\$}{MWh} * 15,57 MW * 271 \frac{horas}{mes} = U\$ 202 104,18$$

$$Facturacion_{cogeneracion} = U\$ 202 104,18 * 3,78 \frac{Soles}{U\$} = S/ 763 953,78$$

- Ahorro mensual en mes de alta demanda.

$$Ahorro\ mensual\ a.\ d = 2'734\ 103,21 - 763\ 953,78 = S/ 1'970\ 149,43$$

4.4.3 Referente al ahorro de energía primaria.

- **Energía primaria consumida sin cogeneración.**

La Energía primaria asociada al consumo de petróleo R500 se determinó según el siguiente procedimiento:

Consumo de combustible:

$$Consumo\ R500 = 261\ 628,5\ galones\ R500$$

*Energía primaria*_{R500}

$$= 261\ 628,5\ galones\ R500 * \frac{3,678\ kg}{galon} * \frac{10\ 120\ kCal}{kg} * \frac{4,18\ kJ}{kCal} * \frac{1\ GJ}{10^6 kJ}$$

$$Energía\ primaria_{R500} = 40\ 705,55 \frac{GJ}{mes}$$

La Energía primaria asociada al consumo de energía eléctrica consumida en planta esta asociada a la generación de energía eléctrica generada por una central termoeléctrica con turbina a gas con gas natural que cubre el pico de demanda en el sistema eléctrico interconectado nacional y se determinó según el siguiente procedimiento:

Se tomo en consideración el Heat Rate de la central Termoeléctrica Santa Rosa TG7 igual a 11,511 MMBTU/MWh y un consumo de energía eléctrica de 650 550.80+118 200,00 = de 768 750,8 kWh (Energía mensual promedio consumido en mes de alta demanda).

$$\text{Consumo mensual gas natural} = 11,511 * \frac{768\,750,8}{1\,000} = 8\,849,09 \frac{\text{MMBTU}}{\text{mes}}$$

$$\begin{aligned} \text{Consumo mensual gas natural} &= 8\,849,09 \frac{\text{MMBTU}}{\text{mes}} * \frac{28\, \text{m}^3}{\text{MMBTU}} * \frac{0,64\, \text{kg}}{\text{m}^3} \\ &= 158\,575,70 \text{ kg/mes} \end{aligned}$$

$$\text{Energía primaria asociada al consumo de EE} = 158\,575,70 \frac{\text{kg}}{\text{mes}} * 45\,894 \frac{\text{kJ}}{\text{kg}} * \frac{1\, \text{GJ}}{10^6\, \text{kJ}}$$

$$\text{Energía primaria asociada al consumo de EE} = 7\,277,67 \text{ GJ/mes}$$

$$\text{Energía primaria}_{\text{sin cogeneracion}} = 47\,982,55 \frac{\text{GJ}}{\text{mes}}$$

- **Energía primaria consumida con cogeneración.**

La Energía primaria consumida esta asociada al consumo de gas natural para ser consumida en la planta de cogeneración. Es igual al consumo de gas natural para un total de 271 horas/mes.

$$\text{Caudal de gas natural}_{\text{cogeneracion}} = 0,98 \frac{\text{kg}}{\text{s}} * \frac{3\,600\, \text{s}}{1\, \text{h}} * 271 \frac{\text{h}}{\text{mes}} * \frac{\text{m}^3}{0,64\, \text{kg}}$$

$$\text{Caudal de gas natural}_{\text{cogeneracion}} = 1'493\,887,50 \frac{\text{m}^3}{\text{mes}}$$

$$\text{Energía primaria}_{\text{cogeneracion}} = 1'493\,887,50 \frac{\text{m}^3}{\text{mes}} * 0,64 \frac{\text{kg}}{\text{m}^3} * 46\,894 \frac{\text{kJ}}{\text{kg}} * \frac{1\, \text{GJ}}{10^6\, \text{kJ}}$$

$$\text{Energía primaria}_{\text{cogeneracion}} = 44\,834,8 \frac{\text{GJ}}{\text{mes}}$$

La anterior energía primaria esta asociada a la siguiente energía eléctrica:

$$\text{Energía Eléctrica} = 15\,570 \text{ kW} * 271 \text{ h} = 4\,219\,470 \text{ kWh}$$

Para un consumo de energía eléctrica mensual de 768 750,8 kWh (Energía mensual promedio consumido en mes de alta demanda).

Energía primaria cogeneración asociada al consumo en planta

$$= \frac{44\,834,8 \frac{\text{GJ}}{\text{mes}}}{4\,219\,470 \text{ kWh}} * 768\,750,8 \text{ kWh} = 8\,168,5 \frac{\text{GJ}}{\text{mes}}$$

- **Contrastación de hipótesis.**

Con una potencia efectiva de 15,57 MW para la central de cogeneración calificada, se reduce el consumo de energía primaria en la Empresa Pesquera Centinela S.A.C en:

$$\begin{aligned} \text{Reducción de consumo de energía primaria} &= 47\,982,55 - 8\,168,5 \\ &= 39\,814,05 \frac{\text{GJ}}{\text{mes}} \end{aligned}$$

4.4.4 Evaluación económica.

Premisas de cálculo:

Inversión : 14'830 000,00 U\$

Tasa de interés de mercado eléctrico: 12 % (Definida en la ley de concesiones eléctricas)

Vida útil : 20 años.(Definido en la ley de concesiones eléctricas)

Facturación con cogeneración: 202 104,18 U\$

Facturación sin cogeneración: 2'734 103,21 S/. = 723 307,72 U\$

A la facturación se le multiplica por un factor 5 debido a que la producción del mes de demanda alta representa el 20% de la producción total anual.

Facturación con cogeneración: 202 104,18 U\$*5 = 1'010 520,90 U\$

Facturación sin cogeneración: 723 307,72 U\$*5 = 3'616 538,64 U\$.

Se presenta en la siguiente figura los resultados de la evaluación económica:

Tabla N°14 Evaluación económica de la cogeneración

EVALUACION DEL FLUJO ECONOMICO								
AÑOS	BENEFICIOS US\$			COSTOS US\$			FLUJO DE CAJA (US\$)	B/C
	VALOR DE ENERGIA	VALOR RESIDUAL	BENEFICIO TOTAL	INVERSION	OPERACIÓN Y MANTTO	COSTO TOTAL		
0	0,00		0,00	14'830 000,00	' 0,00	14'830 000,00	-14'830 000,00	0,00
1	3'616 538,64		3'616 538,64		1'010 520,90	1'010 520,90	2'606 017,74	3,58
2	3'616 538,64		3'616 538,64		1'010 520,90	1'010 520,90	2'606 017,74	3,58
3	3'616 538,64		3'616 538,64		1'010 520,90	1'010 520,90	2'606 017,74	3,58
4	3'616 538,64		3'616 538,64		1'010 520,90	1'010 520,90	2'606 017,74	3,58
5	3'616 538,64		3'616 538,64		1'010 520,90	1'010 520,90	2'606 017,74	3,58
6	3'616 538,64		3'616 538,64		1'010 520,90	1'010 520,90	2'606 017,74	3,58
7	3'616 538,64		3'616 538,64		1'010 520,90	1'010 520,90	2'606 017,74	3,58
8	3'616 538,64		3'616 538,64		1'010 520,90	1'010 520,90	2'606 017,74	3,58
9	3'616 538,64		3'616 538,64		1'010 520,90	1'010 520,90	2'606 017,74	3,58
10	3'616 538,64		3'616 538,64		1'010 520,90	1'010 520,90	2'606 017,74	3,58
11	3'616 538,64		3'616 538,64		1'010 520,90	1'010 520,90	2'606 017,74	3,58
12	3'616 538,64		3'616 538,64		1'010 520,90	1'010 520,90	2'606 017,74	3,58
13	3'616 538,64		3'616 538,64		1'010 520,90	1'010 520,90	2'606 017,74	3,58
14	3'616 538,64		3'616 538,64		1'010 520,90	1'010 520,90	2'606 017,74	3,58
15	3'616 538,64		3'616 538,64		1'010 520,90	1'010 520,90	2'606 017,74	3,58
16	3'616 538,64		3'616 538,64		1'010 520,90	1'010 520,90	2'606 017,74	3,58
17	3'616 538,64		3'616 538,64		1'010 520,90	1'010 520,90	2'606 017,74	3,58
18	3'616 538,64		3'616 538,64		1'010 520,90	1'010 520,90	2'606 017,74	3,58
19	3'616 538,64		3'616 538,64		1'010 520,90	1'010 520,90	2'606 017,74	3,58
20	3'616 538,64		3'616 538,64		1'010 520,90	1'010 520,90	2'606 017,74	3,58

SOLO VALIDO PARA LOS SIGUIENTES VALORES		
POTENCIA COGENERACION =	15,750	MW
POTENCIA EFECTIVA PROPIA =	3,100	kW
INYECCION A LA RED	12,650	kW
TASA DE INTERES		12%
TIR		17%
VAN (U\$)		4'635 502,57
PAY BACK (AÑOS)		5,69

Fuente: Elaboración propia.

Según la evaluación, el proyecto de cogeneración es rentable, debido a que tiene un valor del VAN positivo y el valor de la TIR es superior al valor de la tasa del mercado eléctrico.

4.5 Discusión de resultados.

En el presente informe se ha dimensionado una central de cogeneración calificada de 15,7 MW con una central ciclo joule Brayton simple abierto con una demanda térmica a abastecer de 21,45 MW los cuales serán abastecidos de gas natural a través de las redes de distribución dentro de la zona de concesión de la Empresa Quavii en la Zona Industrial del 27 de Octubre con un heat rate igual a 12,645 MMBTU/MWh , la cual coincide en parte con el estudio realizado por Arias y Espinoza (2013) realizado para la Empresa Hayduk S.A la cual incluyo una central de cogeneración y una planta de refrigeración por absorción , para una central de trigeneracion de energía con una potencia efectiva de 62 MW y una demanda térmica útil de 57,28 MW abastecido con Gas natural vía gasoducto

virtual con una planta de cogeneración de la misma tecnología con un Heat Rate igual a 12.21 MMBTU/MWh y con un Costo Variable Total de 41.39 U\$/MWh.

Mientras que en la investigación de Cam y Chunga (2013) quienes implementaron una planta de cogeneración con turbinas a vapor para la empresa Cartavio S.A.A-Perú en la cual su limitante fue el stock de bagazo disponible, con lo cual se consiguió instalar una planta de cogeneración de 15 MW de potencia efectiva y donde se alcanzó los valores de calificación igual a 0,378 para el rendimiento eléctrico efectivo y en la investigación de Carranza(2020) se implementó una planta de cogeneración para la Empresa OLPESA también turbinas a vapor empleando , en el presente estudio se implementó una planta de cogeneración calificada con turbinas de vapor con una potencia efectiva de 7,5 MW y con un rendimiento eléctrico efectivo igual a 0,53, pero a diferencia de las tesis enunciadas , en la presente investigación se debieron cumplir con dos criterios de calificación, los cuales fueron 0,85 para el rendimiento eléctrico efectivo y 0,62 para la relación de cogeneración. Con lo cual se comenta que existe un distinto tratamiento en la normativa en los procesos de calificación según el tipo de tecnología, resultando mas complejo con turbinas a gas debido a la existencia de 2 criterios de calificación.

En la investigación de Castañeda (2015) se implementó una planta de cogeneración con turbinas a gas para la Empresa Ribaud S.A.A., con una potencia efectiva de 2 MW de energía eléctrica, con un consumo de 0,097 kg/scon un costo variable total igual a 47 U\$/MWh. Abastecido por gasoducto virtual hasta la localidad de Coishco, a diferencia de la presente tesis que se alcanzó una potencia de 15,7 MW con un costo variable total igual a 47,898 U\$/MWh. En 7 años los costos del gas natural se han mantenido estables en comparación a los costos unitarios del petróleo que dependen básicamente del mercado internacional sujetos a la ley de la oferta y la demanda, mientras que los costos del gas natural tienen componentes regulados que lo han mantenido estable, con un ligero aumento, debido a los precios contractuales establecidos durante el desarrollo del proyecto del gas natural de Camisea.

De manera similar a Godos (2011) diseño una planta de cogeneración con turbina a gas para la empresa corporación Lindley-planta callao en la cual la calificación se restringió también por el rendimiento eléctrico efectivo y la relación de cogeneración

consiguiéndose un ahorro de energía primaria al migrar desde residual 500 a gas natural , en la presente tesis se realizó la misma reconversión tecnológica coincidiendo en que la versatilidad del empleo de las turbina a gas se puede realizar en distintos sectores industriales.

Del mismo modo Quiñones y Saldaña (2020), plantearon el diseño de una planta de cogeneración de 5 MW en la Empresa Backus – Motupe la cual tan solo permitió cubrir la máxima demanda eléctrica de planta sin inyectar excedentes de energía a la red, cubriendo la demanda térmica mediante el empleo de una turbina a gas. Mientras que en el caso de Rojas (2020) en su dimensionamiento de la planta de cogeneración para una Empresa Pesquera tuvo que dimensionar una planta de cogeneración de mayor capacidad para poder cubrir con el déficit de energía y con ellos cubrir el 100% de la demanda térmica de planta y el 100% de la demanda eléctrica con una planta de cogeneración con excedentes a inyectar a la red de manera similar a la presente tesis. La única diferencia esta en el cumplimiento del reglamento de cogeneración, mientras que para Rojas, la relación de cogeneración es 0.467 y el rendimiento eléctrico efectivo de 1.436, para nuestro caso la relación de cogeneración es igual a 0,65 y el rendimiento eléctrico efectivo es igual a 0,82.

Del mismo modo se coincide con la conclusión de Saravia (2012) quien manifiesta que una planta de cogeneración debe integrar un sistema térmico que maximice la recuperación del calor remanente de los gases de la combustión e integrarlo con los procesos térmicos de planta, en la presente investigación se ha integrado la generación de energía eléctrica mediante una planta de cogeneración con turbina a gas que se integra a los procesos de cocinado, secado y calentamiento.

Se coincide con la investigación de Yabar (2016) quien concluye con el empleo de la cogeneración con turbinas a gas permite un mayor ahorro de energía primaria frente al petróleo R500, del mismo modo tiene ventajas sobre otras tecnologías básicamente en que no requiere agua para el proceso, su costo de inversión es menor a la turbina de vapor, requieren menos espacio, y menor tiempo de instalación, tal como se ha demostrado en la presente tesis al seleccionar al gas natural como combustible en reemplazo al petróleo R500.

Conclusiones.

- Se realizó un balance de energía en la empresa determinándose que la potencia térmica útil es de 21,45 MW, los cuales son consumidos en el área de cocinado, secado con rotadiscos, secado con rotatubos, secado con aire caliente y para procesos de calentamiento de fluidos de proceso. Así mismo la máxima demanda eléctrica es igual a 3,1 MW.
- Se seleccionó como alternativa de cogeneración a la tecnología con turbinas a gas con ciclo Joule Brayton simple abierto con una potencia efectiva de 15,7 MW. La selección de la alternativa se efectúa según la disponibilidad de gas natural, la adaptabilidad de la tecnología al gas natural, el no empleo de agua en el proceso, entre otras ventajas frente a las tecnologías de cogeneración con turbinas a vapor y M.C.I.
- Se dimensionó la planta de cogeneración, siendo los principales parámetros de diseño: relación de presiones igual a 11, límite metalúrgico igual a 4,9. Exceso de aire igual a 350%, Heat Rate igual a 12,645 MMBTU/MWh, y un costo variable total de 47,898 U\$/MWh. Cumpliendo la calificación con REE igual a 0,82 y una relación de cogeneración igual a 0,65.
- Se determinó una reducción de energía primaria del orden de 39 814,05 GJ/mes al implementar una planta de cogeneración calificada que cubre el 100% de la demanda térmica y 100% de la demanda eléctrica, inyectándose los excedentes a la red y reduciéndose el consumo de energía primaria.

Recomendaciones.

Se plantea las siguientes recomendaciones:

Los sistemas de cogeneración representan una tecnología de uso eficiente de la energía la cual no es utilizada en forma comercial y masiva en el Perú, se deben buscar los mecanismos de implementación a través de programas de difusión y ventajas al aplicarlo en los centro de consumo de energía industrial y comercial, en este caso es rol del estado en el rol protagónico de su difusión y de la academia en la implementación de la capacitación.

Se puede optar por mejorar las condiciones de potencia efectiva de la central base de la planta de cogeneración, que en este caso en la central termoeléctrica con ciclo joule Brayton simple abierto queda la inyección de agua desmineralizada o vapor en la cámara de combustión, como método para incrementar la potencia efectiva.

Es de vital importancia la revisión de la normativa de cogeneración del Perú que data desde el año 2007, con la finalidad de poder determinar si los criterios de calificación tal como la relación de cogeneración y el rendimiento eléctrico efectivo están acorde a las condiciones de aplicación en el Perú.

La implementación de un suministro en baja o media tensión para cubrir los días de demanda en las cuales no se tenga producción, teniendo en cuenta la instalación de medidores de energía bidireccionales.

Referencias Bibliográficas.

Tesis.

Alegría, H. (2011). Selección de equipos consumidores de vapor para una planta de harina de pescado de 10 ton. /hr. Tesis para optar el título de Ingeniero en Energía, Universidad Nacional del Santa, Perú. Disponible en:
<http://repositorio.uns.edu.pe/handle/UNS/2519>

Arias, E. C., y Espinoza, L. A. (2013). Estudio de los parámetros de dimensionamiento de una planta de Trigeneración con gas natural para el autoabastecimiento de energía. caso empresa Hayduk S.A. Tesis para optar el título de Ingeniero en Energía, Universidad Nacional del Santa, Perú. Disponible en:
<http://repositorio.uns.edu.pe/handle/UNS/2364>

Bran, J. y Manturano, J. (2020). Implementación de una Planta de Cogeneración Para Reducir los Costos de Consumo de Energía Eléctrica en el Centro Comercial La Rambla San Borja. Tesis para optar el título de Ingeniero Industrial en la Universidad Cesar Vallejo, Perú. Disponible en:
https://repositorio.ucv.edu.pe/bitstream/handle/20.500.12692/53466/Bran_MJ%20%26%20Manturano_TJC-SD.pdf?sequence=1&isAllowed=y

Carranza, E. (2021). Autoabastecimiento de energía mediante cogeneración por el incremento de la demanda eléctrica y térmica-Empresa OLPESA. Tesis para optar el título de Ingeniero en Energía, Universidad Nacional del Santa, Perú. Disponible en:
<http://repositorio.uns.edu.pe/handle/UNS/3767>

Castillo, C., y Esnyder, W. (2015). Determinación técnico económica de la conversión energética a ciclo Brayton con recuperación de calor, de la Empresa Ribaud SAA, para reducir costos de energía eléctrica. Tesis para optar el título de Ingeniero Mecánico en la universidad Cesar Vallejo, Perú. Disponible en:
https://alicia.concytec.gob.pe/vufind/Record/UCVV_c81b1fb6b85c02a3749236eead8c6d27

Chunga, E. y Cam, F. (2013). Influencia del incremento de la potencia efectiva en cogeneración de energía de la empresa Cartavio S.A.A-Perú. Tesis para optar el título de Ingeniero en Energía, Universidad Nacional del Santa, Perú. Disponible en:
<http://repositorio.uns.edu.pe/handle/UNS/2496>

Covini y Wajnfeld (2012). Mejora de la competitividad utilizando cogeneración. Tesis para optar el título de Ingeniero Industrial en la Universidad Privada de Buenos Aires. Argentina. Disponible en:
<https://ri.itba.edu.ar/bitstream/handle/123456789/384/Proyecto%20Final%20Guido%20Covni%20y%20Alan%20Wajnfeld.pdf?sequence=1>

Godos Vera, R. A. (2011). Ahorro de energía en la empresa corporación Lindley-planta callao a través del diseño de una central de cogeneración con gas natural. Tesis para optar el título de Ingeniero en Energía, Universidad Nacional del Santa, Perú. Disponible en:
<http://repositorio.uns.edu.pe/handle/UNS/2174>

Gonzales. (2003). Metodología para la operación óptima de plantas de cogeneración. Tesis para optar el grado de Magister en Ingeniería Energética en Instituto Tecnológico de Monterrey. México. Disponible en :
https://repositorio.tec.mx/bitstream/handle/11285/569343/DocsTec_1204.pdf?sequence=1

Guevara, R. (2020). Plantas Consumidoras de Energía. Universidad Nacional del Santa. Perú. Disponible en:
https://www.academia.edu/39558679/UNIVERSIDAD_NACIONAL_DEL_SANTA_FACULTAD_DE_INGENIERIA_DEPARTAMENTO_ACADEMICO_DE_ENERGIA_Y_FISICA_CURSO_PLANTAS_CONSUMIDORAS_DE_ENERGIA_SEPARATA_I_UNIDAD_LAS_PLANTAS_CONSUMIDORAS_DE_ENERGIA_Y_LOS_FLUIDOS_ENERGETICOS_INDUSTRIALES

Gutiérrez y Orue (2012). estudio para el diseño de un sistema de cogeneración calificada para la Empresa Agroindustrial Cartavio S.A.A. Tesis para optar el título de Ingeniero en Energía, Universidad Nacional del Santa, Perú. Disponible en:
<http://repositorio.uns.edu.pe/bitstream/handle/UNS/2281/24878.pdf?sequence=1&isAllowed=y>

Jiménez, M. (2018). Diagnóstico de la cogeneración de energía eléctrica en la planta extractora de aceite de una empresa agroindustrial de palma africana de la ciudad de san francisco de orellana durante el año 2015. diseño un sistema hibrido eficiente para la generación energética eléctrica. Tesis para optar el grado de Magister en Gestión de la Energía. Universidad Técnica de Cotopaxi. Ecuador. Disponible en :
<http://repositorio.utc.edu.ec/bitstream/27000/6357/1/MUTC-000580.pdf>

Lizárraga, I. R. M. (2020). Cogeneración de Energía. México: Universidad tecnológica de Altamira. Disponible en:

Ministerio de Energía y Minas del Perú. Reglamento de Cogeneración del Perú. DS N° 36-2006 EM. Gobierno del Perú. Disponible en:
https://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro_documental/PlantillaMarcoLegalBusqueda/Decreto%20Supremo%20N%C2%B0%20037-2006-EM%20-%20Reglamento%20de%20Cogeneraci%C3%B3n.pdf

Quiñones, E. y Saldaña, E. (2020). diseño de una central termoeléctrica de cogeneración de 5 MW para la Planta Backus – Motupe. Tesis para optar el titulo de Ingeniero Mecánico Electricista en la Universidad Señor de Sipán, Perú.
<https://repositorio.uss.edu.pe/bitstream/handle/20.500.12802/6854/Qui%C3%B1onez%20Gutierrez%20Edwin%20&%20Salda%C3%B1a%20Castillo%20Edgar.pdf?sequence=1>

Rivera, E. (2013). Procesos de oportunidades de ahorro de energía en sistemas de cogeneración. Tesis para optar el titulo de Ingeniero Químico en la Universidad Autónoma de México. Disponible en:
<http://132.248.9.195/ptd2013/febrero/0688150/0688150.pdf>

Rojas Díaz, L. R. (2021). Relación entre la capacidad de cogeneración y la cobertura de la demanda en empresa Cantarana SA. Tesis para optar el título de Ingeniero en Energía, Universidad Nacional del Santa, Perú. Disponible en:

<http://repositorio.uns.edu.pe/handle/UNS/3731>

Saravia, J. C. R. (2012). Optimización del diseño y operación de sistemas de cogeneración para el sector residencial comercial. Tesis Doctoral. Universidad de Zaragoza. Disponible en:

<https://zaguan.unizar.es/record/9901>

Tarazona, R, y Portilla, M. (2016). Estudio energético de equipos consumidores de energía térmica para la implementación óptima de una planta de harina de pescado en el consorcio pesquero el Ferrol SAC- Chimbote. Tesis para optar el título de Ingeniero en Energía, Universidad Nacional del Santa, Perú. Disponible en:

<http://repositorio.uns.edu.pe/handle/UNS/2632>

Vásquez Cenas, Á. O. (2010). Repotenciación de la central de cogeneración de la Empresa Agroindustrial San Jacinto para su calificación según el DS N° 037-2006-EM y poder inyectar sus excedentes de energía eléctrica al SEIN. Tesis para optar el título de Ingeniero en Energía, Universidad Nacional del Santa, Perú. Disponible en:

<http://repositorio.uns.edu.pe/handle/UNS/2955>

Vásquez, L. (2017) Propuesta para la Generación de Incentivos en la Gestión de la Demanda en el Mercado Eléctrico Peruano. Tesis para optar el grado de Magister en Gestión de la Energía. ESAN. Perú. Disponible 10 de noviembre del 2,021.

https://repositorio.esan.edu.pe/bitstream/handle/20.500.12640/1068/2017_MAGE_15-1_06_T.pdf?sequence=2&isAllowed=y

Yabar, Y. (2016). Reducción de costos de energía y mitigación de gases de efecto invernadero en una planta industrial mediante la cogeneración con gas natural. Tesis para optar el título de Ingeniero Industrial en la Universidad Nacional Mayor de San Marcos, Perú.

https://cybertesis.unmsm.edu.pe/bitstream/handle/20.500.12672/5751/Yabar_vy.pdf?sequence=3&isAllowed=y

Textos.

Cengel y Boles. TERMODINAMICA. Editorial Mc Graw Hill. 2015. 1052 pp.

Díaz Garay. (1995) Diseño de sistemas de cogeneración. Comisión Nacional de Ahorro de Energía de México. 125 pp.

Gonzales Chávez. (2009). Sistemas de Cogeneración. Ediciones UNI. Perú. 141 pp.

Guevara (2019). Tecnología energética, II Unidad. Universidad Nacional del Santa Perú. 80 p.

Ministerio de Energía y Minas. (2006). D.S N.º 037-2006-EM Reglamento de cogeneración del Perú y sus modificatorias. Gobierno del Peru.15 pp.

Moran & Shapiro. (2006). Termodinámica técnica Tomo II. Ed Reverte. México. 520 pp

Osinermin. (2020). Informe Técnico que Sustenta la Fijación de Precios en Barra Periodo mayo 2020 - abril 2021. OSINERMIN. Perú.

Sosa, M. I., Maspoli, M., & Fushimi, A. (2003). Factibilidad Económica de Sistemas de Cogeneración con Turbina de Gas. In *Proceedings of 5th Latin-American Congress of Electricity Generation and Transmission CLAGTEE* (pp. 16-20).

Linkografía.

Afranchi, Heins y Giumelli (2021) HOJA DE RUTA PARA EL FOMENTO DE LA COGENERACIÓN EN ARGENTINA. RESUMEN EJECUTIVO. Publicado Consorcio liderado por GFA Consulting Group. Argentina. Disponible en: https://www.eficienciaenergetica.net.ar/img_publicaciones/06081031_FomentodelaCogeneracion-ResumenEjecutivo.pdf

Camelo. (2015). Identificación de técnicas de cogeneración para obtención de energía eléctrica en industrias ladrilleras de gran escala. Universidad de La Salle, Bogotá. Colombia. Disponible en:

https://ciencia.lasalle.edu.co/cgi/viewcontent.cgi?article=1044&context=ing_electrica

Campos, Lora, Meriño y Tovar, (2015). Cogeneración. Universidad Autónoma de Occidente. Colombia. Disponible en:

<http://www.si3ea.gov.co/Portals/0/Gie/Tecnologias/cogeneracion.pdf>

Castillo. (2015) *Manual de Combustión Industrial*. Publicación web del Ing. Percy Castillo. Perú. [Consulta: 2 de octubre del 2021].Disponible en:

https://www.sistemamid.com/panel/uploads/biblioteca/2015-01-25_10-01-39113913.pdf

Campos, Lora y Tovar (2014) *Cogeneración*. Universidad Tecnológica de Occidente. Colombia. [Consulta: 2 de octubre del 2021].Disponible en:

<http://www.si3ea.gov.co/Portals/0/Gie/Tecnologias/cogeneracion.pdf>

CONUEE (2009). Estudio sobre Cogeneración en el Sector Industrial en México. Comisión Nacional para el Uso Eficiente de la Energía (CONUEE) y la Comisión Reguladora de Energía (CRE) - Deutsche Gesellschaft für Technische Zusammenarbeit (GTZ) GmbH (Cooperación Técnica Alemana). México. Disponible en:

<https://www.ariae.org/sites/default/files/2017-04/Estudio%20Cogeneracion%20M%C3%A9xico%20.pdf>

Córdova y Zegal. (2013). Micro y pequeña cogeneración y Trigeneración en México. Comisión Nacional para el Uso Eficiente de la Energía. México. [Consulta: 1 de octubre del 2021].Disponible en:

https://energypedia.info/images/1/18/Micro_y_peque%C3%B1a_cogeneraci%C3%B3n_y_trigeneraci%C3%B3n_en_M%C3%A9xico.pdf

García (2012). Plantas de Cogeneración. Empresa Renovetec. España. [Consulta: 1 de octubre del 2021]. Disponible en:

<http://www.energiza.org/antteriores/energizanoviembre2012.pdf>

Gonzales, Solís y Castillo (2018). Optimización de la capacidad de cogeneración mediante la adición de residuos de cosecha al bagazo en industria azucarera típica peruanas. Universidad Nacional de Ingeniería. Perú. Disponible en:

<http://www.revistas.uni.edu.pe/index.php/tecnia/article/view/348/983>

Fraile, D. (2007). Aspectos Tecnológicos de la cogeneración. Módulo de la Escuela de Negocios y SGS. Disponible en:

[file:///C:/Users/HP%20250/Downloads/componente45275%20\(1\).pdf](file:///C:/Users/HP%20250/Downloads/componente45275%20(1).pdf)

Osinermin (2022). Informe de Gestión Comercial III Trimestre 2021. Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria. Perú. [Consulta: 18 de febrero del 2022]. Disponible en

<https://www2.osinermin.gob.pe/publicacionesgrt/pdf/InfoComercial/IC2021T3.pdf>

ANEXOS

Anexo 1 : Resultados de Implementación de mejoras energéticas Empresa Centinela

Anexo 2 : Indicadores de desempeño por temporada Empresa Pesquera Centinela

Anexo 3: Facturación de energía Eléctrica. Mes de Enero 2021

Anexo 4: Facturación de energía Eléctrica. Mes de Febrero 2021

Anexo 5: Facturación de energía Eléctrica. Mes de Marzo 2021

Anexo 6: Facturación de energía Eléctrica. Mes de Abril 2021

Anexo 7: Facturación de energía Eléctrica. Mes de Mayo 2021

Anexo 8: Facturación de energía Eléctrica. Mes de Junio 2021

Anexo 9: Facturación de energía Eléctrica. Mes de Julio 2021

Anexo 10: Facturación de energía Eléctrica. Mes de Agosto 2021

Anexo 11: Facturación de energía Eléctrica. Mes de Setiembre 2021

Anexo 12: Desagregado de costos de inversión.

Anexo 13: Diagrama de bloque de la cogeneración.

Anexo 14: Diagrama de distribución de flujo de energía y pérdidas del sistema de cogeneración

Anexo 1 : Resultados de Implementación de mejoras energéticas Empresa Centinela

RESULTADOS DE IMPLEMENTACIÓN DE MEJORAS ENERGÉTICAS						
SEDE	INDICADORES TEMPORADA 21-I		INDICADORES TEMPORADA 21-II		REDUCCIÓN INDICADORES	
	Gal/TonH	kWh/TonH	Gal/TonH	kWh/TonH	Gal/TonH	kWh/TonH
CHIMBOTE	50,13	139,96	46,74	133,54	3,39	6,42
CHANCAY	43,49	134,33	41,72	132,27	1,77	2,07
T. MORA	45,75	137,05	45,92	135,92	-0,17	1,13
Total	48,62	138,77	45,87	133,60	2,75	6,02

RESULTADOS DE IMPLEMENTACIÓN DE MEJORAS ENERGÉTICAS						
SEDE	Producción Harina 21-II	Combustible Meta	Combustible Disminuido	Δ Combustible	Precio Combustible 21-II	Captura Valor Meta Combustible
	TonH		Gal		\$/Gal	\$
CHIMBOTE	17 040,4	474 122,3	57 685,4	416 436,9	2,312	\$ 280 832
CHANCAY	3 612,4	218 561,7	6 403,5	212 158,2	2,300	\$ 12 396
T. MORA	2 495,6	176 195,9	- 429,3	176 625,1	3,019	\$ 17 295
Total	23 148,4	868 879,9	63 659,7	805 220,2	2,386	\$ 310 522

Anexo 2 : Indicadores de desempeño por temporada Empresa Pesquera Centinela

CONSUMO DE ENERGÍA TEMPORADA 2021-II									
SEDE	INDICADORES TEMPORADA 21-I		Producción Harina (TonH)	Combustible Meta	Combustible Consumido (Galón)	Δ Combustible	Energía Eléctrica Meta (kWh)	Energía Eléctrica consumida	Δ E. Eléctrica
CHIMBOTE	46,74	133,54	11 026	474 122	515 403	- 41 280	1 433 393	1 472 424	39 031
CHANCAY	41,72	132,27	5 204	218 562	217 102	1 460	676 501	689 748	13 248
TAMBO DE MORA	45,92	135,92	4 098	176 196	187 912	- 11 716	532 727	560 153	27 426
Total	45,87	133,60	20 328	868 880	920 417	- 51 537	2 642 621	2 722 325	79 704

CONSUMO DE ENERGÍA TEMPORADA 2021-I											
SEDE	INDICADORES TEMPORADA 21-I		Producción Harina (TonH)	Combustible Consumido (Galón)	Precio Combustible (\$/Galón)	Costo Combustible (\$)	Energía Eléctrica Meta (kWh)	Precio Energía Eléctrica (\$/kWh)	Costo Energía Eléctrica (\$)	Total (\$)	Costo Unitario (\$/TonH)
CHIMBOTE	50,13	139,96	17 040	854 220	2,06	-\$ 1,760,041	2 385 031	0,0462	-\$ 110,268	-\$ 1,870,309	-\$ 110
CHANCAY	43,49	134,33	3 612	157 109	1,92	-\$ 301,389	489 323	0,0577	-\$ 28,247	-\$ 329,636	-\$ 91
TAMBO DE MORA	45,75	137,05	2 496	114 162	2,31	-\$ 263,551	345 806	0,0541	-\$ 18,722	-\$ 282,273	-\$ 113
Total	48,62	138,77	23 148	1 125 491	\$ 2,06	-\$ 2,324,981	3 220 160	\$ 0,0486	-\$ 157,238	-2 482 219	-\$ 107

Anexo 3 : Facturación de energía Eléctrica. Mes de Enero 2021

DOCUMENTO ADJUNTO DE LA FACTURA F096-0000111

Chimbote/Santa

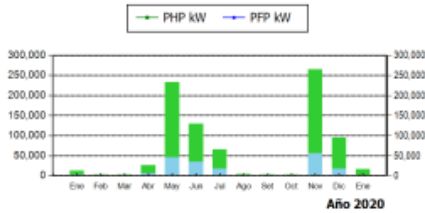
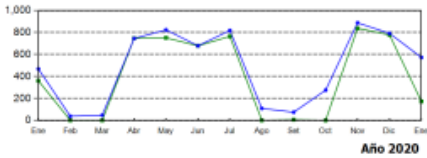
Consumo del 01/01/2020 al 31/01/2020

Cliente	Pesquera Centinela S.A.C.		
R.U.C.	20278966004		
Dirección	Mz. A Lote 2-3-16- 17 Z.Ind. GRAN TRAPECIO		
Referencia			
Ruta	194-1263-144		
Tarifa	MT1	Serie Medidor	00000002849504 - Electrón.
Medición	Media Tension	Nº Hilos Medidor	4
Tensión y SED	13.2/7.62 kV / E-343801	Modalidad	Potencia Variable
Sist. Eléctrico	SE0119 Chimbote (Sa (ST2)	Inicio Contrato	01/09/2018
Tipo Suministro	Trifásica-Aérea(C5.5)	Termino Contrato	31/12/2022

Enero-2020	
CÓDIGO	63123445

Promedio Máxima Demanda		Potencia Contratada	
Fuera Punta	Punta	Fuera Punta	Punta
0.0000	0.0000	2,000.0000	2,000.0000
Calificación	No Aplica	HorasPunta	0

Magnitud Leida	Lectura Anterior	Lectura Actual	Diferencia	Demanda	Concepto	Consumo	Precio Unitario	Total
Energía Activa Total (kWh)	0.0000	0.0000	0.0000	16,028.6000	Generación-Potencia en Hp	39.1700	22.0200	862.52
Energía Activa Hora Punta (kWh)	0.0000	0.0000	0.0000	1,969.2400	Gener-Energía Activa Fp	14059.3700	10.9800	1543.72
Energía Activa Fuera Punta (kWh)	0.0000	0.0000	0.0000	14,059.3700	Gener-Energía Activa Hp	1969.2400	10.9800	216.22
Energía Reactiva (kVarh)	0.0000	0.0000	0.0000	20,968.9600	Energía Reactiva Inductiva	16160.3700	4.1600	672.27
Potencia Hora Punta (kW)	0.0000	0.0000	0.0000	174.9600	Peaje Conexión Sistema Principal	39.1700	39.0100	1528.10
Potencia Fuera Punta (kW)	0.0000	0.0000	0.0000	573.5500	VAD_MT Exc Potenc en Fp	31.3900	10.9000	342.17
Factor Calificación : No Aplica Fac.Medic. 1,440.0000					VAD_MT Potenc en Hp	808.6300	10.1500	8207.61
					Cargo Fijo		11.6000	11.60
					Cargo por Reposición y Mantenimiento	1.0000	19.3500	19.35
					Peaje Transmisión Secundaria	16028.6000	2.0500	328.71
					AlumbradoPublico (Alicuota : S/ 0.4789)			335.23
					SUB TOTAL			14067.50
					Imp. Gral. a las Ventas			2532.15
					FISE - Ley 29852	13701.3400	1.0380	520.65
					Aporte Ley Nro. 28749 0.0086	16028.6000	0.0086	137.85
					TOTAL RECIBO DE ENERO-2020			17258.15



(*) Su recibo será cargado a su Cuenta del Banco de Crédito.

DOCUMENTO ADJUNTO DE LA FACTURA F096-0000107

Chimbote/Santa

Consumo del 01/01/2020 al 31/01/2020

Cliente	Pesquera Centinela S.A.C.		
R.U.C.	20278966004		
Dirección	Ca. Calle 3 N°264 Sec. Gran Trapecio		
Referencia			
Ruta	194-1263-104		
Tarifa	MT1	Serie Medidor	000000012944600 - Electrón.
Medición	Media Tension	N° Hilos Medidor	4
Tensión y SED	13.8/7.96 kV / E-342190	Modalidad	Potencia Variable
Sist. Eléctrico	SE0119 Chimbote (Sa (ST2)	Inicio Contrato	01/12/2017
Tipo Suministro	Trifásica-Aérea(C5.2)	Termino Contrato	31/12/2022

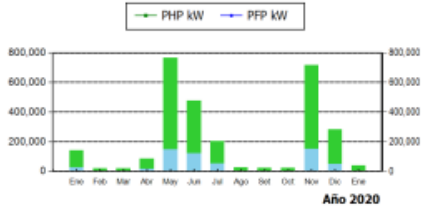
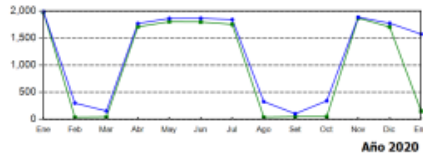
Enero-2020

CÓDIGO 49686040

Promedio Máxima Demanda		Potencia Contratada	
Fuera Punta	Punta	Fuera Punta	Punta
0.0000	0.0000	2,500.0000	2,500.0000
Calificación	No Aplica	HorasPunta	0

Magnitud Leída	Lectura Anterior	Lectura Actual	Diferencia	Demanda	Concepto	Consumo	Precio Unitario	Total
Energía Activa Total (kWh)	0.0000	0.0000	0.0000	39,123.6700	Gener-Energía Activa Fp	34637.2200	10.9800	3803.17
Energía Activa Hora Punta (kWh)	0.0000	0.0000	0.0000	4,486.4600	Gener-Energía Activa Hp	4486.4600	10.9800	492.61
Energía Activa Fuera Punta (kWh)	0.0000	0.0000	0.0000	34,637.2200	Energía Reactiva Inductiva	21181.1600	4.1600	881.14
Energía Reactiva (kVarh)	0.0000	0.0000	0.0000	32,918.2700	VAD_MT Exc Potenc en Fp	41.8500	10.9000	456.16
Potencia Hora Punta (kW)	0.0000	0.0000	0.0000	153.3600	VAD_MT Potenc en Hp	1786.3200	10.1500	18131.15
Potencia Fuera Punta (kW)	0.0000	0.0000	0.0000	1,571.9400	Cargo Fijo		11.6000	11.60
Factor Calificación : No Aplica					Cargo por Reposición y Mantenimiento	1.0000	19.3500	19.35
Fac.Medic. 1,800.0000					Peaje Transmisión Secundaria	39123.6700	2.0500	802.35
					AlumbradoPublico (Alicuota : Sí 0.4789)			718.35
					SUB TOTAL			25315.88
					Imp. Gral. a las Ventas			4556.86
					FISE - Ley 29852	24566.5800	1.0380	933.53
					Aporte Ley Nro. 28749	0.0086	0.0086	336.46
					TOTAL RECIBO DE ENERO-2020			31142.73

(*) Su recibo será cargado a su Cuenta del Banco de Crédito.



Anexo 4: Facturación de energía Eléctrica. Mes de Febrero 2021



Hidrandina S.A.
 Jr. San Martín N° 831 Centro Trujillo
 Trujillo / Trujillo / La Libertad
 Jr. Villavicencio N° 101 Centro Cercado
 Chimbote / Santa / Ancash

R.U.C. N° 20132023540
FACTURA ELECTRÓNICA
N° F096-0000232

RUC : 20278966004	Fecha Emisión : 06/03/2020
Señor(es) : Pesquera Centinela S.A.C.	Fecha Vencimiento : 31/03/2020
Dirección : AV. PASEO DE LA REPUBLICA NRO. 2520 LIMA - LIMA - LINCE	Tipo Moneda : PEN
Código : 49686040	

CÓDIGO	DESCRIPCIÓN	UDM	CANTIDAD	PRECIO DE VENTA UNITARIO	VALOR VENTA
2	Cargo Fijo	UND	1.00	13.68800000	11.60
3	Alumbrado Público	UND	300.00	0.59070800	150.18
14	Cargo por Reposición y Mantenimiento	UND	1.00	22.83300000	19.35
234	Peaje Transmisión Secundaria	UND	9,523.85	2.41900000	195.03
338	Energía Reactiva Inductiva	UND	21,828.14	4.90880000	908.05
351	Gener-Energía Activa Hp	UND	1,063.67	13.20420000	119.02
352	Gener-Energía Activa Fp	UND	8,460.18	13.20420000	946.69
355	VAD_MT Potenc en Hp	UND	1,786.32	11.97700000	18,131.15
357	VAD_MT Exc Potenc en Fp	UND	41.85	12.86200000	456.16
142	Ley Elec.Rural N° 28749	UND	9,523.85	0.00860000	81.91
362	FISE - Ley 29852	UND	20,756.11	1.03800000	788.73

SON : VEINTICINCO MIL QUINIENTOS SETENTA Y SEIS Y 57/100 SOLES	OP.GRAVADAS : 20,937.23
DESCRIPCIÓN :	OP.GRATUITAS : 0.00
	OP.EXONERADAS : 0.00
	OP.INAFECTAS : 870.64
	DCTOS.TOTALES : 0.00
	I.G.V. : 3,768.70
OBSERVACIÓN : [Ninguna]	TOTAL A PAGAR : 25,576.57



Hidrandina S.A.

Jr. San Martín N° 831 Centro Trujillo
Trujillo / Trujillo / La Libertad
Jr. Villavicencio N° 101 Centro Cercado
Chimbote / Santa / Ancash

R.U.C. N° 20132023540

FACTURA ELECTRÓNICA

N° F096-0000236

RUC : 20278966004	Fecha Emisión : 06/03/2020
Señor(es) : Pesquera Centinela S.A.C.	Fecha Vencimiento : 31/03/2020
Dirección : AV. PASEO DE LA REPUBLICA NRO. 2520 LIMA - LIMA - LINCE	Tipo Moneda : PEN
Código : 63123445	

CÓDIGO	DESCRIPCIÓN	UDM	CANTIDAD	PRECIO DE VENTA UNITARIO	VALOR VENTA
2	Cargo Fijo	UND	1.00	13.68800000	11.60
3	Alumbrado Público	UND	700.00	0.59070800	350.42
14	Cargo por Reposición y Mantenimiento	UND	1.00	22.83300000	19.35
234	Peaje Transmisión Secundaria	UND	17,346.42	2.41900000	355.22
333	Peaje Conexión Sistema Principal	UND	36.86	44.66300000	1,395.04
338	Energía Reactiva Inductiva	UND	13,922.55	4.90880000	579.18
349	Generación-Potencia en Hp	UND	36.86	25.72400000	803.55
351	Gener-Energía Activa Hp	UND	4,151.09	13.20420000	464.51
352	Gener-Energía Activa Fp	UND	13,195.33	13.20420000	1,476.56
355	VAD_MT Potenc en Hp	UND	808.63	11.97700000	8,207.61
357	VAD_MT Exc Potenc en Fp	UND	31.39	12.86200000	342.17
142	Ley Elec.Rural N° 28749	UND	17,346.42	0.00860000	149.18
362	FISE - Ley 29852	UND	13,623.84	1.03800000	517.71

SON : DIECISIETE MIL CIENTO NOVENTA Y TRES Y 04/100 SOLES	OP.GRAVADAS : 14,005.21
DESCRIPCIÓN :	OP.GRATUITAS : 0.00
	OP.EXONERADAS : 0.00
	OP.INAFECTAS : 666.89
	DC.TOS.TOTALES : 0.00
	I.G.V. : 2,520.94
OBSERVACIÓN : [Ninguna]	TOTAL A PAGAR : 17,193.04
	PERCEPCIÓN : 0.00
	MONTO CON PERCEP. : 0.00

Anexo 5: Facturación de energía Eléctrica. Mes de Marzo 2021



Hidrandina

Hidrandina S.A.

Jr. San Martín N° 831 Centro Trujillo
Trujillo / Trujillo / La Libertad
Jr. Villaviciencia N° 101 Centro Cercado
Chimbote / Santa / Ancash

R.U.C. N° 20132023540

FACTURA ELECTRÓNICA

N° F096-0000345

RUC : 20278966004	Fecha Emisión : 05/04/2020
Señor(es) : Pesquera Centinela S.A.C.	Fecha Vencimiento : 23/04/2020
Dirección : AV. PASEO DE LA REPUBLICA NRO. 2520 LIMA - LIMA - LINCE	Tipo Moneda : PEN
Código : 63123445	

CÓDIGO	DESCRIPCIÓN	UDM	CANTIDAD	PRECIO DE VENTA UNITARIO	VALOR VENTA
2	Cargo Fijo	UND	1.00	13.68800000	11.60
3	Alumbrado Público	UND	1.01	0.56085400	0.48
14	Cargo por Reposición y Mantenimiento	UND	1.00	22.83300000	19.35
234	Peaje Transmisión Secundaria	UND	24.70	2.41900000	0.51
351	Gener-Energía Activa Hp	UND	5.04	13.23960000	0.57
352	Gener-Energía Activa Fp	UND	19.66	13.23960000	2.21
355	VAD_MT Potenc en Hp	UND	808.63	11.97700000	8,207.61
357	VAD_MT Exc Potenc en Fp	UND	31.39	12.86200000	342.17
142	Ley Elec.Rural N° 28749	UND	24.70	0.00860000	0.21
362	FISE - Ley 29852	UND	8,553.06	1.03800000	325.02

SON : DIEZ MIL CUATROCIENTOS CINCUENTA Y CUATRO Y 94/100 SOLES	OP.GRAVADAS : 8,584.50
DESCRIPCIÓN :	OP.GRATUITAS : 0.00
	OP.EXONERADAS : 0.00
	OP.INAFECTAS : 325.23
	DCTOS.TOTALES : 0.00
	I.G.V. : 1,545.21
OBSERVACIÓN : [Ninguna]	TOTAL A PAGAR : 10,454.94

**Hidrandina S.A.**

Jr. San Martín N° 831 Centro Trujillo
Trujillo / Trujillo / La Libertad
Jr. Villaviciencia N° 101 Centro Cercado
Chimbote / Santa / Ancash

R.U.C. N° 20132023540**FACTURA ELECTRÓNICA****N° F096-0000341**

RUC : 20278966004	Fecha Emisión : 05/04/2020
Señor(es) : Pesquera Centinela S.A.C.	Fecha Vencimiento : 23/04/2020
Dirección : AV. PASEO DE LA REPUBLICA NRO. 2520 LIMA - LIMA - LINCE	Tipo Moneda : PEN
Código : 49686040	

CÓDIGO	DESCRIPCIÓN	UDM	CANTIDAD	PRECIO DE VENTA UNITARIO	VALOR VENTA
2	Cargo Fijo	UND	1.00	13.68800000	11.60
3	Alumbrado Público	UND	900.00	0.56085400	427.77
14	Cargo por Reposición y Mantenimiento	UND	1.00	22.83300000	19.35
234	Peaje Transmisión Secundaria	UND	18,844.24	2.41900000	385.82
333	Peaje Conexión Sistema Principal	UND	35.64	44.49780000	1,344.06
338	Energía Reactiva Inductiva	UND	22,495.58	4.90880000	935.82
349	Generación-Potencia en Hp	UND	35.64	25.72400000	776.95
351	Gener-Energía Activa Hp	UND	4,545.59	13.23960000	510.01
352	Gener-Energía Activa Fp	UND	14,298.66	13.23960000	1,604.31
355	VAD_MT Potenc en Hp	UND	1,786.32	11.97700000	18,131.15
357	VAD_MT Exc Potenc en Fp	UND	41.85	12.86200000	456.16
142	Ley Elec.Rural N° 28749	UND	18,844.24	0.00860000	162.06
362	FISE - Ley 29852	UND	24,144.28	1.03800000	917.48

SON : TREINTA MIL CIENTO ONCE Y 08/100 SOLES	OP.GRAVADAS : 24,603.00
DESCRIPCIÓN :	OP.GRATUITAS : 0.00
	OP.EXONERADAS : 0.00
	OP.INAFECTAS : 1,079.54
	DCTOS.TOTALES : 0.00
	I.G.V. : 4,428.54
OBSERVACIÓN : [Ninguna]	TOTAL A PAGAR : 30,111.08
	PERCEPCIÓN : 0.00
	MONTO CON PERCEP. : 0.00

Anexo 6: Facturación de energía Eléctrica. Mes de Abril 2021



Hidrandina S.A.

Jr. San Martín N° 831 Centro Trujillo
Trujillo / Trujillo / La Libertad
Jr. Villavicencio N° 101 Centro Cercado
Chimbote / Santa / Ancash

R.U.C. N° 20132023540

FACTURA ELECTRÓNICA

N° F096-0000450

RUC : 20278966004	Fecha Emisión : 05/05/2020
Señor(es) : Pesquera Centinela S.A.C.	Fecha Vencimiento : 21/05/2020
Dirección : AV. PASEO DE LA REPUBLICA NRO. 2520 LIMA - LIMA - LINCE	Tipo Moneda : PEN
Código : 49686040	

CÓDIGO	DESCRIPCIÓN	UDM	CANTIDAD	PRECIO DE VENTA UNITARIO	VALOR VENTA
2	Cargo Fijo	UND	1.00	13.68800000	11.60
3	Alumbrado Público	UND	900.00	0.71071400	542.07
14	Cargo por Reposición y Mantenimiento	UND	1.00	22.83300000	19.35
234	Peaje Transmisión Secundaria	UND	19,879.15	2.41900000	407.01
333	Peaje Conexión Sistema Principal	UND	33.48	44.49780000	1,262.60
338	Energía Reactiva Inductiva	UND	22,561.08	4.90880000	938.54
349	Generación-Potencia en Hp	UND	33.48	25.72400000	729.86
351	Gener-Energía Activa Hp	UND	4,138.42	13.05080000	457.71
352	Gener-Energía Activa Fp	UND	15,740.73	13.05080000	1,740.92
355	VAD_MT Potenc en Hp	UND	1,786.32	11.97700000	18,131.15
357	VAD_MT Exc Potenc en Fp	UND	41.85	12.86200000	456.16
142	Ley Elec.Rural N° 28749	UND	19,879.15	0.00860000	170.96
362	FISE - Ley 29852	UND	24,123.96	1.03800000	916.71

SON : TREINTA MIL DOSCIENTOS TREINTA Y 09/100 SOLES	OP.GRAVADAS : 24,696.97
DESCRIPCIÓN :	OP.GRATUITAS : 0.00
	OP.EXONERADAS : 0.00
	OP.INAFECTAS : 1,087.67
	DCTOS.TOTALES : 0.00
	I.G.V. : 4,445.45
OBSERVACIÓN : [Ninguna]	TOTAL A PAGAR : 30,230.09
	PERCEPCIÓN : 0.00
	MONTO CON PERCEP. : 0.00

**Hidrandina S.A.**

Jr. San Martín N° 831 Centro Trujillo
Trujillo / Trujillo / La Libertad
Jr. Villavicencio N° 101 Centro Cercado
Chimbote / Santa / Ancash

R.U.C. N° 20132023540
FACTURA ELECTRÓNICA
N° F096-0000454

RUC : 20278966004	Fecha Emisión : 05/05/2020
Señor(es) : Pesquera Centinela S.A.C.	Fecha Vencimiento : 21/05/2020
Dirección : AV. PASEO DE LA REPUBLICA NRO. 2520 LIMA - LIMA - LINCE	Tipo Moneda : PEN
Código : 63123445	

CÓDIGO	DESCRIPCIÓN	UDM	CANTIDAD	PRECIO DE VENTA UNITARIO	VALOR VENTA
2	Cargo Fijo	UND	1.00	13.68800000	11.60
3	Alumbrado Público	UND	7.00	0.71071400	4.22
14	Cargo por Reposición y Mantenimiento	UND	1.00	22.83300000	19.35
234	Peaje Transmisión Secundaria	UND	46.55	2.41900000	0.95
338	Energía Reactiva Inductiva	UND	66.10	4.90880000	2.75
351	Gener-Energía Activa Hp	UND	4.54	13.05080000	0.50
352	Gener-Energía Activa Fp	UND	42.01	13.05080000	4.65
355	VAD_MT Potenc en Hp	UND	808.63	11.97700000	8,207.61
357	VAD_MT Exc Potenc en Fp	UND	31.39	12.86200000	342.17
142	Ley Elec.Rural N° 28749	UND	46.55	0.00860000	0.40
362	FISE - Ley 29852	UND	8,558.64	1.03800000	325.23

SON : DIEZ MIL CUATROCIENTOS SESENTA Y SEIS Y 31/100 SOLES	OP.GRAVADAS : 8,593.80
DESCRIPCIÓN :	OP.GRATUITAS : 0.00
	OP.EXONERADAS : 0.00
	OP.INAFECTAS : 325.63
	DCTOS.TOTALES : 0.00
OBSERVACIÓN : [Ninguna]	I.G.V. : 1,546.88
	TOTAL A PAGAR : 10,466.31

Anexo 7: Facturación de energía Eléctrica. Mes de Mayo 2021



Hidrandina S.A.
 Jr. San Martín N° 831 Centro Trujillo
 Trujillo / Trujillo / La Libertad
 Jr. Villavicencio N° 101 Centro Cercado
 Chimbote / Santa / Ancash

R.U.C. N° 20132023540
FACTURA ELECTRÓNICA
N° F096-0000559

RUC : 20278966004	Fecha Emisión : 05/06/2020
Señor(es) : Pesquera Centinela S.A.C.	Fecha Vencimiento : 22/06/2020
Dirección : AV. PASEO DE LA REPUBLICA NRO. 2520 LIMA - LIMA - LINCE	Tipo Moneda : PEN
Código : 49686040	

CÓDIGO	DESCRIPCIÓN	UDM	CANTIDAD	PRECIO DE VENTA UNITARIO	VALOR VENTA
2	Cargo Fijo	UND	1.00	13.68800000	11.60
3	Alumbrado Público	UND	5,000.00	0.61289200	2,597.00
14	Cargo por Reposición y Mantenimiento	UND	1.00	22.83300000	19.35
234	Peaje Transmisión Secundaria	UND	536,929.16	2.41900000	10,993.09
333	Peaje Conexión Sistema Principal	UND	1,518.48	44.49780000	57,264.92
349	Generación-Potencia en Hp	UND	1,518.48	25.72400000	33,102.86
351	Gener-Energía Activa Hp	UND	96,789.87	13.22780000	10,850.14
352	Gener-Energía Activa Fp	UND	440,139.29	13.22780000	49,339.61
355	VAD_MT Potenc en Hp	UND	1,725.57	11.97700000	17,514.54
357	VAD_MT Exc Potenc en Fp	UND	71.01	12.86200000	774.01
6	Interés Compensatorio	UND	1.00	6.84400000	5.80
142	Ley Elec.Rural N° 28749	UND	536,929.16	0.00860000	4,617.59
362	FISE - Ley 29852	UND	179,839.17	1.03800000	6,833.89

SON : DOSCIENTOS VEINTISEIS MIL SETECIENTOS SESENTA Y NUEVE Y 53/100 SOLES	OP.GRAVADAS : 182,472.92
DESCRIPCIÓN :	OP.GRATUITAS : 0.00
	OP.EXONERADAS : 0.00
	OP.INAFECTAS : 11,451.48
	DCTOS.TOTALES : 0.00
	I.G.V. : 32,845.13
OBSERVACIÓN : [Ninguna]	TOTAL A PAGAR : 226,769.53
	PERCEPCIÓN : 0.00

**Hidrandina S.A.**

Jr. San Martín N° 831 Centro Trujillo
Trujillo / Trujillo / La Libertad
Jr. Villavicencio N° 101 Centro Cercado
Chimbote / Santa / Ancash

R.U.C. N° 20132023540
FACTURA ELECTRÓNICA
N° F096-0000564

RUC : 20278966004	Fecha Emisión : 05/06/2020
Señor(es) : Pesquera Centinela S.A.C.	Fecha Vencimiento : 22/06/2020
Dirección : AV. PASEO DE LA REPUBLICA NRO. 2520 LIMA - LIMA - LINCE	Tipo Moneda : PEN
Código : 63123445	

CÓDIGO	DESCRIPCIÓN	UDM	CANTIDAD	PRECIO DE VENTA UNITARIO	VALOR VENTA
2	Cargo Fijo	UND	1.00	13.68800000	11.60
3	Alumbrado Público	UND	3,000.00	0.61289200	1,558.20
14	Cargo por Reposición y Mantenimiento	UND	1.00	22.83300000	19.35
234	Peaje Transmisión Secundaria	UND	172,012.10	2.41900000	3,521.78
333	Peaje Conexión Sistema Principal	UND	440.06	44.49780000	16,595.54
338	Energía Reactiva Inductiva	UND	190,556.09	4.90880000	7,927.13
349	Generación-Potencia en Hp	UND	440.06	25.72400000	9,593.31
351	Gener-Energía Activa Hp	UND	28,547.28	13.22780000	3,200.15
352	Gener-Energía Activa Fp	UND	143,464.82	13.22780000	16,082.41
355	VAD_MT Potenc en Hp	UND	761.33	11.97700000	7,727.48
357	VAD_MT Exc. Potenc en Fp	UND	21.46	12.86200000	233.87
6	Interés Compensatorio	UND	1.00	2.37180000	2.01
142	Ley Elec.Rural N° 28749	UND	172,012.10	0.00860000	1,479.30
362	FISE - Ley 29852	UND	64,881.67	1.03800000	2,465.50

SON : OCHENTA Y DOS MIL TRESCIENTOS OCHENTA Y DOS Y 74/100 SOLES	OP.GRAVADAS : 66,472.83
DESCRIPCIÓN :	OP.GRATUITAS : 0.00
OBSERVACIÓN : [Ninguna]	OP.EXONERADAS : 0.00
	OP.INAFECTAS : 3,944.80
	DC.TOS.TOTALES : 0.00
	I.G.V. : 11,965.11
	TOTAL A PAGAR : 82,382.74
	PERCEPCIÓN : 0.00
	MONTO CON PERCEP. : 0.00

Anexo 8: Facturación de energía Eléctrica. Mes de Junio 2021



Hidrandina S.A.
 Jr. San Martín N° 831 Centro Trujillo
 Trujillo / Trujillo / La Libertad
 Jr. Villavicencio N° 101 Centro Cercado
 Chimbote / Santa / Ancash

R.U.C. N° 20132023540
FACTURA ELECTRÓNICA
N° F096-00000670

RUC : 20278966004	Fecha Emisión : 05/07/2020
Señor(es) : Pesquera Centinela S.A.C.	Fecha Vencimiento : 22/07/2020
Dirección : AV. PASEO DE LA REPUBLICA NRO. 2520 LIMA - LIMA - LINCE	Tipo Moneda : PEN
Código : 49686040	

CÓDIGO	DESCRIPCIÓN	UDM	CANTIDAD	PRECIO DE VENTA UNITARIO	VALOR VENTA
234	Peaje Transmisión Secundaria	UND	863,214.70	2.43080000	17,783.95
333	Peaje Conexión Sistema Principal	UND	1,589.76	44.49780000	59,953.03
349	Generación-Potencia en Hp	UND	1,589.76	25.72400000	34,656.77
351	Gener-Energía Activa Hp	UND	147,911.40	13.68800000	17,157.72
352	Gener-Energía Activa Fp	UND	715,303.30	13.68800000	82,975.18
355	VAD_MT Potenc en Hp	UND	1,756.08	12.17760000	18,122.75
357	VAD_MT Exc Potenc en Fp	UND	79.11	13.07440000	876.54
2	Cargo Fijo	UND	1.00	13.68800000	11.60
3	Alumbrado Público	UND	5,000.00	0.65383800	2,770.50
14	Cargo por Reposición y Mantenimiento	UND	1.00	22.83300000	19.35
142	Ley Elec.Rural N° 28749	UND	863,214.70	0.00860000	7,423.65
362	FISE - Ley 29852	UND	231,525.94	1.03800000	8,797.99

SON : DOSCIENTOS NOVENTA Y DOS MIL SETECIENTOS VEINTISIETE Y 96/100 SOLES	OP.GRAVADAS : 234,327.39
DESCRIPCIÓN :	OP.GRATUITAS : 0.00
	OP.EXONERADAS : 0.00
	OP.INAFECTAS : 16,221.64
	DC.TOS.TOTALES : 0.00
	I.G.V. : 42,178.93
OBSERVACIÓN : [Ninguna]	TOTAL A PAGAR : 292,727.96
	PERCEPCIÓN : 0.00



Hidrandina

Hidrandina S.A.

Jr. San Martín N° 831 Centro Trujillo
Trujillo / Trujillo / La Libertad
Jr. Villavicencio N° 101 Centro Cercado
Chimbote / Santa / Ancash

R.U.C. N° 20132023540

FACTURA ELECTRÓNICA

N° F096-00000675

RUC : 20278966004	Fecha Emisión : 05/07/2020
Señor(es) : Pesquera Centinela S.A.C.	Fecha Vencimiento : 22/07/2020
Dirección : AV. PASEO DE LA REPUBLICA NRO. 2520 LIMA - LIMA - LINCE	Tipo Moneda : PEN
Código : 63123445	

CÓDIGO	DESCRIPCIÓN	UDM	CANTIDAD	PRECIO DE VENTA UNITARIO	VALOR VENTA
234	Peaje Transmisión Secundaria	UND	325,962.36	2.43080000	6,715.48
333	Peaje Conexión Sistema Principal	UND	480.82	44.49780000	18,132.68
338	Energía Reactiva Inductiva	UND	315,131.08	4.90880000	13,109.45
349	Generación-Potencia en Hp	UND	480.82	25.72400000	10,481.88
351	Gener-Energía Activa Hp	UND	49,908.78	13.68800000	5,789.42
352	Gener-Energía Activa Fp	UND	276,053.58	13.68800000	32,022.22
355	VAD_MT Potenc en Hp	UND	777.96	12.17760000	8,028.55
357	VAD_MT Exc Potenc en Fp	UND	18.65	13.07440000	206.62
2	Cargo Fijo	UND	1.00	13.68800000	11.60
3	Alumbrado Público	UND	4,000.00	0.65383800	2,216.40
14	Cargo por Reposición y Mantenimiento	UND	1.00	22.83300000	19.35
142	Ley Elec.Rural N° 28749	UND	325,962.36	0.00860000	2,803.28
362	FISE - Ley 29852	UND	94,486.29	1.03800000	3,590.48

SON : CIENTO VEINTE MIL QUINIENTOS TREINTA Y NUEVE Y 47/100 SOLES	OP.GRAVADAS : 96,733.65
DESCRIPCIÓN :	OP.GRATUITAS : 0.00
	OP.EXONERADAS : 0.00
	OP.INAFECTAS : 6,393.76
	DC.TOS.TOTALES : 0.00
	I.G.V. : 17,412.06
OBSERVACIÓN : [Ninguna]	TOTAL A PAGAR : 120,539.47

Anexo 9: Facturación de energía Eléctrica. Mes de Julio 2021



Hidrandina S.A.
 Jr. San Martín N° 831 Centro Trujillo
 Trujillo / Trujillo / La Libertad
 Jr. Villavicencio N° 101 Centro Cercado
 Chimbote / Santa / Ancash

R.U.C. N° 20132023540
FACTURA ELECTRÓNICA
N° F096-00000782

RUC : 20278966004	Fecha Emisión : 05/08/2020
Señor(es) : Pesquera Centinela S.A.C.	Fecha Vencimiento : 22/08/2020
Dirección : AV. PASEO DE LA REPUBLICA NRO. 2520 LIMA - LIMA - LINCE	Tipo Moneda : PEN
Código : 49686040	

CÓDIGO	DESCRIPCIÓN	UDM	CANTIDAD	PRECIO DE VENTA UNITARIO	VALOR VENTA
2	Cargo Fijo	UND	1.00	13.61720000	11.54
3	Alumbrado Público	UND	4,000.00	0.68699600	2,328.80
14	Cargo por Reposición y Mantenimiento	UND	1.00	23.19880000	19.66
234	Peaje Transmisión Secundaria	UND	261,558.18	2.18300000	4,838.30
333	Peaje Conexión Sistema Principal	UND	118.80	46.99940000	4,731.33
349	Generación-Potencia en Hp	UND	118.80	26.05440000	2,623.10
351	Gener-Energía Activa Hp	UND	41,112.22	13.64080000	4,752.57
352	Gener-Energía Activa Fp	UND	220,445.96	13.64080000	25,483.55
355	VAD_MT Potenc en Hp	UND	1,756.08	12.29560000	18,298.35
357	VAD_MT Exc Potenc en Fp	UND	79.11	13.19240000	884.45
6	Interés Compensatorio	UND	1.00	62.87040000	53.28
142	Ley Elec.Rural N° 28749	UND	261,558.18	0.00860000	2,249.40
362	FISE - Ley 29852	UND	61,611.67	1.03800000	2,341.24

SON : OCHENTA MIL CIENTO CUARENTA Y 06/100 SOLES	OP.GRAVADAS : 64,024.93
DESCRIPCIÓN :	OP.GRATUITAS : 0.00
	OP.EXONERADAS : 0.00
	OP.INAFECTAS : 4,590.64
	DCTOS.TOTALES : 0.00
	I.G.V. : 11,524.49
OBSERVACIÓN : [Ninguna]	TOTAL A PAGAR : 80,140.06



Hidrandina

Hidrandina S.A.

Jr. San Martín N° 831 Centro Trujillo
Trujillo / Trujillo / La Libertad
Jr. Villavicencio N° 101 Centro Cercado
Chimbote / Santa / Ancash

R.U.C. N° 20132023540
FACTURA ELECTRÓNICA
N° F096-00000787

RUC : 20278966004	Fecha Emisión : 05/08/2020
Señor(es) : Pesquera Centinela S.A.C.	Fecha Vencimiento : 22/08/2020
Dirección : AV. PASEO DE LA REPUBLICA NRO. 2520 LIMA - LIMA - LINCE	Tipo Moneda : PEN
Código : 63123445	

CÓDIGO	DESCRIPCIÓN	UDM	CANTIDAD	PRECIO DE VENTA UNITARIO	VALOR VENTA
2	Cargo Fijo	UND	1.00	13.61720000	11.54
3	Alumbrado Público	UND	3,000.00	0.68699600	1,746.60
14	Cargo por Reposición y Mantenimiento	UND	1.00	23.19880000	19.66
234	Peaje Transmisión Secundaria	UND	106,794.04	2.18300000	1,975.48
333	Peaje Conexión Sistema Principal	UND	12.96	46.99940000	516.14
338	Energía Reactiva Inductiva	UND	109,192.63	5.07400000	4,695.28
349	Generación-Potencia en Hp	UND	12.96	26.05440000	286.16
351	Gener-Energía Activa Hp	UND	14,751.65	13.64080000	1,705.29
352	Gener-Energía Activa Fp	UND	92,042.39	13.64080000	10,640.10
355	VAD_MT Potenc en Hp	UND	809.14	12.29560000	8,431.20
357	VAD_MT Exc Potenc en Fp	UND	21.02	13.19240000	235.05
6	Interés Compensatorio	UND	1.00	25.88920000	21.94
142	Ley Elec.Rural N° 28749	UND	106,794.04	0.00860000	918.43
362	FISE - Ley 29852	UND	28,484.70	1.03800000	1,082.42

SON : TREINTA Y SIETE MIL SETECIENTOS TREINTA Y SEIS Y 49/100 SOLES	OP.GRAVADAS : 30,284.44
DESCRIPCIÓN :	OP.GRATUITAS : 0.00
	OP.EXONERADAS : 0.00
	OP.INAFECTAS : 2,000.85
	DCTOS.TOTALES : 0.00
OBSERVACIÓN : [Ninguna]	I.G.V. : 5,451.20
	TOTAL A PAGAR : 37,736.49

Anexo 10: Facturación de energía Eléctrica. Mes de Agosto 2021



Hidrandina

Hidrandina S.A.

Jr. San Martín N° 831 Centro Trujillo
Trujillo / Trujillo / La Libertad
Jr. Villavicencio N° 101 Centro Cercado
Chimbote / Santa / Ancash

R.U.C. N° 20132023540

FACTURA ELECTRÓNICA

N° F096-00000894

RUC : 20278966004	Fecha Emisión : 05/09/2020
Señor(es) : Pesquera Centinela S.A.C.	Fecha Vencimiento : 22/09/2020
Dirección : AV. PASEO DE LA REPUBLICA NRO. 2520 LIMA - LIMA - LINCE	Tipo Moneda : PEN
Código : 49686040	

CÓDIGO	DESCRIPCIÓN	UDM	CANTIDAD	PRECIO DE VENTA UNITARIO	VALOR VENTA
2	Cargo Fijo	UND	1.00	13.57000000	11.50
3	Alumbrado Público	UND	1,500.00	0.66988600	851.55
14	Cargo por Reposición y Mantenimiento	UND	1.00	23.23420000	19.69
234	Peaje Transmisión Secundaria	UND	32,275.53	1.99420000	545.75
320	Ajuste Tarifario	UND	1.00	-114.38920000	
333	Peaje Conexión Sistema Principal	UND	34.02	52.89940000	1,525.01
338	Energía Reactiva Inductiva	UND	28,282.04	5.19200000	1,244.41
349	Generación-Potencia en Hp	UND	34.02	26.30220000	758.31
351	Gener-Energía Activa Hp	UND	5,741.01	13.65260000	664.23
352	Gener-Energía Activa Fp	UND	26,534.52	13.65260000	3,070.04
355	VAD_MT Potenc en Hp	UND	1,756.08	12.26020000	18,245.67
357	VAD_MT Exc Potenc en Fp	UND	79.11	13.15700000	882.08
6	Interés Compensatorio	UND	1.00	34.01940000	28.83
142	Ley Elec.Rural N° 28749	UND	32,275.53	0.00860000	277.57
362	FISE - Ley 29852	UND	26,935.50	1.03800000	1,023.55
384	Ajuste FISE	UND	1.00	-3.68000000	

SON : TREINTA Y CUATRO MIL CUARENTA Y DOS Y 59/100 SOLES	OP.GRAVADAS : 27,750.13
DESCRIPCIÓN :	OP.GRATUITAS : 0.00
	OP.EXONERADAS : 0.00
	OP.INAFECTAS : 1,297.44
	DCTOS.TOTALES : 0.00
	I.G.V. : 4,995.02
OBSERVACIÓN : [Ninguna]	TOTAL A PAGAR : 34,042.59



Hidrandina S.A.
 Jr. San Martín N° 831 Centro Trujillo
 Trujillo / Trujillo / La Libertad
 Jr. Villavicencio N° 101 Centro Cercado
 Chimbote / Santa / Ancash

R.U.C. N° 20132023540
FACTURA ELECTRÓNICA
N° F096-00000899

RUC : 20278966004	Fecha Emisión : 05/09/2020
Señor(es) : Pesquera Centinela S.A.C.	Fecha Vencimiento : 22/09/2020
Dirección : AV. PASEO DE LA REPUBLICA NRO. 2520 LIMA - LIMA - LINCE	Tipo Moneda : PEN
Código : 63123445	

CÓDIGO	DESCRIPCIÓN	UDM	CANTIDAD	PRECIO DE VENTA UNITARIO	VALOR VENTA
2	Cargo Fijo	UND	1.00	13.57000000	11.50
3	Alumbrado Público	UND	500.00	0.66988600	283.85
14	Cargo por Reposición y Mantenimiento	UND	1.00	23.23420000	19.69
234	Peaje Transmisión Secundaria	UND	13,514.65	1.99420000	228.52
320	Ajuste Tarifario	UND	1.00	-55.61340000	
333	Peaje Conexión Sistema Principal	UND	4.46	52.89940000	199.93
338	Energía Reactiva Inductiva	UND	19,183.39	5.19200000	844.07
349	Generación-Potencia en Hp	UND	4.46	26.30220000	99.41
351	Gener-Energía Activa Hp	UND	602.71	13.65260000	69.73
352	Gener-Energía Activa Fp	UND	12,911.94	13.65260000	1,493.91
355	VAD_MT Potenc en Hp	UND	809.14	12.26020000	8,406.92
357	VAD_MT Exc Potenc en Fp	UND	21.02	13.15700000	234.42
6	Interés Compensatorio	UND	1.00	16.02440000	13.58
142	Ley Elec.Rural N° 28749	UND	13,514.65	0.00860000	116.23
362	FISE - Ley 29852	UND	11,576.92	1.03800000	439.92
384	Ajuste FISE	UND	1.00	-1.79000000	

SON : CATORCE MIL QUINIENTOS CUARENTA Y SIETE Y 27/100 SOLES	OP.GRAVADAS : 11,858.40
DESCRIPCIÓN :	OP.GRATUITAS : 0.00
	OP.EXONERADAS : 0.00
	OP.INAFECTAS : 554.36
	DCTOS.TOTALES : 0.00
	I.G.V. : 2,134.51
OBSERVACIÓN : [Ninguna]	TOTAL A PAGAR : 14,547.27
	PERCEPCIÓN : 0.00
	MONTO CON PERCEP. : 0.00

Anexo 11: Facturación de energía Eléctrica. Mes de Setiembre 2021



Hidrandina S.A.
 Jr. San Martín N° 831 Centro Trujillo
 Trujillo / Trujillo / La Libertad
 Jr. Villaviciencia N° 101 Centro Cercado
 Chimbote / Santa / Ancash

R.U.C. N° 20132023540
FACTURA ELECTRÓNICA
N° F096-00001006

RUC : 20278966004	Fecha Emisión : 05/10/2020
Señor(es) : Pesquera Centinela S.A.C.	Fecha Vencimiento : 22/10/2020
Dirección : Av. CIRCUNVALACION N° 134 907 P09 Urb. Club Golf Los Incas	Tipo Moneda : PEN
Código : 49686040	

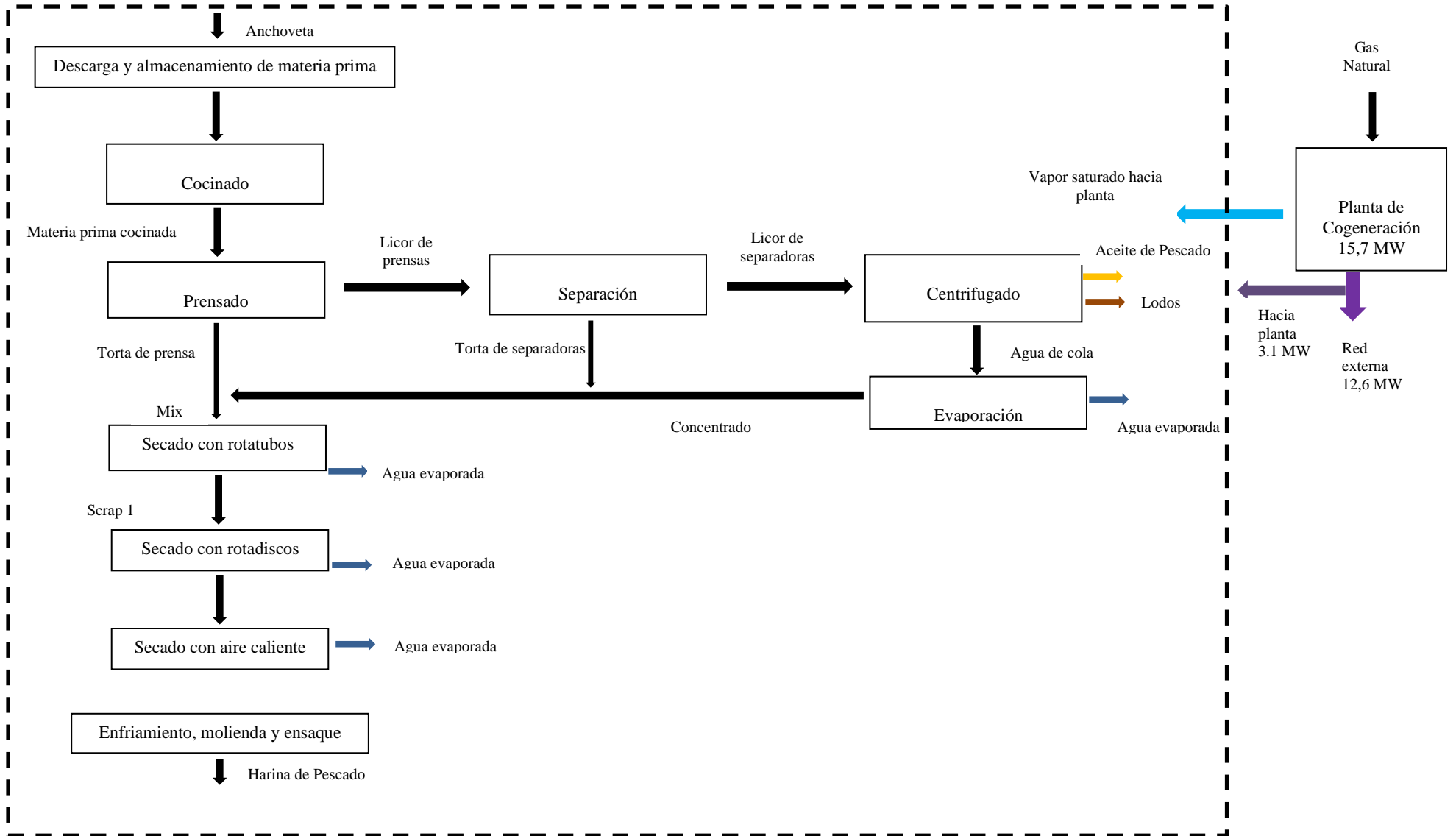
CÓDIGO	DESCRIPCIÓN	UDM	CANTIDAD	PRECIO DE VENTA UNITARIO	VALOR VENTA
2	Cargo Fijo	UND	1.00	13.57000000	11.50
3	Alumbrado Público	UND	1,100.00	0.68086000	634.70
14	Cargo por Reposición y Mantenimiento	UND	1.00	23.23420000	19.69
234	Peaje Transmisión Secundaria	UND	20,120.53	1.99420000	340.74
320	Ajuste Tarifario	UND	1.00	8.09480000	6.86
338	Energía Reactiva Inductiva	UND	25,091.06	5.19200000	1,104.01
351	Gener-Energía Activa Hp	UND	3,212.73	13.84140000	376.85
352	Gener-Energía Activa Fp	UND	16,907.80	13.84140000	1,983.29
355	VAD_MT Potenc en Hp	UND	1,756.08	12.26020000	18,245.67
357	VAD_MT Exc Potenc en Fp	UND	79.11	13.15700000	882.08
142	Ley Elec.Rural N° 28749	UND	20,120.53	0.00860000	173.04
362	FISE - Ley 29852	UND	22,932.63	1.03800000	871.44
384	Ajuste FISE	UND	1.00	0.26000000	0.26

SON : VEINTIOCHO MIL OCHOCIENTOS NOVENTA Y NUEVE Y 10/100 SOLES	OP.GRAVADAS : 23,605.39
DESCRIPCIÓN :	OP.GRATUITAS : 0.00
	OP.EXONERADAS : 0.00
	OP.INAFECTAS : 1,044.74
	DCTOS.TOTALES : 0.00
	I.G.V. : 4,248.97
OBSERVACIÓN : [Ninguna]	TOTAL A PAGAR : 28,899.10

Anexo 12: Desagregado de costos de inversión.

DESCRIPCION	Moneda Extranjera U\$
Precio FOB (Turbogas 15,57 MW)	8'500 000,00
Precio FOB (GVRC)	5'500 000,00
Repuestos Iniciales	10 000,00
Transporte maritimo y Seguro	200 000,00
Aranceles Ad-valorem	100 000,00
Gastos de Desaduanaje	20 000,00
Transporte Local	20 000,00
Montaje Electromecanico	200 000,00
Pruebas y puesta en marcha	50 000,00
Supervision	20 000,00
Obras Civiles	125 000,00
Gastos Generales-Utilidad Contratista	75 000,00
Intereses durante la construccion	10 000,00
COSTO TOTAL DE INVERSION	14'830 000,00

Anexo 13: Diagrama de bloque de la cogeneración.





DECLARACION JURADA DE AUTORÍA

Yo, Valentín Valera Lucio Daniel, Bachiller de la

Facultad:	Ciencias		Educación		Ingeniería	X
Escuela Profesional:	Ingeniería en Energía					
Departamento Académico:						
Escuela de Posgrado	Maestría			Doctorado		

Programa:

De la Universidad Nacional del Santa; Declaro que el trabajo de investigación es un **trabajo inédito**, intitulado:

IMPACTO DE LA POTENCIA EFECTIVA DE UNA CENTRAL DE COGENERACIÓN CALIFICADA EN REDUCCIÓN DE CONSUMO DE ENERGÍA PRIMARIA - EMPRESA CENTINELA S.A.C

presentado en ...133..... folios, para la obtención del Grado académico: ()

Título profesional: (X) Investigación anual: ()

- He citado todas las fuentes empleadas, no he utilizado otra fuente distinta a las declaradas en el presente trabajo.
- Este trabajo de investigación no ha sido presentado con anterioridad ni completa ni parcialmente para la obtención de grado académico o título profesional.
- Comprendo que el trabajo de investigación será público y por lo tanto sujeto a ser revisado electrónicamente para la detección de plagio por el VRIN.
- De encontrarse uso de material intelectual sin el reconocimiento de su fuente o autor, me someto a las sanciones que determinan el proceso disciplinario.

Chimbote, julio de 2022

Firma:

Nombres y Apellidos: Lucio Daniel Valentín Valera

DNI:



DECLARACION JURADA DE AUTORÍA

Yo, Robles Alvitres Greysi Sharely , Bachiller de la E.P de Ingeniería en Energía

Facultad:	Ciencias		Educación		Ingeniería	X
Escuela Profesional:	Ingeniería en Energía					
Departamento Académico:						
Escuela de Posgrado	Maestría			Doctorado		

Programa:

De la Universidad Nacional del Santa; Declaro que el trabajo de investigación es un **trabajo inédito**, intitulado:

IMPACTO DE LA POTENCIA EFECTIVA DE UNA CENTRAL DE COGENERACIÓN CALIFICADA EN REDUCCIÓN DE CONSUMO DE ENERGÍA PRIMARIA - EMPRESA CENTINELA S.A.C

presentado en ...100..... folios, para la obtención del Grado académico: ()

Título profesional: (X) Investigación anual: ()

- He citado todas las fuentes empleadas, no he utilizado otra fuente distinta a las declaradas en el presente trabajo.
- Este trabajo de investigación no ha sido presentado con anterioridad ni completa ni parcialmente para la obtención de grado académico o título profesional.
- Comprendo que el trabajo de investigación será público y por lo tanto sujeto a ser revisado electrónicamente para la detección de plagio por el VRIN.
- De encontrarse uso de material intelectual sin el reconocimiento de su fuente o autor, me someto a las sanciones que determinan el proceso disciplinario.

Chimbote, julio de 2022

Firma:

Nombres y Apellidos: Robles Alvitres Greysi Sharely

DNI:



Facultad de Ingeniería

Escuela Profesional de Ingeniería en Energía

Informe del Asesor Informe de Tesis para obtener el título profesional

- 1) Apellidos/Nombres: Robles Alvitres Greysi Sharely
Valentín Valera Lucio Daniel

- 2) Título de la Tesis: IMPACTO DE LA POTENCIA EFECTIVA DE UNA CENTRAL DE COGENERACIÓN CALIFICADA EN REDUCCIÓN DE CONSUMO DE ENERGÍA PRIMARIA - EMPRESA CENTINELA S.A.C

- 3) Evaluación del Contenido: La presente tesis para título reúne las condiciones metodológicas de la investigación científica y está en conformidad con los Artículos N° 39 y 40 del Reglamento General de Grados y Títulos vigente de la Universidad Nacional del Santa, concluyéndose que el tesista ha elaborado el presente informe dentro de las líneas de investigación que promueve la E.P.I.E.

- 4) Observaciones Ninguna

- 5) Certificación de Aprobación: En calidad de asesor certifico la aprobación de la tesis para título.

Fecha: Nuevo Chimbote, julio del 2022

Dr. Joel Herradda Villanueva
Asesor

INFORME DE ORIGINALIDAD

24%

INDICE DE SIMILITUD

24%

FUENTES DE INTERNET

1%

PUBLICACIONES

3%

TRABAJOS DEL
ESTUDIANTE

FUENTES PRIMARIAS

1	repositorio.uns.edu.pe Fuente de Internet	19%
2	repositorio.utc.edu.ec Fuente de Internet	1%
3	www.scribd.com Fuente de Internet	1%
4	www.ptolomeo.unam.mx:8080 Fuente de Internet	1%
5	repositorio.ucv.edu.pe Fuente de Internet	1%
6	1library.co Fuente de Internet	1%
7	repositorio.espe.edu.ec Fuente de Internet	1%
8	api.eoi.es Fuente de Internet	1%
9	repositorio.ulasamericas.edu.pe Fuente de Internet	1%

10

biblioteca.olade.org
Fuente de Internet

1%

Excluir citas

Apagado

Excluir coincidencias < 1%

Excluir bibliografía

Apagado