

**UNIVERSIDAD CATÓLICA
DE SANTIAGO DE GUAYAQUIL**

**FACULTAD DE EDUCACION TECNICA PARA EL DESARROLLO
CARRERA DE INGENIERIA ELÉCTRICO MECÁNICA**

TÍTULO:

Diseño de un sistema de distribución eléctrica para una finca camaronera.

AUTOR:

Moyano Onofre, Dayanara Verenisse

**Trabajo de Titulación previo a la obtención del título de
INGENIERA ELECTRICA MECÁNICA**

TUTOR:

Ing. Hidalgo Aguilar, Jaime Rafael. Msc.

Guayaquil, Ecuador

14 de septiembre del 2023



UNIVERSIDAD CATÓLICA
DE SANTIAGO DE GUAYAQUIL
FACULTAD DE EDUCACION TÉCNICA PARA EL DESARROLLO
CARRERA DE INGENIERIA ELÉCTRICO MECÁNICA

CERTIFICACIÓN

Certificamos que el presente trabajo de titulación fue realizado en su totalidad por **Moyano Onofre, Dayanara Verenisse**, como requerimiento para la obtención del título de **INGENIERA ELÉCTRICO MECÁNICA**.

TUTOR

f. 
Ing. Hidalgo Aguilar, Jaime Rafael. Msc.

DIRECTOR DE LA CARRERA

f. 
Ing. Bohórquez Escobar, Celso Bayardo. Msc.

Guayaquil, a los 14 días del mes de septiembre del año 2023



UNIVERSIDAD CATÓLICA
DE SANTIAGO DE GUAYAQUIL

**FACULTAD DE EDUCACION TÉCNICA PARA EL DESARROLLO
CARRERA DE INGENIERIA ELÉCTRICO MECÁNICA**

DECLARACIÓN DE RESPONSABILIDAD

Yo, **Moyano Onofre, Dayanara Verenisse**

DECLARO QUE:

El Trabajo de Titulación, **Diseño de un sistema de distribución eléctrica para una finca camaronera** previo a la obtención del título de Ingeniera eléctrico-mecánica ha sido desarrollado respetando derechos intelectuales de terceros conforme las citas que constan en el documento, cuyas fuentes se incorporan en las referencias o bibliografías. Consecuentemente este trabajo es de mi total autoría.

En virtud de esta declaración, me responsabilizo del contenido, veracidad y alcance del Trabajo de Titulación referido.

Guayaquil, a los 14 días del mes de septiembre del año 2023

EL AUTOR

f. Verenisse Moyano
Moyano Onofre, Dayanara Verenisse



UNIVERSIDAD CATÓLICA
DE SANTIAGO DE GUAYAQUIL

FACULTAD DE EDUCACION TÉCNICA PARA EL DESARROLLO
CARRERA DE INGENIERIA ELÉCTRICO MECÁNICA

AUTORIZACIÓN

Yo, **Moyano Onofre, Dayanara Verenisse**

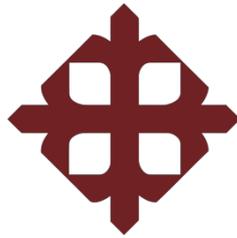
Autorizo a la Universidad Católica de Santiago de Guayaquil a la **publicación** en la biblioteca de la institución del Trabajo de Titulación, **Diseño de un sistema de distribución eléctrica para una finca camaronera**, cuyo contenido, ideas y criterios son de mi exclusiva responsabilidad y total autoría.

Guayaquil, a los 14 días del mes de septiembre del año 2023

LA AUTORA:

Verenisse Moyano

f. _____
Moyano Onofre, Dayanara Verenisse



UNIVERSIDAD CATÓLICA DE SANTIAGO DE GUAYAQUIL

FACULTAD DE EDUCACION TÉCNICA PARA EL DESARROLLO
CARRERA DE INGENIERIA ELÉCTRICO MECÁNICA

CERTIFICADO COMPILATE

La Dirección de las Carreras Telecomunicaciones, Electricidad y Electrónica y Automatización revisó el Trabajo de Integración Curricular, **Diseño de un sistema de distribución eléctrica para una finca camaronera**, presentado por el estudiante **Moyano Onofre, Dayanara Verenisse**, de la carrera de INGENIERÍA ELÉCTRICO MECÁNICA, donde obtuvo del programa COMPILATE, el valor de 4% de coincidencias, considerando ser aprobada por esta dirección.

Certifican,

 CERTIFICADO DE ANÁLISIS
magister

TESIS DAYANARA MOYANO (8)

4% Similitudes
< 1% Texto entre comillas
< 1% similitudes entre comillas
3% Idioma no reconocido

Nombre del documento: TESIS DAYANARA MOYANO (8).docx ID del documento: 3559bc1af9ab79a567f182f0c4b1f3518dccb99 Tamaño del documento original: 11.56 MB	Depositante: Ricardo Xavier Ubilla Gonzalez Fecha de depósito: 30/8/2023 Tipo de carga: interface fecha de fin de análisis: 30/8/2023	Número de palabras: 8202 Número de caracteres: 52.830
--	--	--

Ubicación de las similitudes en el documento:



Fuentes principales detectadas

N°	Descripciones	Similitudes	Ubicaciones	Datos adicionales
----	---------------	-------------	-------------	-------------------

Ing. Hidalgo Aguilar, Jaime Rafael. Msc.
Revisor - COMPILATE

AGRADECIMIENTO

Agradezco a Dios por ser guía al brindarme la sabiduría y el discernimiento para poder realizar este proyecto, por ser el apoyo y fortaleza en aquellos momentos de dificultad y de debilidad.

Gracias a mi familia en especial a mis padres, por ser los principales promotores de cumplir mi sueño, por confiar y creer en mi expectativa, por los consejos, valores y principios que me han inculcado.

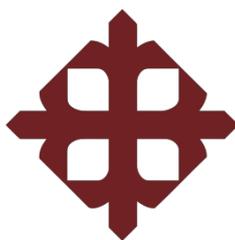
Agradezco a los docentes de esta prestigiosa institución, por haber compartido sus conocimientos a lo largo de la preparación de mi profesión, de manera especial, al quien ha guiado con su paciencia y apoyo en cada capítulo como tutor de este proyecto.

DEDICATORIA

El presente trabajo está dedicado a mi familia por haber sido el apoyo incondicional a lo largo de toda la carrera universitaria.

Pudiendo consumir esta meta significativa en mi vida académica, quiero dedicar este triunfo a mi madre quien ha estado en todo momento desde que nací hasta los momentos más difíciles de mi vida personal y profesional, a mis profesores y compañeros, personas trascendentes en mi vida, quienes siempre estuvieron apoyándome y nunca desistieron de confiar en mí.

Particularmente a mi tía Yuri, que espiritualmente está en todo momento y me demostró su apoyo incondicional durante su etapa terrenal quien estando poco me brindaba una gran satisfacción con su presencia al punto que era una de las personas que me hubiera gustado ver toda mi vida. A todas las personas especiales que me acompañaron en esta etapa, aportando a mi formación tanto profesional y como ser humano.



UNIVERSIDAD CATÓLICA
DE SANTIAGO DE GUAYAQUIL
FACULTAD DE EDUCACION TÉCNICA PARA EL DESARROLLO
CARRERA DE INGENIERIA ELÉCTRICO MECÁNICA

TRIBUNAL DE SUSTENTACIÓN

f. 

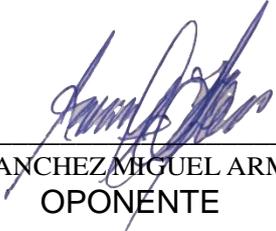
ING. BOHÓRQUEZ ESCOBAR, CELSO BAYARDO MSC.

DECANO O DIRECTOR DE CARRERA

f. 

ING. BOHÓRQUEZ ESCOBAR, CELSO BAYARDO MSC.

COORDINADOR DEL ÁREA O DOCENTE DE LA CARRERA

f. 

ING. HERAS SANCHEZ MIGUEL ARMANDO MSC.
OPONENTE

ÍNDICE GENERAL

Capítulo 1: Aspectos generales	2
Introducción	2
Definición del problema.....	2
Justificación del problema	2
Objetivos.....	3
1.1.1. Objetivo General	3
1.1.2. Objetivos específicos	3
Hipótesis	3
Metodología de investigación.....	3
Capítulo 2: Marco Teórico	4
2.1 Acometida eléctrica.....	4
2.2 Acometida aérea.....	4
2.3 Acometida subterránea	5
2.4 Medición eléctrica	5
2.5 Tipos de Medición.....	6
2.6 Medición en Baja Tensión	6
2.7 Medición en Media Tensión	6
2.8 Calibre de los conductores.....	7
2.9 Ampacidad eléctrica.....	7
2.10 Recorrido de línea de 69kV.....	7
2.11 Subestación eléctrica 69kV/13.8kV	8
2.11 Tensión y Frecuencia Asignadas	9
2.12 Intensidad de Cortocircuito	10
2.13 Normativas de diseño	10
2.14 Distanciamiento en aire	10
2.14.1. Distanciamiento de seguridad.....	11
2.14.2. Distanciamiento al cerramiento.....	12
2.15 Señalética de seguridad.....	12
2.16 Especificaciones de los equipos para la línea de 69kV	13
2.16.1. Características del conductor de la línea de 69kV.....	13
2.16.2 Características del hilo de guarda	15
2.17 Especificaciones de los equipos de la subestación 69kV	16

2.17.1	Acometida aérea para bahía de línea de 69kV	16
2.17.2	Hilo de guarda	17
2.17.3.	Aisladores de 69 kV	17
2.17.4.	Seccionadores tripolares de 69 kV	18
2.18	Servicios auxiliares AC	19
2.19	Servicios auxiliares DC	20
2.20	Medición comercial a 69 kV	20
2.21	Cuarto de control	21
2.22	Tablero de protección	21
2.23	Rele de protección general electric 845	22
2.24	Rele de protección general electric F650	23
Capítulo 3:	Obras civiles y cuarto de control	25
3.1.	Civiles Y Cuarto De Control	25
3.2.	Especificaciones Técnicas Recomendadas	25
3.3.	Estructuras Metálicas.....	26
3.4.	Combinación De Cargas Estáticas Y Dinámicas Aplicadas.....	27
3.4.1	Carga De Viento.	27
3.4.2	Riesgo Por Viento.	27
3.4.3	Velocidad Básica Del Viento.	27
3.4.4	Carga Sísmica	27
3.4.5	Carga muerta.....	28
3.4.7	Análisis Estructural.	28
3.4.8	Esfuerzo de Fluencia.	29
3.5.	Diseño De Estructuras	29
3.6.	Sistema De Protección Eléctrica	31
3.6.1	Sistema De Protección Eléctrica	31
3.7	Sistema De Puesta A Tierra.....	32
3.7.1	Malla Tierra De La Subestación	32
3.7.2	Cálculos IEEE 80-2000	33
3.8	Apantallamiento	36
Bibliografía	39

ÍNDICE DE ECUACIONES

Ec. 1 Calculo de corriente a nivel de 69 kV.	14
Ec. 2 Cálculo de corriente a nivel de 69 kV para bahía de línea.	16

ÍNDICE DE FIGURAS

Fig. 1 Acometida Eléctrica.	4
Fig. 2 Acometida aérea.	4
Fig. 3 Acometida subterránea.	5
Fig. 4 Medición eléctrica.	5
Fig. 5 Recorrido de línea de 69kV.	7
Fig. 6 Subestación eléctrica 69kV/13.8kV.	9
Fig. 7 Distanciamiento de seguridad.	11
Fig. 8 distanciamiento al cerramiento.	12
Fig. 9 Voltajes nominales entre fases.	12
Fig. 10 Señalética de seguridad en puerta de ingreso.	13
Fig. 11 Señalética de seguridad en cuarto de control.	13
Fig. 12 (Conductor para línea 69 kv).	14
Fig. 13 Características técnicas para hilo de guarda.	16
Fig. 14 software para análisis estructural.	26
Fig. 15 curva carga sísmica.	28
Fig. 16 Software SAP2000, diseño de forma	29
Fig. 17 software SAP2000, diseño de forma.	30
Fig. 18 software SAP2000, diseño de forma.	30
Fig. 19 software SAP2000, deformación bajo el código LFRD 97.	31

Fig. 20 Cálculo de la malla puesta a tierra.....	34
Fig. 21 Cálculo de la malla puesta a tierra.....	34
Fig. 22 Cálculo de la malla puesta a tierra.....	35
Fig. 23 Método Ángulo Fijo. Libro Electric Power Substations Engineering.	36
Fig. 24 Angulo de protección.	36
Fig. 25 Volumen de protección	37

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1 Distancias de seguridad en el aire.	11
Tabla 2 Datos del Conductor de fase.	14
Tabla 3 Datos del conductor del Hilo de Guarda.	16
Tabla 4 Datos del Conductor de fase.	17
Tabla 5 Conductor OPGW.	17
Tabla 6 Característica aislador de 69 kV.	18
Tabla 7 Características seccionador de 69 kV.	19
Tabla 8 Banco de baterías.	20
Tabla 9 Cargador de baterías.	20
Tabla 10 Especificaciones tablero de control del transformador.	22
Tabla 11 Especificaciones tablero de control de la línea 69kV.	22
Tabla 12 Especificaciones GE 845.	23
Tabla 13 Especificaciones GE-F650.	24
Tabla 14carga en estructura	28
Tabla 15 Esquema de protección.	32
Tabla 16Malla tierra-resistencia en sitio.	32

RESUMEN

El presente proyecto tiene como objetivo principal el desarrollo de un Diseño de un sistema de distribución eléctrica para una finca camaronera, ubicada en Duran, la cual ayudara a optimizar los recursos humanos, materiales y naturales para mejorar el desarrollo de la misma. Para este proyecto, pensamos que el tipo de investigación ideal para la propuesta sería la investigación descriptiva y la investigación de campo, en la que continuamos utilizando diferentes métodos, como: la observación, la comprensión de la implementación del proceso de producción y las entrevistas a los productores.

La investigación bibliográfica también se utiliza para recopilar datos tales como estados financieros, estudios de mercado, rentabilidad y sostenibilidad para un análisis apropiado y comprender el entorno de la industria camaronera y el costo de operación de esta producción. A medida que avanza la investigación, se implementará la planificación del control de costos de producción de camarón y se documentará adecuadamente como controles para que puedan aplicarse a las tareas diarias y mejorar el proceso de producción. El proyecto beneficiará a los jefes o encargados de las camaroneras. Entonces, en el proceso de toma de decisiones, tendrán otra oportunidad de mejorar el rendimiento de los recursos utilizados y así conocer el costo por estanque según su tamaño durante la producción de camarón en un período de tiempo.

Palabras claves: sistema de distribución, investigación descriptiva, distribución eléctrica, implementación de procesos.

ABSTRACT

The main objective of this project is the development of a Design of an electrical distribution system for a shrimp farm, located in Durán, It helps to optimize human resources and material resources. For this project, we think that the ideal type of research for the proposal would be descriptive research and field research, in which we continue to use different methods, such as: observation, understanding of the implementation of the production process and interviews with the producers.

Those who work in shrimp farms understand the most important functions they perform. Literature research is also used to collect data such as financial statements for appropriate analysis to understand the shrimp industry environment and the cost of operating this production. As the investigation progresses, shrimp production cost control planning will be implemented and properly documented as controls so that they can be applied to daily tasks and improve the production process. The project will benefit the heads or managers of the shrimp farms. Then, in the decision-making process, they will have another opportunity to improve the performance of the resources used and thus know the cost per pond according to its size during shrimp production over a period of time.

Keywords: distribution system, descriptive research, electrical distribution, process implementation.

Capítulo 1:

Aspectos generales

Introducción

La planificación de un sistema de distribución de energía para una granja camaronera es uno de los temas más importantes que enfrentan las empresas distribuidoras de energía. Una buena planificación requiere múltiples soluciones a un problema complejo. El continuo aumento de la demanda ha obligado a las redes de distribución a replanificarse y ampliarse. Se tiene un perfil de requerimientos futuros, se proponen diversas heurísticas y métodos matemáticos para resolver el problema, algunas medidas de confiabilidad de conjuntos y otras medidas. (Faraday's Tecnología Eléctrica, 2023).

La memoria técnica y el diseño cubren consideraciones generales de los aspectos relacionados con la parte estructural de la obra civil, por lo que se adjuntan estudios y planos para la construcción de la misma. Se ha prestado mucha atención a la búsqueda de soluciones algorítmicas robustas a estos problemas y su aplicación en el sector energético. La motivación para considerar métodos heurísticos para resolver el problema proviene de la posibilidad de introducir funciones objetivo complejas para lograr un equilibrio óptimo entre los costos de inversión de la red, los costos de pérdida y los costos de confiabilidad. Es importante planificar adecuadamente la ampliación del sistema de distribución para encontrar un equilibrio económico entre los costos de inversión y los costos de seguridad operativa debido a las penalizaciones impuestas como compensación por interrupciones y no suministro de energía.

Definición del problema

La buena gestión consiste en un proceso sistemático y organizado, cuyos objetivos se logran a través de métodos y procedimientos, en los que se busca la adquisición de información relevante y confiable para comprenderla, confirmarla, aplicarla al costo de producción.

Justificación del problema

El siguiente trabajo de un “Diseño de una distribución eléctrica para una una finca camaronera del cantón Duran” se debe a la necesidad de mejorar la producción de camarón existente en la granja, lo que permitirá que la granja se vuelva más rentable eficiente, tenga mayor calidad en producción y pueda ser competitiva en el amplio mercado acuícola que existe hoy en día.

Objetivos

1.1.1. Objetivo General

Diseñar un sistema de distribución eléctrico para una finca camaronera, el cual ayudara a optimizar los recursos de la camaronera mediante el uso de modelos, métodos y reglas de sistemas de producción para controlar eficazmente las operaciones.

1.1.2. Objetivos específicos

- Analizar el estado actual del sistema de producción implementado en la granja camaronera en el cantón Duran.
- Establecer un proceso de control de asignación de producción para controlar el proceso de operación de la granja camaronera.
- Elaborar un diseño óptimo para que la subestación pueda ser operada de manera eficiente sin causar problemas al sistema de potencia eléctrico actual ni al personal capacitado que realizará su operación y mantenimiento.
- Servir a la granja camaronera ubicada en el cantón de Duran con tensión a 69 kV.

Hipótesis

A través de este proyecto se tiene como objetivo principal implementar un sistema de distribución de energía para una camaronera ubicada en la ciudad de Duran, el cual suministrará energía a los equipos eléctricos que se introducirán en la camaronera, garantizando así el correcto funcionamiento de los equipos eléctrico.

Metodología de investigación

El método implementado en este proyecto de intervención se basa en una etapa específica del programa de investigación, parte de la recopilación de la base teórica, que requiere el estudio de cada elemento seleccionado para la distribución de energía y operación de varios motores. Primero calculará el requerimiento total en base al número de puntos de luz, enchufes y cargas supuestas. (Faradayos Tecnología Eléctrica, 2023)

Capítulo 2: Marco Teórico

2.1 Acometida eléctrica

Esta conexión se llama soporte y se utiliza un conjunto de cables para conectarse a la red eléctrica y suministrar energía a la carga.

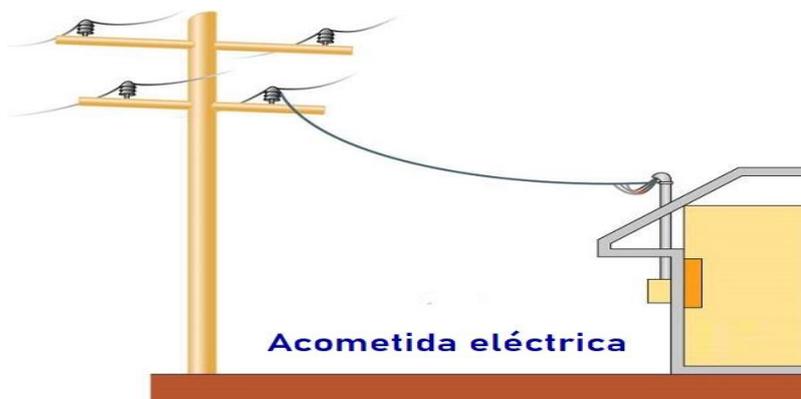


Fig. 1 Acometida Eléctrica. (Amado, 2022).

La acometida se clasifica en:

- Conexión de bajo voltaje: voltaje apagado desde los 110 V hasta los 600 V
- Conexión de media tensión: Para conexión a la red de media tensión a 13,8 kV.
- Conexiones de alta tensión: Son conexiones que se conectan a la red de distribución de energía de 69 kV.

2.2 Acometida aérea

Se llama acometida aérea cuando el conductor de la red de distribución de baja o media tensión se encuentra por encima del suelo.

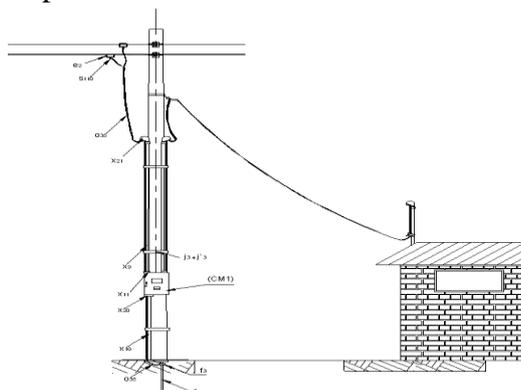


Fig. 2 Acometida aérea. (Amado, 2022).

2.3 Acometida subterránea

Hablamos de conexiones subterráneas cuando los cables de las redes de distribución de baja o media tensión discurren a través de tuberías y cajas colocadas bajo tierra. (Faradayos Tecnología Eléctrica, 2023)

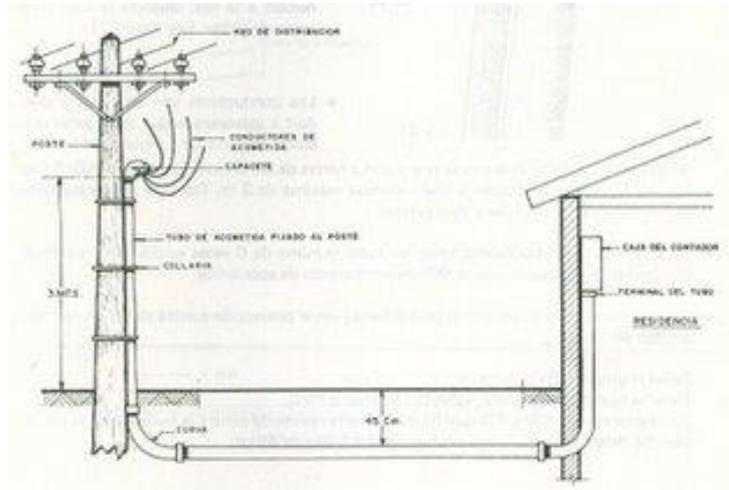


Fig. 3 Acometida subterránea. (Amado, 2022).

2.4 Medición eléctrica

Las mediciones eléctricas se denominan controles y registran el consumo eléctrico del usuario durante un período de tiempo determinado. Su unidad de medida kW/h.



Fig. 4 Medición eléctrica. (Amado, 2022).

A continuación se describen los métodos de medición más comunes utilizados por la Distribuidora y los distintos parámetros que se tienen en cuenta al realizar la medición.

2.5 Tipos de Medición

Existen dos tipos de medición de acuerdo con la capacidad instalada: Directa e Indirecta.

Medición Directa: Se llama medición directa cuando el cable de conexión está conectado directamente al medidor, en cuyo caso la corriente de carga pasa completamente a través de su devanado. (Faradayos Tecnología Eléctrica, 2023)

Medición Indirecta: Se denomina medición indirecta cuando el cable de conexión no está conectado directamente al medidor sino a dispositivos especiales como transformadores de corriente (CT) y transformadores de tensión (TP).

2.6 Medición en Baja Tensión

La medición en baja tensión se aplicará para demandas de hasta 300 kilovatios. (Amado, 2022).

- Cargas con Protección hasta 70 amperios

Cuando la carga del receptor requiera protección mediante disyuntor hasta 70 A, la medición se realizará mediante un medidor independiente tipo 100 amperios.

- Cargas con Protección hasta 1000 amperios

En el caso de cargas que requieran protección disyuntor con corrientes mayores a 175 amperios y hasta 1000 amperios, la medición se realizará mediante un transformador de corriente tipo toma 20.

2.7 Medición en Media Tensión

La medición de voltaje promedio se tomará cuando el consumo de energía supere los 300 kilovatios y sea inferior a 1000 kilovatios. (Grabow, 2023)

Los aparatos de medición se instalarán en el poste donde se ubique la línea aérea principal de distribución o en el cuarto de transformadores donde, además de los medidores adecuados, se utilizarán transformadores de tensión y corriente.

2.8 Calibre de los conductores

El calibre del cable determina el área de la sección transversal del cable. El tamaño del cable se puede mostrar en mm^2 según el estándar europeo o americano en AWG (American Wire Gauge) y cuando excede el diámetro de la sección transversal más grande, es decir, 4/0, se representa por el área de la sección transversal. en pulgadas cuadradas expresadas en CM (redondeado a miles). Se observa un área de selección de conductores por calibre.

2.9 Ampacidad eléctrica

La conductividad es la capacidad de un conductor eléctrico para conducir corriente continuamente bajo ciertas condiciones. La corriente de carga de un cable depende de su sección transversal y de las condiciones ambientales donde se utiliza. La Tabla 4.5 muestra las cargas admisibles de los conductores en función de la sección y del material aislante del que están fabricados:

Cuanto mayor sea la sección transversal del conductor, más corriente podrá conducir sin sobrecalentarlo.

2.10 Recorrido de línea de 69kV

Actualmente existe una línea de 69kV que pertenece a CNEL cerca de la ubicación de la subestación a construir para una finca camaronera.



Fig. 5 Recorrido de línea de 69kV. (Amado, 2022).

El alcance del recorrido será implantar los postes requeridos para poder energizar la subestación.

El calibre del conductor de la línea 69kV que alimentará a la subestación a construir para una finca camaronera. Será de 3x (477 MCM ACSR), de aproximadamente 800mts y estará apantallado mediante el cable de guarda con fibra óptica (1x3/8”) OPGW.

2.11 Subestación eléctrica 69kV/13.8kV

Las subestaciones eléctricas son de tipo convencional y de exterior, por lo que todos los equipos deben estar fabricados para uso en exteriores.

Se contará con dos bahías con las siguientes características:

- En la bahía de línea de entrada se considerará:
 - a) 1 seccionador bypass tripolar motorizado y cuchillas de puesta a tierra con bloqueo y contactos.
 - b) 2 seccionador tripolar motorizados, 1 para la entrada de línea y 1 para la barra.
 - c) 3 pararrayos para proteger la entrada de línea.
 - d) 3 transformadores corriente con 1 devanados para protección.
 - e) 1 interruptor aislado en SF6 para proteger la entrada de línea.
 - f) f3 transformadores combinados con 1 núcleo, para medición comercial.
- En las dos Bahías de entrada para los transformadores se considerará:
 - A construir:
 - a) 1 seccionador tripolar motorizado y cuchillas de puesta a tierra con bloqueo y contactos.
 - b) 3 transformadores corriente con 1 devanados para protección.
 - c) 1 interruptor aislado en SF6 para proteger la entrada de línea.
 - A futuro:
 - a) 1 seccionador tripolar motorizado y cuchillas de puesta a tierra con bloqueo y contactos.
 - b) 3 transformadores corriente con 1 devanados para protección.
 - c) 1 interruptor aislado en SF6 para proteger la entrada de línea.



Fig. 6 Subestación eléctrica 69kV/13.8kV. (Amado, 2022).

Cada uno de estos componentes de la subestación contará con una base adecuada de hormigón armado (unidad de referencia) diseñada para soportar el peso de los equipos instalados en ella, el resto del patio y sobre el terreno. La capa de cal 4 será regada, actuando como drenaje natural del agua de lluvia del terreno y sirviendo al tráfico de vehículos y peatones. Dentro de las instalaciones habrá una sala de control, un edificio de ladrillo que contendrá paneles de transformadores y líneas de protección, un gabinete de comunicaciones y celdas de media tensión. En el interior se realizará instalación eléctrica, iluminación interior y exterior. (Boyd, 2021)

2.11 Tensión y Frecuencia Asignadas

La Red de subtransmisión de CNEL tiene tensión nominal de 69 kV y frecuencia nominal de 60 Hz, por lo que en concordancia con la norma IEC 60038 se define lo siguiente:

- Lado Primario: Tensión asignada 69 kV y tensión máxima 72.5 kV.
- Lado Secundario: Tensión asignada 13.8 kV y tensión máxima 17.5 kV.

Todos los dispositivos deben cumplir estos valores. Este informe muestra el dispositivo directamente de 17.5kV, sin embargo, son sólo indicativos ya que el resultado final debe ser proporcionado por el contratista en la etapa adecuada.

2.12 Intensidad de Cortocircuito

Estos datos son proporcionados por CNEL EP para calcular la red de puesta a tierra de la subestación. En este proyecto se utilizará el nivel de aislamiento básico de 350 kV a nivel de alta tensión y de 110 kV a nivel de media tensión.

2.13 Normativas de diseño

Los criterios para el diseño de la subestación provienen de las siguientes normativas, boletines y libros:

- NFPA 70. Código Nacional Eléctrico NEC 2002.
- IEEE C2-2002. Código Nacional Eléctrico de Seguridad NESC.
- ANSI/IEEE980-1987. Guía para el control de derrames de aceite en Subestaciones.
- IEEE 1119/1988. Guía para distancias mínimas de seguridad al cerramiento en Subestaciones.
- IEEE STD 142-1990. Recommended practice for grounding of industrial and commercial power System.
- IEEE 80. Guía para seguridad en la puesta a Tierra de subestaciones.
- ELECTRIC POWER SUBSTATION ENGINEERING (By John D. McDonald).
- Subestaciones de Alta y Extra Alta Tensión. 2 ediciones Mejía Villegas.
- IEEE Std 979-2004 Guide Substation fire
- IEEE STD 485-2000 recommended practice for sizing lead acid batteries for stationary application.
- Design Guide for Substation. - Recopilación de boletines IEEE.
- IEC 60071 (Insulation Coordination).
- IEEE STD 1427-2006 (IEEE Guide for Recommended Electrical Clearances).
- Regulación ARCONEL 001/15.

2.14 Distanciamiento en aire

Las distancias mínimas en el aire para proporcionar soporte dieléctrico a los equipos de jardinería se especifican con base en la Norma. (Chapman, 2022). IEC 60071-2 y ANSI C2-2002 (Código de Seguridad Eléctrico Nacional).

Tomando como referencia la “Guía para diseño de subestaciones tipo Exterior” de GEC

ALSTHOM se respetarán en este diseño las siguientes distancias mínimas:

Espaciamiento de conductores en S/E	69kV	15kV
Fase a Fase	1.6 M	0.6 M
Fase a tierra	0.74 M	0.26 M
Distancia libre al piso	3.36 M	2.75 M

Tabla 1 Distancias de seguridad en el aire. (Chapman, 2022)

2.14.1. Distanciamiento de seguridad

La distancia mínima de seguridad es la distancia que se debe mantener en el aire entre las partes vivas del equipo y el suelo para garantizar la seguridad de las personas. Se identifican en base a publicaciones del Comité No. 23 de la CIGRE, como referencia a un nivel de aislamiento de 325 kV.

Distancia Mínima según IEC: 0.63 metros

Circulación de personas bajo conexiones: 3.6 metros.

Circulación de vehículos: 4.9 metros.

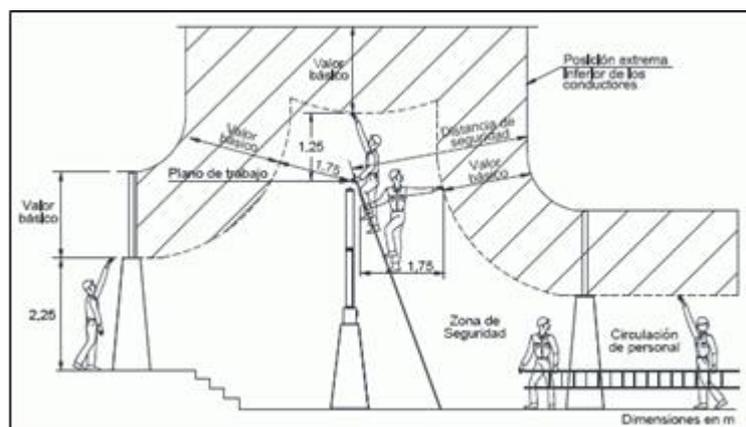


Fig. 7 Distanciamiento de seguridad. (Chapman, 2022)

No está permitido el ingreso de vehículos dentro de la subestación cuando se encuentre energizada. Cualquier maniobra por cambio de mantenimiento correctivo, se realizará con la subestación desenergizada y cualquiera de los equipos podrá ser retirado con una grúa para realizar maniobras en la parte lateral de la misma (por donde se tenga acceso o vía de ingreso).

2.14.2. Distanciamiento al cerramiento

Las siguientes distancias al cerramiento están dadas por lo establecido en el STD IEEE 1119-1988.

- Claro mínimo desde el cerramiento hasta cualquier parte viva del patio de maniobras 3.7 metros (Distancia B).
- Claro vertical mínimo desde alambres, conductores y cables arriba de espacios y vías sujetas a peatones y tráfico restringido 4.9 metros (Distancia A).

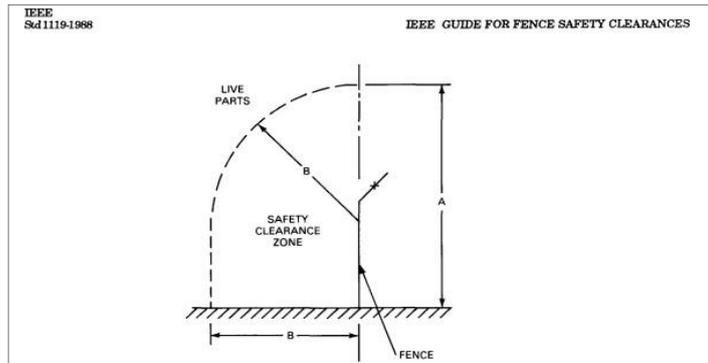


Fig. 8 distanciamiento al cerramiento. (Chapman, 2022)

Dimensions for Use with Fig 1, Fence Safety Clearance				
Nominal Voltage Between Phases	Dimension A		Dimension B	
	ft	m	ft	m
151-34 500	15.0	4.6	10.0	3.1
46 000-69 000	16.0	4.9	12.0	3.7
115 000	16.7	5.1	13.0	4.0
138 000	17.1	5.2	14.0	4.3
161 000	17.6	5.4	14.0	4.3
230 000	19.0	5.8	16.0	4.9
345 000	21.3	6.5	18.0	5.5
500 000	24.9	7.6	21.0	6.4
765 000	29.7	9.1	23.0	7.0

Fig. 9 Voltajes nominales entre fases. (Chapman, 2022)

2.15 Señalética de seguridad

En los accesos a las subestaciones se instalarán señales de seguridad para notificar la disponibilidad de los equipos de protección personal necesarios en el área de maniobras y la presencia de altas tensiones previstas 22-INE-001-210.



Fig. 10 Señalética de seguridad en puerta de ingreso. (Chapman, 2022)

En la puerta de ingreso de al cuarto de control y cuarto de baterías se instalará la señalética de seguridad tal como se muestra en el plano 22-INE-001-230.

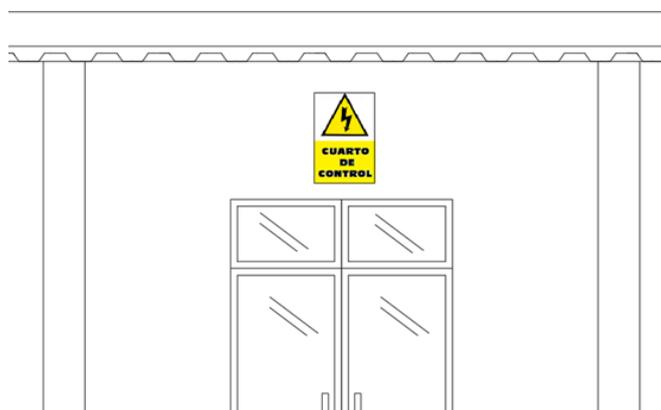


Fig. 11 Señalética de seguridad en cuarto de control. (Chapman, 2022)

2.16 Especificaciones de los equipos para la línea de 69kV

2.16.1. Características del conductor de la línea de 69kV

La capacidad máxima de los transformadores instalados será de 20 MVA cada uno, por lo que cada uno conducirá una corriente nominal de 167.345 A, y la suma de los dos transformadores instalados tendrá una corriente nominal de 334,69 (Fórmula para calcular la corriente de línea).

$$S = \sqrt{3} * V_L * I_L (VA)$$

$$I = \frac{S}{\sqrt{3} * V_L} (A)$$

$$I = \frac{40000 \text{ MVA}}{\sqrt{3} * 69 \text{ kV}} (A)$$

$$I = 334.69 (A)$$

Ec. 1 Calculo de corriente a nivel de 69 kV. (Aguilera, 2020)

El cable a seleccionar es 477 MCM ACSR en las líneas de 69 kV. Por lo tanto, el conductor a utilizar tendrá las siguientes características mostradas en la siguiente tabla adjunta.

CARACTERISTICAS	ESPECIFICACIONES
Calibre	477 MCM
Material	ACSR
Capacidad	645 Amp.

Tabla 2 Datos del Conductor de fase. (Aguilera, 2020)

Este cable es utilizado por CNEL de forma estandarizada.

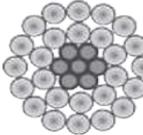
Cableado Aluminio/Acero	Código	Calibre AWG/ kcmil	Diámetros (mm)					Peso Total Aprox (kg/km)			Carga de Rotura kg-f	Resistencia Eléctrica (Ohm/ km)		Capacidad de Corriente	
			Hilos Individuales		Núcleo	Total	RMG	Al	Acero	Total		DC a 20°C(1)	AC a 75°C	(2) A	CC(3) kA
			Acero	Al											
	Partridge	266,8	2,00	2,57	6,00	16,29	6,62	374,8	171,9	547	5120	0,209	0,255	458	20,3
	Ostrich	300	2,12	2,73	6,36	17,28	7,01	421,5	193,3	615	5757	0,185	0,226	493	22,8
	Linnet	336,4	2,25	2,89	6,74	18,30	7,43	472,6	216,7	689	6400	0,165	0,202	530	25,6
	Ibis	397,5	2,44	3,14	7,33	19,89	8,07	558,5	256,1	815	7386	0,140	0,171	589	30,2
	Hawk	477	2,67	3,44	8,02	21,79	8,85	670,1	307,3	977	8863	0,117	0,142	661	36,3
	Dove	556,5	2,89	3,72	8,67	23,53	9,55	781,8	358,5	1140	10248	0,100	0,122	728	42,3
	Squab	605	3,01	3,87	9,04	24,54	9,96	850,0	389,7	1240	11041	0,0919	0,112	767	46,0
	Grosbeak	636	3,09	3,97	9,27	25,16	10,21	893,5	409,7	1303	11429	0,0875	0,107	792	48,4
	Gannet	666,6	3,16	4,07	9,49	25,75	10,46	936,5	429,4	1366	11979	0,0835	0,102	816	50,7
	Starling	715,5	3,28	4,21	9,83	26,68	10,83	1005,2	460,9	1466	12858	0,0777	0,0949	853	54,4
	Drake	795	3,45	4,44	10,36	28,13	11,42	1116,9	512,1	1629	14287	0,0700	0,0854	912	60,5

Fig. 12 (Conductor para línea 69 kV) (Aguilera, 2020)

2.16.2 Características del hilo de guarda

Se considera un conductor tipo OPGW, con las siguientes características. Estas se encuentran reguladas para CNEL en los tramos nuevos de construcción.

Cabe señalar que el cable conductor de protección es un cable óptico monotubo OPGW-SM-11.924F0 (OPGW 19B35z), el cual debe fijarse a la estructura en toda su longitud 69 hasta el portón de la subestación eléctrica Diosmar, como mostrado en el plano: 22-INE-001-051-C (FAVOR DETALLES).

Calibre	3/8"
Tipo	OPGW-SM-11,924F0
Número de hilos	24 Hilos
Sección	82 mm ²
Diámetro	8.9 mm
Peso nominal	379 kg/Km
Coefficiente de dilatación	$16,2 \times 10^{-6} \text{ } 1/^{\circ}\text{C}$
Tensión de rotura.	5047 Kgf
Módulo de elasticidad final	10032 Kgf/mm ²

Tabla 3 Datos del conductor del Hilo de Guarda. (Aguilera, 2020)

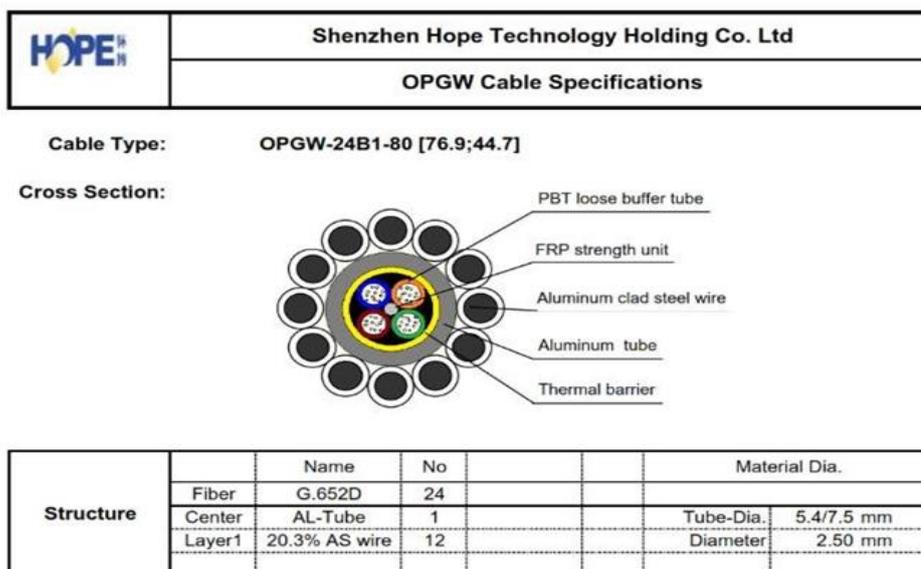


Fig. 13 Características técnicas para hilo de guarda. (Aguilera, 2020)

2.17 Especificaciones de los equipos de la subestación 69kV

2.17.1 Acometida aérea para bahía de línea de 69kV

El cable conductor a utilizar desde la llegada de la estructura del pórtico de 69 kV hasta el soporte de barra será un conductor:

$$S = \sqrt{3} * V_L * I_L (VA)$$

$$I = \frac{S}{\sqrt{3} * V_L} (A)$$

$$I = \frac{40000 \text{ WVA}}{\sqrt{3} * 69 \text{ kV}} (A)$$

$$I = 334.69 (A)$$

Ec. 2 Cálculo de corriente a nivel de 69 kV para bahía de línea. (Aguilera, 2020)

El cable a seleccionar es 477 MCM ACSR para la bahía de línea de 69 kV. Por lo tanto, el conductor a utilizar tendrá las siguientes características mostradas en la siguiente tabla adjunta.

CARACTERÍSTICAS	ESPECIFICACIONES
Calibre	477 MCM
Material	ACSR
Capacidad	645 Amp.

Tabla 4 Datos del Conductor de fase. (Aguilera, 2020)

2.17.2 Hilo de guarda

El hilo de guarda deberá instalarse desde la línea hasta la subestación. A continuación, sus principales características:

CARACTERÍSTICAS	ESPECIFICACIONES
Calibre	3/8 OPGW pulgadas
No. De Hilos	24
Material	ACERO
Tipo	Monomodo

Tabla 5 Conductor OPGW. (Aguilera, 2020)

2.17.3. Aisladores de 69 kV

Los aisladores provistos serán del tipo estación de polímero, los cuales serán instalados y fijados sobre las estructuras metálicas del portón de 69kV. Tendrán los terminales correctos para el cable que se utiliza.

CARACTERÍSTICAS	ESPECIFICACIONES
Marca	MACLEAN o Similar
Procedencia	USA

Tensión del sistema	69kV
Distancia de Fuga	1805 mm
Norma	ANSI C29.9
Cantidad a Instalar	3

Tabla 6 Característica aislador de 69 kV. (Aguilera, 2020)

2.17.4. Seccionadores tripolares de 69 kV

El seccionador es del tipo apropiado para instalación a la intemperie, de ruptura en aire, tripolar, operación en grupo. El seccionador es suministrado completo, con todas sus partes, incluyendo: aisladores, conectores, terminales de entrada, salida y el seccionador de puesta a tierra. (Faradays Tecnología Eléctrica, 2023)

- Palanca de operación que estará adecuadamente aislada de cualquier parte viva.
- Seguro mecánico en la palanca de operación. Enclavamiento mecánico con seccionador de tierra.
- Terminales de conexión estándar para entrada y salida de conductores.

CARACTERÍSTICAS	ESPECIFICACIONES TÉCNICAS	ESPECIFICACIONES TÉCNICAS
Marca / Fabricante	POWERTECH o SIMILAR	TAIKAI O SIMILAR
Voltaje máximo de diseño	72.5 kV	72.5 kV
Tipo de seccionador requerido: Tipo A: 3 columnas apertura vertical Tipo B: 3 columnas doble apertura lateral Tipo E: 2 columnas apertura central Tipo J: 3 columnas alcance vertical Tipo G: cuchillas de puesta a tierra Para operación independiente Tipo H: 2 Columnas	E + G (Montaje horizontal)	E + G (Montaje vertical)

Mecanismo de operación cuchillas principales	MOTORIZADO	MOTORIZADO
Número de polos	3	3
Voltaje nominal (fase-fase)	69 kV	69 kV
Mínima distancia de fuga	2248 mm	1813 mm
Frecuencia nominal	60 Hz	60 Hz
Corriente nominal normal	1250 A	1200 A
Corriente nominal soportable de corta duración, 1s	31.5 kA	62.5 kA
Duración del cortocircuito	3 s	4 s
Cantidad a Instalar	1 (BAHÍA DE LÍNEA 69kV) 1 (BAHÍA DE TRAF0 69kV) 1 (BAHÍA DE TRAF0 69kV A FUTURO)	2 (BAHÍA DE LÍNEA 69kV)
Voltaje Auxiliar Disponible	120V AC	120V AC

Tabla 7 Características seccionador de 69 kV. (Aguilera, 2020)

2.18 Servicios auxiliares AC

Para el servicio auxiliar AC, se utilizará un transformador tipo pad mounted, trifásico 13.8kV/0.24-0.127kV de 25kVA, que servirá para alimentar:

- Iluminación del cuarto de control y de los tableros.
- Servicios generales del patio de seccionamiento.
- Servicios de iluminación y calefacción en los gabinetes de los equipos de potencia.
- Alimentación al cargador de baterías.
- Iluminación exterior e interior, tomacorrientes.

2.19 Servicios auxiliares DC

El sistema de servicio auxiliar DC es de 125 VDC, que es el voltaje de alimentación de todos los equipos de control y protección de la subestación. La sala de control dispone de batería y cargador con las siguientes especificaciones.

- **Banco de baterías**

Voltaje nominal	125 VDC
Marca	EVEREXCEED O SIMILAR
Modelo	FT 12V155
Capacidad	12 V-157 Amp-hora cada 10 horas

Tabla 8 Banco de baterías. (Aguilera, 2020)

- **Cargador de baterías**

Voltaje nominal	125 Vdc
Marca	SENS o Similar
Capacidad	25 Amperios
Comunicación	ModBus

Tabla 9 Cargador de baterías. (Aguilera, 2020)

2.20 Medición comercial a 69 kV

La Subestación para la finca camaronera tendrá su medición comercial a nivel de 69 kV que serán ubicados en la Subestación.

Los transformadores de corriente del transformador combinado la instalación debe tener una precisión del 0,2% IEC, la relación es 600MR/5A, aislamiento 72,5 kV. La sección transversal y el número de conductores que ingresan al medidor deben ser tales

que no se exceda la "carga" del equipo seleccionado. El tamaño mínimo de cable utilizado es #10 AWG.

Los transformadores de potencial del transformador combinado instalados deben tener una precisión IEC del 0,2%, su relación será 42000/120 V, aislamiento de 72,5 kV. La sección transversal y el número de conductores que ingresan al medidor deben ser tales que no se exceda la "carga" del equipo seleccionado. El tamaño mínimo de cable utilizado es #12 AWG.

Los transformadores combinados son de medición e incluyen 2 cajas, una para medición de voltaje y una para medición de corriente. El cableado de los conductores de las señales de alta tensión será colocado por personal de CNEL – EP en tubería metálica rígida para uso eléctrico de conforme al NATSIM (Normas de acometidas, cuarto de transformadores y sistemas de medición).

Se dejará cableado un punto de comunicación, hasta el punto donde se instalarán los medidores y se entregará a CNEL – EP una dirección IP, previa a la energización y conexión del Sistema de Medición, para permitir interrogar al medidor vía remota.

2.21 Cuarto de control

El cuarto de control estará conformado por:

- 1 tablero de distribución AC
- 1 tablero de distribución DC
- 1 cargador de baterías
- 1 banco de baterías 125 VDC
- 1 tablero de protección de transformador bahía 1
- 1 tablero de protección de transformador bahía 2 (a futuro)
- 1 tablero de protección de línea
- 1 rack de Comunicaciones para SCADA
- 1 Juego de celdas de 13.8kV.

2.22 Tablero de protección

Los tableros están compuestos por los siguientes equipos:

TABLERO DE PROTECCIÓN TRANSFORMADOR
Anunciador de Alarmas de 12 pasos.
Relé de Protección Transformador General electric 845.

Electroswitch y luces piloto 125 VDC.
Iluminación interior del gabinete de control.
Relé de bloqueo 86.
Borneras para interconexión.
Borneras cortocircuitables para los transformadores de corriente.

Tabla 10 Especificaciones tablero de control del transformador. (Balestrini, 2022).

TABLERO DE PROTECCIÓN LINEA
1 Anunciador de Alarmas
1 Relé de Protección de línea general electric F650.
Electroswitch y luz piloto 125 VDC.
Iluminación interior del gabinete de control.
Borneras para interconexión.
Borneras cortocircuitables para los transformadores de corriente.

Tabla 11 Especificaciones tablero de control de la línea 69kV. (Balestrini, 2022).

2.23 Rele de protección general electric 845

El relé de protección GENERAL ELECTRIC 845 protege y controla la mayoría de aplicaciones industriales. Utiliza dos entradas de devanado trifásico, una entrada de límite de falla a tierra (REF) monofásica adicional y una entrada de voltaje trifásico para protección avanzada del transformador. Los beneficios incluyen mayor automatización y flexibilidad; Puertos de comunicación de fibra o cobre simples o dobles y datos de gestión de activos.

Marca/ Modelo	GE 845
Normas aplicadas	IEC 61850
Montaje	Panel, gabinete
Programación	Serial o Ethernet

Tabla 12 Especificaciones GE 845.

2.24 Rele de protección general electric F650

El relé de protección de línea eléctrica GENERAL ELECTRIC F650 es la solución ideal para la protección de líneas eléctricas industriales y de servicios públicos con opciones flexibles de módulos de entrada y salida, fácil instalación y configuración rápida. Proporciona protección integral para el suministro de energía con elementos de protección de sobrecorriente, sobretensión, subtensión y frecuencia. Actualice fácilmente su cerca existente sin cortar ni perforar gracias a la carcasa compacta y los múltiples adaptadores de montaje. Se integra rápidamente con comunicación serie o Ethernet IEC 61850. Personalice los LED del panel frontal y las operaciones de los botones o utilice funciones de alternancia de encendido/apagado predeterminadas. Cree un sistema de control integrado con múltiples entradas y salidas y opciones de comunicación.

Este equipo cuenta con las siguientes especificaciones:

- Entradas digitales
- Estado abierto del interruptor
- Estado cerrado del interruptor
- Señal de resorte cargado del interruptor
- Alarma de bajo nivel de SF6
- Bloqueo por de bajo nivel de SF6
- Falla de alimentación DC del interruptor
- Falla de alimentación AC del interruptor
- Señal local del interruptor
- Señal remota del interruptor
- Estado abierto del seccionador de línea
- Estado cerrado del seccionador de línea
- Estado abierto del seccionador de puesta tierra
- Estado cerrado del seccionador de puesta a tierra
- Salidas digitales

- Abrir interruptor
- Cerrar interruptor
- Disparo de protección
- Protecciones
- 50 fase
- 51 fase
- 50 neutro
- 51 neutro
- 32 potencia direccional
- Comunicaciones
- Protocolo DNP3, Modbus RTU, Modbus TCP/IP, IEC 60870-5-104
- PRP & HSR (IEC 62439-3)
- RSTP (IEEE 802.1D)
- IEEE 1588 (PTP) for time synchronization
- Puerto redundante RJ45 / Fibra óptica
- Reporte al menos 2 maestros

Marca/ Modelo	F650
Normas aplicadas	ModBus TCP/IP DNP over TCP/IP and UDP/IP IEC 60870-5-104 IEC 61850 IEEE1588 (PTP) IEC 62439-3 Clause 4 (PRP) IEC 62439-3 Clause 5 (HSR) IEEE 802.1D (RSTP) Http, ftp, tftp (allow the use of a standard Internet browser)
Montaje	Panel, gabinete
Programación	Serial o Ethernet

Tabla 13 Especificaciones GE-F650. (Balestrini, 2022).

Capítulo 3: Obras civiles y cuarto de control

3.1. Civiles Y Cuarto De Control

El contratista deberá realizar un estudio de mecánica de suelos del área de la subestación para calcular las cimentaciones de las estructuras y del transformador de poder. (NATSIM. , 2020)

Aunque el informe final deberá ser presentado por el contratista civil, las especificaciones referenciales son las siguientes:

3.2. Especificaciones Técnicas Recomendadas

Torres: Superficial, mediante zapatas aisladas o losa, profundidad de desplante $D_f=1.50$ m, espesor de mejoramiento con material granular compactado $H=0.50$ m.

Transformador: Superficial mediante losa de cimentación, espesor de mejoramiento con material granular compactado $H=0.50$ m.

Cuarto de control: Superficial mediante plintos o zapatas aisladas, profundidad de desplante $D_f=1.00$ m.

El material granular para el mejoramiento de suelos, deberá ser material seleccionado, con granulometría uniforme clase 3, el mismo que deberá ser compactado por capas a las mejores condiciones de humedad y densidad.

Una vez concluidas las labores de excavación para la construcción de la cimentación, se deberá fundir inmediatamente un re plantillo de hormigón simple de al menos 7 cm de espesor, a fin de evitar la filtración de agua y que se reblandezcan las propiedades del suelo. La profundidad de cimentación deberá ser medida con respecto al nivel actual del terreno desde el cual se realizaron los sondeos del estudio de suelos.

- El hormigón deberá ser una resistencia a la compresión a los 28 días de 25 MPA (210Kg/cm²). Se deberá utilizar aditivos impermeabilizantes y acelerantes de fraguado libre.
- El límite de fluencia del acero de refuerzo será de $f_y=420$ MPA.
- Los pernos de anclaje serán de acero ASTM A325 galvanizados.
- Los pernos de las torres serán de acero ASTM A325 con rosca continua gruesa y llevarán tuercas y arandela de presión, todos galvanizados al caliente.
- Las perforaciones en los perfiles estructurales serán de 1.5mm mayor que el diámetro de los pernos indicados.

Los perfiles estructurales serán laminados de acero ASTM A36 ($f_y=2530\text{kg/cm}$) galvanizados.

La tubería para los cables de control, que une a cada equipo con las cajas de paso, será de tipo PVC pesado.

3.3. Estructuras Metálicas

Para el análisis estructural del presente trabajo se utilizó el programa de elementos finitos SAP 2000 versión 9.03 el cual consiste en representar los perfiles en elementos estructurales y las uniones en nodos.

Determinar el tipo de carga que interviene en el análisis.

- Seleccionar los perfiles apropiados para el diseño considerando costo en función de peso incluyendo un análisis no lineal P-Delta debido a las deformaciones presentes en la estructura y esfuerzos residuales.
- Comprobar las deflexiones y esfuerzos obtenidos de acuerdo con la teoría de esfuerzos combinados.

El material empleado para el análisis estructural será Acero ASTM A36, cuyo esfuerzo de fluencia es 36Ksi y esfuerzo último es 58Ksi y los perfiles son extruidos laminados en caliente.

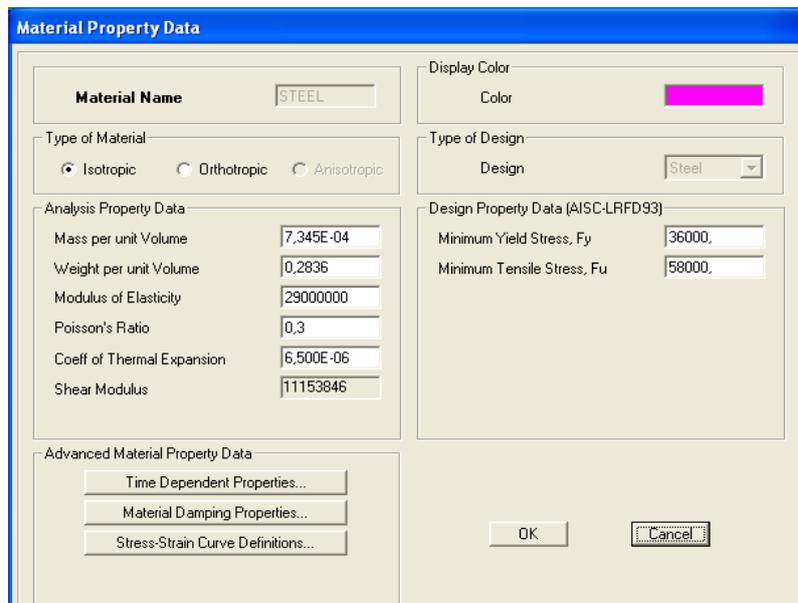


Fig. 14 software para análisis estructural. (NATSIM. , 2020)

3.4. Combinación De Cargas Estáticas Y Dinámicas Aplicadas

3.4.1 Carga De Viento.

El código de muestra está destinado a ser utilizado en el diseño y construcción de nuevos edificios, así como en la renovación de edificios existentes sujetos a cargas de viento.

3.4.2 Riesgo Por Viento.

Los edificios y estructuras se diseñarán y construirán para resistir la presión del viento.

La fuerza que actúa sobre el viento es el resultado de una combinación de factores como:

- Velocidad de viento.
- Factor de exposición.
- Forma aerodinámica de la estructura.
- Factor de respuesta dinámica.

Todos los sistemas estructurales serán diseñados y construidos para transmitir las fuerzas del viento al suelo.

3.4.3 Velocidad Básica Del Viento.

La velocidad del viento de referencia para determinar las cargas de viento se determina de acuerdo con las disposiciones de este Código de Modelos de Viento.

Se generará un mapa base de zonas de velocidad del viento para cada territorio (si aún no existe o no sigue esta regla). Esto ayudará a clasificar la velocidad base del viento que se utilizará para determinar el valor de presión de velocidad.

3.4.4 Carga Sísmica

La carga Sísmica se efectúa bajo norma CEC 2000. El análisis a efectuar es un análisis dinámico mediante la obtención del modelo espectral el cual se representa en una curva el coeficiente de diseño sísmico y el periodo fundamental de la estructura. Esta depende de la forma de la estructura, tipo de suelo, zona de ubicación, importancia de la estructura.

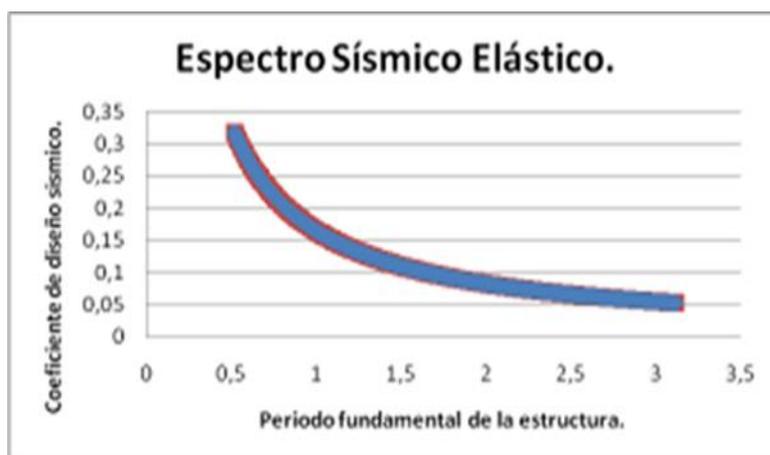


Fig. 15 curva carga sísmica. (NATSIM. , 2020)

DESCRIPCIÓN DE CARGA MAX POR ESTRUCTURA	CARGA MAX	UNIDAD	TIPO DE CARGA
Estructura para equipo CT's	410	KG	Muerta

Tabla 14 carga en estructura. (NATSIM. , 2020)

Para cada estructura se consideró la carga de dos personas para el respectivo mantenimiento, esta carga corresponde a 100Kg por persona y es considerada como carga viva.

3.4.5 Carga muerta.

El programa SAP2000 V9.03 internamente considera el peso del material y la carga transmitida por los equipos como carga muerta, estas se consideran en la combinación de carga de acuerdo al código LRFD 93.

3.4.6 Carga viva.

Son todas aquellas cargas móviles producidas por el uso y ocupación de los edificios y/o estructuras. Esto no incluye las cargas ambientales (viento, hielo, nieve, lluvia, sismos).

3.4.7 Análisis Estructural.

Utilizando elementos finitos mediante el software SAP 2000 v9.03.

API RP2A-LRFD97 Inspección de Carga.

Esta nota técnica describe la metodología usada para chequear los elementos estructurales cuando el código de acero del diseño se fija a API RP2A-Lrfd 97. Observar que el código de acero del diseño se especifica y se selecciona de acuerdo a las preferencias del diseño.

La inspección del diseño se basa en los criterios publicados en las secciones E.3.1 y E.3.2 de la referencia API 1993.

3.4.8 Esfuerzo de Fluencia.

Se señala al esfuerzo de Fluencia como F_{yc} . Sin embargo se toma una porción más pequeña del Esfuerzo de Fluencia, F_y , equivalente al material del elemento a analizar, equivalente a dos tercios de esfuerzo Ultimo, F_u , del mismo material siempre que se cumpla la condición $F_y < F_{yc}$, esta condición se asume como un factor de seguridad adicional a los factores de seguridad asumidos por el código LFRD del 97, ya que la teoría de Von Mises define que cada elemento estructural presentara la falla cuando el cociente ($\sigma/F_y < 1$ o $\sigma/F_{yc} < 1$), donde $\sigma =$ Esfuerzo de Von Mises resistente del elemento estructural. (Faradays Tecnología Eléctrica, 2023)

3.5. Diseño De Estructuras

Diseño de Forma – Estructura para equipos 69kV (altura 13.9 metros)

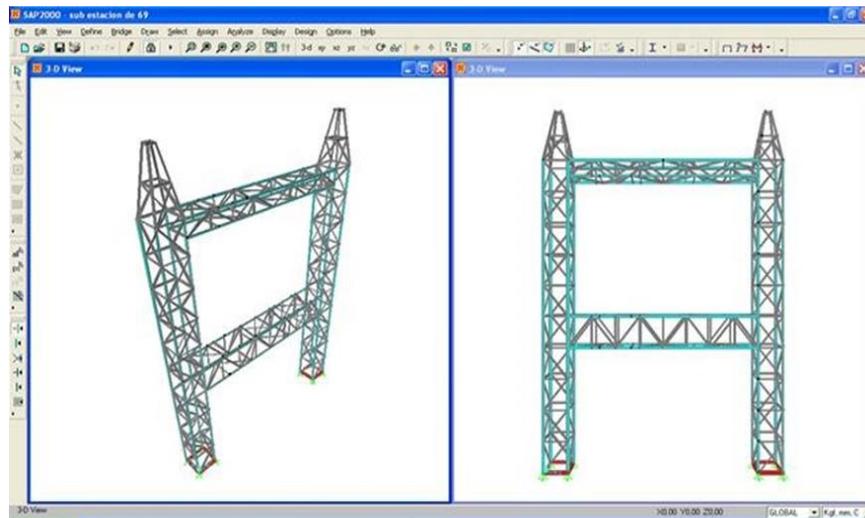


Fig. 16 Software SAP2000, diseño de forma (NATSIM. , 2020)

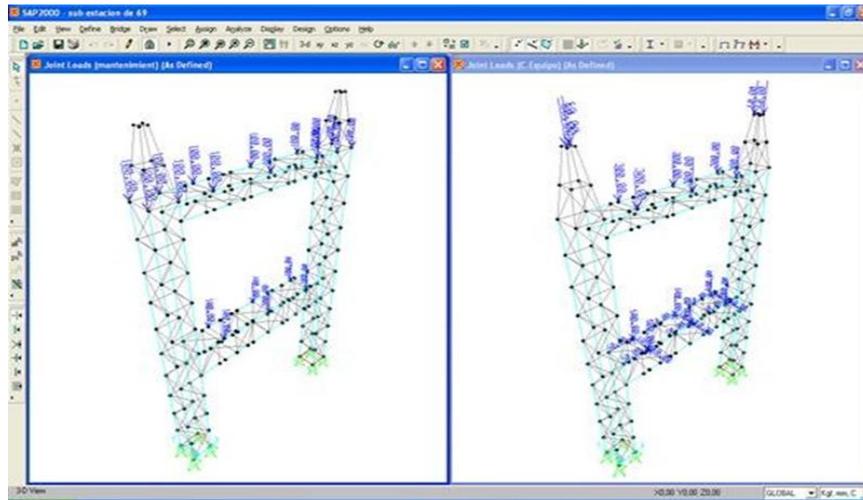


Fig. 17 software SAP2000, diseño de forma. (NATSIM. , 2020)

Se muestra los valores máximos y mínimos de los cocientes de seguridad de cada estructura de acuerdo al código de color.

Como se puede observar en la gráfica, de acuerdo al rango de colores, todos los valores de ratios o cociente de seguridad se encuentran por debajo del valor límite de 0,95.

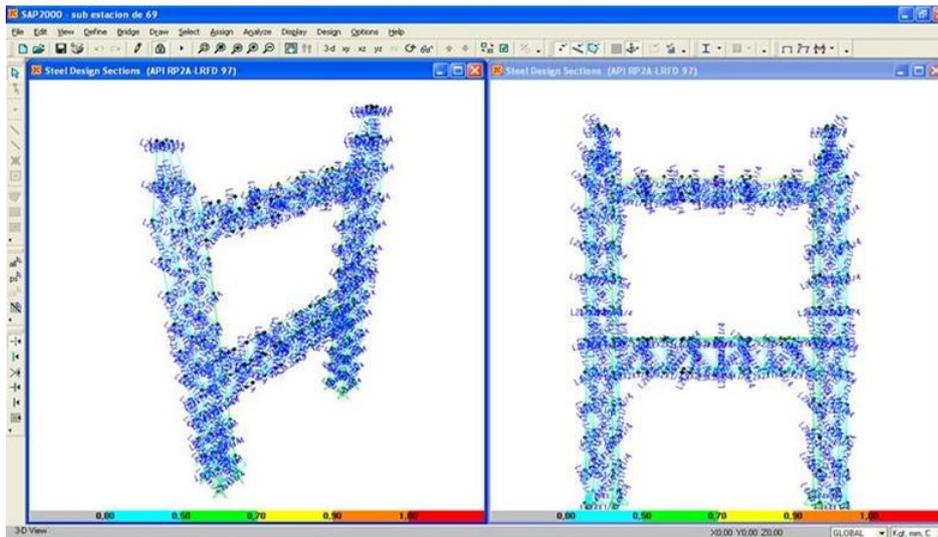


Fig. 18 software SAP2000, diseño de forma. (NATSIM. , 2020)

Análisis de deformación

Se analizan la deformación de acuerdo a la combinación de carga bajo la norma LRFD 97 y bajo el análisis estático no lineal P- Delta.

Deformación bajo el código LRFD 97

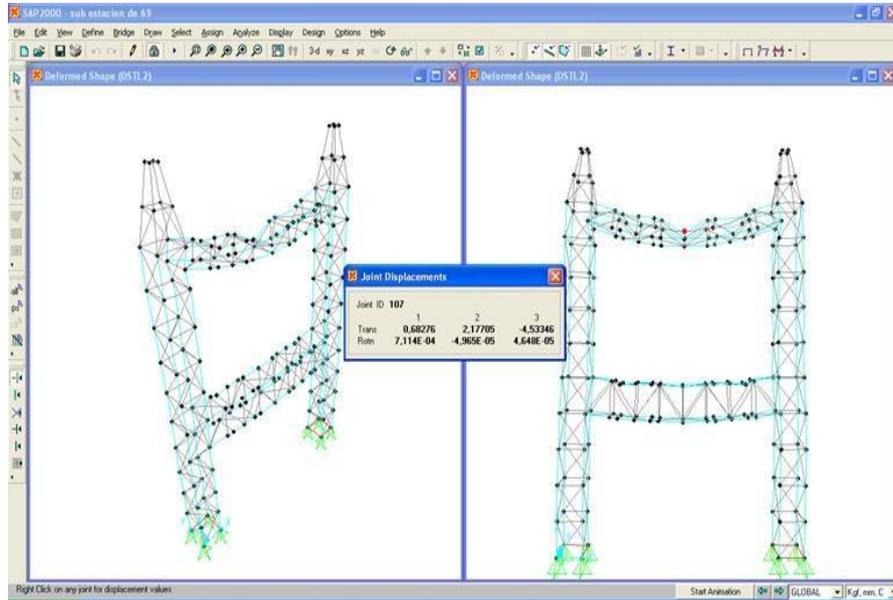


Fig. 19 software SAP2000, deformación bajo el código LRFD 97. (NATSIM. , 2020)

Deformación máxima = -4,53mm, ubicado en el centro del pórtico +10000mm.

3.6. Sistema De Protección Eléctrica

El sistema de protección es presentado a continuación y está acorde con la configuración de la subestación.

3.6.1 Sistema De Protección Eléctrica

Para protección de sobre corriente de la entrada de alimentación a la subestación en la bahía de línea de 69 kV, se utilizará un relé GENERAL ELECTRIC F650 de sobre corriente para brindar protección.

Para protección contra sobrecorriente de transformadores de potencia tanto en 69 kV como de 13.8 kV en la bahía del transformador de 69 kV, se utilizará un relé GENERAL ELECTRIC 845 el mismo que consta de dos tarjetas de corrientes independientes de sobre corriente para brindar protección a nivel de alta, media tensión y protección diferencial.

A 69 kV, el relé de seguridad 845 disparará el disyuntor SF6 que protege el transformador de potencia.

A 13,8 kV, el relé de protección 845 colocado en el gabinete de media tensión disparará el disyuntor que protege el transformador de potencia.

Las señales analógicas para el funcionamiento del relé y la protección adecuada del equipo se utilizarán de la siguiente manera:

EQUIPO PROTECCIÓN	DE	ENTRADAS ANALÓGICAS 1	ENTRADAS ANALÓGICAS 2
RELÉ F650		CT's 69 kV en bahía de línea de Alta Tensión	CT's 13.8kV en celda de medición.
RELÉ 845		CT's 69 kV en bahía del transformador de Alta Tensión	

Tabla 15 Esquema de protección. (NATSIM. , 2020)

3.7 Sistema De Puesta A Tierra

3.7.1 Malla Tierra De La Subestación

Para los cálculos de malla a tierra de la Subestación se tomará en cuenta los valores de resistividad de terreno tomadas en el sitio.

RESISTENCIA DEL SITIO		
R	X	X/R
3,62	17,22	4,75690608
3,62	6,211	1,71574586
11,58	66,84	5,77202073
PROMEDIO		4,08

Tabla 16 Malla tierra-resistencia en sitio. (NATSIM. , 2020)

El valor obtenido de resistividad promedio de la medición de puesta a tierra en el terreno es de 4,08 Ω -m.

3.7.2 Cálculos IEEE 80-2000

En cuanto a la selección del calibre del conductor se utilizará como mínimo 4/0 Cu AWG y varillas copperweld de 5/8" x 8 pies. Este conductor quedará enterrado a una profundidad mínima de 60 cm.

A partir de la corriente de cortocircuito y los datos siguientes se ha calculado el calibre del conductor de puesta a tierra, la longitud y resistencia de la malla de puesta a tierra.

Cálculo de la Malla de Puesta a Tierra
Basado en la norma IEEE 80-2000 "IEEE Guide for Safety in AC Substation Grounding"

DATOS DEL TERRENO		
Lado Mayor de la Malla	m	42,0
Lado Menor de la Malla	m	30,0
Resistividad de la 1ª Capa ρ_1 (si se modelan 2 capas de suelo)	Ω .m	
Resistividad de la 2ª Capa ρ_2 (si se modelan 2 capas de suelo)	Ω .m	
Espesor de la 1ª Capa H (si se modelan 2 capas de suelo)	m	
Resistividad equivalente del terreno ρ	Ω .m	4,0800
Resistividad Capa Superficial ρ_s	Ω .m	4000
Espesor Capa Superficial h_s	m	0,1
Area de la Malla A	m ²	1260
Profundidad de la Malla h	m	0,6
DATOS DE CONEXION		
Tiempo de Despeje de la Falla t_f	seg	1,00
Temperatura Máxima de Operación	°C	1083
Temperatura Ambiente	°C	35
DATOS DE CORRIENTE DE FALLA Y DE LA LINEA DE TRANSMISION DE AT DE ENTRADA		
Corriente de Falla a Tierra I_f Lado AT	A	2490
Corriente de Falla a Tierra I_f Lado BT	A	2160
Relación X/R del Sistema	-	4,08
Factor de Decremento D_f	-	1,005
Corriente de Diseño de los Conductores (Lado de Mayor I_f)	A	2503
Cantidad de torres de transmisión de la línea de AT por km N_t	-	28,000
Resistencia de puesta a tierra de las torres de AT R_{tg}	Ω	1,4
Impedancia de los cables de guarda Z_g	Ω .km	0,50
Cantidad de cables de guarda en la línea de AT N_c	-	1
Impedancia equivalente de los cables de guarda y torres Z_{eq}	Ω	0,158
Factor Divisor de Corriente S_f (depende de R_g)	%	73,92%
Corriente de Diseño del Espaciamiento I_g (Lado AT)	A	1851

Por Favor Seleccione el Tipo Conexión en su Diseño

↓

UNION EXOTERMICA

UNION COMPRESION

UNION COMPRESION 1

VOLVER MENU PRINCIPAL

IMPRIMIR DATOS

Nota: Si de las mediciones de resistividad del terreno se concluye que este se puede modelar por un suelo uniforme, entonces se debe usar el modelo de una capa de suelo y no debe introducir datos en ρ_1 , ρ_2 , ni H . Sólo necesita introducir el valor de la resistividad ρ . De lo contrario, modele el terreno por un suelo de dos capas introduciendo todos los valores, incluyendo el de resistividad equivalente ρ . ρ_1 y ρ_2 se obtienen de las mediciones. H y ρ se pueden obtener del método gráfico de Sunde, descrito en la IEEE 80-2000, cláusula 13.4.2.2. Allí, debe tomar a H como h , y a ρ como ρ_s .

Especificaciones de CADAFE NS-P-360:
 ♦ La profundidad de la malla h no debe ser menor de 0.5 m.

Fig. 20 Cálculo de la malla puesta a tierra. (NATSIM. , 2020)

Cálculo de la Malla de Puesta a Tierra						
Basado en la norma IEEE 80-2000 "IEEE Guide for Safety in AC Substation Grounding"						
CALCULO DEL CONDUCTOR DE PUESTA A TIERRA						
Corriente de Diseño de los Conductores	A	2503				
Sección Transversal Requerida del Conductor	mm ²	8,91				
Temperatura Máxima de Operación	°C	1083				
Temperatura Ambiente	°C	35				
Tiempo de Despeje de la Falla t_f	seg	1,00				
Calibre del Conductor	Area		Nº Hilos	Diámetro de Cada Hilos	Diámetro Exterior	Peso Aproximado
	kcmil	mm ²	mm	mm	mm	kg/km
1/0	105,6	53,49	7	3,12	9,35	485
2/0	133,1	67,43	7	3,5	10,5	611
3/0	167,8	85,01	7	3,93	11,8	771
4/0	211,6	107,22	7	4,42	13,3	972
250	250	127	12	3,67	15,2	1149
300	300	152	12	4,02	16,7	1378
350	350	177	12	4,34	18	1610
400	400	203	19	3,69	18,5	1838
450	450	228	19	3,91	19,6	2067
500	500	253	19	4,12	20,6	2297
550	550	279	37	3,1	21,7	2527
600	600	304	37	3,23	22,6	2757
650	650	329	37	3,37	23,6	2986
700	700	355	37	3,49	24,4	3216
750	750	380	37	3,62	25,3	3446
Fuente: CABEL						
Resultado del Calibre del Conductor						
	Diámetro	Calibre				
Calibre Mínimo del Conductor:	13,30 mm	4/0				
Nota: Por razones mecánicas, el calibre mínimo a usar en las mallas de tierra es de 4/0 AWG.						
CALCULO DE LA RETICULA DE MALLA DE PUESTA A TIERRA						
Lado Mayor de la Malla	m	42,0				
Lado Menor de la Malla	m	30,0				
Espacio Entre Conductores Paralelos D	m	3,00				
Nº de Conductores Paralelos al Lado Mayor	-	10				
Nº de Conductores Paralelos al Lado Menor	-	14				
Longitud Total del Conductor de la Malla L_c	m	840,0				
VOLVER MENU PRINCIPAL		IMPRIMIR CONDUCTOR Y RETICULA				

Fig. 21 Cálculo de la malla puesta a tierra. (NATSIM. , 2020)

Cálculo de la Malla de Puesta a Tierra
 Basado en la norma IEEE 80-2000 "IEEE Guide for Safety in AC Substation Grounding"

TENSIONES TOLERABLES

Tensión de Toque Tolerable E_{touch}	V	806,95
Tensión de Paso Tolerable E_{step}	V	2.756,81
Factor de Reflexión K	-	-1,00
Factor de Reducción del Terreno C_g	-	0,69

CRITERIO 50 kg

CRITERIO 70 kg

Nota: Se recomienda dimensionar según el criterio de 70 kg.

Sin Jabalinas

Sólo Jabalinas Dentro de la Malla

Con Jabalinas en el Perímetro y con o sin Jabalinas Dentro de la Malla

VAD y MML 2002

Nota: Si se colocan sólo jabalinas en las esquinas y con o sin jabalinas dentro de la malla, seleccione el tercer tipo de arreglo: jabalinas en el perímetro.

CÁLCULO DE LA TENSION DE TOQUE

Tensión de Toque E_m	V	9,62
Resistividad del Suelo ρ	$\Omega.m$	4,0800
Factor de Espaciamento Para Tensión de Toque K_m	-	0,480
Factor Correctivo por Geometría de la Malla K_1	-	2,383
Máxima Corriente de la Malla I_G	A	1,851
Longitud Total del Conductor de la Malla L_c	m	840,0

Factor de Espaciamento Para Tensión de Toque

Factor de Espaciamento Para Tensión de Toque K_m	-	0,480
Espacio Entre Conductores Paralelos D	m	3,00
Profundidad de la Malla h	m	0,6
N° Efectivo de Conductores Paralelos de la Cuadrícula n	-	11,75
Diámetro del Conductor de la Malla d	m	0,01330
Factor Correctivo del Efecto de las Jabalinas K_1	-	1,000
Factor Correctivo por Profundidad de los Conductores K_2	-	1,265

Factor Correctivo por Geometría de la Malla

Factor Correctivo por Geometría de la Malla K_1	-	2,383
---	---	-------

CÁLCULO DE LA TENSION DE PASO

Tensión de Paso E_s	V	13,08
Resistividad del Suelo ρ	$\Omega.m$	4
Factor de Espaciamento Para Tensión de Paso K_s	-	0,460
Factor Correctivo por Geometría de la Malla K_1	-	2,383
Máxima Corriente de la Malla I_G	A	1,851
$L_s = 0,75 L_c + 0,85 L_f$	m	632,0

Factor de Espaciamento Para Tensión de Paso

Factor de Espaciamento Para Tensión de Paso K_s	-	0,460
Espacio Entre Conductores Paralelos D	m	3,00
Profundidad de la Malla h	m	0,60
N° Efectivo de Conductores Paralelos de la Cuadrícula n	-	11,75

El Diseño Es Apropiado:

Tensión de Toque	1,19%	de la Tensión de Toque Tolerable
Tensión de Paso	0,47%	de la Tensión de Paso Tolerable

VOLVER MENU PRINCIPAL

IMPRIMIR RESULTADOS

VAD y MML 2002

JABALINAS

Número de Jabalinas n_n	-	15
Diámetro de las Jabalinas $2.b$	pulg	0,625
Longitud de las Jabalinas L_j	m	2,4

RESISTENCIA DE PUESTA A TIERRA

Resistencia de Puesta a Tierra R_g	Ω	0,056
Resistividad Aparente ρ_a	$\Omega.m$	4,08
Resistencia de la Malla R_1	Ω	0,056
Resistencia de las Jabalinas R_2	Ω	0,137
Resistencia Mutua R_m	Ω	0,052
Coefficiente k_1	-	1,35
Coefficiente k_2	-	5,71

POTENCIAL MÁXIMO DE LA MALLA

Potencial Máximo de la Malla GPR	V	103,23
------------------------------------	---	--------

Nota: Las jabalinas convencionales son de 2.44 m de largo y 5/8 pulgadas (0.625 pulg).
 Se obtienen jabalinas más largas atornillándolas entre sí, por lo que la longitud de las jabalinas L_j a introducir debería ser un múltiplo de 2.44 m.

Fig. 22 Cálculo de la malla puesta a tierra. (NATSIM. , 2020)

3.8 Apantallamiento

Los mástiles con electrodos de acero cuya función principal es la concentración de los electrones de predescarga para su descarga a tierra a través de la puesta a tierra del sistema, deben estar terminadas en punta y se deben instalar en los puntos más altos de las estructuras.

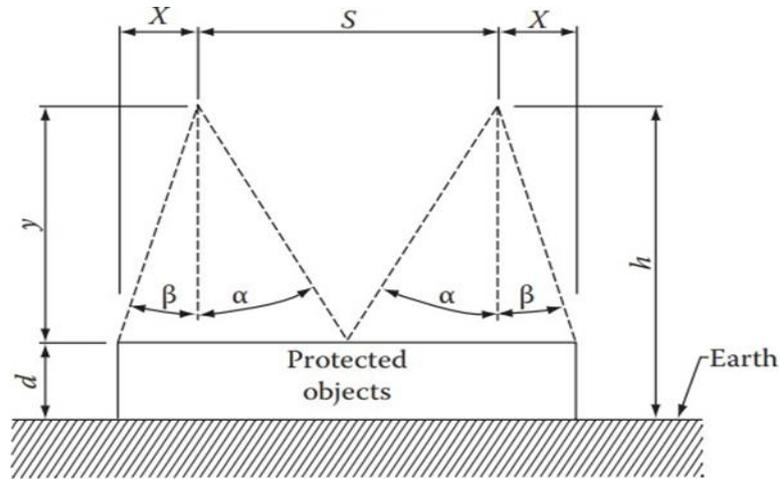


Fig. 23 Método Ángulo Fijo. Libro *Electric Power Substations Engineering*. (NATSIM. , 2020)

Método del ángulo fijo: El valor del ángulo alfa que se usa comúnmente es 45° . Tanto 30° como 45° se usan ampliamente para ángulos beta.

Curva empírica: Otro método es por medio de la siguiente curva se puede conseguir el ángulo de protección para establecer una zona protegida, la altura del pórtico de 69 kV tiene 15604 mm pero se hizo el redondeo hasta 16000 mm = 16 metros, y así trazar una línea recta obtenemos un ángulo de 45° .

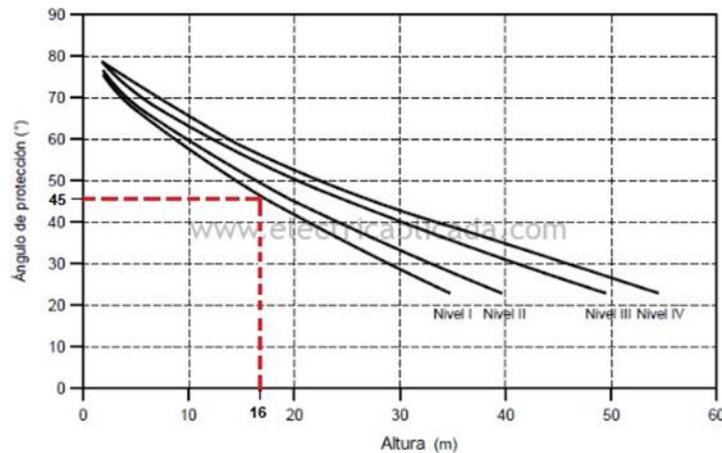


Fig. 24 Ángulo de protección. (NATSIM. , 2020)

El nivel de altura se escoge a partir de la altura relativa que tiene el elemento con la superficie a proteger la zona, de esta manera la estructura queda siempre dentro de la zona de protección de la punta, se considera que la ubicación del sistema de captación es adecuada si la estructura completa a ser protegida está dentro del volumen de protección:

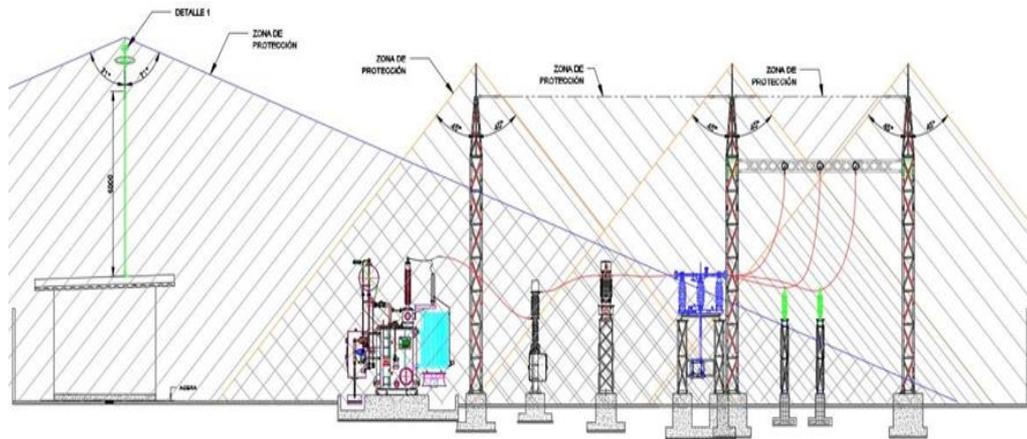


Fig. 25 Volumen de protección (NATSIM. , 2020)

El método para el apantallamiento (página 12.6) es de la norma IEEE Std. 998-1996 extracto sacado del libro ELECTRIC de John McDonald.

Capítulo 4: Conclusiones y Recomendaciones

En este capítulo se detallan las conclusiones obtenidas del método para la construcción de un diseño de un sistema de distribución eléctrica para una finca camaronera.

4.1. Conclusiones

En base el conocimiento de la nueva tecnología que la planta camaronera a implementado para el proceso de cultivo de camarón se aplica un método para reducir los tiempos de la planta y la crianza del camarón.

El diseño eléctrico de la planta camaronera se aplica las normas eléctricas para garantizar el funcionamiento respectivo para el proceso.

La instalación de generadores para la capacidad del camarón se a dimensionado de acuerdo a la carga total de la planta que se produce diariamente.

Se estableció el implementa miento para mejorar el incremento de producción de la planta camaronera en sus debidos procesos.

4.2. Recomendaciones

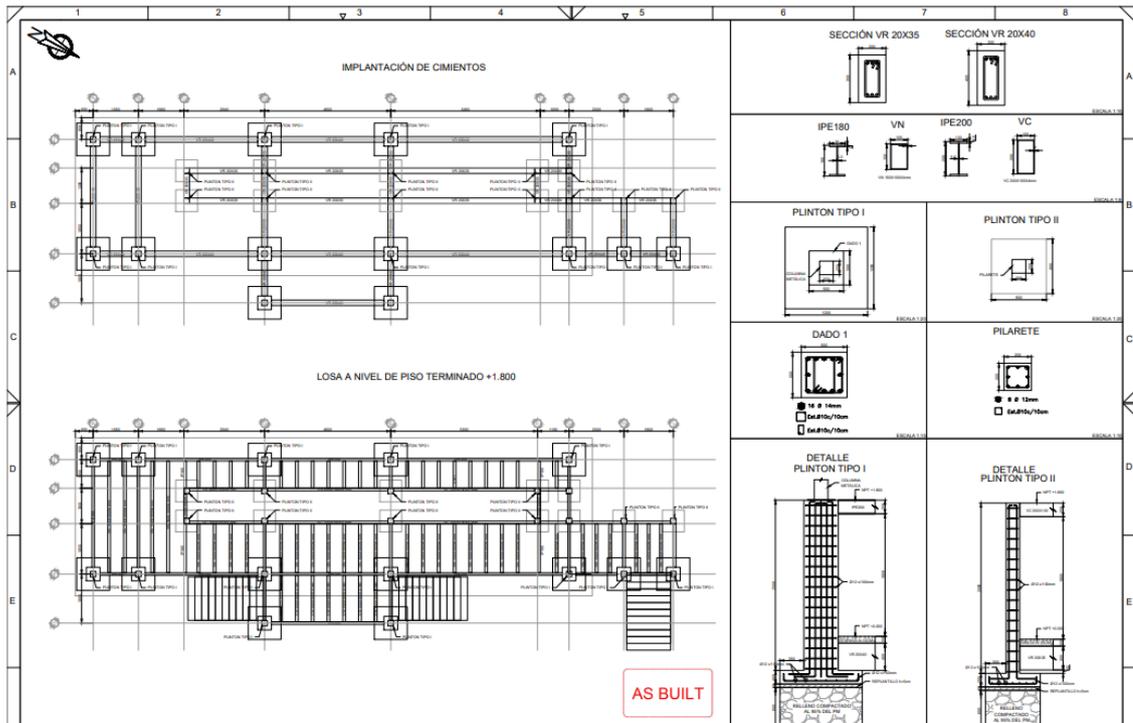
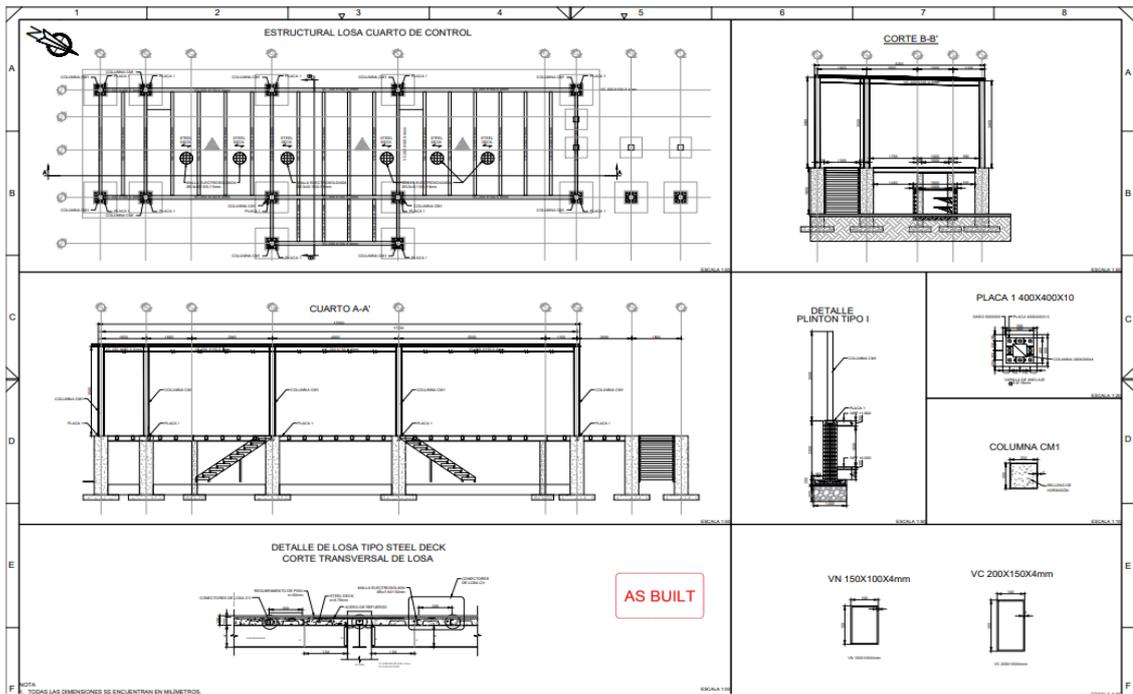
El trabajo garantiza el desempeño de los equipos eléctricos para la finca camaronera para el uso anual y mensual para establecer un plan de mantenimiento aparte debe realizar una inspección a los equipos eléctricos semanalmente.

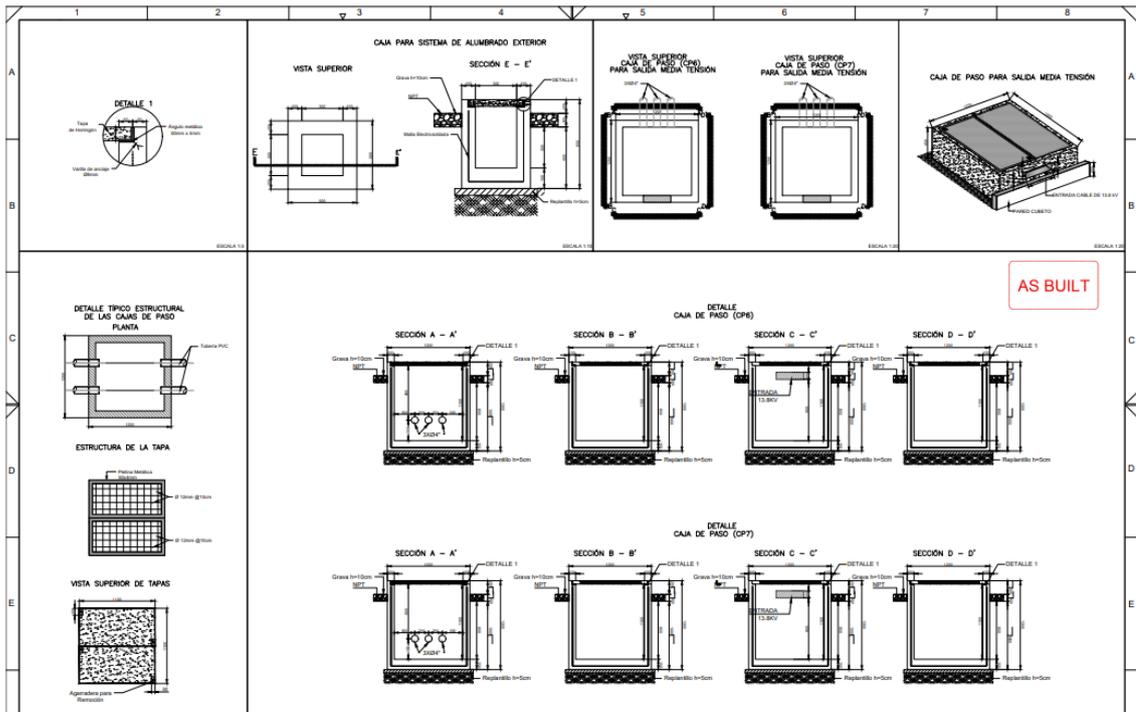
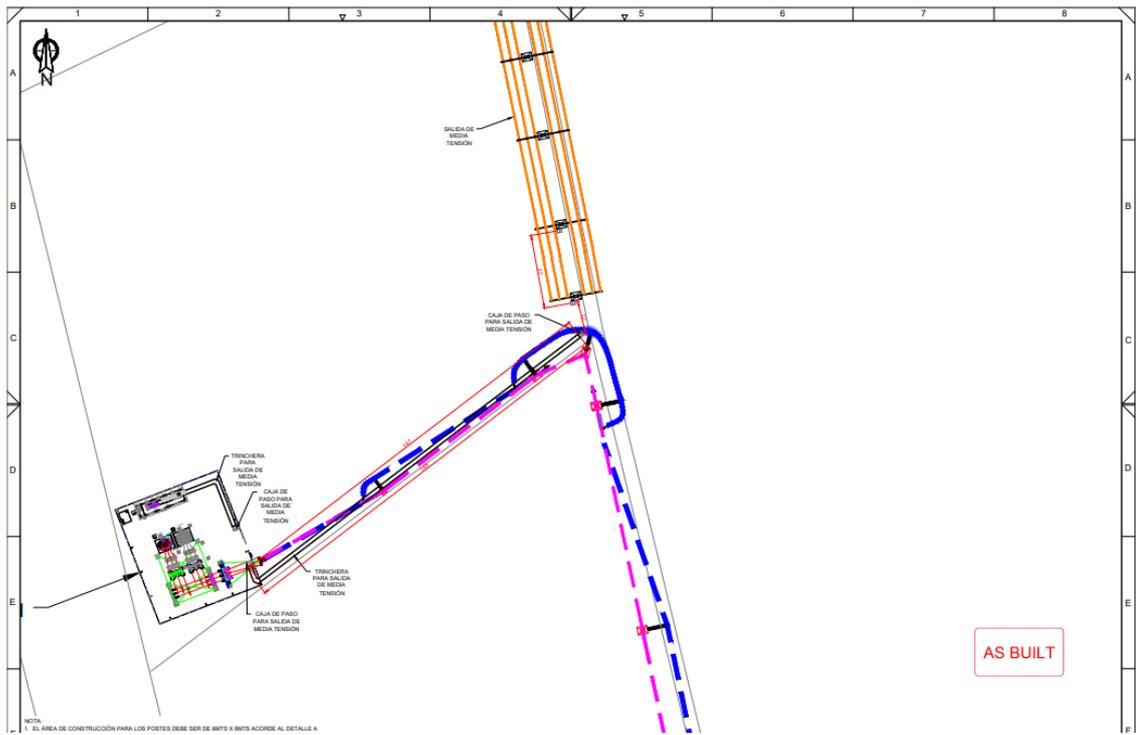
En los procesos de la piscina se debe tomar en cuenta que los equipo eléctricos instalado deberá ser entre 20 a 30 metros de distancia de los aireadores para que no exista cualquier daño con respecto a los equipos deben tener una orilla de 5 a 10 metros aproximado.

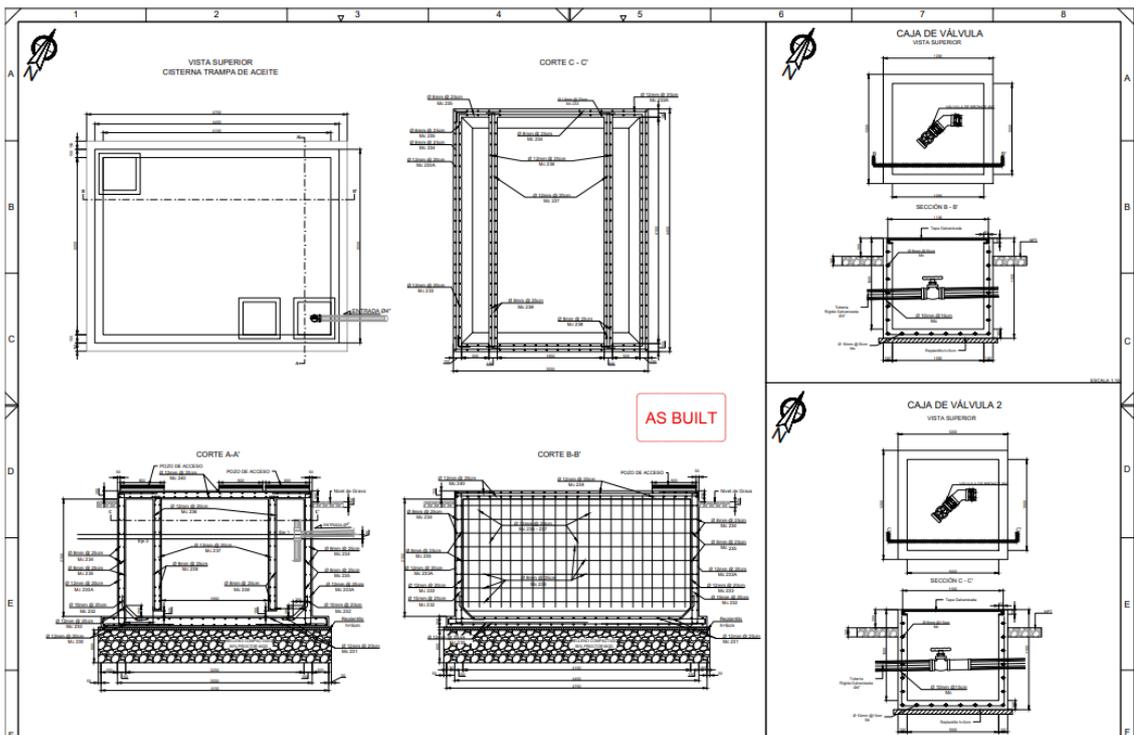
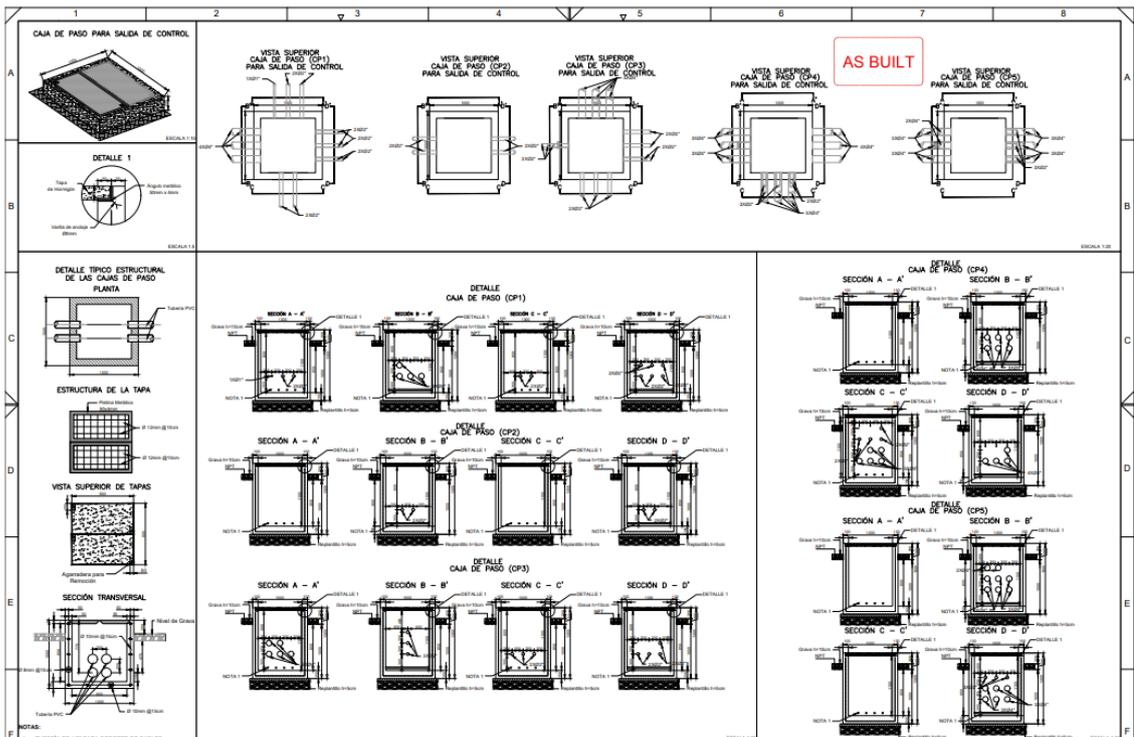
Bibliografía

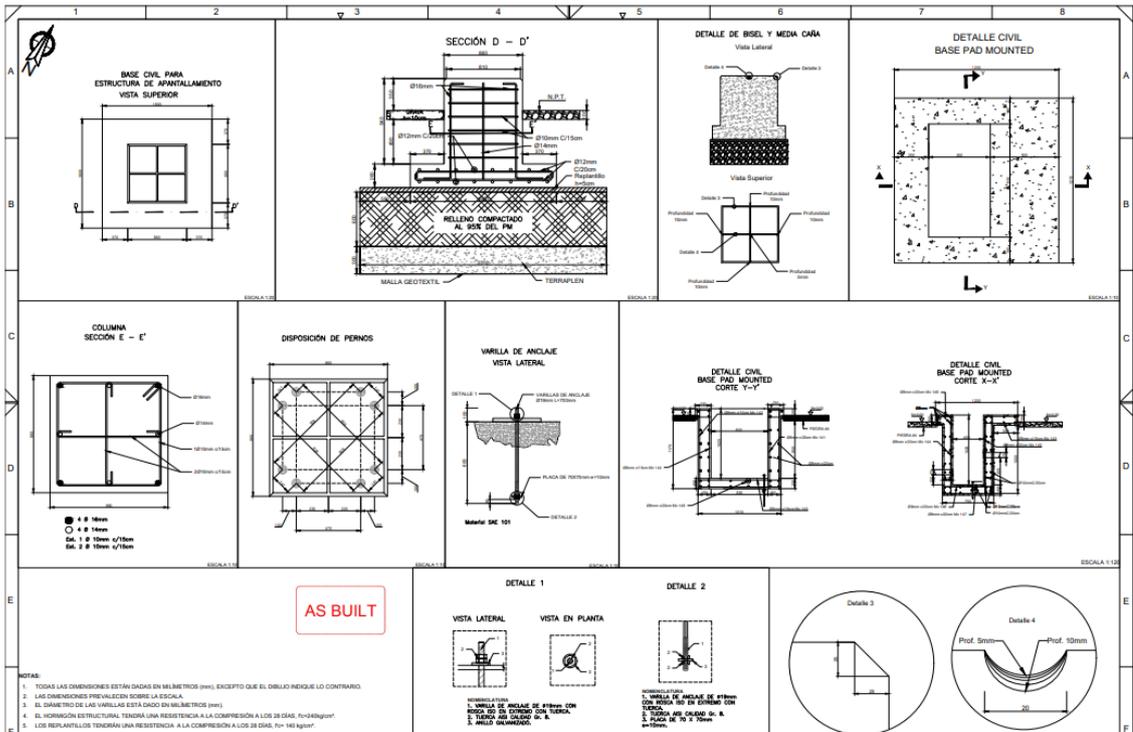
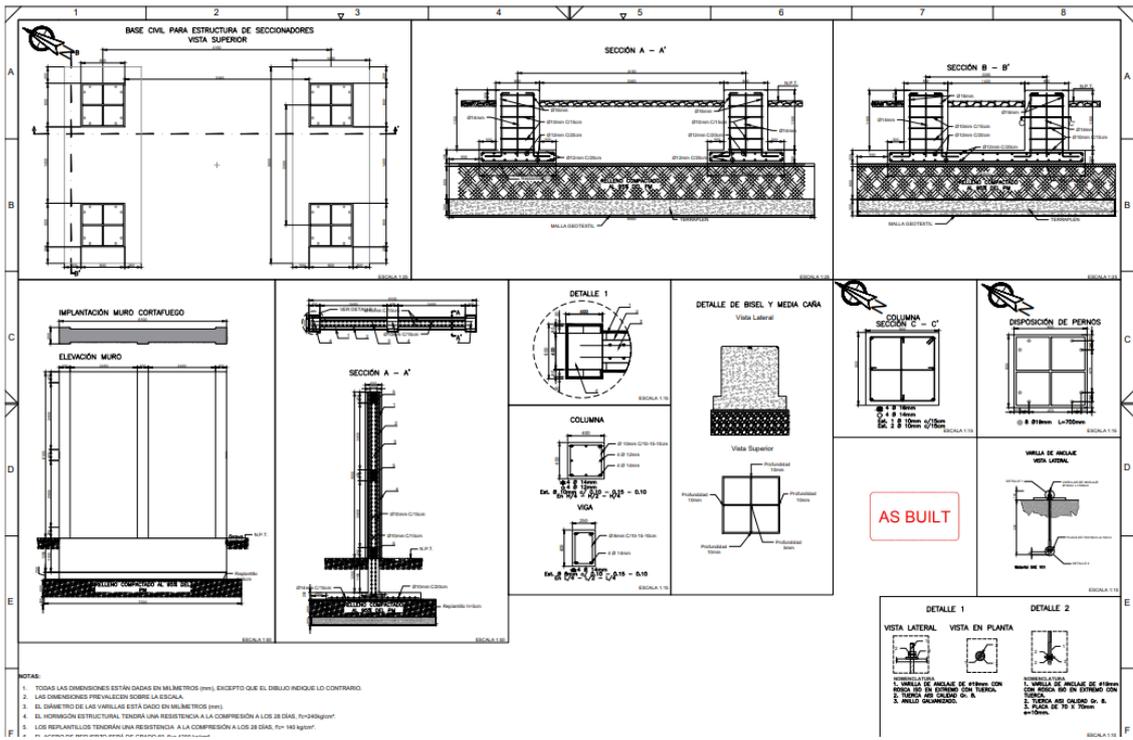
- Aguilera, M. M. (Abril de 2020). Banco de la Republica. Obtenido de <http://www.banrep.gov.co/>
- Amado, G., & Jennyfer, L. (Febrero de 2022). Camaronesexpo Blogspot. Obtenido de <http://camaronesexpo.blogspot.com/>
- Boyd, C., Kwei, C., & Pantoja, C. (Junio de 2021). Coastal Resources Center. Obtenido de Coastal Resources Center: <http://www.crc.uri.edu/>
- Chapman, S. J. (2022). Máquinas Eléctricas. Mexico: McGraw Hill. Enrique, G. (2022). Manual de instalaciones eléctricas residenciales e industriales. México: Editorial Limusa, S.A.
- Faradayos Tecnología Eléctrica. (2013). Faradayos Tecnología Eléctrica. Obtenido de Faradayos Tecnología Eléctrica: www.faradayos.blogspot.com
- García, S. (28 de junio de 2023). cpraviles. Obtenido de http://www.cpraviles.com/fpblog/ELE/ELECTROTECNIA_TRANSFORMADORES.pdf
- Natsim. (2012). Scribd Inc. Obtenido de Scribd Inc: <https://es.scribd.com/>
- Schneider Electric. (Mayo de 2020). Schneider Electric. Obtenido de Schneider Electric: www.schneider-electric.com
- Top Cable S.A. (2023). Top Cable S.A. Obtenido de Top Cable S.A.: <http://www.topcable.com/>

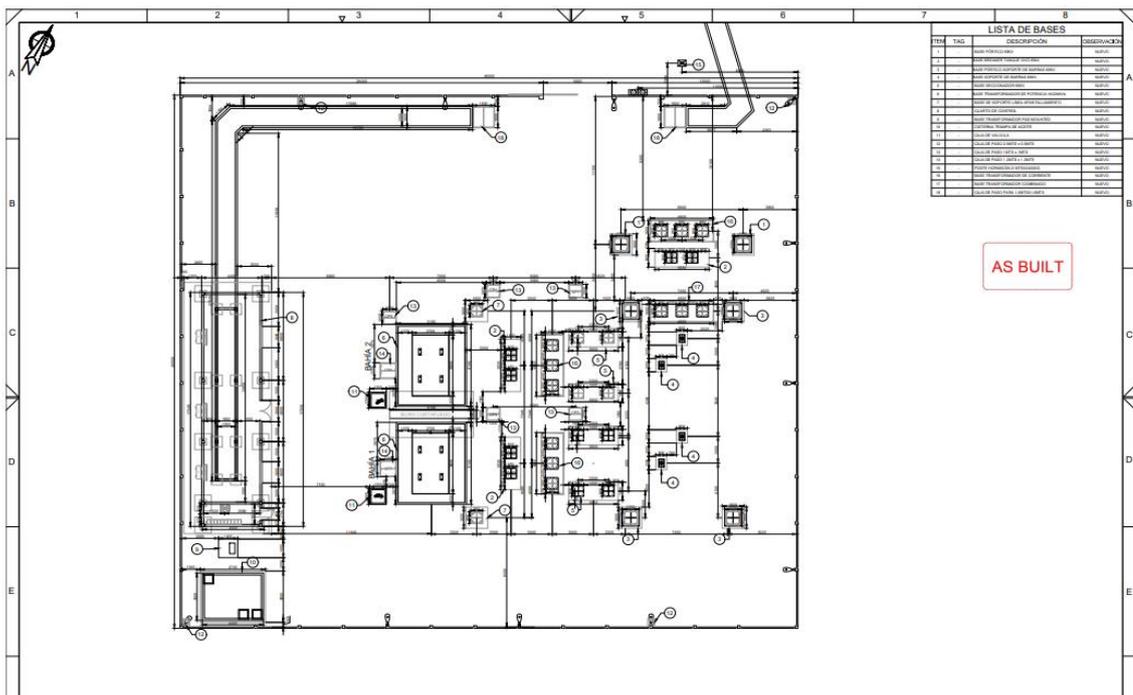
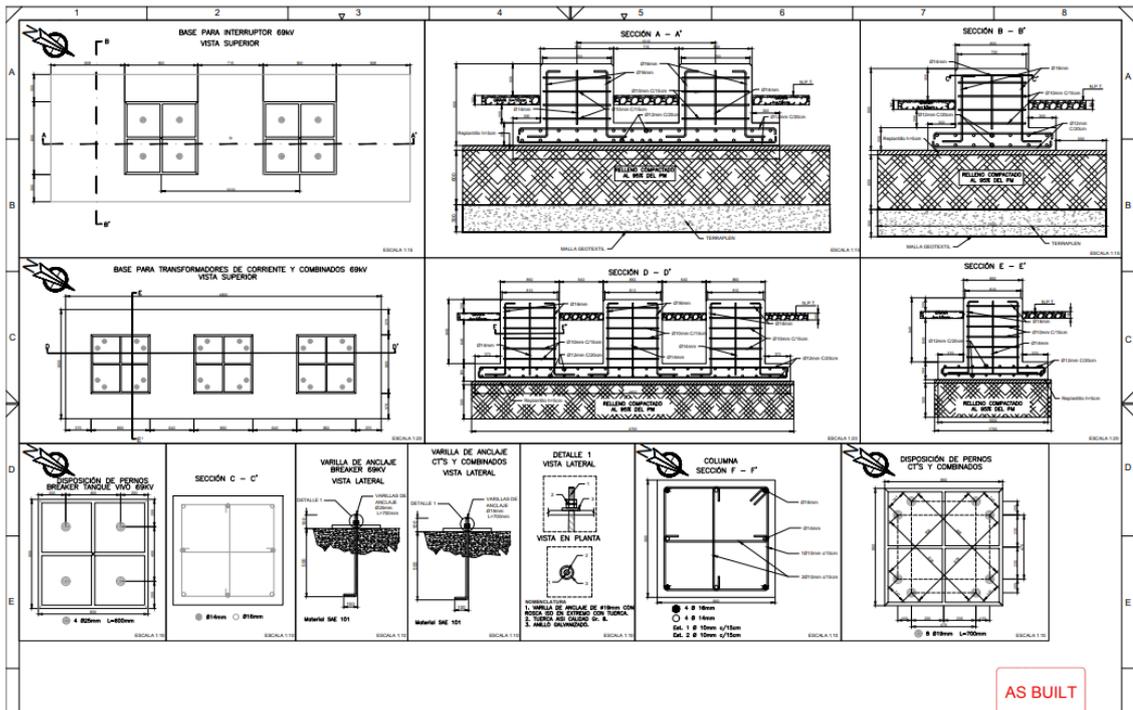
Anexos

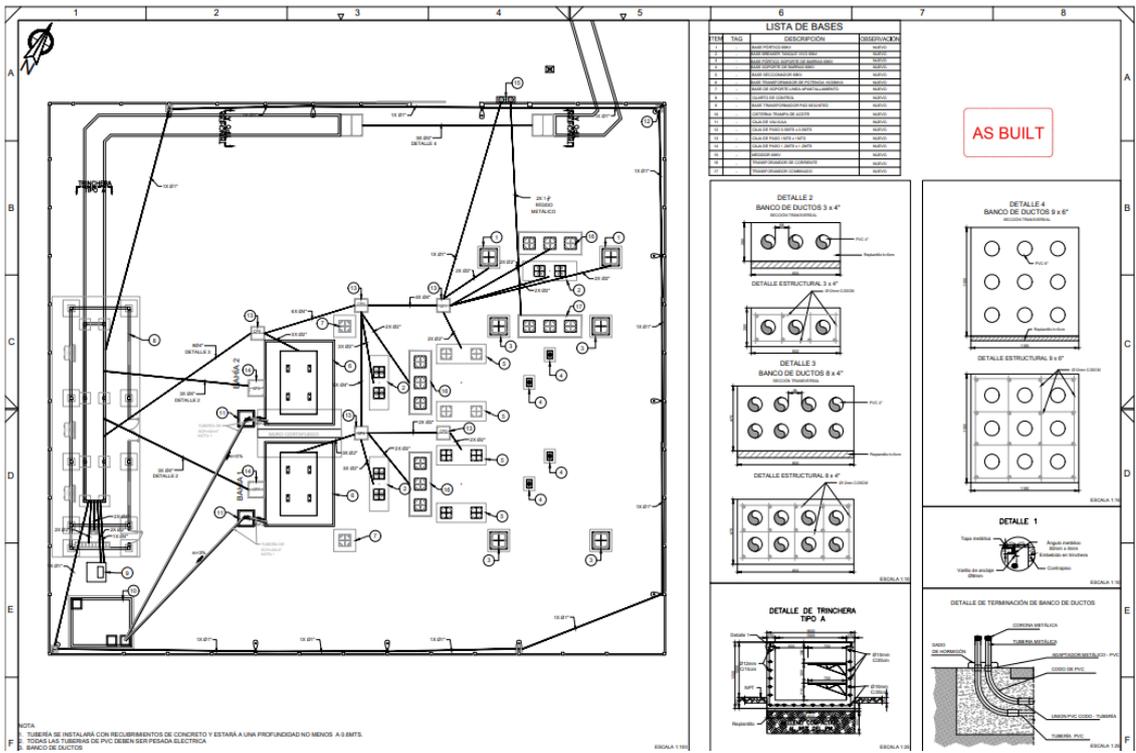
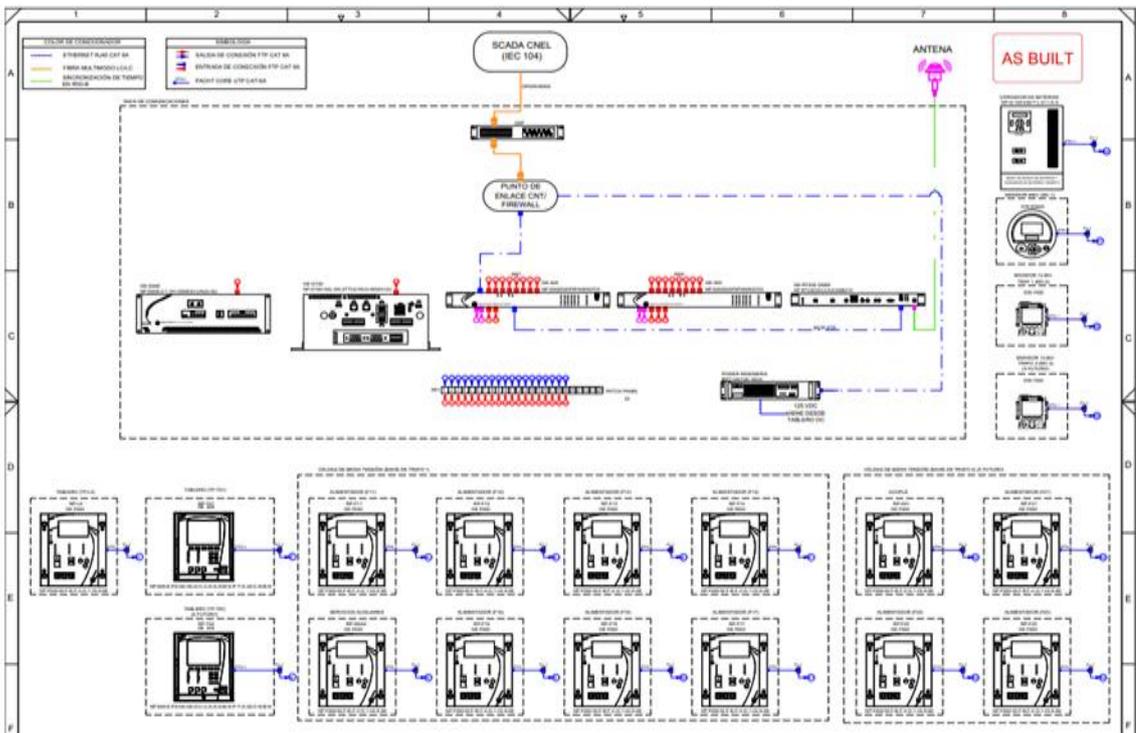














**Presidencia
de la República
del Ecuador**



**Plan Nacional
de Ciencia, Tecnología,
Innovación y Saberes**



SENESCYT
Secretaría Nacional de Educación Superior,
Ciencia, Tecnología e Innovación

DECLARACIÓN Y AUTORIZACIÓN

Yo, **Moyano Onofre, Dayanara Verenisse**, con C.C: # 095370647-0 autor del trabajo de titulación: **Diseño de un sistema de distribución eléctrica para una finca camaronera**, previo a la obtención del título de **Ingeniera eléctrico-mecánica en la Universidad Católica de Santiago de Guayaquil**.

1.- Declaro tener pleno conocimiento de la obligación que tienen las instituciones de educación superior, de conformidad con el Artículo 144 de la Ley Orgánica de Educación Superior, de entregar a la SENESCYT en formato digital una copia del referido trabajo de titulación para que sea integrado al Sistema Nacional de Información de la Educación Superior del Ecuador para su difusión pública respetando los derechos de autor.

2.- Autorizo a la SENESCYT a tener una copia del referido trabajo de titulación, con el propósito de generar un repositorio que democratice la información, respetando las políticas de propiedad intelectual vigentes.

Guayaquil, a los 14 días del mes de septiembre del año 2023

Verenisse Moyano

f. _____
Moyano Onofre, Dayanara Verenisse
095370647-0



REPOSITORIO NACIONAL EN CIENCIA Y TECNOLOGÍA

FICHA DE REGISTRO DE TESIS/TRABAJO DE TITULACIÓN

TÍTULO Y SUBTÍTULO:	Diseño de un sistema de distribución eléctrica para una finca camaronera.		
AUTOR(ES)	Moyano Onofre, Dayanara Verenisse		
REVISOR(ES)/TUTOR(ES)	Ing. Hidalgo Aguilar, Jaime Rafael. Msc.		
INSTITUCIÓN:	Universidad Católica de Santiago de Guayaquil		
FACULTAD:	Facultad de Educación Técnica para el Desarrollo		
CARRERA:	Carrera de Ingeniería Eléctrico Mecánica		
TITULO OBTENIDO:	Ingeniería Eléctrica Mecánica		
FECHA DE PUBLICACIÓN:	14 de septiembre del 2023	No. DE PÁGINAS:	44
ÁREAS TEMÁTICAS:	sistema de distribución, investigación descriptiva, distribución eléctrica, implementación de procesos.		
PALABRAS CLAVES	sistema de distribución, investigación descriptiva, distribución eléctrica, implementación de procesos.		
RESUMEN/ABSTRACT (150-250 palabras): El presente proyecto tiene como objetivo principal el desarrollo de un Diseño de un sistema de distribución eléctrica para una finca camaronera, ubicada en Duran, la cual ayudara a optimizar los recursos humanos, materiales y naturales para mejorar el desarrollo de la misma. Para este proyecto, pensamos que el tipo de investigación ideal para la propuesta sería la investigación descriptiva y la investigación de campo, en la que continuamos utilizando diferentes métodos, como: la observación, la comprensión de la implementación del proceso de producción y las entrevistas a los productores. La investigación bibliográfica también se utiliza para recopilar datos tales como estados financieros, estudios de mercado, rentabilidad y sostenibilidad para un análisis apropiado y comprender el entorno de la industria camaronera y el costo de operación de esta producción. A medida que avanza la investigación, se implementará la planificación del control de costos de producción de camarón y se documentará adecuadamente como controles para que puedan aplicarse a las tareas diarias y mejorar el proceso de producción. El proyecto beneficiará a los jefes o encargados de las camaroneras. Entonces, en el proceso de toma de decisiones, tendrán otra oportunidad de mejorar el rendimiento de los recursos utilizados y así conocer el costo por estanque según su tamaño durante la producción de camarón en un período de tiempo.			
ADJUNTO PDF:	<input checked="" type="checkbox"/> SI	<input type="checkbox"/> NO	
CONTACTO CON AUTOR/ES:	Teléfono: +593982910139	E-mail: dayanara.moyano@cu.ucsg.edu.ec	
CONTACTO CON LA INSTITUCIÓN (COORDINADOR DEL PROCESO UTE):	Nombre: Ricardo Xavier Ubilla González		
	Teléfono: +593-99-952-8515		
	E-mail: ricardo.ubilla@cu.ucsg.edu.ec		
SECCIÓN PARA USO DE BIBLIOTECA			
Nº. DE REGISTRO (en base a datos):			
Nº. DE CLASIFICACIÓN:			
DIRECCIÓN URL (tesis en la web):			