



**UNIVERSIDAD POLITECNICA SALESIANA
SEDE GUAYAQUIL CARRERA DE ELECTRICIDAD**

**DISEÑO Y ANÁLISIS DE LA FACTIBILIDAD TÉCNICA Y ECONÓMICA DEL
SOTERRAMIENTO DE LA RED ELÉCTRICA EN LA URBANIZACIÓN LA JOYA
ETAPA ÁMBAR**

Trabajo de titulación previo a obtención del
Título de Ingeniero Eléctrico

AUTORES: ALARCÓN BARCO JUAN SEBASTIÁN.

FREIRE ROSALES JORGE ANDRÉS.

TUTOR: Ing. CARLOS FERNANDO CHÁVEZ CÓRDOVA, MSC

Guayaquil – Ecuador

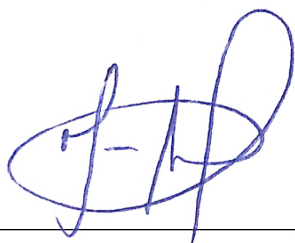
2023

**CERTIFICADO DE RESPONSABILIDAD Y AUTORÍA DEL TRABAJO DE
TITULACIÓN**

Nosotros, Juan Sebastián Alarcón Barco con documento de identificación N° 0931703359 y Jorge Andrés Freire Rosales con documento de identificación N° 0955173372 manifestamos que: Somos los autores y responsables del presente trabajo; y, autorizo a que sin fines de lucro la Universidad Politécnica Salesiana pueda usar, difundir, reproducir o publicar de manera total o parcial el presente trabajo de titulación.

Guayaquil, 2 de marzo del año 2023

Atentamente,



Juan Sebastián Alarcón Barco

0931703359



Jorge Andrés Freire Rosales

0955173372

**CERTIFICADO DE CESIÓN DE DERECHOS DE AUTOR DEL TRABAJO DE
TITULACIÓN A LA UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA**

Nosotros , Juan Sebastián Alarcón Barco con documento de identificación N° 0931703359 y Jorge Andrés Freire Rosales con documento de identificación N° 0955173372 expresamos nuestra voluntad y por medio del presente documento cedemos a la Universidad Politécnica Salesiana la titularidad sobre los derechos patrimoniales en virtud de que somos los autores del Proyecto Técnico: “Diseño Y Análisis De La Factibilidad Técnica Y Económica Del Soterramiento De La Red Eléctrica En La Urbanización La Joya Etapa Ámbar ”, el cual ha sido desarrollado para optar por el título de: Ingeniero Eléctrico, en la Universidad Politécnica Salesiana, quedando la Universidad facultada para ejercer plenamente los derechos cedidos anteriormente. En concordancia con lo manifestado, suscribo este documento en el momento que hago la entrega del trabajo final en formato digital a la Biblioteca de la Universidad Politécnica Salesiana.

Guayaquil, 2 de marzo del año 2023

Atentamente,



Juan Sebastián Alarcón Barco

0931703359



Jorge Andrés Freire Rosales

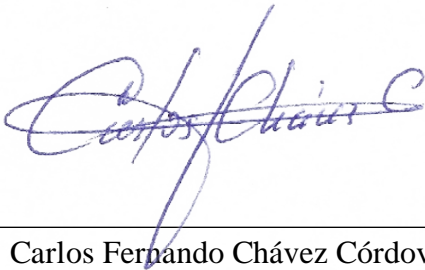
0955173372

CERTIFICADO DE DIRECCIÓN DEL TRABAJO DE TITULACIÓN

Yo, Carlos Fernando Chávez Córdova es con documento de identificación N° 0919553438 docente de la Universidad Politécnica Salesiana, declaro que bajo mi tutoría fue desarrollado el trabajo de titulación: “Diseño Y Análisis De La Factibilidad Técnica Y Económica Del Soterramiento De La Red Eléctrica En La Urbanización La Joya Etapa Ámbar ” Juan Sebastián Alarcon Barco con documento de identificación N° 0931703359 y Jorge Freire Rosales con documento de identificación N° 0955173372, obteniendo como resultado final el trabajo de titulación bajo la opción Proyecto Técnico que cumple con todos los requisitos determinados por la Universidad Politécnica Salesiana.

Guayaquil, 2 de marzo del año 2023

Atentamente,



Ing. Carlos Fernando Chávez Córdova

0919553438

AGRADECIMIENTOS

Agradezco a Dios, por brindarme la salud necesaria para poder llegar hasta donde estoy, la sabiduría para culminar una carrera profesional y la determinación para nunca desviarme del objetivo propuesto.

Agradezco a mi familia, por motivarme en cada momento de este largo camino, por convertirse en el motor que necesito para seguir adelante, tanto en mi vida personal como profesional, y, por último, por ser las personas que me ayudan para seguir creciendo y mejorando en cada aspecto de mi vida.

Finalmente quisiera agradecer a las personas que han hecho esto posible y me han ayudado a lo largo de este proceso como nuestro tutor el Ing. Roy Santana y el Ing. Carlos Chávez por su experiencia y conocimiento brindado; adicionalmente, al Ing. Xavier Fierro que me ha guiado en todos estos años y es un ejemplo a seguir en mi vida, sobre todo agradecer a las personas que han estado compartiendo conmigo estos cinco años de carrera, en el mismo salón de clase, porque su apoyo ha sido parte fundamental en mi desarrollo y no habría podido llegar a donde estoy el día de hoy.

Jorge Andrés Freire Rosales

AGRADECIMIENTOS

En primer lugar, agradezco a Dios por permitirme llegar hasta donde estoy, por brindarme la sabiduría y fortaleza necesaria para poder afrontar las situaciones que se han presentado a lo largo de este trayecto.

Agradezco a mis padres por siempre brindarme su apoyo incondicional en todo este tiempo, por sus consejos y todo el amor que me han brindado, por motivarme siempre a ser mejor persona y un excelente profesional, por todos los valores que ellos me han inculcado desde mi niñez que me han convertido en la persona que soy hoy en día. Muchas gracias por siempre confiar en mí.

Finalmente quiero agradecer a todas las personas que nos ayudaron a lo largo de este duro proceso con sus conocimientos, consejos y constante apoyo como nuestros tutores el Ing. Roy Santana y el Ing. Carlos Chávez; adicionalmente quisiera agradecer al Ing. Fabián Vergel por sus consejos y sabiduría, al Ing. Xavier Fierro que ha sido parte fundamental de mi formación como persona y profesional. También a mis compañeros de clase que siempre han estado presentes a lo largo de la carrera universitaria y que nos han brindado su apoyo en todo momento estoy muy feliz de coincido y compartido con ustedes esta etapa de nuestras vidas muchas gracias.

Juan Sebastián Alarcón Barco

DEDICATORIA

El proyecto presente se lo dedico a mi familia, amigos, tutores y sobre todo a mi hermano pequeño por ser la inspiración de mi vida.

Jorge Andrés Freire Rosales

Quiero dedicar el proyecto presente en primer lugar a Dios que me ha brindado la sabiduría necesaria para culminar este proyecto, a mi familia que han sido el motor para nunca rendirme y poder lograr todos mis objetivos, a mis tutores y compañeros de clase que me han brindado su apoyo incondicional y conocimientos en todo momento.

Juan Sebastián Alarcón Barco

GLOSARIO

CNEL EP: La Empresa Pública Estratégica Corporación Nacional de Electricidad tiene como objeto el brindar el servicio público de distribución y comercialización de energía eléctrica dentro del área asignada.

UN: Unidad de Negocio, funciona de forma independiente de la empresa matriz, con una misión y objetivos propios.

ARCONEL: A la Agencia de Regulación y Control de Electricidad le corresponde regular y controlar las actividades relacionadas con el servicio público de energía eléctrica y el servicio de alumbrado público general.

SIG: Sistema de información georreferenciada se emplea para describir el planeta Tierra y otras geografías con el fin de visualizar y realizar el análisis de información a la que especialmente se referencia, fundamentalmente con mapas.

AutoCAD: Software de diseño asistido por computadora (CAD) que permite crear, anotar, editar geometría en 2D y modelos en 3D con sólidos, superficies y objetos de malla, además de automatizar tareas como comparar dibujos, agregar bloques, etc.

Etap: Electrical Transient and Analysis Program (ETAP) es un software propietario utilizado para sistemas de energía. El software es usado por técnicos e ingenieros de diseño fundamentalmente para la simulación de sistemas de energía, incluyendo los sistemas de tierra, el seguimiento de los sistemas de energía, la potencia y otros

Van: El VAN es el acrónimo del Valor Actual Neto, también conocido como Valor Presente Neto (VPN). Es uno de los indicadores financieros para valorar y determinar la viabilidad y la rentabilidad de un proyecto de inversión, más conocidos y utilizados.

PREFACIO

En nuestro entorno es evidente el crecimiento de las instalaciones eléctricas subterráneas de distribución, debido principalmente al crecimiento de la demanda de energía eléctrica y dificultad que conlleva el suministrar la energía en grandes cantidades, en forma aérea. Es por esto que las Empresas Eléctricas han visto obligadas a desarrollar la técnica subterránea como plan de distribución y poder así satisfacer las necesidades del consumidor como se puede observar en el caso del trabajo realizado por Víctor Villavicencio en su tesis titulada “DISEÑO Y ANÁLISIS TÉCNICO ECONÓMICO DEL SOTERRAMIENTO DE LA RED DE DISTRIBUCIÓN DE LA AV. DE LOS TSÁCHILAS ENTRE LA AV. CLEMENCIA DE MORA Y LA AV. ESMERALDAS PARA LA CORPORACIÓN NACIONAL DE ELECTRICIDAD CNEL EP UNIDAD DE NEGOCIO SANTO DOMINGO” donde se realizó un análisis técnico y económico del soterramiento de la red eléctrica en una zona determinada donde queda demostrado el beneficio económico a largo plazo de dicho proyecto y como ayudara a reducir la contaminación visual casi en su gran mayoría.

RESUMEN

El proyecto para presentar demuestra el análisis y diseño subterráneo de la red eléctrica que alimentara la etapa “ámbar” de la urbanización La Joya ubicada en vía Daule-Aurora en la provincia del Guayas, fijándose en las respectivas normativas para demostrar la calidad de servicio en las redes de media y baja tensión que son las que se manejan a nivel residencial y en diferentes casos parte industrial.

Para desarrollar este diseño se realizó un diagnóstico previo del estado de la red actual mediante simulaciones utilizando el software Etap, Matlab para determinar estado de operación de la red mencionada, parámetros eléctricos los cuales fueron punto de partida para el consiguiente estudio. Posteriormente, mediante el software Matlab nuevamente y haciendo uso de los valores históricos de consumo de 5 años se obtendrá un algoritmo el cual permitirá realizar la proyección de demanda a un tiempo horizonte de 30 años, con lo cual se pudo calcular magnitudes de corriente y potencia necesarias para dimensionar los equipos de la nueva red de media y baja tensión y alumbrado público. Hecho lo anterior se procederá a elaborar planos eléctricos con los parámetros de la nueva red propuesta, teniendo así 4 tipos de planos, siendo éstos canalización. Alumbrado público, medio voltaje y bajo voltaje, lo cual luego es puesto a verificación según la Regulación ARCONEL 005/18 de calidad de servicio para determinar su viabilidad.

Índice General

<i>CERTIFICADO DE RESPONSABILIDAD Y AUTORÍA DE TRABAJO DE TITULACIÓN</i>	<i>ii</i>
<i>CERTIFICADO DE CESIÓN DE DERECHOS DE AUTOR DEL TRABAJO DE TITULACIÓN A LA UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA</i>	<i>iii</i>
<i>CERTIFICADO DE DIRECCIÓN DEL TRABAJO DE TITULACIÓN</i>	<i>iii</i>
<i>AGRADECIMIENTOS</i>	<i>v</i>
<i>DEDICATORIA</i>	<i>vii</i>
<i>GLOSARIO</i>	<i>viii</i>
<i>PREFACIO</i>	<i>viii</i>
<i>RESUMEN</i>	<i>x</i>
<i>INTRODUCCIÓN</i>	<i>xxi</i>
<i>CAPÍTULO I</i>	<i>1</i>
<i>1. Problema De Estudio</i>	<i>1</i>
<i>1.1 Planteamiento del problema</i>	<i>1</i>
<i>1.2 Justificación:</i>	<i>1</i>
<i>1.3 Delimitación</i>	<i>2</i>
<i>1.4 Alcance</i>	<i>3</i>
<i>1.5 Objetivos</i>	<i>4</i>
<i>1.5.1 Objetivo general</i>	<i>4</i>
<i>1.5.2 Objetivos específicos</i>	<i>4</i>
<i>1.6 Fundamentación teórica</i>	<i>4</i>
<i>CAPÍTULO II</i>	<i>6</i>
<i>2. Marco teórico</i>	<i>6</i>

<i>2.1 Redes De Distribución.....</i>	<i>6</i>
<i>2.2 Red De Distribución Aérea</i>	<i>6</i>
<i>2.3 Red De Distribución Soterrada.....</i>	<i>8</i>
<i>2.4 Niveles De Voltaje.....</i>	<i>8</i>
<i>2.5 Caída De Voltaje.....</i>	<i>9</i>
<i>2.6 Estudio De La Demanda</i>	<i>10</i>
<i>2.7 Elementos De Protección.....</i>	<i>11</i>
<i>2.8 Iluminación Artificial.....</i>	<i>11</i>
<i>2.9 Iluminación Exterior o Luz Natural.....</i>	<i>12</i>
<i>2.10 Contaminación Lumínica</i>	<i>13</i>
<i>2.11 Contaminación Visual.....</i>	<i>13</i>
<i>2.12 Luminotecnia.....</i>	<i>14</i>
<i>2.12.1 Flujo luminoso:</i>	<i>14</i>
<i>2.12.2 Rendimiento luminoso:</i>	<i>14</i>
<i>2.12.3 Cantidad de luz:</i>	<i>14</i>
<i>2.13 Sistema Con Topología En Anillo</i>	<i>15</i>
<i>2.14 Anillo Cerrado</i>	<i>15</i>
<i>2.15 Anillo Abierto.....</i>	<i>16</i>
<i>2.16 Demanda De Potencia.....</i>	<i>16</i>
<i>2.17 Subestación De Distribución.....</i>	<i>17</i>
<i>2.18 Centro De Transformación</i>	<i>17</i>
<i>2.19 Demanda Máxima</i>	<i>18</i>
<i>2.20 Factor De Demanda</i>	<i>19</i>
<i>2.21 Red De Medio Voltaje.....</i>	<i>19</i>

<i>2.22 Red De Bajo Voltaje</i>	20
<i>2.23 Equipos De Protección Y Seccionamiento</i>	21
<i>2.24 Alumbrado Público</i>	21
<i>2.25 Tipos De Transformadores</i>	22
<i>2.26 Transformador De Potencia</i>	22
<i>2.27 Transformador De Corriente</i>	23
<i>2.28 Etap</i>	24
<i>2.29 Geo portal</i>	24
<i>2.30 Google Earth</i>	25
<i>2.31 AutoCAD</i>	25
<i>2.32 Dialux</i>	26
<i>2.33 Sistema Eléctrico De Potencia</i>	26
<i>2.34 Prueba De Cortocircuito</i>	28
<i>2.35 Prueba De Circuito Abierto</i>	28
CAPÍTULO III	29
3. DISEÑO DE LA DE RED DE BAJO Y MEDIO VOLTAJE	29
<i>3.1 Diseño de la red de bajo voltaje</i>	29
<i>3.2 Diseño de la red de medio voltaje</i>	29
<i>3.3 Descripción de la red de distribución actual</i>	29
<i>3.4 Transformadores</i>	30
<i>3.5 Diagrama unifilar de media tensión</i>	33
<i>3.6 Ubicación de red principal, transformadores y luminarias</i>	34
<i>3.7 Red Soterrada</i>	36
<i>3.8 Caída de voltaje</i>	37

<i>3.9 Ubicación de postes.</i>	37
<i>3.10 Alumbrado publico</i>	38
<i>3.10.1 Área de prestación de servicio:</i>	39
<i>3.10.2 Alumbrado Público:</i>	39
<i>3.10.3 Alumbrado Público General-APG-:</i>	39
<i>3.10.4 Alumbrado público ornamental:</i>	39
<i>3.11 Simulación en Dialux</i>	40
<i>3.12 Diseño de la nueva red de bajo voltaje</i>	43
<i>3.13 Distanciamiento de la nueva red de transformadores</i>	43
<i>3.14 Método de Ebasco</i>	44
<i>3.15 Análisis de cargas y cálculos de demanda</i>	46
<i>3.15.1 Cálculo de demanda diaria del usuario</i>	46
<i>3.15.2 Cálculo de la demanda total de la urbanización</i>	47
<i>3.16 Cuadro de demandas de usuarios por transformadores</i>	49
<i>3.17 Simulación de la nueva red</i>	50
<i>Flujo de cargas desbalanceadas</i>	50
<i>3.17.1 FASE A:</i>	50
<i>3.17.2 FASE B:</i>	51
<i>3.17.3 FASE C:</i>	51
<i>3.18 Prueba de cortocircuito Etap</i>	52
<i>3.18.1 FASE A:</i>	52
<i>3.18.2 FASE B:</i>	53
<i>3.18.3 FASE C:</i>	53
<i>3.19 Planta de tratamiento</i>	54

CAPÍTULO IV	55
4. RESULTADOS	55
4.1 Datos obtenidos de la simulación ETAP	55
<i>Flujo de cargas desbalanceadas</i>	55
4.1.1 FASE A:	55
4.1.2 FASE B:	56
4.1.3 FASE C:	57
4.2 Prueba de cortocircuito	58
4.2.1 FASE A:	58
4.2.2 FASE B:	59
4.2.3 FASE C:	59
4.3 Análisis térmico	60
4.4 Red de bajo voltaje	61
4.5 Planta de tratamiento de aguas residuales	62
4.6 Diagrama unifilar de la nueva red de medio voltaje	63
CAPÍTULO V	64
5. Análisis económico del Proyecto	64
5.1 Presupuesto de materiales de red soterrada	64
5.1.1 Cuadro de mantenimiento anual soterrado	65
CAPÍTULO VI	67
6. Marco Analítico	67
6.1 Conclusiones	67
6.2 Recomendaciones	68
6.3 Bibliografía	69

CAPITULO VII	75
7. ANEXOS	75
7.1 Anexo 1: Reporte de análisis de cargas desbalanceadas en ETAP	76
7.2 Anexo 2: Reporte de pruebas de Corto Circuito en ETAP	108
7.3 Anexo 3: Coordenadas de Luminarias	113
7.5 Anexo 5: Reporte de análisis térmico en ETAP	116
7.6 Anexo 6: Reporte de software Dialux	120

Índice De Figuras

<i>Figura 1.1 Ubicacion de la etapa [4]</i>	2
<i>Figura 1.2 Delimitacion de la etapa [4]</i>	2
<i>Figura 1.3 Ubicacion de la etapa [4]</i>	3
<i>Figura 2.1: Red de distribución del SEP [35]</i>	6
<i>Figura 2.2: Red de distribución aérea [27]</i>	7
<i>Figura 2.3 Red de distribución soterrada [36]</i>	8
<i>Figura 2.4:Niveles de tensión en el SEP [37]</i>	9
<i>Figura 2.5: Caída de tensión[38]</i>	10
<i>Figura 2.6 Curva de estudio de la demanda.[11]</i>	11
<i>Figura 2.7: Elementos de protección en el sistema de red [41]</i>	11
<i>Figura 2.8: Alumbrado público en vías [39]</i>	12
<i>Figura 2.9: Iluminación exterior [40]</i>	12
<i>Figura 2.10: Contaminacion visual de lumenes [42]</i>	13
<i>Figura 2.11: Contaminacion visual en la sociedad [43]</i>	13
<i>Figura 2.12: Flujo de lumenes [44]</i>	14
<i>Figura 2.13: Topologia en anillo [45]</i>	15
<i>Figura 2.14: Demanda de potencia del consumidor [46]</i>	16
<i>Figura 2.15:Subestacion de distribucion de energia electrica [18]</i>	17
<i>Figura 2.16: subestacion de transformacion [19]</i>	18
<i>Figura 2.17: Demanda máxima [20]</i>	18
<i>Figura 2.18: Red de distribución de medio voltaje [22]</i>	19
<i>Figura 2.19: Red de bajo voltaje [47]</i>	20
<i>Figura 2.20: Equipo de protección de bajo voltaje [48]</i>	21
<i>Figura 2.21: Alumbrado publico [49]</i>	22
<i>Figura 2.22: Transformador de voltaje [50]</i>	22
<i>Figura 2.23:Transformador de potencial [26]</i>	23
<i>Figura 2.24:Transformadores de corriente eléctrica [51]</i>	24

<i>Figura 2.25: Simulador ETAP [28]</i>	24
<i>Figura 2.26: Geo Portal, Sistema de Cnel [52]</i>	25
<i>Figura 2.27:Herramienta informática para la vista mundial [30]</i>	25
<i>Figura 2.28: Software para arquitectos e ingenieros. [31]</i>	26
<i>Figura 2.29: Software para el análisis de lúmenes. [32]</i>	26
<i>Figura 2.30: Sistema eléctrico de potencia [33]</i>	27
<i>Figura 2.31: Prueba de cortocircuito en un transformador. [53]</i>	28
<i>Figura 2.32:Prueba de circuito abierto [35]</i>	28
<i>Figura 3.1 Transformador monofásico</i>	32
<i>Figura 3.2 Diagrama unifilar de media tensión</i>	33
<i>Figura 3.3 Ubicación de la zona a trabajar</i>	34
<i>Figura 3.4 Red de voltaje en la urbanización</i>	34
<i>Figura 3.5 Ubicación de transformadores</i>	35
<i>Figura 3.6 Ubicación de postes</i>	38
<i>Figura 3.7 Ubicación de alumbrado publico</i>	39
<i>Figura 3.8 Simulación en DIALUX de la calzada</i>	40
<i>Figura 3.9 Flujo luminoso</i>	40
<i>Figura 3.10 Red de bajo voltaje</i>	43
<i>Figura 3.11 Demanda máxima</i>	44
<i>Figura 3.12 Factor de coincidencia</i>	45
<i>Figura 3.13 Fase A del sistema</i>	50
<i>Figura 3.14 Fase B del sistema</i>	51
<i>Figura 3.15 Fase C del sistema</i>	51
<i>Figura 3.16 Prueba de cortocircuito Fase A</i>	52
<i>Figura 3.17 Prueba de cortocircuito Fase B</i>	53
<i>Figura 3.18 Prueba de cortocircuito Fase C</i>	53
<i>Figura 3.19 Planta de tratamiento de la urbanización</i>	54
<i>Figura 4.2 tramo A de la red</i>	55
<i>Figura 4.3 tramo B de la red</i>	56
<i>Figura 4.4 tramo C de la red</i>	57

<i>Figura 4.5 Análisis térmico A</i>	60
<i>Figura 4.6 Análisis térmico B</i>	60
<i>Figura 4.7 Red de bajo voltaje</i>	61
<i>Figura 4.8 Planta de tratamiento simulada en ETAP</i>	62
<i>Figura 4.9 Diagrama unifilar media tensión</i>	63
<i>Figura 7.1.4 Reporte de ETAP</i>	78
<i>Figura 7.1.5 Reporte de ETAP</i>	79
<i>Figura 7.1.6 Reporte de ETAP</i>	80
<i>Figura 7.1.7 Reporte de ETAP</i>	81
<i>Figura 7.1.8 Reporte de ETAP</i>	82
<i>Figura 7.1.9 Reporte de ETAP</i>	83
<i>Figura 7.1.10 Reporte de ETAP</i>	84
<i>Figura 7.1.11 Reporte de ETAP</i>	85
<i>Figura 7.1.12 Reporte de ETAP</i>	86
<i>Figura 7.1.13 Reporte de ETAP</i>	87
<i>Figura 7.1.14 Reporte de ETAP</i>	88
<i>Figura 7.1.15 Reporte de ETAP</i>	89
<i>Figura 7.1.16 Reporte de ETAP</i>	90
<i>Figura 7.1.17 Reporte de ETAP</i>	91
<i>Figura 7.1.18 Reporte de ETAP</i>	92
<i>Figura 7.1.19 Reporte de ETAP</i>	93
<i>Figura 7.1.20 Reporte de ETAP</i>	94
<i>Figura 7.1.21 Reporte de ETAP</i>	95
<i>Figura 7.1.22 Reporte de ETAP</i>	97
<i>Figura 7.1.23 Reporte de ETAP</i>	98
<i>Figura 7.1.24 Reporte de ETAP</i>	99
<i>Figura 7.1.25 Reporte de ETAP</i>	100
<i>Figura 7.1.26 Reporte de ETAP</i>	101
<i>Figura 7.1.27 Reporte de ETAP</i>	102
<i>Figura 7.1.28 Reporte de ETAP</i>	103

<i>Figura 7.1.29 Reporte de ETAP.....</i>	<i>104</i>
<i>Figura 7.1.30 Reporte de ETAP.....</i>	<i>105</i>
<i>Figura 7.1.32 Reporte de ETAP.....</i>	<i>107</i>
<i>Figura 7.2.2 Reporte de prueba de corto circuito ETAP</i>	<i>108</i>
<i>Figura 7.2.4 Reporte de prueba de corto circuito ETAP</i>	<i>109</i>
<i>Figura 7.2.5 Reporte de prueba de corto circuito ETAP</i>	<i>110</i>
<i>Figura 7.2.6 Reporte de prueba de corto circuito ETAP</i>	<i>111</i>
<i>Figura 7.2.7 Reporte de prueba de corto circuito ETAP</i>	<i>112</i>
<i>Figura 7.5.1 Reporte de análisis térmico en ETAP</i>	<i>116</i>
<i>Figura 7.6.5 Reporte de alumbrado público en DIALUX</i>	<i>124</i>
<i>Figura 7.6.6 Glosario de DIALUX</i>	<i>132</i>
<i>Figura 7.6.7 Glosario de DIALUX</i>	<i>133</i>
<i>Figura 7.6.8 Glosario de DIALUX</i>	<i>134</i>
<i>Figura 7.6.9 Glosario de DIALUX</i>	<i>135</i>
<i>Figura 7.6.10 Glosario de DIALUX</i>	<i>136</i>
<i>Figura 7.6.11 Glosario de DIALUX</i>	<i>137</i>
<i>Figura 7.6.12 Glosario de DIALUX</i>	<i>138</i>

Índice De Tablas

<i>Tabla 3.2 Distancias de transformadores dentro de la urbanización.....</i>	<i>35</i>
<i>Tabla 3.4 Clases de alumbrado en la via publica.....</i>	<i>41</i>
<i>Tabla 3.6 Valores minimos de iluminancia promedio que se deben mantener</i>	<i>42</i>
<i>Tabla 3.8 Calculo de carga de vivienda unifamiliar.....</i>	<i>46</i>
<i>Tabla 3.10 Cuadro de demandas por cada transformador</i>	<i>49</i>
<i>Tabla 4.1 Flujo de cargas desbalanceadas tramo A</i>	<i>56</i>
<i>Tabla 4.2 Flujo de cargas desbalanceadas tramo B</i>	<i>56</i>
<i>Tabla 4.3 Flujo de cargas desbalanceadas tramo C</i>	<i>58</i>
<i>Tabla 4.4 Resultados de prueba de corto circuito tramo A.....</i>	<i>58</i>
<i>Tabla 4.5 Resultados de prueba de corto circuito tramo B.....</i>	<i>59</i>
<i>Tabla 4.6 Resultados de prueba de corto circuito tramo C.....</i>	<i>59</i>
<i>Tabla 4.7 Análisis térmico Tabla A</i>	<i>60</i>
<i>Tabla 4.8 Análisis térmico Tabla b.....</i>	<i>60</i>
<i>Tabla 4.9 Flujo de carga de bajo voltaje</i>	<i>61</i>
<i>Tabla 4.10 Planta de tratamiento.....</i>	<i>62</i>
<i>Tabla 5.1.1 Presupuesto de la red soterrada</i>	<i>64</i>
<i>Tabla 5.1.2 Costo de la inversión y valor de mantenimiento de la red soterrada</i>	<i>64</i>
<i>Tabla 5.1.3 Tabla de inversión anual soterrada.....</i>	<i>65</i>
<i>Tabla 5.1.4 Presupuesto de red aérea.....</i>	<i>65</i>
<i>Tabla 5.1.5 Costo de la inversión y valor de mantenimiendo de la red aérea.....</i>	<i>66</i>
<i>Tabla 5.1.6 Tabla de inversión anual aérea</i>	<i>66</i>
<i>Tabla 7.3.1 Coordenadas de iluminación exterior.....</i>	<i>113</i>
<i>Tabla 7.3.2 Coordenadas de alumbrado publico.....</i>	<i>114</i>
<i>Tabla 7.4.1 Coordenadas de transformadores.....</i>	<i>115</i>

INTRODUCCIÓN

Una de las áreas estratégicas del Ecuador es el sector eléctrico y en su proceso de distribución al cual se le denomina SEP (Sistema eléctrico de potencia) donde en la actualidad se observan cambios en el recibimiento en general de la energía eléctrica. [1]

En el acrecentamiento de las zonas urbanas se puede percibir el incremento de estaciones de servicio y centros educativos, entre otros, que a su vez produce un crecimiento de la energía eléctrica consumida por los clientes que producirá una elevación al alcance del servicio eléctrico y la actualización a unos sistemas con mayor eficacia. [2]

La ubicación de la urbanización La Joya es una zona residencial donde lo primordial es brindar espacios seguros, confortables y con la mínima contaminación visual, sin embargo, el 80% de las etapas ubicadas dentro de la urbanización siguen funcionando mediante las redes eléctricas aéreas desnudas. Esto genera una problemática por el hecho de que se ha aumentado considerablemente la cantidad de Familias que residen en la urbanización en consecuencia a esto aumentarán las acometidas de servicio telefónico, internet, televisión satelital etc. Como plan de acción y mejora se propone la migración de las redes aéreas por una nueva red que será subterránea. Esta nueva red soterrada estará exenta de los daños que suelen tener las redes aéreas por estar bajo los diferentes agentes naturales. La red eléctrica soterrada tiene una mayor confiabilidad debido a su muy reducida tasa de fallo, mejora estética y a la seguridad de todas las personas que residen en la urbanización. Cabe recalcar que los costos de instalación iniciales de la nueva red será algo elevado, pero este a su vez compensa el valor monetario con la calidad del servicio que se va a brindar y su reducido costo de mantenimiento.

Para dar inicio al proyecto de la nueva red soterrada se tomará en cuenta la constante elevación de la demanda eléctrica en la urbanización a un tiempo futuro de 20 años, siempre poniendo como prioridad todas las normativas vigentes que han sido establecidas por las entidades pertinentes. Se realizará una evaluación de las redes actuales que alimentan a la urbanización para así tener un levantamiento técnico de la zona obteniendo los detalles de todo tipo de elemento en la red de medio y bajo voltaje. Incluir el estudio y análisis de la demanda a un tiempo futuro con los datos de flujo de carga y demanda que existe en la urbanización teniendo en cuenta los registros históricos, la demanda actual y los distintos elementos que se encuentran operativos en la red. [3]

CAPÍTULO I

1. Problema De Estudio

1.1 Planteamiento del problema

Una de las grandes problemáticas del servicio eléctrico es su alto costo de distribución, como el servicio es otorgado por empresas del estado este es remunerado por medio de una planilla eléctrica que una de las principales razones por la cual se lleva a cabo este proyecto es la contaminación visual que les genera a los habitantes de la urbanización en mención debido a la acumulación de cables y acometidas, también la constante sobretensión y apagones que se presentan en la red eléctrica efecto del deterioro y la falta de mantenimiento de las redes.

1.2 Justificación:

La Corporación Nacional de Electricidad CNEL EP, Tiene por objeto asegurarse de la prestación de los servicios de energía eléctrica (distribución y comercialización). Esto bajo la supervisión de un régimen exclusivo dictado por el Gobierno del Estado de Agua Regulada, para así poder cumplir con los estándares requeridos para el correcto suministro de electricidad dirigido a los consumidores.

En septiembre del 2013 fue dictaminado el Acuerdo Ministerial No. 213 en el cual estuvieron las entidades reguladoras del estado pertinentes al Transporte y Obras Públicas, Desarrollo Urbano y Vivienda. Con el fin de decretar el régimen para la construcción de redes soterradas en el Ecuador, asimismo para la migración y acondicionamientos de las redes aéreas actuales instaladas. [3]

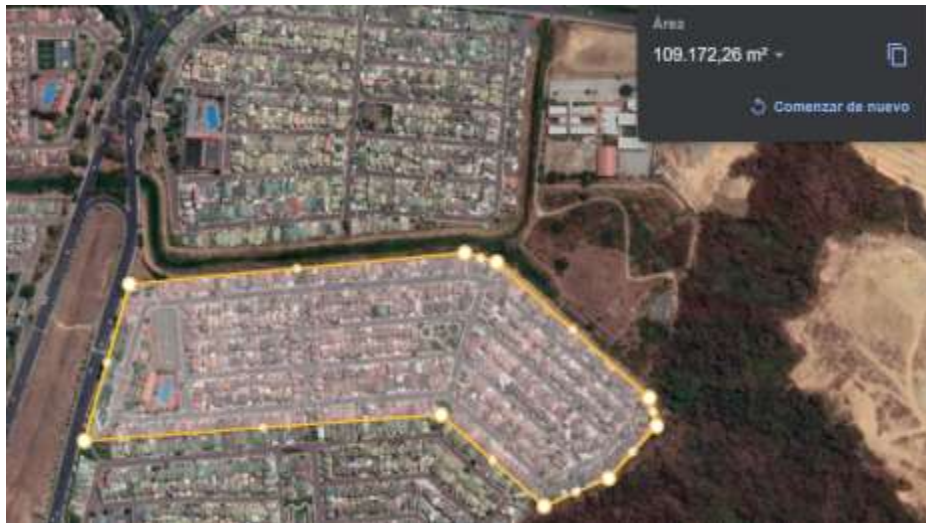


Figura 1.1 Ubicación de la etapa [30]

1.3 Delimitación

El anteproyecto es realizado para el estudio y beneficio de los moradores, por lo que la ejecución de la obra se encontraría localizada dentro de la **Urb. La Joya etapa Ámbar**

Las coordenadas en el mapa de Google son: **-2,032394, -79,911842**, con un área aproximada de **109.178.26 m²**.

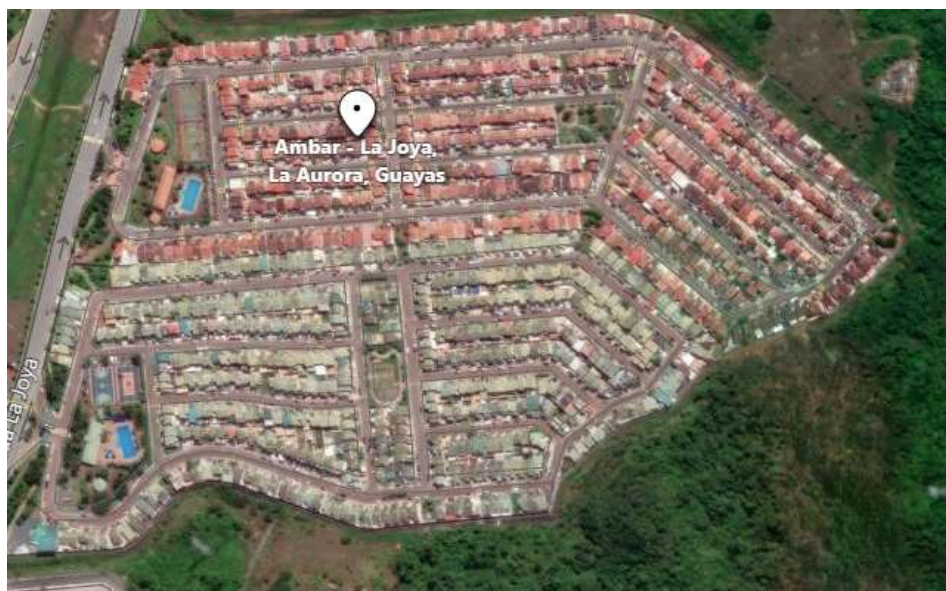


Figura 1.2 Delimitación de la etapa [4]

Con una distancia aproximada de 637.87 m



Figura 1.3 Ubicación de la etapa [4]

1.4 Alcance

El presente proyecto tendrá como alcance los siguientes objetos:

- Utilizar el software de simulación (ETAP.) para el diagnóstico previo del estado de la red actual.
- Dimensionamiento de los materiales, equipos e implementos que se utilizaran para la elaboración del sistema y correcto funcionamiento.
- Al desarrollar redes eléctricas soterradas nos da la garantía de que no se verá afectada por agentes externos que pueden perjudicar el correcto funcionamiento del sistema asegurando una mayor duración de la misma y evitando futuros daños.
- Se pretende dejar propuesto un estudio de factibilidad para implementar un sistema más eficiente en la zona residencial.

1.5 Objetivos

1.5.1 Objetivo general

- Diseñar el soterramiento de la red eléctrica mediante programas de simulación en conjunto con la factibilidad técnica y económica del diseño a proyectar para el mejoramiento del sistema eléctrico en la zona delimitada

1.5.2 Objetivos específicos

- Realizar un estudio premeditado a proyectos ya establecidos de redes soterradas para reunir la información necesaria y a su vez conocer la nueva metodología y tecnologías que se están aplicando en el Ecuador.
- Examinar todas las normas establecidas por los entes reguladores del estado para poder optar por la opción más accesible al proyecto a tratar con la ayuda de herramientas digitales.
- Realizar los cálculos de demanda y flujo de carga del sistema actual y proponer una red eléctrica factible y eficiente para el usuario.
- Realizar el diseño del nuevo sistema eléctrico eliminando la contaminación visual en el conjunto residencial y mejorando la factibilidad del sistema

1.6 Fundamentación teórica

Lo primordial para el correcto estudio y análisis del proyecto propuesto en desarrollar el estudio de cómo es el suministro y distribución de la energía eléctrica en el área de estudio esto con la colaboración de la Administración de la Urbanización de la Joya, Los departamentos Operación y Mantenimiento del Área Urbana y en conjunto con la Corporación Nacional de Electricidad CNEL EP. Para tener la información de todos los componentes conectados en la red y la cantidad de abonados que residen en la urbanización. Para poder realizar el estudio de la planificación y simular el funcionamiento de la red de distribución eléctrica de optará por utilizar el programa CYMDIST que nos favorecerá con el análisis. Las funciones del estudio y análisis del flujo de

carga, pruebas de cortocircuito y el mejoramiento de la potencia pueden ser realizadas por sistemas de distribución balanceados o desbalanceados.

Los cálculos de que realizarán en el proyecto serán para dar a conocer el estado actual de la red de distribución conectada y así realizar la planificación de una nueva red eficiente y confiable para todos los abonados actuales y futuros. Por lo cual el estudio se enfocará en la evaluación de la demanda que requiere cada beneficiario. Por lo cual es primordial obtener los resultados del estudio de la Demanda Máxima Unitaria actual de un beneficiario en específico dentro de la zona delimitada.

Adicional se debe tomar en cuenta las disposiciones y el reglamento de los entes reguladores el estado para el dimensionamiento de los transformadores de distribución, calibre de los cables, puestas a tierra, los distintos tipos de alimentadores que suministran la energía al alumbrado público, Los centros de distribución etc.

Los centros de transformación son aquellos que se encargarán de la transformación de la energía eléctrica ya sea de alta o media tensión convirtiéndola a energía eléctrica de baja o media tensión que son las que se requieren en la zona residencial que se está proyectando la migración de red aérea a red soterrada. Estos centros de transformación podrán estar compuestos de uno o varios transformadores para poder satisfacer la demanda que se necesita para todos los beneficiarios que residen en el área de estudio.

Otro de los componentes a tomar en cuenta son los centros de distribución de la energía eléctrica y conocer todos sus componentes y la distribución de este.

Se requiere hacer la revisión y estudio de las mallas de puesta a tierra instaladas ya que esta conexión conductora es la que nos va a permitir unir todos los equipos eléctricos existentes en la red a la masa de la tierra y poder prevenir cualquier tipo de falla en el sistema.

CAPÍTULO II

2. Marco teórico

2.1 Redes De Distribución

La red de distribución está compuesta por líneas de alta, media y baja tensión. Recordemos que las líneas de transmisión con una voltaje o nivel de tensión igual o superior a 230 kV se denominan redes primarias. Si bien algunos transmisores tienen líneas de tensión inferior, la parte de la línea de transmisión entre 69 kV y 138 kV es responsabilidad de la distribuidora.

Los distribuidores utilizan líneas de baja y media tensión, llamadas también como redes primarias y secundarias. Las líneas eléctricas aéreas tradicionales tienen un voltaje de línea de 2,3 a 44 kV y se pueden ver en cables y postes de concreto en la vía pública. La corriente de los sistemas de distribución de baja tensión varía de 110 V a 440 V según la ubicación geográfica. [4]

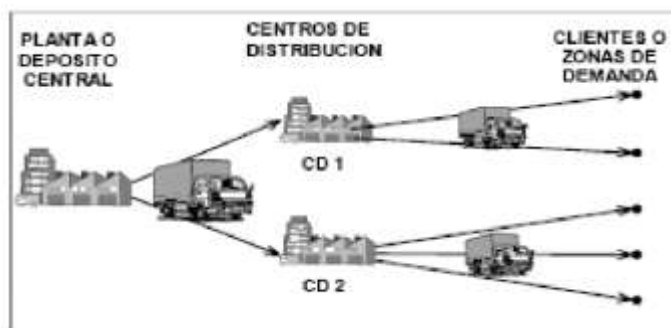


Figura 2.1: Red de distribución del SEP [35]

2.2 Red De Distribución Aérea

En este tipo de red se instalan por encima, ubicando como soportes, a los aisladores en crucetas están de vuelta en el poste. también en redes aéreas Podemos utilizar torres o torres sin crucetas. Los conductores utilizados son en su mayoría materiales de construcción desnudos. Varían según

el nivel y el tipo de contaminación de la zona. Estas redes son las que solemos encontrar en los sistemas de distribución de energía. del país, una de la principal razón para usar tales redes es el costo inicial Está construido, pero también tiene otras ventajas sobre la red bajo tierra. Algunos de ellos son: [5]

- a) Son los más habituales, por lo que se utilizan materiales fácilmente disponibles.
- b) Menores costos iniciales de construcción.
- c) reducir el tiempo de construcción.
- d) Fácil mantenimiento.
- e) Fácil solución de problemas.
- f) menor tiempo de reparación.

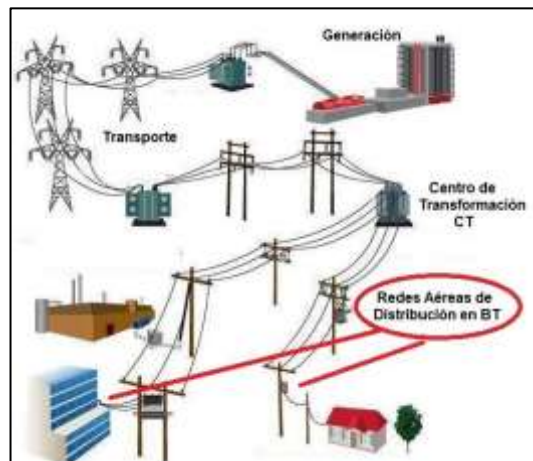


Figura 2.2: Red de distribución aérea [27]

2.3 Red De Distribución Soterrada

Se utilizan en áreas donde los sistemas de aire no son recomendables por razones de urbanización, estética, congestión o seguridad. Los sistemas subterráneos actualmente compiten con los sistemas aéreos en áreas urbanas centrales. [6]

Ventajas de una red de distribución subterránea [7]:

- La mayoría de los daños de la red aérea no se ven afectados a la red subterránea.
 - No perturben la fisonomía de la ciudad por no ser visibles.
 - Son más seguros porque no entran en contacto con pájaros ni personas.
 - No se dañarán.
 - Deben evitarse algunos programas de mantenimiento preventivo, como el recorte y lavar
- También esta red



Figura 2.3 Red de distribución soterrada [36]

2.4 Niveles De Voltaje

La electricidad que va a ser transportada de un punto de origen a un punto final necesita cumplir con los siguientes aspectos físicos como: tensión, frecuencia e intensidad. Respecto a la tensión,

más conocida como voltaje, se define como la diferencia de potencial eléctrico entre dos puntos. Existen diferentes niveles de voltaje o tensión, los cuales se enuncian a continuación [8]:

- Alta tensión: Tensiones superiores a los 36.000 voltios. Usada generalmente para transporte de electricidad.
- Media tensión: Comprende los valores entre 1 y 36 kV.
- Baja tensión: Menores a 1 kV y es utilizada para el consumo dentro de los hogares

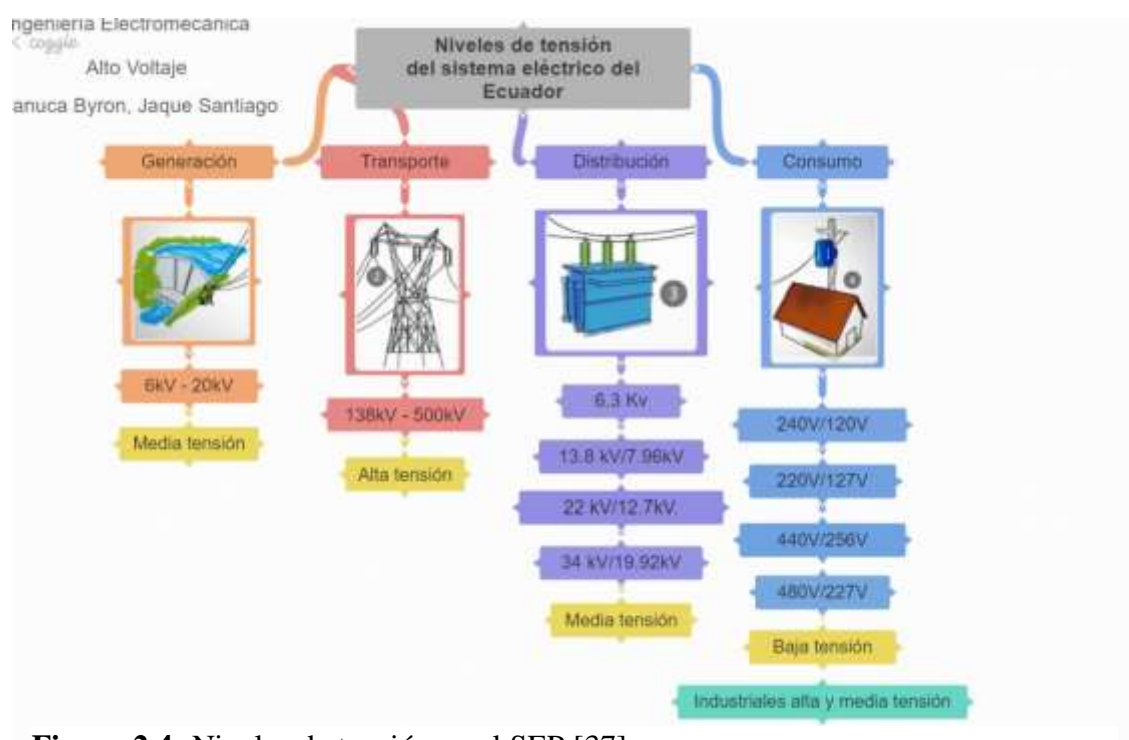


Figura 2.4 : Niveles de tensión en el SEP [37]

2.5 Caída De Voltaje

Es la pérdida de potencial eléctrico que sucede cuando existe un flujo de corriente mediante un conductor, debido a la resistividad eléctrica (propiedad de oponerse al flujo de electrones a través de él). [9]

Respecto al valor permisible en las instalaciones eléctricas, el valor de la caída de tensión no debe superar el 3% de voltaje en el suministro.

Al superar dicho nivel, se pueden generar los siguientes inconvenientes: parpadeo en lámparas fluorescentes, calentamiento de balastos, aumento de corriente en motores y en consecuencia un bajo factor de potencia. [10]

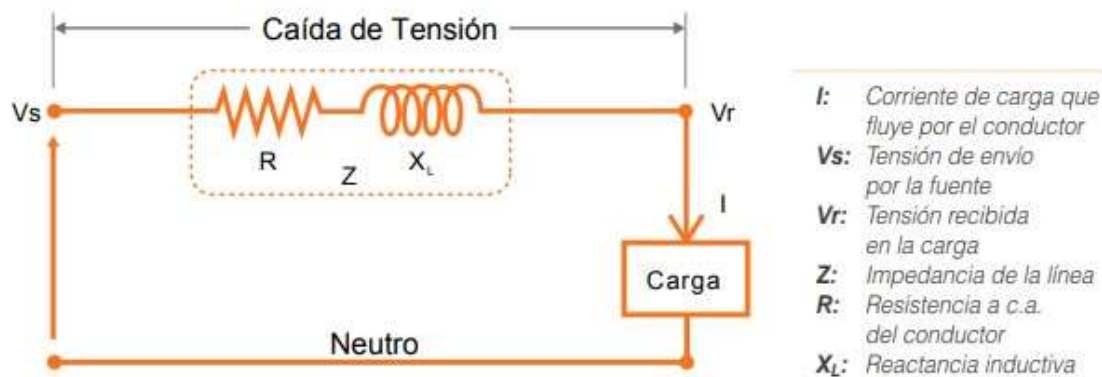


Figura 2.5: Caída de tensión [38]

2.6 Estudio De La Demanda

Este estudio comprende una estimación y proyección a futuro de la energía y potencia requerida en un periodo determinado del tiempo. Al realizar un estudio de este tipo existen diferentes métodos para calcular la demanda tomando en cuenta la duración del horizonte de planificación. [11]

- Short Term Load Forecasting STLF: La proyección es horaria y la duración de esta es de un día hasta una semana.
- Medium Term Load Forecasting MTLF: La proyección es diaria y la duración es de semanas hasta meses.
- Long Term Load Forecasting LTLF: La proyección es mensual y la duración es anual.

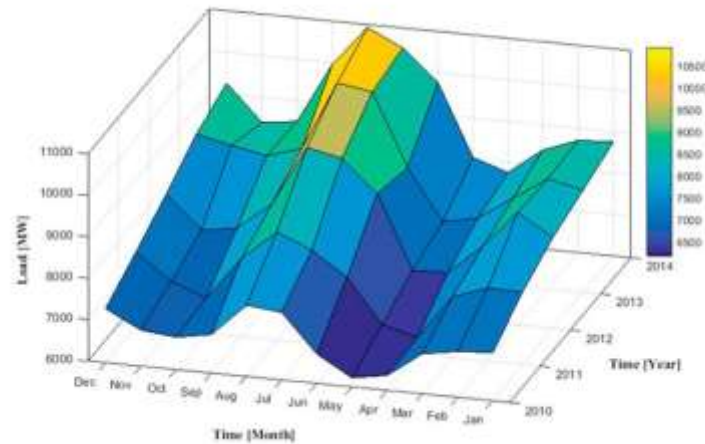


Figura 2.6 Curva de estudio de la demanda. [11]

2.7 Elementos De Protección

Los elementos de protección dentro de las redes de distribución de buscan la protección de los equipos y sus operarios contra descargas o fallas en el suministro de energía eléctrica. [12]



Figura 2.7 : Elementos de protección en el sistema de red [41]

2.8 Iluminación Artificial

Puede ser considera como un uso de la energía eléctrica, y solo requiere de una lámpara y una línea de baja tensión. La iluminación artificial es la responsable de que las actividades humanas pueden seguir realizando en horario nocturnos o en lugares donde la luz natural no es suficiente para el ojo humano.

Por ejemplo, se considera a luz artificial: a los postes de alumbrado público, focos ubicados dentro y fuera del domicilio y todos elementos que transforme la energía eléctrica en energía lumínica. [13]



Figura 2.8 : Alumbrado público en vías [39]

2.9 Iluminación Exterior o Luz Natural

Es aquella luz proveniente del sol, se propaga a través del espacio de rayos solares en forma directa; y de forma indirecta, por la reflexión de la atmosfera o el entorno natural en la superficie terrestre. La cantidad de luz que se recibe o se percibe depende la ubicación, la época del año y hasta la zona horaria. La luz exterior o natural alcanza valores de luz hasta 100.000 lux. [14]



Figura 2.9 : Iluminación exterior [40]

2.10 Contaminación Lumínica

Toma en cuenta los exentes de luz provenientes de fuentes de luz artificial, lo que genera exceso de brillo sobre el cielo nocturno. Las principales causas son: inadecuado alumbrado público, mal uso de la luz artificial.

En consecuencia, se tienen excesos de consumos de energía eléctrica y por lo tanto aumentos en el factor económico. [15]



Figura 2.10 : Contaminacion visual de lumenes [42]

2.11 Contaminación Visual

Se define como todos aquellos elementos que afectan la visibilidad de una zona específica. Entre los principales causantes encontramos a: exceso de anuncios o carteles publicitarios, cables eléctricos, antenas de televisión, parabólicas, pararrayos, basura, redes de distribución eléctrica.

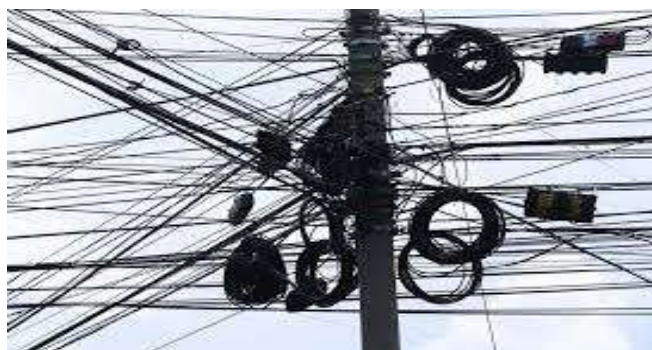


Figura 2.11: Contaminacion visual en la sociedad [43]

2.12 Luminotecnia

Para el estudio de la iluminación se toman en cuenta dos aspectos importantes: la fuente que produce la luz y el objeto que será iluminado. Por otro lado, las magnitudes que se toman en cuenta para valorar las cualidades son las siguientes: [14]

2.12.1 Flujo luminoso: Es representada por la letra ϕ y la unidad de medida es el lumen lm y se define como la energía radiante de una fuente que genera una sensación luminosa.

2.12.2 Rendimiento luminoso: Mide el flujo de que se emite por unidad de potencia eléctrica consumida. Se representa por η y su unidad de medida es el lumen por vatio (lm/W).

2.12.3 Cantidad de luz: Esta determinada por el flujo luminoso a largo del tiempo y se representa por la letra Q. Su unidad de medida es lumen por hora LMH.



Figura 2.12 : Flujo de lumenes [44]

2.13 Sistema Con Topología En Anillo

Una red de lazo o lazo cerrado se alimenta desde dos o más lugares cerrando el lazo, los receptores se colocan entre los transformadores. La principal ventaja es que, en caso de falla del transformador, el usuario sigue recibiendo energía eléctrica de otro transformador, es decir, se garantiza más la continuidad del servicio. [16]

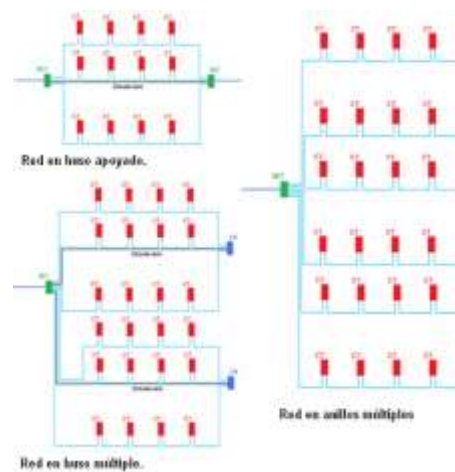


Figura 2.13 : Topología en anillo [45]

2.14 Anillo Cerrado

La topología en anillo tiene las siguientes características y la principal diferencia es posible que una red hub-and-spoke proporcione flujos y servicios a la red a través de varias vías eléctricas. Topología en estructuras de anillo cerrado significa que tiene dos o más extremos en esta casa.

La energía va en un círculo e impulsa todas las cargas sin problemas. Sirve una de las fuentes al final. Su principal ventaja es la alta fiabilidad del sistema, por otro lado, la desventaja es que es difícil coordinar completamente medidas de protección y altos costos económicos. [16]

2.15 Anillo Abierto

Esta topología es característica porque en cualquier momento de consumo una red que puede alimentarse de dos caminos eléctricos posibles, pero solo de uno. Estos dos caminos son válidos, y el segundo camino actúa como una emergencia. En caso de falla, las transferencias se realizarán utilizando esta opción de conexión. Lazo abierto es una de las topologías más utilizadas en la actualidad porque en condiciones normales, el sistema opera como un sistema radial, utilizado en emergencias otras redes que juntas forman una red en anillo abierto. [16]

2.16 Demanda De Potencia

La potencia requerida es la potencia eléctrica (kW) que requiere el consumidor en un momento determinado. Es la energía eléctrica que requiere o consume la fuente de luz para proporcionar energía eléctrica a una vivienda o edificio comercial donde se preste un servicio previamente contratado a una compañía eléctrica.

Por lo tanto, esta potencia solicitada afecta directamente la factura y el precio final del servicio de energía, esta fuerza afecta a la entrega contractual, por tanto, a la calidad y cantidad que llega al punto de luz. [17]



Figura 2.14 Demanda de potencia del consumidor [46]

2.17 Subestación De Distribución

Hay estaciones de distribución en la red eléctrica. La captación de la línea de subtransmisión instalada se produce cuando es igual a nivel de tensión de la Empresa Eléctrica Quito que es de 46 kV que tiene un transformador que reduce el voltaje a 6,3 kV, 13,2 kV y 22,8 kV para formar la red de distribución primaria. [18]



Figura 2.15 :Subestacion de distribucion de energia electrica [18]

2.18 Centro De Transformación

Es la última parte de la red primaria e incluye los transformadores de distribución. Se reducen a 120/210 o 127/220 V para crear una red Distribución secundaria. Contiene elementos de protección y segmento necesarios para su funcionamiento. El centro de transmisión puede ser una antena montada en una estructura o soporte, también se puede montar en el suelo/subterráneo diseñado y construido para la ubicación de los equipos. [19]



Figura 2.16 : subestacion de transformacion [19]

2.19 Demanda Máxima

Es el valor más alto de demanda que se presenta en el sistema durante un período de tiempo determinado. Esto suele ocurrir sobre una base diaria, mensual y/o anual. a menudo se llama pico de demanda o pico de carga. Una de las mayores necesidades de la época. Un método común para cuantificar la carga del circuito.

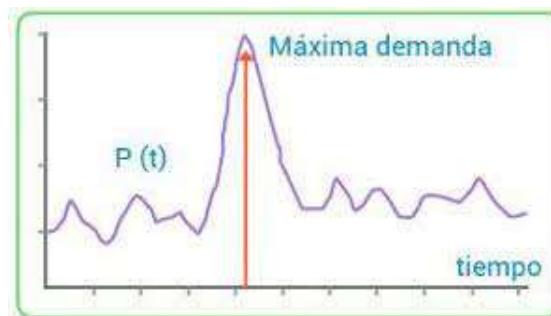


Figura 2. 17 Demanda máxima [20]

2.20 Factor De Demanda

Se define como la relación entre la demanda punta y la capacidad instalada total sistema. La carga total instalada es la suma de todas las potencias Instale la placa del dispositivo. Este factor indica la frecuencia de uso Cuanto más cerca de un método se instala el dispositivo en el sistema Estos dispositivos se utilizan a menudo. Su expresión matemática es la siguiente: $FDM = DM / CI$ [20]

2.21 Red De Medio Voltaje

A medida que la electricidad se mueve desde el lugar donde se produce (la planta de energía) hasta el lugar donde se consumirá, pasa a través de una subestación, que convierte la electricidad de alto voltaje en voltaje medio (KV). Las líneas de media tensión, por otro lado, pueden ser aéreas o subterráneas, y se deben cumplir varios requisitos por razones de seguridad. [21]

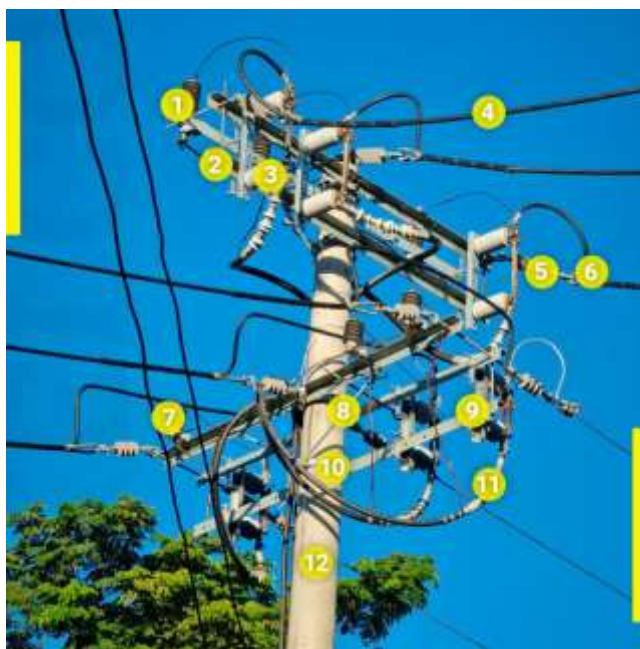


Figura 2.18 Red de distribución de medio voltaje [22]

2.22 Red De Bajo Voltaje

El bajo voltaje, que es el voltaje utilizado por la mayoría de los equipos eléctricos, es menos peligroso que el alto o el medio voltaje; pero para evitar el riesgo de accidentes, las instalaciones deben estar protegidas por disyuntores y diferenciales, que tenemos a la entrada de la casa para aumentar la seguridad.

Así mismo, las instalaciones de baja tensión deben ser realizadas y manipuladas siempre por un especialista autorizado. Finalmente, la puesta en marcha de equipos de baja tensión requiere un proceso de legalización.

La electricidad de pequeños consumidores como alumbrado público o residencial, es de baja tensión. [22]



Figura 2.19 Red de bajo voltaje [47]

2.23 Equipos De Protección Y Seccionamiento

Instalación de equipos de protección de tramos en redes de distribución sirven para la protección de locales, aislamiento de equipos dañados y averiados por aislamiento. Se clasifican en equipos de reparación y salas que se pueden dividir en: [23]

- Disyuntor o disyuntor y
- Fusibles y seccionadores.



Figura 2.20 Equipo de protección de bajo voltaje [48]

2.24 Alumbrado Público

Los servicios de alumbrado público forman parte de los servicios públicos locales que cada municipio debe prestar en su territorio para hacerlos más útiles y seguros para los vecinos.

El sistema de alumbrado público se compone principalmente de sistemas de alumbrado público que pueden configurarse de diferentes formas: desde las más tradicionales hasta las actualizadas hoy por hoy. El desarrollo tecnológico de los sistemas de alumbrado público depende de las necesidades de los municipios para cubrir sus necesidades: controlar el consumo energético y reducir la contaminación lumínica. [24]



Figura 2.21 Alumbrado publico [49]

2.25 Tipos De Transformadores

Un transformador es un componente pasivo y a su vez una maquina estacionaria que transfiere energía eléctrica de un circuito a otro. Los transformadores monofásicos aumentan o reducen el voltaje. Los transformadores son ampliamente utilizados y se pueden clasificar según su uso. [25]



Figura 2.22 Transformador de voltaje [50]

2.26 Transformador De Potencia

Un transformador se define como un equipo utilizado para convertir un voltaje de un valor más alto a un valor más pequeño. Esto reduce el voltaje a un límite seguro que se puede medir fácilmente con equipos convencionales de bajo voltaje, como un voltímetro.

Está conectado paralelo a la línea que se mide para registrar el error de relación o ángulo. El transformador está diseñado para monitorear voltaje de conmutación monofásico y terminales trifásicos. Tiene un devanado principal, así como un primario y un secundario de alta tensión. Este particular tipo de transformador permite que el medidor lea conexiones de suministro con clasificaciones de voltaje (potencial) que tienen un factor de potencia más alto que el que el medidor normalmente puede manejar sin error. [26]



Figura 2.23 Transformador de potencial [26]

2.27 Transformador De Corriente

Cuando circula una corriente o amperaje muy grande por un cable o circuito, necesitamos bajarlo para agregar equipo de medición y/o algún equipo de protección. Aquí se utilizan transformadores de corriente o de intensidad.

Los transformadores de corriente o de intensidad se utilizan para obtener una corriente menor pero proporcional a la corriente que circula por la línea eléctrica.

Los flujos industriales suelen ser demasiado grandes para pasar directamente a través de dispositivos de medición. [27]



Figura 2.24 Transformadores de corriente eléctrica [51]

2.28 Etap

ETAP® es un software de que brinda solución de ingeniería analítica que se especializa en la programación con su respectiva simulación, diseño, monitoreo, control, capacitación de operadores, optimización y automatización de sistemas eléctricos. A su vez es un software que permite analizar fallas en los sistemas, entre otras pruebas extras. [28]



Figura 2.25 Simulador ETAP [28]

2.29 Geo portal

Es un portal geográfico web que tiene como objetivo proporcionar a los usuarios acceso a una serie de recursos y servicios basados en información geográfica de primera mano. Permite la ubicación, acceso y la visualización de datos geoespaciales utilizando navegadores y permite la facilidad de la información. [29]



Figura 2.26 Geo Portal, Sistema de Cnel. [52]

2.30 Google Earth

Google Earth es una herramienta informática desarrollada por el equipo de Google que proporciona una vista virtual a nivel mundial. De esta forma, el usuario puede ver el mapa de la tierra gracias a la superposición de imágenes de satélite. [30]



Figura 2.27 Herramienta informática para la vista mundial [30]

2.31 AutoCAD

AUTOCAD es un programa estándar utilizado por muchos arquitectos e ingenieros para desarrollar dibujos, planos, estructuras y detalles que deben cumplir ciertos parámetros de manera precisa para un trabajo previo sea de instalación, construcción, etc.

Además, AUTOCAD es un programa versátil que te permite desarrollar proyectos arquitectónicos, industriales, mecánicos, de diseño gráfico e ingeniería. Capaz de ver diseños 2D y 3D, AutoCAD es uno de los programas de diseño digital con más apogeo en las necesidades de las personas hoy en día. [31]



Figura 2.28 Software para arquitectos e ingenieros. [31]

2.32 Dialux

DIALux es un software gratuito especialmente diseñado para la creación de proyectos de iluminación que permite realizar el dimensionamiento necesario y exacto para una zona delimitada. Le permite documentar los resultados logrados con una visualización realista e incluye bibliotecas de todos los fabricantes líderes en el mundo.

Toma datos de la biblioteca CAD de otros programas arquitectónicos, los procesa y los devuelve al programa original. También te permite utilizar modelos 3D descargados de la nube. [32]



Figura 2.39 Software para el análisis de lúmenes. [32]

2.33 Sistema Eléctrico De Potencia

La electricidad en el siglo 20 ha sido uno de los principales partícipes del desarrollo de la productividad y el aumento del bienestar de los países industrializados y en vías de desarrollo. La

electricidad ya no es un lujo, ahora es una necesidad para de la sociedad moderna de tal manera que, debido a sus beneficios el costo de energía eléctrica disminuye con el paso del tiempo.

Una Red o Sistema de Energía Eléctrica debe cumplir con tres etapas vitales para hacer posible su uso, estas son: Generación, Transmisión, y Distribución. Cada una de ellas cumple con una tarea específica, y juntas se complementan para dar lugar a lo que se conoce como un Sistema de Energía Eléctrica. Una de las fases de mayor importancia en el flujo de energía es la Distribución pues se trata de la etapa más cercana al consumidor, usuario, o cliente, aquí se toma la energía del sistema de transmisión, cuya característica principal es operar en altos niveles de voltaje, y reducirlos a niveles de voltaje aptos para el consumo.

En nuestro país, el sistema de distribución parte de estaciones auxiliares, las cuales se encargan de bajar el voltaje a estaciones. Luego, el sistema ingresa a las ciudades y viaja a las estaciones de distribución donde el nivel de voltaje se reduce nuevamente y se establece el sistema de distribución principal. [33]

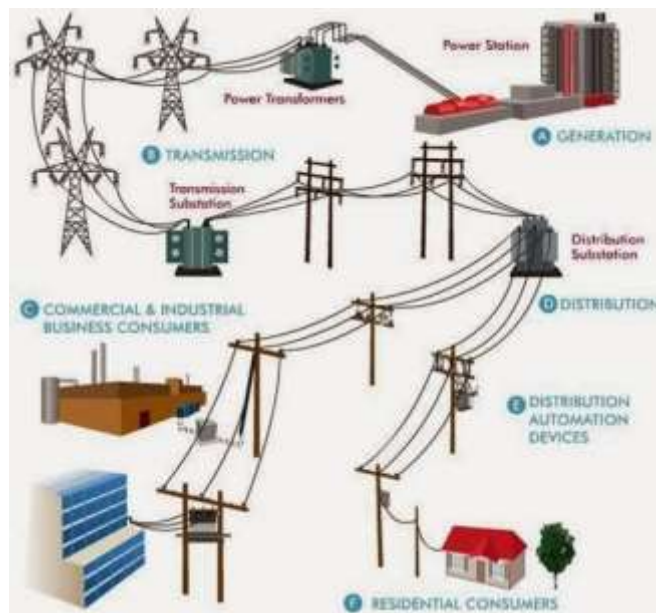


Figura 2.30 Sistema eléctrico de potencia [33]

2.34 Prueba De Cortocircuito

La prueba de cortocircuito de un transformador se utiliza para calcular o determinar las pérdidas que se genera en el transformador con carga, también se utiliza en la obtención de parámetros para la aproximación de un circuito equivalente de un transformador. [34]

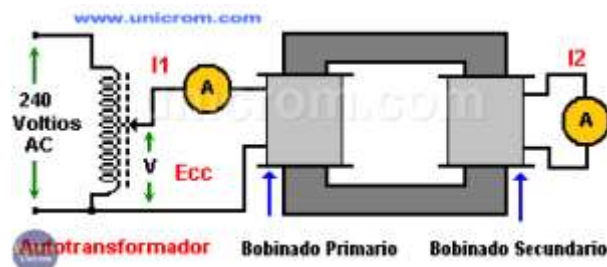


Figura 2.31 Prueba de cortocircuito en un transformador. [53]

2.35 Prueba De Circuito Abierto

El propósito de la prueba de circuito abierto es calcular la corriente a vacío y a su vez las pérdidas, esta prueba se procede a realizar en el lado primario del transformador, los elementos de medición como el vatímetro, amperímetro y voltímetro irán conectados a su devanado primario, donde se alimenta con su voltaje nominal. [34]

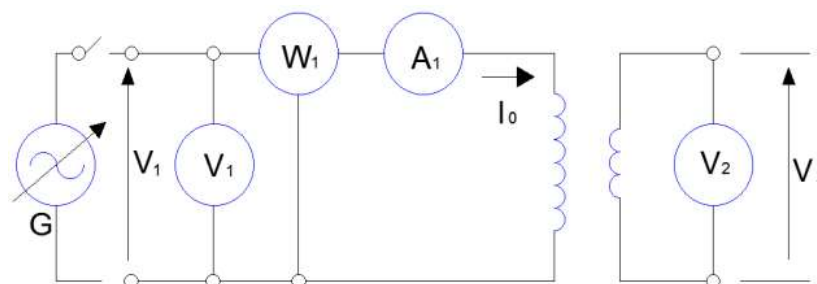


Figura 2.32 Prueba de circuito abierto [35]

CAPÍTULO III

3. DISEÑO DE LA DE RED DE BAJO Y MEDIO VOLTAJE

3.1 Diseño de la red de bajo voltaje

En la red de bajo voltaje se realizó un análisis que define la distribución de los transformadores estratégicamente con el fin de obtener las menores pérdidas posibles en cuestión de voltaje dada a las largas distancias de los cables de conexión, considerando distancia entre transformadores como a su vez las distancias del transformador a cada residencia de los usuarios.

3.2 Diseño de la red de medio voltaje

En la red de medio voltaje se realizó un análisis térmico para determinar si puede ocurrir un problema en los cables que circulan a través de la red de medio voltaje dado a su alto nivel de tensión, sin embargo, la corriente es menor así que se espera que la temperatura no supere los 90 grados Celsius para así poder trabajar de manera eficiente.

3.3 Descripción de la red de distribución actual

El lugar delimitado a intervenir pertenece a una zona residencial ubicado en Vía Daule, exactamente en la urbanización La Joya, pasando por otras urbanizaciones residenciales similares.

La distribución de la red se distribuirá de la siguiente manera:

- Red de medio voltaje
- Redes de bajo voltaje
- Transformadores
- Luminarias exteriores o secundarias.
- Usuarios o clientes

3.4 Transformadores

Se realiza el dimensionamiento de los transformadores con base en los cálculos de proyección de la demanda individual de cada usuario, resaltando que se basa con el análisis del consumo real donde se toman en cuenta las cargas como electrodomésticos, cocinas eléctricas, lavadoras, etc.

Los transformadores se ubicarán a lo largo de las vías principales reduciendo las distancias donde se ubican las cargas que estarán conectado al transformador

En el análisis técnico se definió usar las mismas potencias para cada uno de los transformadores ya que en cuestión de sobrecarga no habría problema alguno y trabajarían de forma óptima.

Tabla 3.1 Capacidad de transformadores de baja tensión

CAPACIDAD DE TRANSFORMADORES						
N	FASE A	FASE B	FASE C	MANZANA	SOLARES	# de solares
T-1	50			Mz. 5, 6, 14	5 (1 al 4), 6 (11 al 21), 14(22 al 26)	20
T-2	50			Mz. 6, 14	6 (1 al 10), 14 (27 al 34)	18
T-3	50			Mz. 14, 15,	14(1 al 4), 15(25 al 28), 16(16 al 19), 17(1 al 4)	16
T-4		50		Mz. 14, 17	14 (5 al 17), 17 (22 al 31)	20
T-5		50		Mz. 14, 15,	14 (5 al 7), 15 (18 al 24), 16(20 al 26), 17(32 al 34)	20
T-6		50		Mz. 15, 16	15 (7 al 17), 16 (27 al 34)	19
T-7		25		Mz. 15	2 al 6	5
T-8	50			Mz. 12, 14,	12 (18 al 21), 14 (18 al 21), 17(18 al 21)	12
T-9	50			Mz. 12, 17	12 (22 al 31), 17 (8 al 17)	20
T-10	50			Mz. 11, 12,	11 (25 al 31), 12 (32 al 34), 16 (9 al 15), 17 (5 al 7)	20
T-11	50			Mz. 11, 16	11 (32 al 41), 16 (1 al 8)	18
T-12			25	Mz. 11, 12	11 (21 al 24), 12 (1 al 4)	8
T-13			25	Mz. 4	23 al 29	7
T-14			50	Mz. 4, 12	4 (11 al 22), 12 (13 al 17)	17
T-15			50	Mz. 3, 4, 12	3 (17 al 18), 4 (1 al 10), 12 (5 al 12)	20
T-16			50	Mz. 3, 11	3 (7 al 16), 11 (11 al 20)	20
T-17			50	Mz. 7, 15	7 (17 al 27), 15 (29 al 37)	20
T-18		50		Mz. 7, 15	7 (7 al 16), 15 (38 al 47)	20
T-19			50	Mz. 1, 7, 8,	1 (1 al 6), 7 (1 al 6), 8 (32 al 33), 15 (1, 48 al 51)	19
T-20		50		Mz. 1, 8	1 (7 al 16), 8 (34 al 43)	20
T-21		50		Mz. 1, 8	1 (17 al 26), 8 (44 al 53)	20
T-22		50		Mz. 1, 2, 8,	1 (27 al 28), 1 (1 al 9), 8 (1 al 4, 54), 9 (1 al 4)	20
T-23		50		Mz. 8, 9	8 (18 al 27), 9 (27 al 36)	20
T-24		50		Mz. 8, 9	8 (8 al 17), 9 (37 al 46)	20
T-25		25		Mz. 8, 9	8 (5 al 7), 9 (47 al 49)	6
T-26			25	Mz. 8, 10, 1	8 (28 al 31), 10 (21 al 22), 11 (1 y 2)	8
T-27	50			Mz. 9, 10	9 (15 al 26), 10 (31 al 38)	20
T-28	50			Mz. 9, 10	9 (5 al 14), 10 (31 al 38)	18
T-29			50	Mz. 2, 3, 10,	2 (33 y 34), 3 (1 al 6), 10 (17 al 20), 11 (3 al 10)	20
T-30			50	Mz. 2, 10	2 (23 al 32), 10 (7 al 16)	20
T-31			50	Mz. 2, 10	2 (10 al 22), 10 (1 al 6)	19
T-32	37,5				Area Social	
TOTAL	487,5	500	475			
KVA/					511	
FASE	1462,5					

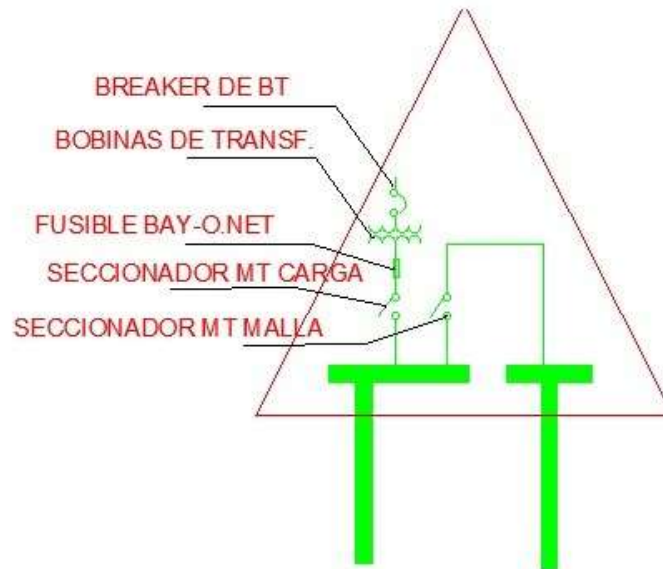


Figura 3.1 Transformador monofásico

La distribución de transformadores estará situada de tal manera donde las pérdidas de voltaje por los tramos largos de conexión serán mínimas y su funcionamiento será mucho óptimo de cómo era originalmente, además de que se verificará el índice de seguridad del sistema y a su vez las protecciones adecuadas dado que el sistema cambiará completamente a ser subterráneo.

3.5 Diagrama unifilar de media tensión

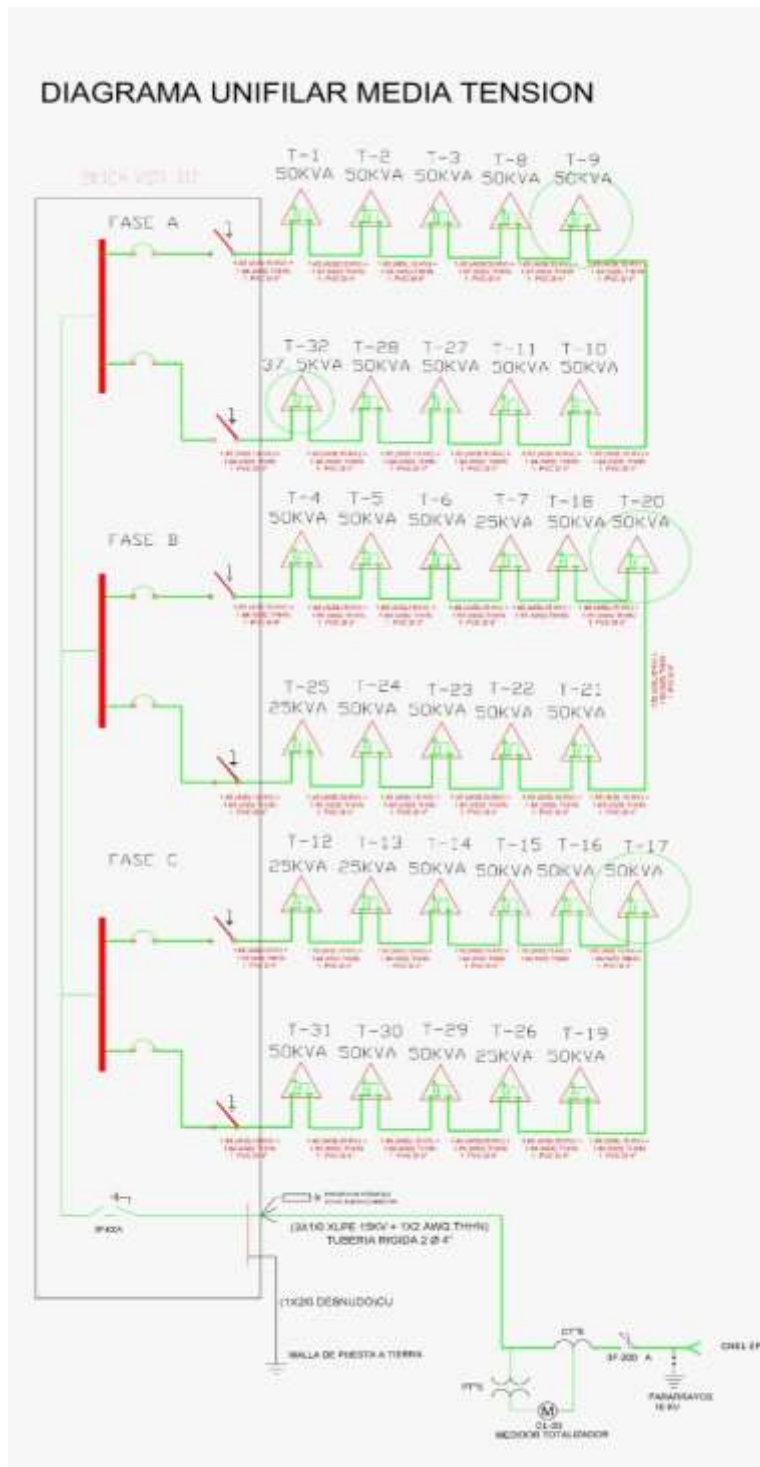


Figura 3.2 Diagrama unifilar de media tensión

3.6 Ubicación de red principal, transformadores y luminarias

Se analizó el distanciamiento de los transformadores dando como resultado una pérdida significativa de voltaje, es decir, que a los usuarios no se le está brindando un servicio en condiciones óptimas ya que se genera una caída de voltaje en la salida de los transformadores. Para eso se necesitó ubicar los transformadores con sus coordenadas obtenidas del geo portal y Google Earth para tener una referencia más exacta visualmente.



Figura 3.3 Ubicación de la zona a trabajar

La red principal de medio voltaje pasa a través de la urbanización dando lugar su punto de inicio cerca de la mitad del área donde procede a distribuirse para los demás transformadores ubicados estratégicamente dentro de la etapa donde procede a empezar.



Figura 3.4 Red de voltaje en la urbanización la fase de conexión

En base a las coordenadas obtenidas de la herramienta digital llamada Geo portal se logró ubicar específicamente la ubicación de todos los transformadores de la zona y a su vez las luminarias de la urbanización que pasaran a ser reemplazadas por otro tipo de luminaria siguiendo de todas formas las normativas que impone ARCONEL.



Figura 3.5 Ubicación de transformadores

Tabla 3.2 Distancias de transformadores dentro de la urbanización

DISTANCIAS DE TRAMOS ENTRE TRANSFORMADORES ETAPA ÁMBAR (ACTUAL)					
FASE A		FASE B		FASE C	
FUENTE - T1	42,87	FUENTE - T4	155,69	FUENTE - T12	399,08
T1 - T2	92,84	T4 - T5	86,36	T12 - T13	97,71
T2 - T3	147,25	T5 - T6	93,27	T13 - T14	57,9
T3 - T8	81,07	T6 - T7	148,05	T14 - T15	88,16
T8 - T9	154,98	T7 - T18	267,29	T15 - T16	102,6
T9 - T10	55,32	T18 - T20	55,57	T16 - T17	63,61
T10 - T11	48,4	T20 - T21	83,49	T17 - T19	138,11
T11 - T27	411,17	T21 - T22	58,14	T19 - T26	227,21
T27 - T28	70,25	T22 - T23	217,25	T26 - T29	558,2
T28 - T32	58,22	T23 - T24	244,45	T29 - T30	292,52
T32 - FUENTE	615,95	T24 - T25	71,01	T30 - T31	67,24
		T25 - FUENTE	632,24	T31 - FUENTE	262,56

Se realizó la medición de los tramos de los transformadores en la urbanización utilizando la herramienta de “REGLA” de Google Earth, así observamos las largas distancias que están recorriendo los cables de baja tensión sabiendo que son más costosos por la sección de este, ocasionando una mayor pérdida de voltaje en su destino o final de recorrido produciendo daños en las cargas de los usuarios.

3.7 Red Soterrada

El soterramiento de las redes de servicios se ha catalogado hoy en día como una necesidad de la sociedad, ya sea por el impacto positivo que genera tanto a los usuarios como a los que manejan el área de las redes eléctricas y se tienen que responsabilizar por el costo del producto.

Hoy en día todos los proyectos que se están realizando a nivel residencial o de bajo voltaje se están manejando con un sistema soterrado dado a su alto rendimiento y menor costo de mantenimiento, la dificultad existe en la parte de la inversión que es elevada ya que el sistema dada a su alta confiabilidad los componentes, protecciones y demás materiales a utilizar se mantienen con un valor por encima de lo convencional.

Cabe señalar que el menor costo de actualizar las líneas aéreas en comparación con las líneas nuevas dificulta el uso de líneas subterráneas, por otro lado, el costo unitario de las líneas de metro en áreas urbanas es más alto que instalar similares en áreas abiertas, y finalmente encontrar maneras de reducir el costo adicional del soterramiento es una forma efectiva de reducir los costos del soterrado

Para diseñar el nuevo sistema de la red se utilizaron software como AutoCAD, Etap, Dialux, para simular el flujo de carga, cortocircuito, etc. Así observamos que no tenemos ningún problema al momento de dimensionar los transformadores a través de las calles de la urbanización.

3.8 Caída de voltaje

Con el nuevo diseño de la red se tiene que realizar el análisis del diferencial que existe entre la vieja y nueva ubicación de los transformadores considerando las medidas de los conductores para determinar los parámetros adecuados y dimensionar la red adecuadamente, a continuación, se muestra una tabla de los límites térmicos de los conductores.

Tabla 3.3 Tabla de conductores

COBRE AISLADO PARA B. V. TTU - 1% V					
LIMITE TERMICO		CONDUCTOR	FACTOR FCV (KVA-M)		
208/120V	240/120V	CALIBRE	120V	240/120V	208/120V
3 FASES	1 FASE	(AWG)	2 HILOS	3 HILOS	4 HILOS
42	28	6 TTU	54	215	330
57	38	4 TTU	84	335	510
71	47	2 TTU	128	510	775
88	58	1/0 TTU	195	780	1170
88	58	2(1/0) TTU	390	1560	2340
109	72	2/0 TTU	240	960	1430
122	80	3/0 TTU	290	1160	1730
141	93	4/0 TTU	353	1410	2090
158	104	250 MCM TTU	401	1605	2360
175	115	300 MCM TTU	463	1850	2700
192	142	350 MCM TTU	539	2155	3232

3.9 Ubicación de postes.

Se determina la ubicación de los postes de alumbrado público de manera precisa utilizando la herramienta digital Geo Portal demostrando que al ser una gran cantidad de postes la contaminación visual donde están ubicados los transformadores es mayor, dando así problemas en los niveles de voltaje, temperatura, estética, etc.

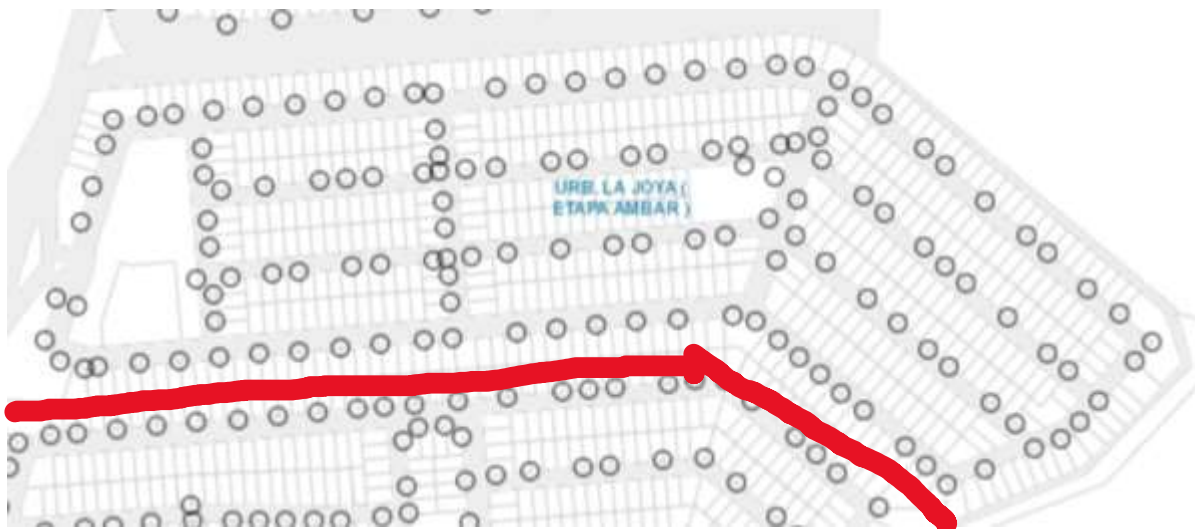


Figura 3.6 Ubicación de postes

3.10 Alumbrado público

Al disminuir la contaminación visual por el cambio del cableado aéreo a soterrado, se verá más estético el alumbrado público, sin embargo, se debe tener presente que:

- A partir del 2020, los proyectos de iluminación exterior o alumbrado público deberán realizarse exclusivamente con tecnología LED.
- Para la instalación de las luminarias se deberá usar un ducto si existe algún punto donde haga falta el nivel de lúmenes.
- Los proyectos de alumbrado público deben realizarse siguiendo la normativa de la ARCONEL, cuyo objetivo es seguir los lineamientos técnicos para que el servicio público de la iluminación sea de calidad y efectivo.



Figura 3.7 Ubicación de alumbrado publico

La figura 3.7 muestra que se obtuvo gracias a las coordenadas extraídas del Geo Portal y con la ayuda de Google Earth pudimos ubicar con precisión las luminarias existentes dentro de la urbanización, estas mantendrán la misma ubicación ya que no muestra inconveniente con el tema del alumbrado exterior.

3.10.1 Área de prestación de servicio: Es el área geográfica definida en el título habilitante, en la cual la empresa eléctrica presta el servicio de distribución y comercialización de energía eléctrica y el de alumbrado público general.

3.10.2 Alumbrado Público: Constituye la iluminación de vías y espacios públicos destinados a la movilidad, seguridad y ornamentación. El alumbrado público se clasifica en: alumbrado (público general, alumbrado público ornamental y alumbrado público intervenido).

3.10.3 Alumbrado Público General-APG-: Es la iluminación de vías públicas, para tránsito de personas y/o vehículos. Excluye la iluminación de las zonas comunes de unidades inmobiliarias declaradas como propiedad horizontal, la iluminación pública ornamental e intervenida.

3.10.4 Alumbrado público ornamental: Es la iluminación de áreas públicas como parques/plazas, espacios deportivos abiertos, iglesias, piletas, monumentos y similares, que difiere de los niveles establecidos por regulación para alumbrado público general, dado que estos obedecen a criterios

estéticos determinados por el Gobierno autónomo descentralizado correspondiente, o por el órgano estatal competente. Se excluye bombas de agua de piletas y motores extractores de aire de túneles, o el consumo de energía de equipos que no tienen que ver con iluminación.

3.11 Simulación en Dialux

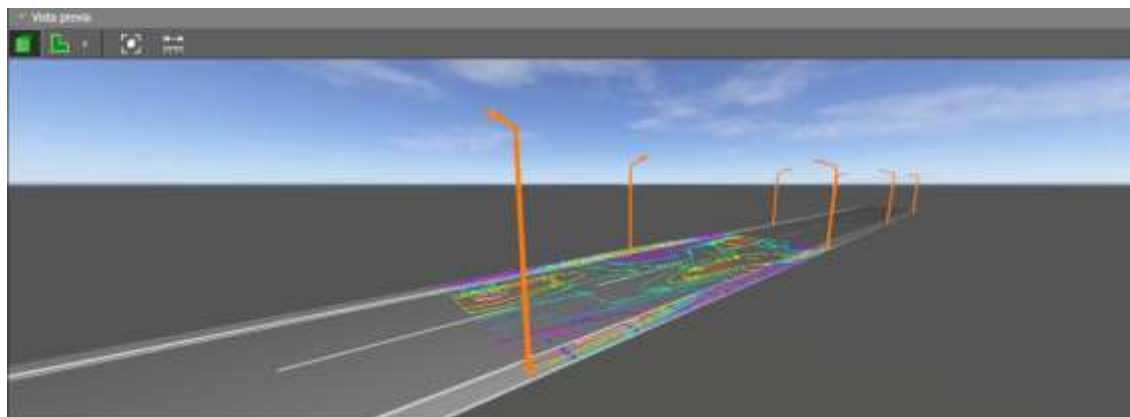


Figura 3.8 Simulación en DIALUX de la calzada

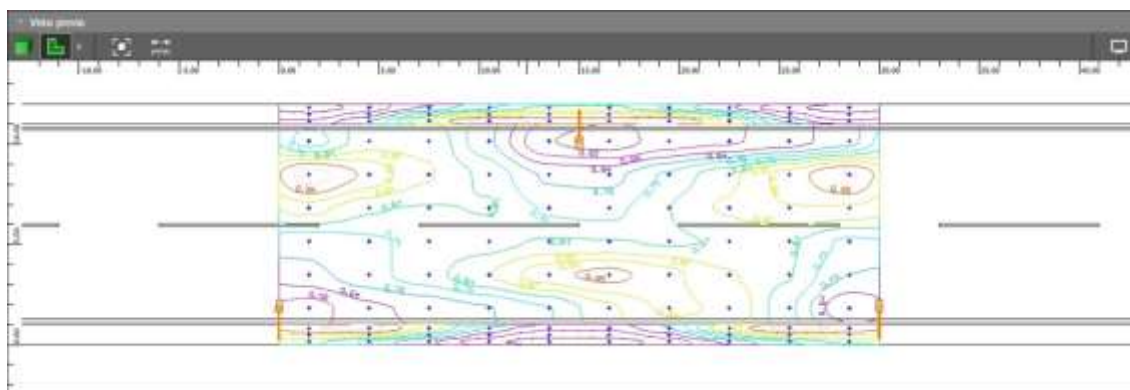


Figura 3.9 Flujo luminoso

Tabla 3.4 Clases de alumbrado en la vía publica

CLASES DE ALUMBRADO PARA DIFERENTES TIPOS DE VIAS PUBLICAS	
DESCRIPCION DE LA VIA	TIPO DE ILUMINACION
vias de alta velocidad, con pista separadas libres de intersecciones al mismo nivel y con accesos completamente controlados, autopistas, autovías. Con densidad de tráfico complejidad de circulación.	
Alta (más de 1000 vehículos/hora)	M1
Media (Entre 500 y 1000 vehículos /hora)	M2
Baja (Entre 150 y menos de 500 vehículos/hora)	M3
vias de alta velocidad, vias con doble sentido de circulación. Con control de tráfico y separación de diferentes usuarios de vía.	
Pobre	M1
Bueno	M2
vias urbanas de conexión, carreteras distribuidoras locales, vias de acceso principales residenciales, carreteras que proporcionan y conducen a conexiones de carreteras. Con control de tráfico y separación de diferentes usuarios de la vía.	
Pobre	M4
Bueno	M5

Tabla 3.5 Luminancia en calzada para tráfico motorizado

CLASE DE ILUMINACION	CAMPO DE APLICACION				
	TODAS LAS VIAS			VIAS SIN O CON Poca INTERSECCIONES	VIAS CON ACERAS NO ILUMINADAS PARA CLASES P1 A P4
	LUMINANCIA PROMEDIO MINIMO MANTENIDO	FACTOR DE UNIFORMIDAD U _o MINIMO	T1% MAXIMA INICIAL	FACTOR DE UNIFORMIDAD LONGITUDINAL DE LUMINANCIA U _l MINIMO	RELACION DE ENTORNO SR MINIMA
M1	2	0,4	10	0,7	0,5
M2	1,5	0,4	10	0,7	0,5
M3	1	0,4	10	0,7	0,5
M4	0,8	0,4	10	NR	NR
M5	0,6	0,4	10	NR	NR

Tabla 3.6 Valores mínimos de iluminancia promedio que se deben mantener

CLASE DE ILUMINACION	Valor promedio (mínimo a mantener de iluminancia según tipo de superficie de la vía (lx)			UNIFORMIDAD DE LA LUMINANCIA
	R1	R2 Y R3	R4	E_{min}/E_{PROM} (%)
M3	12	17	15	34%
M4	8	12	10	25%
M5	6	9	8	18%

3.12 Diseño de la nueva red de bajo voltaje

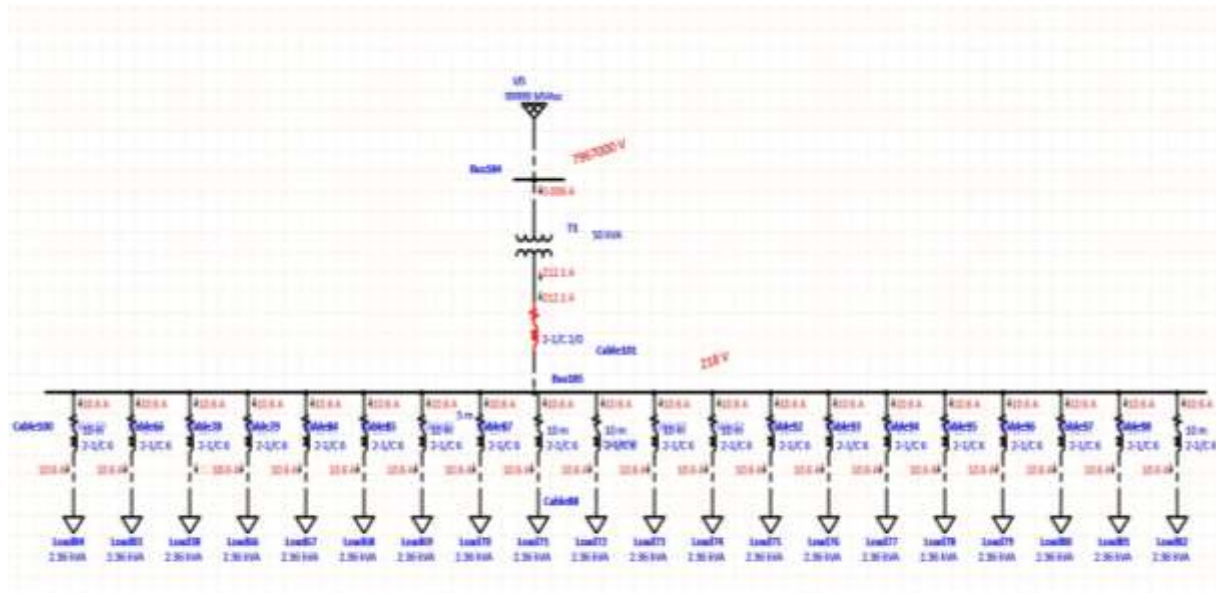


Figura 3.10 Red de bajo voltaje

Se procede a realizar el diagrama unifilar de baja tensión y a su vez simulando un ejemplo claro y real de la vida diaria, el T1 es uno de los transformadores que mayor carga tiene siendo así de 50 KVA su capacidad, alimentando a veinte solares distintos independientemente de las cargas que mantengan conectadas, sin embargo, con la ayuda de fórmulas y soluciones matemáticas como el método de EBASCO, nos ayudó a facilitar el proceso. En la figura podemos observar el flujo de carga con cargas desbalanceadas ya que se asumió un valor de 800kw/H por casa en un tiempo estimado de 30 días, ese valor se determinó realizando un análisis de cargas y demanda utilizando el método de EBASCO.

3.13 Distanciamiento de la nueva red de transformadores

Una de las mayores ventajas de poder realizar una nueva red es la libertad de poder escoger la ubicación de los equipos como en estos casos uno puede ubicar los transformadores de manera óptima para evitar pérdidas de voltaje dado a sus distancias, ya que conocemos que el valor del

cable en baja tensión es elevado por su alto aislamiento debido a que la corriente que circula por el son valores significativos.

Tabla 3.7 Distancia de tramos entre transformadores

DISTANCIAS DE TRAMOS ENTRE TRANSFORMADORES RED SOTERRADA ETAPA ÁMBAR					
FASE A		FASE B		FASE C	
FUENTE - T1	41,95	FUENTE - T9	422,11	FUENTE - T25	584,65
T1 - T2	92,88	T9 - T10	46,83	T25 - T26	89,44
T2 - T30	86,75	T10 - T11	46,76	T26 - T27	99,44
T30 - T8	78,26	T11 - T6	68,52	T27 - T28	72,94
T8 - T3	89,4	T6 - T12	73,49	T28 - T32	68,73
T3 - T7	48,15	T12 - T13	97,26	T32 - T22	59,53
T7 - T31	80,9	T13 - T19	120,86	T22 - T21	62,53
T31 - T5	141,77	T19 - T18	98,41	T21 - T17	151,04
T5 - T4	94,5	T18 - T20	69,72	T17 - T16	63,18
T4 - T29	40,18	T20 - T23	63,04	T16 - T15	104,57
T29 - FUENTE	138,88	T23 - T24	250,41	T15 - T14	92,5
		T24 - FUENTE	513,12	T14 - FUENTE	662,08

3.14 Método de Ebasco

Sirve para determinar la carga que están soportando los transformadores:

1. Se determina los KW pico de todos los usuarios mediante la fórmula que mostremos a continuación:

	KWH/mes
Demanda max.=	$49,7 * (\text{KWH/mes})^{0,154}$

Figura 3.11 Demanda máxima

2. Realizamos la suma de todos los valores de KW picos para así obtener los kilovatios del transformador.

3. Procedemos a determinar el factor de coincidencia

$$C_n = 0.38 + \frac{0.62}{N} \text{ donde } N = \text{número de abonados}$$

Figura 3.12 Factor de coincidencia

4. Luego multiplicamos KW * FACTOR DE COINCIDENCIA y ese es el valor que está soportando el transformador.

Con esto podemos observar si algún transformador estaba sobrecargado causando problemas en el sistema, sin embargo, todos se encuentran dentro de los parámetros establecidos.

• ***KVA instalados por fase:***

Se establece los kva instalados por cada fase con el respectivo número y capacidad nominal, así mismo se observa la capacidad instalada en el circuito sea más que suficiente para la capacidad consumida.

• ***Distribución de energía eléctrica (KWH):***

En este nuevo sistema se realizó un análisis independiente para determinar un valor aproximado de KW/H consumido cada residente dentro de la urbanización con el fin de demostrar que la capacidad de los transformadores monofásicos utilizados son lo suficientemente capaz de soportar dicha carga.

3.15 Análisis de cargas y cálculos de demanda

3.15.1 Cálculo de demanda diaria del usuario

Se realiza el análisis de cargas tomando como referencia valores aproximados al consumo de cada usuario en cada solar unifamiliar y determinando el consumo diario de kilovatios/hora además de la potencia instalada asumiendo valores de las cargas que por lo general tiene una vivienda familiar, se determinó un valor de 800 kW/h por día para todos los usuarios.

Tabla 3.8 Calculo de carga de vivienda unifamiliar

CIRCUITO	NUMERO PUNTOS	CARGA UNIT. X PUNTO (W)	POTENCIA INSTALADA	FACTOR DE DEMANDA	FUNCIONAMIENTO Hrs prom/dia	CONSUMO KWH/dia
Alumbrado	18	25	450	0,40	4	0,72
Refrigeradora	1	500	500	1,00	8	4,00
Lavadora	1	1.000	1.000	1,00	1	1,00
A.A						
12000 BTU	3	1.220	3.660	0,80	2	5,86
24000 BTU	1	3.200	3.200	1,00	2	6,40
Cocina Ind(plafón)	1	3.000	3.000	1,00	1	3,00
Secadora de Ropa	1	2.500	2.500	1,00	1	2,50
Bomba Agua	1	500	500	1,00	2	1,00
Tomacorrientes	12	150	1.800	0,40	3	2,16

POTENCIA INSTALADA		
VATIOS	16.610	
DEMANDA MAXIMA		
Kw	5,74	
CONSUMO DE		
Kwh/dia		26,6
CONSUMO DE		
Kwh/mes		799,08

$$\text{Demanda máx.} = \frac{\text{KWH/mes}}{49,7 * (\text{KWH/mes})^{0,154}}$$

3.15.2 Cálculo de la demanda total de la urbanización

La Demanda Máxima General de la Urbanización se la calcula sumando las demandas máximas totales de los diferentes tipos de abonados o solares.

Para el cálculo de la Demanda Total de la Urbanización se debe considerar un factor de coincidencia dado para cada tipo de solar, Club Social y canchas deportivas. La fórmula del Factor de Coincidencia está dada en el Boletín del REA No.45-2.

$$\text{Factor Coincidencia.} = \text{Factor A} / 3.29 * \text{N}$$

Factor A = Factor de abonados

N = Número de abonados

DESCRIPCION DE ABONADOS	DEMANDA MAXIMA POR ABONADO KW	NUMERO DE ABONADOS		FACTOR DE COINCIDENCIA Fc	DEMANDA MAXIMA TOTAL KW
		DE ABONADOS	DEMANDA TOTAL KW		
SOLARES UNIFAMILIARES	5,74	463	2.660	0,4906	1.304,80
CLUB SOCIAL Y CANCHAS DEPORTIVAS	37	1	37	1,00	37,00
DEMANDA MAXIMA GENERAL KW					1.341,80

3.16 Cuadro de demandas de usuarios por transformadores

Tabla 3.9 Cuadro de demandas por cada transformador

AMBAR DE LA JOYA			
TRANSFORMADOR	# SOLARES UNIF.	Factor Coinc./ transf.	DEMANDA TOTAL x TRANSFORM. KW
	Dmda.Max: 3,26 Kw		
T1	20	0,4110	47,22
T2	18	0,4144	42,85
T3	16	0,4188	38,49
T4	20	0,4110	47,22
T5	20	0,4110	47,22
T6	19	0,4126	45,04
T7	5	0,5040	14,48
T8	12	0,4317	29,76
T9	20	0,4110	47,22
T10	20	0,4110	47,22
T11	18	0,4144	42,85
T12	8	0,4575	21,02
T13	7	0,4686	18,84
T14	17	0,4165	40,67
T15	20	0,4110	47,22
T16	20	0,4110	47,22
T17	20	0,4110	47,22
T18	20	0,4110	47,22
T19	19	0,4126	45,04
T20	20	0,4110	47,22
T21	20	0,4110	47,22
T22	20	0,4110	47,22
T23	20	0,4110	47,22
T24	20	0,4110	47,22
T25	8	0,4833	16,66
T26	8	0,4575	21,02
T27	20	0,4110	47,22
T28	18	0,4144	42,85
T29	20	0,4110	47,22
T30	20	0,4110	47,22
T31	19	0,4126	45,04
T32	CLUB	1,0000	37,50
TOTAL DE USUARIOS	530		
DEMANDA TOTAL DE USUARIOS X TRANSFORMAD	1.304,80		
ALUMBRADO PUBLICO			
DEMANDA TOTAL DE SOLARES Y LUMINARIAS	1.304,80		
CAPACIDAD INSTALADA DE TRANSFORMADORES I	1.312,50		

3.17 Simulación de la nueva red

Flujo de cargas desbalanceadas

Se realiza la simulación de la nueva red monofásica en el software ETAP, con sus nuevas distancias entre transformadores y nueva ubicación de aquellos para poder determinar parámetros eléctricos como: voltaje de salida de transformador, corriente de carga en general (en este caso sería la carga total de todos los consumidores por transformador), pérdidas de voltaje, potencia de cada transformador etc.

3.17.1 FASE A:

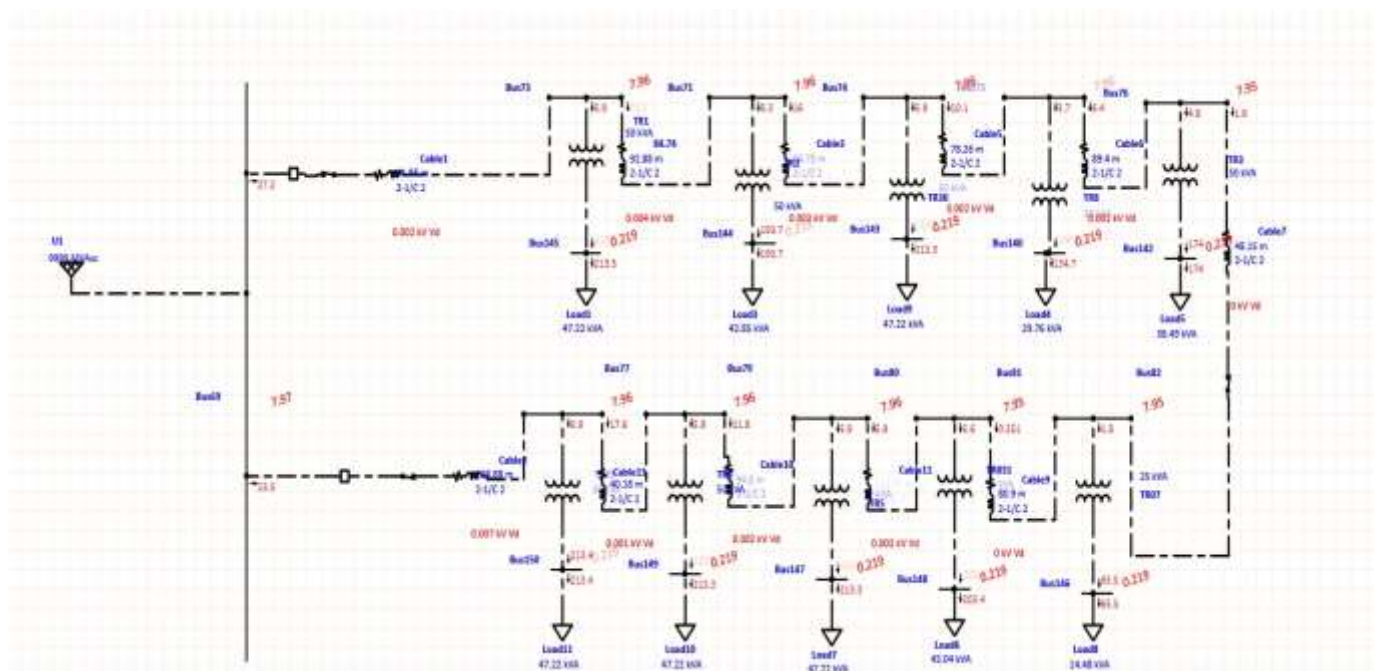


Figura 3.13 Fase A del sistema

3.17.2 FASE B:

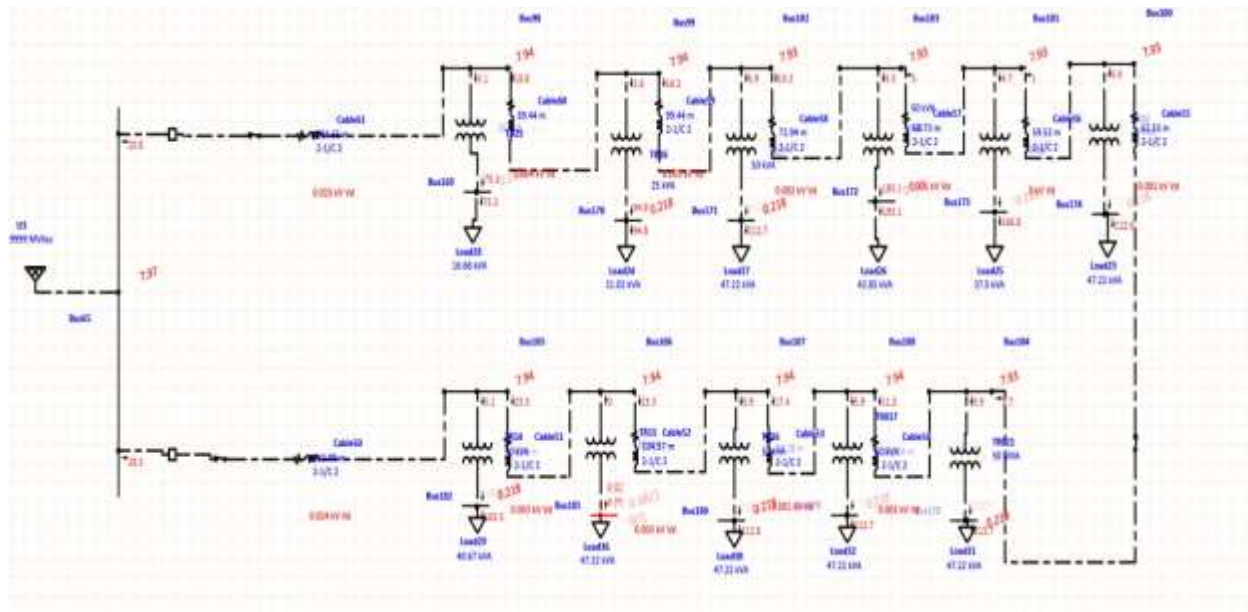


Figura 3.14 Fase B del sistema

3.17.3 FASE C:

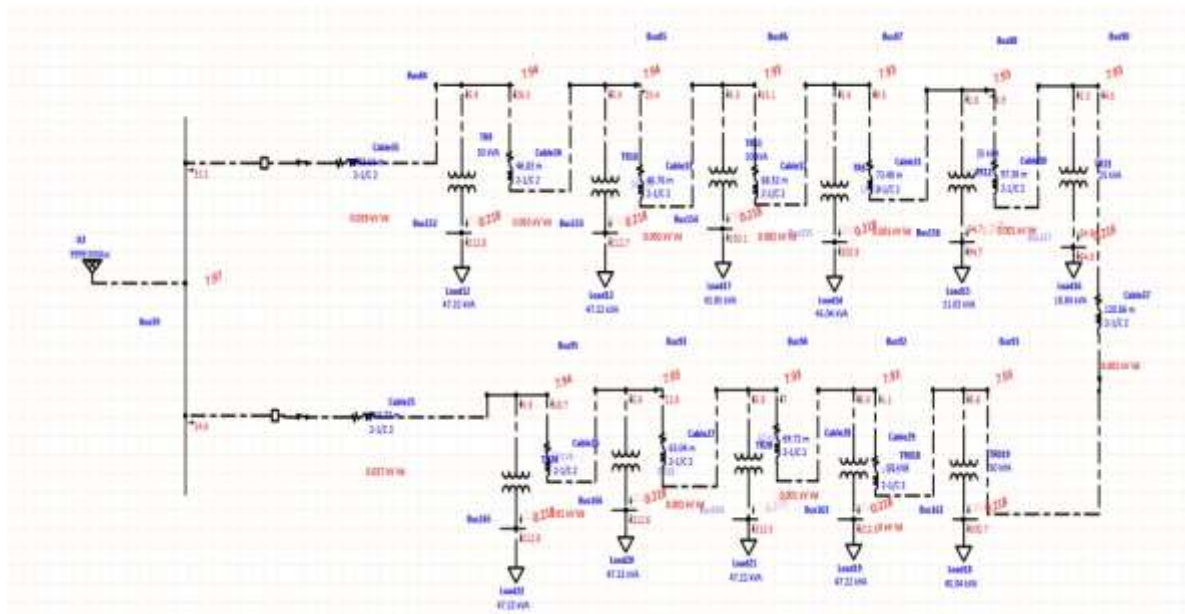


Figura 3.15 Fase C del sistema

3.18 Prueba de cortocircuito Etap

La prueba de cortocircuito se realiza con el fin de determinar los siguientes parámetros:

- Perdida de cobre, es decir, para determinar la eficiencia del transformador como tal.
- Resistencia equivalente, impedancia y reactancia de fuga

La prueba de cortocircuito se realiza con el propósito de verificar la capacidad de mecánica del transformador y así demostrar que esta apto para operar, esto se demuestra en base a las altas corrientes que circulan en el momento del cortocircuito.

3.18.1 FASE A:

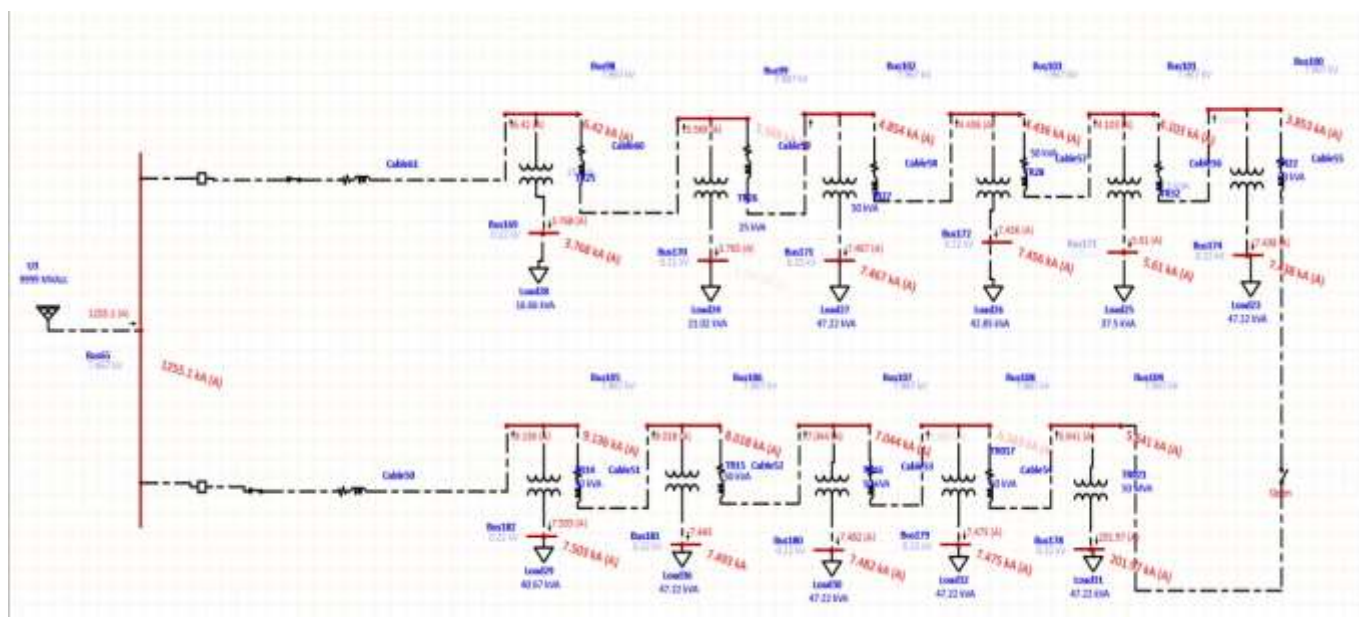


Figura 3.16 Prueba de cortocircuito Fase A

3.18.2 FASE B:

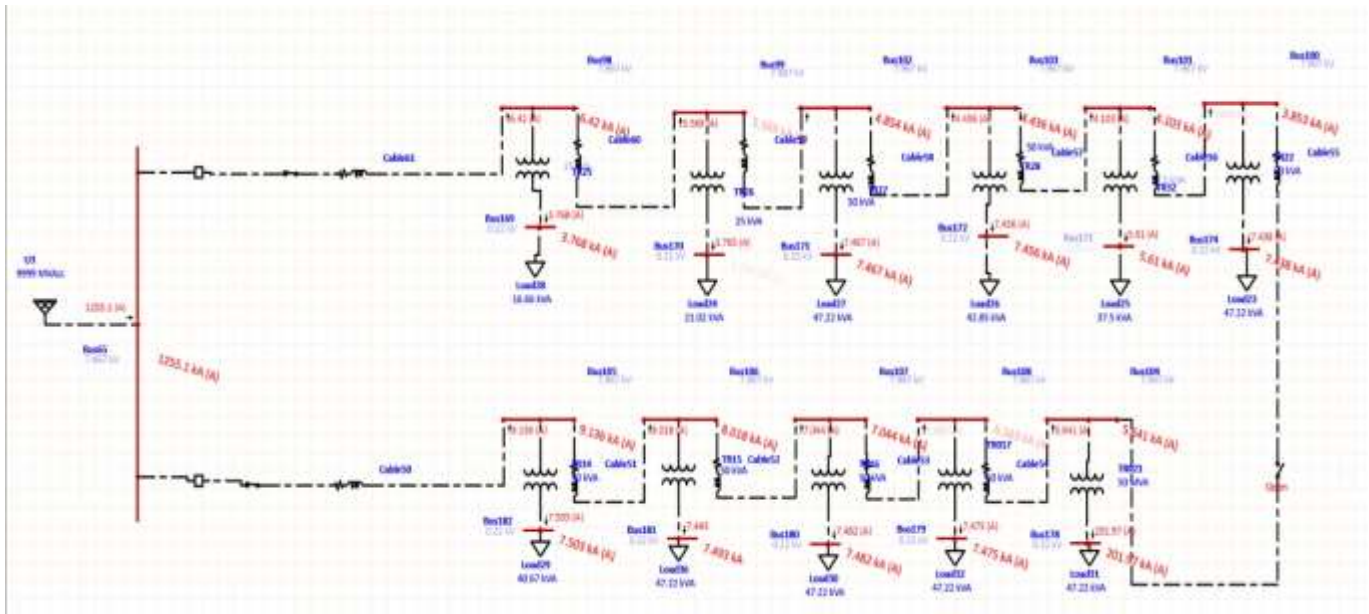


Figura 3.17 Prueba de cortocircuito Fase B

3.18.3 FASE C:

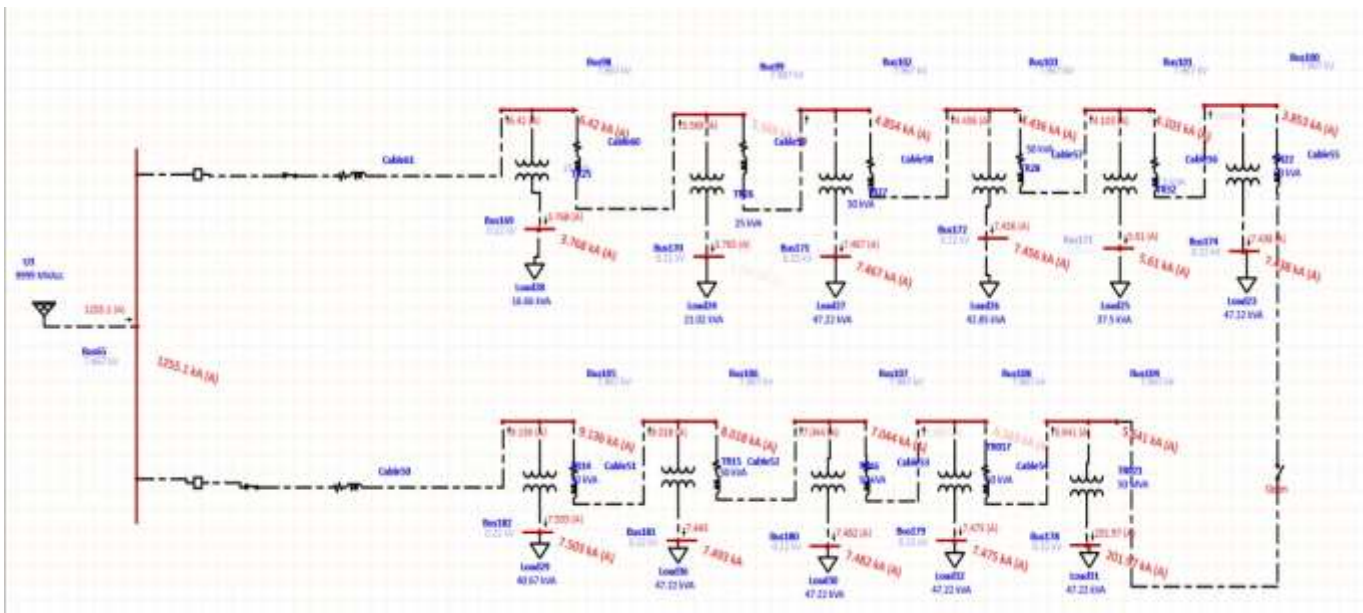


Figura 3.18 Prueba de cortocircuito Fase C

3.19 Planta de tratamiento

Una planta de tratamiento de aguas residuales por lo general en estos casos residenciales se mantiene conectado entre dos etapas de la urbanización o más dada a su capacidad, la planta realiza la limpieza del agua usada y las residuales para que pueda ser reusable de forma segura en el medio ambiente, esta se encarga de eliminar sólidos, plásticos, arena, todo tipo de partículas desde las más pequeñas hasta la más grande que se encuentran en las aguas residuales.

Toda planta de tratamiento se conecta a una red trifásica, sin embargo, dentro de la urbanización no se cuenta con ningún transformador trifásico, así que se dejara planteado hipotéticamente de tal manera que se comparta la carga con la etapa más cercana que cuente con una red trifásico asumiendo una capacidad de 50 kva.

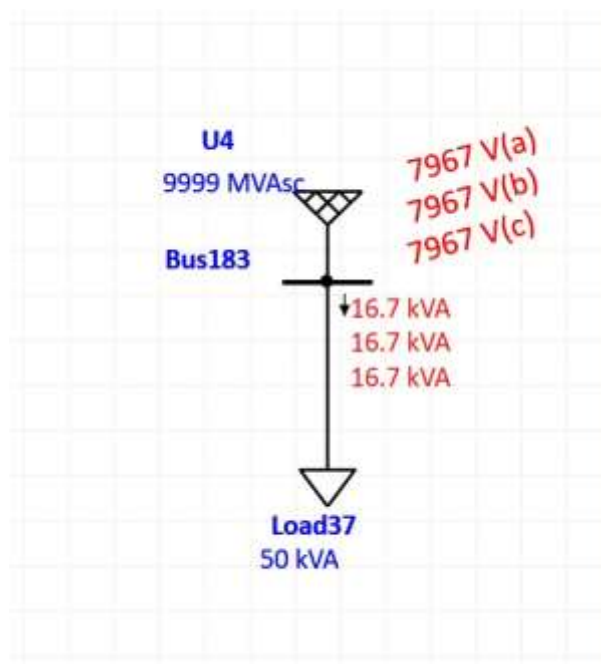


Figura 3.19 Planta de tratamiento de la urbanización

CAPÍTULO IV

4. RESULTADOS

4.1 Datos obtenidos de la simulación ETAP

Flujo de cargas desbalanceadas

4.1.1 FASE A:

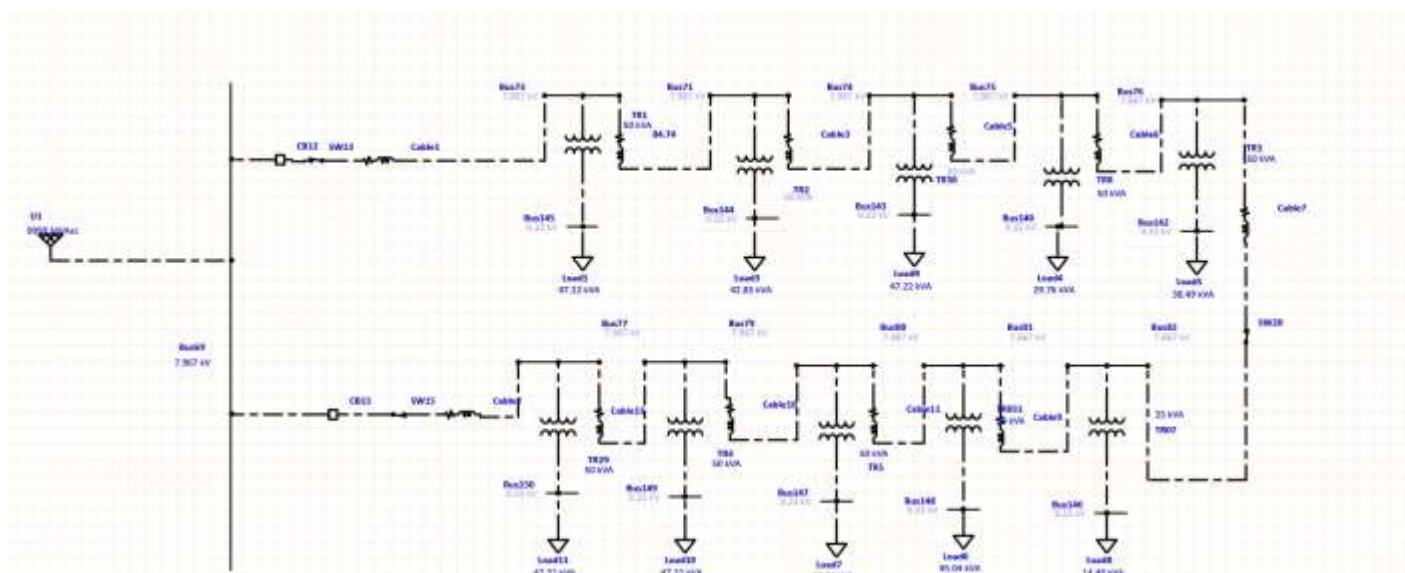


Figura 4.1 tramo A de la red

En la tabla 4.1 se pueden observar los resultados de de voltaje, capacidad o en este caso el valor que está desarrollando el transformador de acuerdo con la carga conectada y a su vez la corriente de baja tensión que circulo del transformador y es el resultado del consumo de cada usuario independiente.

Tabla 4.1 Flujo de cargas desbalanceadas tramo A

FLUJO DE CARGAS DESBALANCEADAS TRAMO A				
TRANSFORMADORES	VOLTAJE MEDIA (V)	VOLTAJE BAJA (V)	KVA	CORRIENTE BAJA TENSION (A)
T1	7965	219	47	213.5
T2	7960	219	42.6	193.7
T30	7958	219	46.9	213.3
T8	7956	219	29.6	134.7
T3	7955	219	38.2	174
T7	7955	219	14.4	65.5
T31	7955	219	44.5	203.4
T5	7956	219	46.6	213.3
T4	7959	219	46.6	213.3
T29	7960	219	46.7	213.4

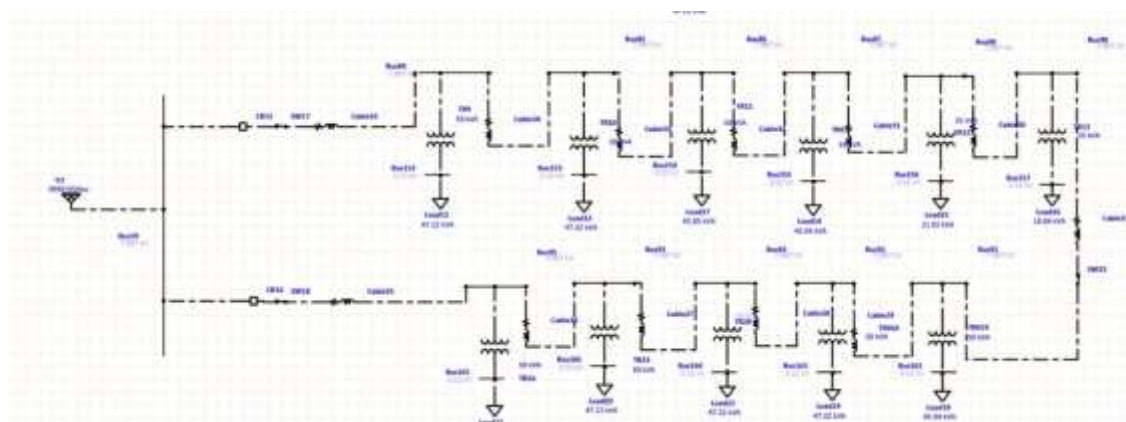
4.1.2 FASE B:**Figura 4.2** tramo B de la red

Tabla 4.2 Flujo de cargas desbalanceadas tramo B

FLUJO DE CARGAS DESBALANCEADAS TRAMO B				
TRANSFORMADORES	VOLTAJE MEDIA (V)	VOLTAJE BAJA (V)	KVA	CORRIENTE BAJA TENSION (A)
T9	7938	218	46.6	212.8
T10	7936	218	46.6	212.7
T11	7934	218	42.3	193.1
T6	7932	218	44.4	202.8
T12	7930	218	20.7	94.7
13	7929	218	18.6	84.9
T19	7928	218	44.4	202.7
T18	7928	218	46.5	212.5
T20	7929	218	46.5	212.5
T23	7931	218	46.6	212.6
T24	7940	218	46.7	212.8

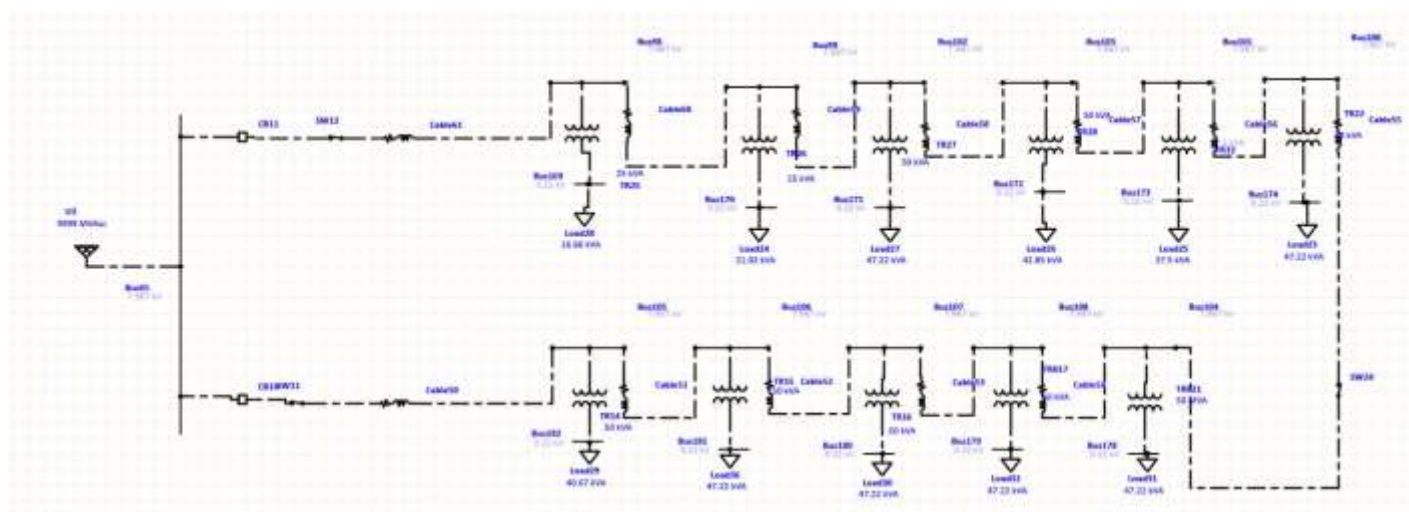
4.1.3 FASE C:**Figura 4.3** tramo C de la red

Tabla 4.3 Flujo de cargas desbalanceadas tramo C

FLUJO DE CARGAS DESBALANCEADAS TRAMO C				
TRANSFORMADORES	VOLTAJE MEDIA (V)	VOLTAJE BAJA (V)	KVA	CORRIENTE BAJA TENSION (A)
T25	7940	218	16.5	75.2
T26	7936	218	20.8	94.7
T27	7932	218	46.6	212.6
T28	7930	218	42.3	193
T32	7929	218	36.9	168.7
T22	7929	218	46.5	212.5
T21	7930	218	46.8	213.6
T17	7932	218	46.6	212.6
T16	7933	218	46.6	212.6
T15	7936	218	46.6	212.7
T14	7939	218	40.2	183.4

4.2 Prueba de cortocircuito

4.2.1 FASE A:

Tabla 4.4 Resultados de prueba de corto circuito tramo A

PRUEBAS DE CORTO CIRCUITO TRAMO A		
TRANSFORMADORES	CORRIENTE MEDIA TENSION (KA)	CORRIENTE BAJA TENSION (KA)
T1	87.89	7.56
T2	27.72	7.55
T30	16.9	7.54
T8	12.5	7.53
T3	9.63	7.52
T7	7.56	3.77
T31	9.032	7.51
T5	13.701	7.53
T4	20.9	7.55
T29	26.91	7.55

4.2.2 FASE B:

Tabla 4.5 Resultados de prueba de corto circuito tramo B

PRUEBAS DE CORTO CIRCUITO TRAMO B		
TRANSFORMADORES	CORRIENTE MEDIA TENSION (KA)	CORRIENTE BAJA TENSION (KA)
T9	8.88	7.51
T10	8.001	7.51
T11	7.277	7.504
T6	6.42	7.494
T12	5.7	3.76
13	4.97	3.762
T19	3.77	7.43
T18	4.18	7.44
T20	4.53	7.45
T23	4.91	7.46
T24	7.305	7.5

4.2.3 FASE C:

Tabla 4.6 Resultados de prueba de corto circuito tramo C

PRUEBAS DE CORTO CIRCUITO TRAMO C		
TRANSFORMADORES	CORRIENTE MEDIA TENSION (KA)	CORRIENTE BAJA TENSION (KA)
T25	6.42	3.768
T26	5.569	3.765
T27	4.85	7.46
T28	4.43	7.45
T32	4.1	5.61
T22	3.85	7.43
T21	5.64	201.97
T17	6.56	7.475
T16	7.044	7.482
T15	8.018	7.493
T14	9.136	7.503

4.3 Análisis térmico

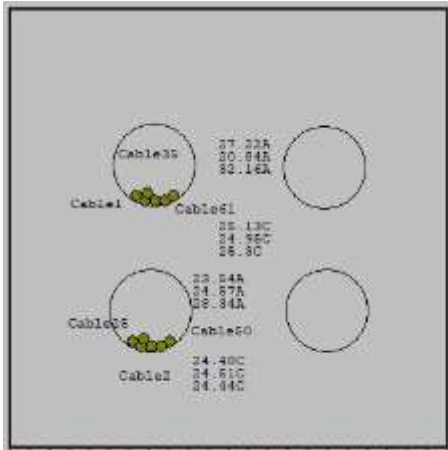


Figura 4.4 Análisis térmico A

Tabla 4.7 Análisis térmico Tabla A

	POSICIÓN A	
	CORRIENTE (A)	TEMPERATURA (°C)
FASE A	27.22	25.13
	23.54	24.48
FASE B	20.84	24.95
	24.57	24.51
FASE C	32.16	25.03
	28.34	24.44

Tabla 4.8 Análisis térmico Tabla b

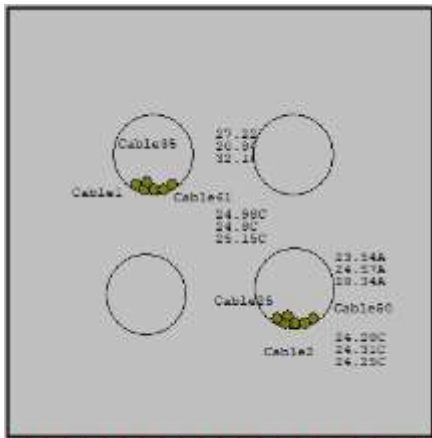


Figura 4.5 Análisis térmico B

	POSICIÓN B	
	CORRIENTE (A)	TEMPERATURA (°C)
FASE A	27.22	24.98
	23.54	24.28
FASE B	20.84	24.8
	24.57	24.31
FASE C	32.16	25.15
	28.34	24.25

4.4 Red de bajo voltaje

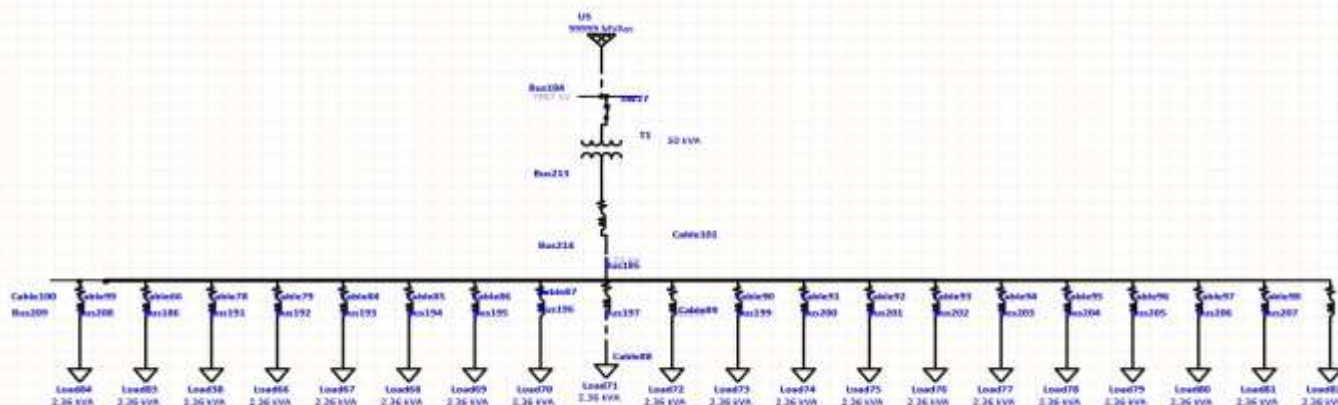


Figura 4.6 Red de bajo voltaje

Tabla 4.9 Flujo de carga de bajo voltaje

FLUJO DE CARGA EN LA RED DE BAJO VOLTAJE			
CARGAS	VOLTAJE (V)	AMP (A)	KVA
1	220	10.6	2.31
2	220	10.6	2.31
3	220	10.6	2.31
4	220	10.6	2.31
5	220	10.6	2.31
6	220	10.6	2.31
7	220	10.6	2.31
8	220	10.6	2.31
9	220	10.6	2.31
10	220	10.6	2.31
11	220	10.6	2.31
12	220	10.6	2.31
13	220	10.6	2.31
14	220	10.6	2.31
15	220	10.6	2.31
16	220	10.6	2.31
17	220	10.6	2.31
18	220	10.6	2.31
19	220	10.6	2.31
20	220	10.6	2.31

4.5 Planta de tratamiento de aguas residuales

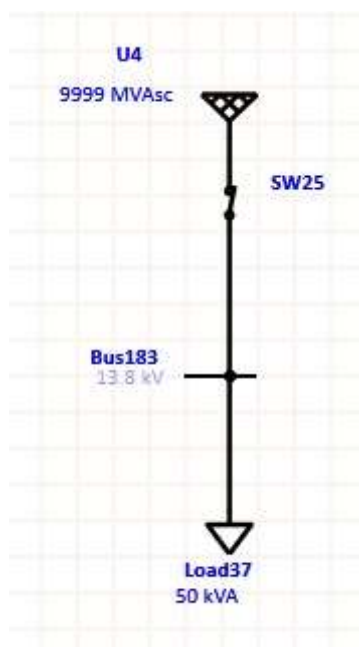


Figura 4.7 Planta de tratamiento simulada en ETAP

Tabla 4.10 Planta de tratamiento

PLANTA DE TRATAMIENTO DE AGUAS RESIDUALES		
VOLTAJE	AMP	KVA
7967	2.1	50

4.6 Diagrama unifilar de la nueva red de medio voltaje

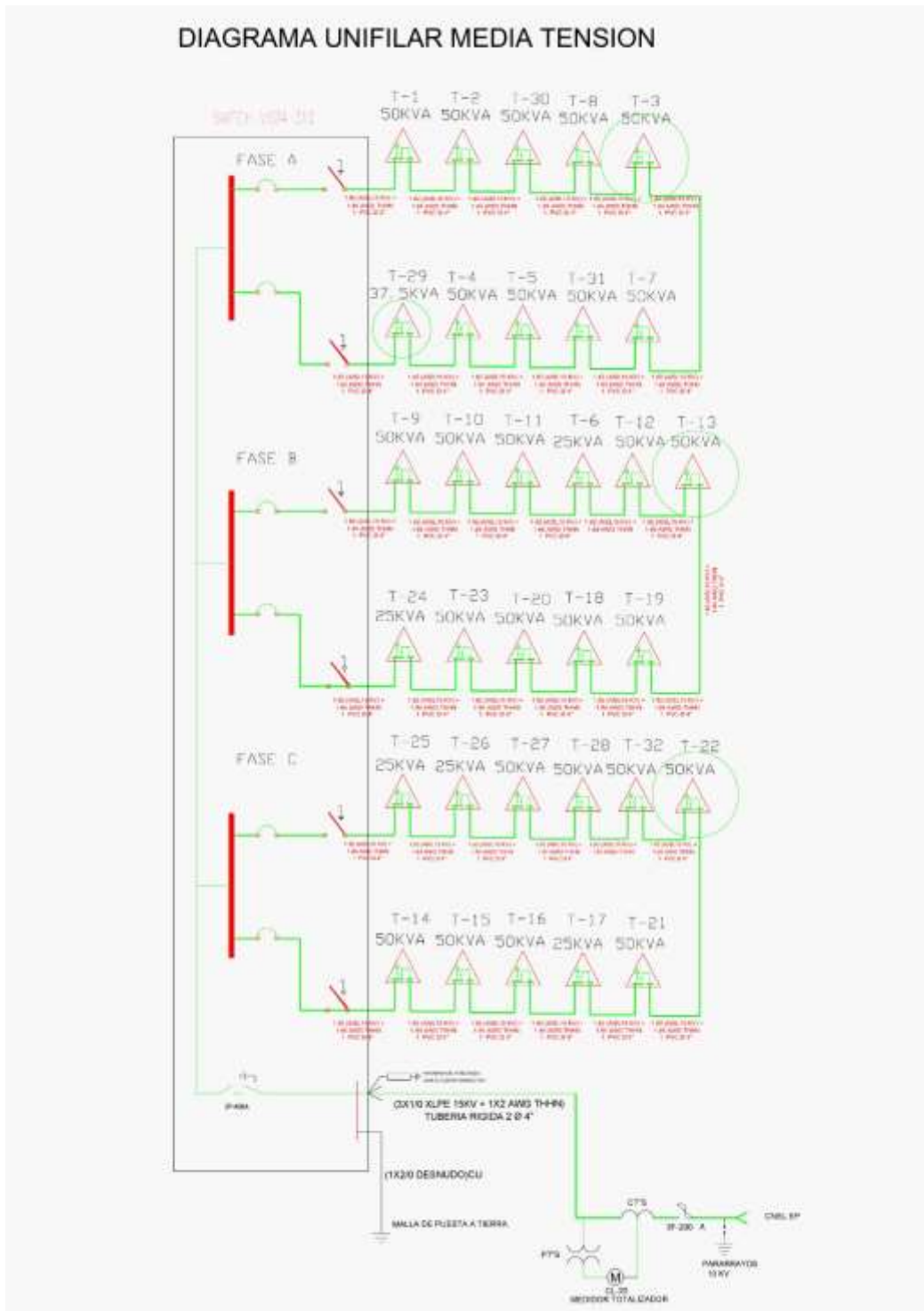


Figura 4.8 Diagrama unifilar media tensión

CAPÍTULO V

5. Análisis económico del Proyecto

5.1 Presupuesto de materiales de red soterrada

Tabla 5.1.1 Presupuesto de la red soterrada

FACTURACIÓN DE MATERIALES RED SOTERRADA					
PRESUPUESTO					
ÍTEM	DESCRIPCIÓN	UNIDAD	CANTIDAD	P.UNITARIO	P.TOTAL
1	XLPE 100% 15 KV 1C #2 AWG/kcmil.	m	4915	\$ 15,77	\$ 77.509,55
2	XLPE 100% 15 kv 1C 2/0 AWG/Kcmil	m	5300	\$ 15,66	\$ 82.998,00
3	Transformador monofásico pad mounted 50 kva	u	26	\$ 3.300,00	\$ 85.800,00
4	Transformador monofásico pad mounted 25 kva	u	5	\$ 2.800,00	\$ 14.000,00
5	Transformador monofásico pad mounted 37.5 kva	u	1	\$ 3.000,00	\$ 3.000,00
6	Luminarias WE-EF FLA740 [R65] IP66:LED-24/48W/4K	u	96	\$ 220,00	\$ 21.120,00
7	Suministro e instalación de tuberías de 6"	m	4915	\$ 15,00	\$ 73.725,00
8	Switch vista 312	u	1	\$ 80.000,00	\$ 80.000,00
9	Suministro e instalación de tuberías de 2"	m	5300	\$ 11,45	\$ 60.685,00
SUBTOTAL					\$ 498.837,55
15% MATERIALES SECUNDARIOS					\$ 51.766,25
20% MANO DE OBRA					\$ 79.375,76
12% IVA					\$ 65.997,55
TOTAL					\$ 695.977,11

Tabla 5.1.2 Costo de la inversión y valor de mantenimiento

VALOR DE MANTENIMIENTO ANUAL RED SOTERRADA	\$ 1.666,07
INVERSIÓN INICIAL	-\$ 700.000,00
VALOR DE MANTENIMIENTO ANUAL CON TASA DE INTERÉS 15%	-\$9.355,79
VALOR FINAL EN 15 AÑOS	-\$709.355,79

5.1.1 Cuadro de mantenimiento anual soterrado

Tabla 5.1.3 Tabla de inversión anual

INVERSIÓN INICIAL	0	\$ 700.000,00
AÑO 1	1	\$ 1.600,00
AÑO 2	2	\$ 1.600,00
AÑO 3	3	\$ 1.600,00
AÑO 4	4	\$ 1.600,00
AÑO 5	5	\$ 1.600,00
AÑO 6	6	\$ 1.600,00
AÑO 7	7	\$ 1.600,00
AÑO 8	8	\$ 1.600,00
AÑO 9	9	\$ 1.600,00
AÑO 10	10	\$ 1.600,00
AÑO 11	11	\$ 1.600,00
AÑO 12	12	\$ 1.600,00
AÑO 13	13	\$ 1.600,00
AÑO 14	14	\$ 1.600,00
AÑO 15	15	\$ 1.600,00

5.2 Presupuesto de materiales de la red aérea

Tabla 5.1.4 Presupuesto de red aérea

FACTURACIÓN DE MATERIALES RED AÉREA					
PRESUPUESTO					
ÍTEM	DESCRIPCIÓN	UNIDAD	CANTIDAD	P.UNITARIO	P.TOTAL
1	Tramo media tensión monofásico ACSR.2	m	6243,03	\$ 7,50	\$ 46.822,73
2	Conductor preensamblado de Al 3 x 70 + 1 x 50 mm ²	m	5300	\$ 5,45	\$ 28.885,00
3	Poste de hormigón 12 metros 500 kg	u	137	\$ 370,79	\$ 50.798,23
4	Transformador de 50 kva, 120/240, 60 hz monofásico	u	26	\$ 2.845,52	\$ 73.983,52
5	Transformador de 25 kva, 120/240, 60 hz monofásico	u	5	\$ 1.909,55	\$ 9.547,75
6	Transformador de 37.7 kva, 120/240, 60 hz monofásico	u	1	\$ 2.364,04	\$ 2.364,04
7	Luminaria con lámpara de alta presión Na de 150W potencia constante, 240/120V	u	96	\$ 147,84	\$ 14.192,64
7	Pararrayo SPT-3D10_150 BIL	m	32	\$ 93,34	\$ 2.986,88
SUBTOTAL					\$ 229.580,79
15% MATERIALES SECUNDARIOS					\$ 45.916,16
20% MANO DE OBRA					\$ 45.916,16
12% IVA					\$ 27.549,69
TOTAL					\$ 348.962,79

Tabla 5.1.5 Costo de la inversión y valor de mantenimiento de la red aérea

VALOR DE MANTENIMIENTO ANUAL RED AÉREA	\$ 4.147,58
INVERSIÓN INICIAL	-\$ 350.000,00
VALOR DE MANTENIMIENTO ANUAL CON TASA DE INTERÉS 15%	-\$24.249,04
VALOR FINAL EN 15 AÑOS	-\$ 374.249,04

5.2.1 Cuadro de mantenimiento anual aéreo**Tabla 5.1.6** Tabla de inversión anual aérea

INVERSIÓN INICIAL	0	\$ 350.000,00
AÑO 1	1	\$ 4.147,00
AÑO 2	2	\$ 4.147,00
AÑO 3	3	\$ 4.147,00
AÑO 4	4	\$ 4.147,00
AÑO 5	5	\$ 4.147,00
AÑO 6	6	\$ 4.147,00
AÑO 7	7	\$ 4.147,00
AÑO 8	8	\$ 4.147,00
AÑO 9	9	\$ 4.147,00
AÑO 10	10	\$ 4.147,00
AÑO 11	11	\$ 4.147,00
AÑO 12	12	\$ 4.147,00
AÑO 13	13	\$ 4.147,00
AÑO 14	14	\$ 4.147,00
AÑO 15	15	\$ 4.147,00

CAPÍTULO VI

6. Marco Analítico

6.1 Conclusiones

- En los diseños de baja y media tensión se realizó un análisis usando diferentes herramientas digitales que aportaron en la metodología del proyecto, así como los proyectos previos similares.
- Se empleó estudio de las normas establecidas por la arconel en lo que corresponde para el alumbrado público, donde pudimos demostrar la factibilidad gracias a la herramienta digital DIALUX.
- En base al análisis térmico que se realizó en la red tenemos temperaturas menores a 30 C° que es una temperatura ideal para que la red de media y baja tensión operen sin problemas.
- Se realizó los cálculos de demanda diaria, demanda total de los usuarios y de las cargas de cada transformador, demostrando con el software ETAP el flujo de cargas desbalanceadas, pruebas de corto circuito y análisis térmico.
- En base al análisis de presupuesto realizado en las redes aéreas y soterradas se pudo determinar que el valor de mantenimiento anual es menor en la red soterrada, sin embargo, la inversión inicial en la red soterrada es mayor, pero a nivel de mantenimiento y calidad de servicio será más eficiente.

- Se diseño una nueva red de media tensión cambiando la ubicación de los transformadores de manera que las pérdidas de voltaje sean menores mejorando así su factibilidad y estética de la urbanización.

6.2 Recomendaciones

- Se recomienda hacer una revisión de las ubicaciones de los equipos y elementos de la red como transformadores y luminarias ya que se pudo constatar en el campo que pueden variar su posición.
- Se recomienda hacer una distribución balanceada en cada fase de la red de medio voltaje según la cantidad de transformadores que existentes.
- Se recomienda tener constantemente actualizadas todas las herramientas de software que se emplean en el estudio y análisis de la red.
- Se recomienda hacer una verificación minuciosa del posicionamiento y el tipo luminarias y que se van a emplear para así poder cumplir con las normativas de alumbrado público de ARCONEL.

6.3 Bibliografía

- [1] H. V. Lema Ayo, "Análisis técnico-económico-financiero para la optimización y factibilidad de una red eléctrica subterránea de distribución en zonas urbanas, 2016.
- [2] R. R. D. Avilés, Diseño para la conversión a un sistema subterráneo de la red de distribución de energía en el sector del Campus Centenario de la Universidad Politécnica Salesiana, 2017.
- [3] V. Villavicencio, Diseño y análisis técnico económico del soterramiento de la red de distribución de la Av. de los Tsáchinías entre la Av. Clemencia de Mora y la Av. Esmeraldas para la Corporación Nacional de Electricidad CNEL EP Unidad de Negocio Santo Domingo, 2020.
- [4] Polyexcel, «Polyexcel,» 29 Enero 2021. [En línea]. Available: <https://polyexcel.com.br/es/esp-industria/redes-de-distribucion-de-energia-electrica-como-funciona-y-sus-caracteristicas/>. [Último acceso: 15 Enero 2023].
- [5] «Área Tecnológica,» 2023. [En línea]. Available: <https://areatecnologia.com/electricidad/redes-aereas-baja-tension.html>. [Último acceso: 29 Enero 2023].
- [6] G. Victorino, 8 Abril 2019. [En línea]. Available: https://www.exposolucionesenenergia.com/blog/Redes_distribucion_aereas_subterranas_Part3.php?m=. [Último acceso: 29 Enero 2023].
- [7] P. K. Narvaez Y., 9 Marzo 2012. [En línea]. Available: <https://repositorio.cuc.edu.co/bitstream/handle/11323/632/1140826625%20-%2072298776.pdf?sequence=1&isAllowed=y>. [Último acceso: 29 Enero 2023].
- [8] R. S., «BBVA,» 18 Mayo 2022. [En línea]. Available: <https://www.bbva.com/es/sostenibilidad/alta-baja-y-media-tension-electrica-conoces-la-diferencia/>. [Último acceso: Enero 2023].
- [9] Solarama, 30 Noviembre 2022. [En línea]. Available: <https://solarama.mx/blog/que-es-la-caida-de-tension-electrica/>. [Último acceso: 31 Enero 2023].

- Apce, «Grupo Apce,» 4 Julio 2017. [En línea]. Available:
[10] <http://www.apcotech.com/BLOG/uncategorized/la-caida-de-voltaje-y-su-importancia-en-las-instalaciones-electricas/>. [Último acceso: 31 Enero 2023].
- D. Cervan, «Dheybi Cervan,» 19 Abril 2017. [En línea]. Available:
[11] <https://dheybicervan.com/proyeccion-de-la-demanda-electrica/>. [Último acceso: 30 Enero 2023].
- Alicia, "Elementos de protección en instalaciones eléctricas," 19 Junio 2012. [Online]. Available:
[12] <http://www.instalacionsgodofredo.es/blog/electricidad/elementos-de-proteccion-en-instalaciones-electricas.html>. [Accessed 31 Enero 2023].
- J. Peidro, «Ahorro de energía en iluminación artificial,» 2023. [En línea]. Available:
[13] <http://personales.upv.es/~jlpaidro/ilum/ilum.htm>. [Último acceso: 25 Enero 2023].
- V. Oñate, "Iluminación artificial," 30 Agosto 1999. [Online]. Available:
[14] https://www.researchgate.net/publication/45601883_Iluminacion_Artificial. [Accessed 25 Enero 2023].
- L. Moriana, "Contaminación lumínica: definición, causas y consecuencias," 19 Febrero 2018. [Online]. Available: <https://www.ecologiaverde.com/contaminacion-luminica-definicion-causas-y-consecuencias-1096.html>. [Accessed 28 Enero 2023].
- J. Vaello, "Formación para la Industria 4.0," 24 Mayo 2014. [Online]. Available:
[16] <https://automatismoindustrial.com/curso-carnet-instalador-baja-tension/e-redes-aereas/generalidades-en-redes-aereas/redes-radiales-y-en-anillo/>. [Accessed 31 Enero 2023].
- "PepeEnergy," Marzo 2021. [Online]. Available: <https://automatismoindustrial.com/curso-carnet-instalador-baja-tension/e-redes-aereas/generalidades-en-redes-aereas/redes-radiales-y-en-anillo/>. [Accessed 31 Enero 2023].
- [17] <https://automatismoindustrial.com/curso-carnet-instalador-baja-tension/e-redes-aereas/generalidades-en-redes-aereas/redes-radiales-y-en-anillo/>. [Accessed 31 Enero 2023].
- R. d. Mexico, "Sistema de distribución," 1 Noviembre 2013. [Online]. Available: <https://rte.mx/la-estructura-de-las-redes-de-distribucion-y-las-subestaciones-electricas>. [Accessed 31 Enero 2023].
- [18] <https://rte.mx/la-estructura-de-las-redes-de-distribucion-y-las-subestaciones-electricas>. [Accessed 31 Enero 2023].
- García, "CLAVES PARA UN BUEN MANTENIMIENTO DE LOS CENTROS DE TRANSFORMACIÓN," 3 Noviembre 2017. [Online]. Available: <https://montegar.es/centro-transformacion-mantenimiento-empresas/>. [Accessed 31 Enero 2023].
- [19] <https://montegar.es/centro-transformacion-mantenimiento-empresas/>. [Accessed 31 Enero 2023].

2017. [Online]. Available:
[20] https://repositorio.tec.mx/bitstream/handle/11285/631229/4_t6s1_c5_html_context_1.pdf?sequence=1&isAllowed=y. [Accessed 11 Febrero 2023].
- EUROINNOVA, "Blog Educativo," 9 Enero 2023. [Online]. Available:
[21] <https://www.euroinnova.ec/blog/cual-es-la-diferencia-entre-baja-media-y-alta-tension>. [Accessed 31 Enero 2023].
- Dielco, "Red de Media Tensión de 15kV y 34.5kV," 1 Febrero 2021. [Online]. Available:
[22] <https://www.dielco.co/articulos/red-de-media-tension>. [Accessed 1 Febrero 2023].
- P. G. e. al, 2000. [En línea]. Available:
[23] <https://dspace.ups.edu.ec/bitstream/123456789/5713/7/UPS-CT000542.pdf>. [Último acceso: 1 Febrero 2023].
- E. X, "¿Qué es el alumbrado público y cuáles son las ventajas de la iluminación inteligente?," 2023.
[24] [Online]. Available: <https://www.enelx.com/pe/es/preguntas-y-respuestas/que-es-el-alumbrado-publico-y-cuales-son-las-ventajas-de-la-ilum>. [Accessed 1 Febrero 2023].
- Tameson, "Tameson," 2023. [Online]. Available: <https://tameson.es/pages/transformadores-monofasicos-como-funcionan#:~:text=del%20flujo%20magn%C3%A9tico,-%C2%BFQu%C3%A9%20es%20un%20transformador%20monof%C3%A1sico%3F,por%20un%20transformador%20de%20cobre>. [Accessed 2 Febrero 2023].
- EPRECSA, «EPRECSA,» 14 Abril 2022. [En línea]. Available:
[26] <https://www.eprecsa.mx/transformadores-de-potencial-inductivo/>. [Último acceso: 2 Febrero 2023].
- A. Tecnológica, "Area Tecnológica," 2023. [Online]. Available:
[27] <https://areatecnologia.com/electricidad/transformador-de-corriente.html>. [Accessed 2 Febrero 2023].
- [28] "ETAP," 2015. [Online]. Available: <https://etap.com/es>. [Accessed 2 Febrero 2023].
- [29] "Ideca," 2018. [Online]. Available: <https://www.ideca.gov.co/recursos/glosario/geoportal>. [Accessed 2 Febrero 2023].

- [30] A. Mendez, "Cultiva Cultura," 11 Agosto 2014. [Online]. Available: <https://cultivacultura.jimdofree.com/2014/11/08/diferencias-entre-google-earth-y-google-earth-pro/>. [Accessed 8 Febrero 2023].
- [31] Stacbond, 16 Julio 2020. [Online]. Available: <https://stacbond.com/en/what-is-autocad-and-what-is-it-for/>. [Accessed 8 Febrero 2023].
- [32] "DIALux," 30 Enero 2023. [Online]. Available: <https://dialux.software.informer.com/Descargar-gratis/>. [Accessed 8 Febrero 2023].
- [33] E. Torres, "CEDIME," 7 Julio 2021. [Online]. Available: <http://www.cedime.uni.edu.pe/entradas/proteccion-en-sistemas-de-potencia-por-el-ing-eduardo-espinosa-rodriguez-resena-cedime/>. [Accessed 8 Febrero 2023].
- [34] «Riverglennatps,» 2023. [En línea]. Available: <https://riverglennatps.com/es/transformer-test/903-open-and-short-circuit-test-of-transformer.html>. [Último acceso: 8 Febrero 2023].
- [35] "ResearchGate," 2019. [Online]. Available: https://www.researchgate.net/figure/Figura-1-Red-de-Distribucion-de-Dos-Etapas_fig1_323522093. [Accessed 8 Febrero 2023].
- [36] «SIEC,» 11 Enero 2016. [En línea]. Available: <https://www.yumpu.com/en/document/view/54962482/11-catalogo-redes-electricas-soterradas>. [Último acceso: 8 Febrero 2023].
- [37] J. S. Byron Alanuca, "Coogle," 2013. [Online]. Available: <https://coggle.it/diagram/XtrTbc5SJjRV3sfE/t/niveles-de-tensi%C3%B3n-del-sistema-el%C3%A9ctrico-del-ecuador>. [Accessed 8 Febrero 2023].
- [38] "Sector Electricidad," 23 Septiembre 2018. [Online]. Available: <https://www.sectorelectricidad.com/20762/retie-regulacion-de-tension-en-instalaciones-electricas/>. [Accessed 8 Febrero 2023].
- [39] K. Minolta, 24 Marzo 2020. [Online]. Available: <https://sensing.konicaminolta.us/mx/blog/las-consecuencias-naturales-de-la-iluminacion-artificial/>. [Accessed 8 Febrero 2023].
- [40] "Aprendercine," 26 Enero 2018. [Online]. Available: <https://aprendercine.com/rodar-en-exteriores-luz-natural/>. [Accessed 8 Febrero 2023].

- [41] «Aprende Institute,» 30 Octubre 2020. [En línea]. Available: <https://aprende.com/blog/oficios/instalaciones-electricas/como-funciona-un-circuito-electrico/>. [Último acceso: 8 Febrero 2023].
- [42] D. Seguros, "DKV Seguros," 2020. [Online]. Available: <https://dkv.es/corporativo/blog-360/medioambiente/contaminacion/contaminacion-luminica-causas-consecuencias-salud>. [Accessed 8 02 2023].
- [43] R. Cadena, 3 Octubre 2019. [Online]. Available: <https://radioyskl.com/2019/10/03/alcaldia-busca-eliminar-contaminacion-visual-por-cables-en-desuso/>. [Accessed 8 Febrero 2023].
- [44] J. Santos, 25 Noviembre 2009. [En línea]. Available: <https://fisicasantosjosejavier.blogspot.com/2009/11/definicion-de-flujo-luminosointensidad.html>. [Último acceso: 8 Febrero 2023].
- [45] M. Tosatado, 23 Septiembre 2008. [Online]. Available: <http://www.mailxmail.com/curso-red-electricidad/red-redes-distribucion-segunda-parte>. [Accessed 8 Febrero 2023].
- [46] «Micodensa,» 3 Abril 2018. [En línea]. Available: https://likinormas.micodensa.com/Norma/otros/niveles_tension_conexion_cargas_clientes. [Último acceso: 8 Febrero 2023].

- "MANTENIMIENTO REDES ELÉCTRICAS DE MEDIO Y BAJO VOLTAJE AL SUR DE QUITO," 2019. [Online]. Available: http://www.eeq.com.ec:8080/nosotros/comunicamos/noticias/-/asset_publisher/PDd0RO7lSu5d/content/mantenimiento-redes-electricas-de-medio-y-bajo-voltaje-al-sur-de-quito/pop_up;jsessionid=2C02F06EADFD9A3182D3DE3095A2939F?controlPanelCategory=portlet_101_INST. [Accessed 08 Febrero 2023].
- [47]
- "Mastrafo S.L," 2023. [Online]. Available: <http://www.mastrafo.es/portfolio/equipos-de-corte-proteccion-y-seccionamiento-mejora-calidad-de-suministro-red-media-tension/>. [Accessed 8 Febrero 2023].
- [48]
- "Decología.info," 16 Septiembre 2018. [Online]. Available: <https://decologia.info/medio-ambiente/alumbrado-publico/>. [Accessed 8 Febrero 2023].
- [49]
- J. Ribas, "Aplicación para el Cálculo de Transformadores Monofásicos," 2016. [Online]. Available: <https://dissenyproducte.blogspot.com/2018/04/calculo-transformadores-monofasicos.html>. [Accessed 8 Febrero 2023].
- [50]
- C. Bauer, "CASADOMO," 10 Noviembre 2017. [Online]. Available: <https://www.casadomo.com/2017/11/10/nuevo-transformador-corriente-dispositivo-medicion-camille-bauer>. [Accessed 8 Febrero 2023].
- [51]
- Geoportal, 2017. [Online]. Available: <https://www.geoportaligm.gob.ec/portal/index.php/visualizador/>. [Accessed 8 Febrero 2023].
- [52]
- Administrador, 13 Abril 2020. [Online]. Available: <https://unicrom.com/impedancia-y-tension-corto-circuito-de-transformador/>. [Accessed 8 Febrero 2023].
- [53]

CAPITULO VII

7.ANEXOS

7.1 Anexo 1: Reporte de análisis de cargas desbalanceadas en ETAP

Project:	ETAP	Page:	1
Location:	19.0.1C	Date:	02-09-2023
Contract:		SN:	
Engineer:	Study Case: ULF	Revision:	Base
Filename:	SIMULACIONSONTERRADA	Config.:	Normal

Electrical Transient Analyzer Program

Unbalanced Load Flow Analysis

Loading Category (1):	Design
Generation Category (1):	Design
Load Diversity Factor :	None

	Swing	V-Control	Load	Total				
Number of Buses:	5	0	67	72				
	XFMR2	XFMR3	Reactor	Line	Cable/ Busway	Impedance	Tie PD	Total
Number of Branches:	33	0	0	0	37	0	0	70

Method of Solution:	Current Injection Method
Maximum No. of Iteration:	99
Calculate AC & DC System:	No
Precision of Solution:	0.000100
System Frequency:	60 Hz
Unit System:	English
Project Filename:	SIMULACIONSONTERRADA
Output Filename:	C:\ETAP 1901\SIMULACIONSONTERRADA\Prueba.UL1S

Figura 7.1.2 Reporte de ETAP

Project: **ETAP** Page: 2
Location: 19.0.1C Date: 02-09-2023
Contract: SN:
Engineer: Study Case: ULF Revision: Base
Filename: SIMULACIONESOTERRADA Config.: Normal

Adjustments

<u>Tolerance</u>	<u>Apply Adjustments</u>	<u>Individual /Global</u>	<u>Percent</u>
Transformer Impedance:	Yes	Individual	
Reactor Impedance:	Yes	Individual	
Overload Heater Resistance:	No		
Transmission Line Length:	No		
Cable / Busway Length:	Na		

<u>Temperature Correction</u>	<u>Apply Adjustments</u>	<u>Individual /Global</u>	<u>Degree C</u>
Transmission Line Resistance:	Yes	Individual	
Cable / Busway Resistance:	Yes	Individual	

Figura 7.1.3 Reporte de ETAP

Project:	ETAP	Page:	4
Location:	19.0.1C	Date:	02-09-2023
Contract:		SN:	
Engineer:	Study Case: ULF	Revision:	Base
Filename:	SIMULACIONSTERRADA	Config.:	Normal

ID	Bus			Initial Voltage				Generation		Load		Mvar Limits	
	Conn.	Type	kV	Sub-sys	Ph	% Mag.	Ang.	MW	Mvar	MW	Mvar	Max.	Min.
Bus147	A	Load	0.22	1	A	100.00	0.0			0.047		0.000	0.000
Bus148	A	Load	0.22	1	A	100.00	0.0			0.045		0.000	0.000
Bus149	A	Load	0.22	1	A	100.00	0.0			0.047		0.000	0.000
Bus150	A	Load	0.22	1	A	100.00	0.0			0.047		0.000	0.000
Bus152	A	Load	0.22	2	A	100.00	0.0			0.047		0.000	0.000
Bus153	A	Load	0.22	2	A	100.00	0.0			0.047		0.000	0.000
Bus154	A	Load	0.22	2	A	100.00	0.0			0.043		0.000	0.000
Bus155	A	Load	0.22	2	A	100.00	0.0			0.045		0.000	0.000
Bus156	A	Load	0.22	2	A	100.00	0.0			0.021		0.000	0.000
Bus157	A	Load	0.22	2	A	100.00	0.0			0.019		0.000	0.000
Bus162	A	Load	0.22	2	A	100.00	0.0			0.045		0.000	0.000
Bus163	A	Load	0.22	2	A	100.00	0.0			0.047		0.000	0.000
Bus164	A	Load	0.22	2	A	100.00	0.0			0.047		0.000	0.000
Bus165	A	Load	0.22	2	A	100.00	0.0			0.047		0.000	0.000
Bus166	A	Load	0.22	2	A	100.00	0.0			0.047		0.000	0.000
Bus169	A	Load	0.22	3	A	100.00	0.0			0.017		0.000	0.000
Bus170	A	Load	0.22	3	A	100.00	0.0			0.021		0.000	0.000
Bus171	A	Load	0.22	3	A	100.00	0.0			0.047		0.000	0.000
Bus172	A	Load	0.22	3	A	100.00	0.0			0.043		0.000	0.000
Bus173	A	Load	0.22	3	A	100.00	0.0			0.038		0.000	0.000
Bus174	A	Load	0.22	3	A	100.00	0.0			0.047		0.000	0.000
Bus178	A	Load	0.22	3	A	100.00	0.0			0.047		0.000	0.000
Bus179	A	Load	0.22	3	A	100.00	0.0			0.047		0.000	0.000
Bus180	A	Load	0.22	3	A	100.00	0.0			0.047		0.000	0.000
Bus181		Load	0.22	3		0.00	0.0					0.000	0.000
						0.00	0.0						
Bus182	A	Load	0.22	3	A	100.00	0.0			0.041		0.000	0.000
Bus183	3-Phase	Swing	13.80	4	A	100.00	0.0	0.017	0.000	0.017		0.000	0.000
					B	100.00	-120.0	0.0	0.000	0.017			
					C	100.00	120.0	0.017	0.000	0.017			
Bus184	A	Swing	7967.00	5	A	100.00	0.0	0.002	0.000			0.000	0.000
Bus196	A	Load	0.22	5	A	100.00	0.0			0.002		0.000	0.000
Bus213	A	Load	0.22	5	A	100.00	0.0					0.000	0.000
Bus214	A	Load	0.22	5	A	100.00	0.0					0.000	0.000
Total Number of Buses: 72								1.300	0.032	1.310	0.000		

Figura 7.1.4 Reporte de ETAP

Project:	ETAP	Page:	3
Location:	19.0.1C	Date:	02-09-2023
Contract:		SN:	
Engineer:	Study Case: ULF	Revision:	Base
Filename:	SIMULACIONESOTERRADA	Config.:	Normal

Bus Input Data

Bus			Initial Voltage					Generation		Load		Mvar Limits	
ID	Conn.	Type	kV	Sub-sys	Ph	% Mag.	Ang.	MW	Mvar	MW	Mvar	Max.	Min.
Bus39	A	Swing	7.97	2	A	1.00	0.0	0.452	0.012			0.000	0.000
Bus65	A	Swing	7.97	3	A	1.00	0.0	0.391	0.009			0.000	0.000
Bus69	A	Swing	7.97	1	A	100.00	0.0	0.404	0.010			0.000	0.000
Bus71	A	Load	7.97	1	A	100.00	0.0					0.000	0.000
Bus73	A	Load	7.97	1	A	100.00	0.0					0.000	0.000
Bus74	A	Load	7.97	1	A	100.00	0.0					0.000	0.000
Bus75	A	Load	7.97	1	A	100.00	0.0					0.000	0.000
Bus76	A	Load	7.97	1	A	100.00	0.0					0.000	0.000
Bus77	A	Load	7.97	1	A	100.00	0.0					0.000	0.000
Bus79	A	Load	7.97	1	A	100.00	0.0					0.000	0.000
Bus80	A	Load	7.97	1	A	100.00	0.0					0.000	0.000
Bus81	A	Load	7.97	1	A	100.00	0.0					0.000	0.000
Bus82	A	Load	7.97	1	A	100.00	0.0					0.000	0.000
Bus84	A	Load	7.97	2	A	100.00	0.0					0.000	0.000
Bus85	A	Load	7.97	2	A	100.00	0.0					0.000	0.000
Bus86	A	Load	7.97	2	A	100.00	0.0					0.000	0.000
Bus87	A	Load	7.97	2	A	100.00	0.0					0.000	0.000
Bus88	A	Load	7.97	2	A	100.00	0.0					0.000	0.000
Bus90	A	Load	7.97	2	A	100.00	0.0					0.000	0.000
Bus91	A	Load	7.97	2	A	100.00	0.0					0.000	0.000
Bus92	A	Load	7.97	2	A	100.00	0.0					0.000	0.000
Bus93	A	Load	7.97	2	A	100.00	0.0					0.000	0.000
Bus94	A	Load	7.97	2	A	100.00	0.0					0.000	0.000
Bus95	A	Load	7.97	2	A	100.00	0.0					0.000	0.000
Bus98	A	Load	7.97	3	A	100.00	0.0					0.000	0.000
Bus99	A	Load	7.97	3	A	100.00	0.0					0.000	0.000
Bus100	A	Load	7.97	3	A	100.00	0.0					0.000	0.000
Bus101	A	Load	7.97	3	A	100.00	0.0					0.000	0.000
Bus102	A	Load	7.97	3	A	100.00	0.0					0.000	0.000
Bus103	A	Load	7.97	3	A	100.00	0.0					0.000	0.000
Bus104	A	Load	7.97	3	A	100.00	0.0					0.000	0.000
Bus105	A	Load	7.97	3	A	100.00	0.0					0.000	0.000
Bus106	A	Load	7.97	3	A	100.00	0.0					0.000	0.000
Bus107	A	Load	7.97	3	A	100.00	0.0					0.000	0.000
Bus108	A	Load	7.97	3	A	100.00	0.0					0.000	0.000
Bus140	A	Load	0.22	1	A	100.00	0.0			0.030		0.000	0.000
Bus142	A	Load	0.22	1	A	100.00	0.0			0.038		0.000	0.000
Bus143	A	Load	0.22	1	A	100.00	0.0			0.047		0.000	0.000
Bus144	A	Load	0.22	1	A	100.00	0.0			0.043		0.000	0.000
Bus145	A	Load	0.22	1	A	100.00	0.0			0.047		0.000	0.000
					A	100.00	0.0			0.014		0.000	0.000

Figura 7.1.5 Reporte de ETAP

Project:	ETAP	Page:	5
Location:	19.0.1C	Date:	02-09-2023
Contract:		SN:	
Engineer:	Study Case: ULF	Revision:	Base
Filename:	SIMULACIONESOTERRADA	Config.:	Normal

Cable / Busway Input Data

Cable / Busway										
ID	Conn.	Library	Size	Length				ohms/1000 ft per Conductor		
				Adj. (ft)	% Tol.	#/Phase	T (°C)	R	X	Y
84.74	A	15NALN1	2	304.7	0.0	1	75	0.319205	0.050000	
Cable1	A	15NALN1	2	137.6	0.0	1	75	0.319205	0.050000	
Cable2	A	15NALN1	2	455.6	0.0	1	75	0.319205	0.050000	
Cable3	A	15NALN1	2	284.6	0.0	1	75	0.319205	0.050000	
Cable5	A	15NALN1	2	256.8	0.0	1	75	0.319205	0.050000	
Cable6	A	15NALN1	2	293.3	0.0	1	75	0.319205	0.050000	
Cable7	A	15NALN1	2	158.0	0.0	1	75	0.319205	0.050000	
Cable9	A	15NALN1	2	265.4	0.0	1	75	0.319205	0.050000	
Cable10	A	15NALN1	2	310.0	0.0	1	75	0.319205	0.050000	
Cable11	A	15NALN1	2	465.1	0.0	1	75	0.319205	0.050000	
Cable13	A	15NALN1	2	131.8	0.0	1	75	0.319205	0.050000	
Cable25	A	15NALN1	2	1685.4	0.0	1	75	0.319205	0.050000	
Cable26	A	15NALN1	2	821.6	0.0	1	75	0.319205	0.050000	
Cable27	A	15NALN1	2	206.8	0.0	1	75	0.319205	0.050000	
Cable28	A	15NALN1	2	228.7	0.0	1	75	0.319205	0.050000	
Cable29	A	15NALN1	2	322.9	0.0	1	75	0.319205	0.050000	
Cable30	A	15NALN1	2	319.1	0.0	1	75	0.319205	0.050000	
Cable31	A	15NALN1	2	241.1	0.0	1	75	0.319205	0.050000	
Cable32	A	15NALN1	2	224.8	0.0	1	75	0.319205	0.050000	
Cable33	A	15NALN1	2	153.4	0.0	1	75	0.319205	0.050000	
Cable34	A	15NALN1	2	153.6	0.0	1	75	0.319205	0.050000	
Cable35	A	15NALN1	2	1384.9	0.0	1	75	0.319205	0.050000	
Cable37	A	15NALN1	2	396.5	0.0	1	75	0.319205	0.050000	
Cable50	A	15NCUN1	2	2172.2	0.0	1	75	0.193902	0.050000	
Cable51	A	15NCUN1	2	303.5	0.0	1	75	0.193902	0.050000	
Cable52	A	15NCUN1	2	343.1	0.0	1	75	0.193902	0.050000	
Cable53	A	15NCUN1	2	207.3	0.0	1	75	0.193902	0.050000	
Cable54	A	15NCUN1	2	495.5	0.0	1	75	0.193902	0.050000	
Cable55	A	15NALN1	2	205.2	0.0	1	75	0.319205	0.050000	
Cable56	A	15NALN1	2	195.3	0.0	1	75	0.319205	0.050000	
Cable57	A	15NALN1	2	225.5	0.0	1	75	0.319205	0.050000	
Cable58	A	15NALN1	2	239.3	0.0	1	75	0.319205	0.050000	
Cable59	A	15NALN1	2	326.2	0.0	1	75	0.319205	0.050000	
Cable60	A	15NALN1	2	293.4	0.0	1	75	0.319205	0.050000	

Figura 7.1.6 Reporte de ETAP

Project:	ETAP	Page:	6
Location:	19.0.1C	Date:	02-09-2023
Contract:		SN:	
Engineer:	Study Case: ULF	Revision:	Base
Filename:	SIMULACIONESOTERRADA	Config.:	Normal

Cable / Busway									ohms/1000 ft per Conductor		
ID	Conn.	Library	Size	Length		#Phase	T (°C)	R	X	Y	
				Adj. (ft)	% Tol.						
Cable61	A	15NALN1	2	1918.1	0.0	1	75	0.319205	0.050000		
Cable87	A	0.6MCUN1	6	32.8	0.0	1	75	0.490000	0.064000		
Cable101	A	15NALN1	2/0	16.4	0.0	1	75	0.159126	0.044000		

Cable/Busway resistances are listed at the specified temperatures.

Figura 7.1.7 Reporte de ETAP

Project:	ETAP	Page:	7
Location:	19.0.1C	Date:	02-09-2023
Contract:		SN:	
Engineer:	Study Case: ULF	Revision:	Base
Filename:	SIMULACIONESOTERRADA	Config.:	Normal

2-Winding Transformer Input Data

Transformer		Rating					Z Variation			% Tap Setting		Adjusted		Phase Shift			
ID	Phase	MVA	Prim. kV	Sec. kV	% Z1	% Z0	X1/R1	X0/R0	% Tol.	+5%	-5%	Prim.	Sec.	% Z 1	% Z 0	Type	Angle
T1	Phase A	0.050	7967.000	0.220	3.00		6.00		0	0	0	0	0				
TR1	Phase A	0.050	7.967	0.220	3.00		6.00		0	0	0	0	0	3.0000			
TR2	Phase A	0.050	7.967	0.220	3.00		6.00		0	0	0	0	0	3.0000			
TR3	Phase A	0.050	7.967	0.220	3.00		6.00		0	0	0	0	0	3.0000			
TR4	Phase A	0.050	7.967	0.220	3.00		6.00		0	0	0	0	0	3.0000			
TR5	Phase A	0.050	7.967	0.220	3.00		6.00		0	0	0	0	0	3.0000			
TR6	Phase A	0.050	7.967	0.220	3.00		6.00		0	0	0	0	0	3.0000			
TR07	Phase A	0.025	7.967	0.220	3.00		6.00		0	0	0	0	0	3.0000			
TR8	Phase A	0.050	7.967	0.220	3.00		6.00		0	0	0	0	0	3.0000			
TR9	Phase A	0.050	7.967	0.220	3.00		6.00		0	0	0	0	0	3.0000			
TR10	Phase A	0.050	7.967	0.220	3.00		6.00		0	0	0	0	0	3.0000			
TR11	Phase A	0.050	7.967	0.220	3.00		6.00		0	0	0	0	0	3.0000			
TR12	Phase A	0.025	7.967	0.220	3.00		6.00		0	0	0	0	0	3.0000			
TR13	Phase A	0.025	7.967	0.220	3.00		6.00		0	0	0	0	0	3.0000			
TR14	Phase A	0.050	7.967	0.220	3.00		6.00		0	0	0	0	0	3.0000			
TR15		0.050	7.967	0.220	3.00		6.00		0	0	0	0	0	3.0000		Dyn	30.000
TR16	Phase A	0.050	7.967	0.220	3.00		6.00		0	0	0	0	0	3.0000			
TR017	Phase A	0.050	7.967	0.220	3.00		6.00		0	0	0	0	0	3.0000			
TR018	Phase A	0.050	7.967	0.220	3.00		6.00		0	0	0	0	0	3.0000			
TR019	Phase A	0.050	7.967	0.220	3.00		6.00		0	0	0	0	0	3.0000			
TR20	Phase A	0.050	7.967	0.220	3.00		6.00		0	0	0	0	0	3.0000			
TR021	Phase A	50.000	7.967	0.220	3.00		6.00		0	0	0	0	0	3.0000			
TR22	Phase A	0.050	7.967	0.220	3.00		6.00		0	0	0	0	0	3.0000			
TR23	Phase A	0.050	7.967	0.220	3.00		6.00		0	0	0	0	0	3.0000			
TR24	Phase A	0.050	7.967	0.220	3.00		6.00		0	0	0	0	0	3.0000			
TR25	Phase A	0.025	7.967	0.220	3.00		6.00		0	0	0	0	0	3.0000			
TR26	Phase A	0.025	7.967	0.220	3.00		6.00		0	0	0	0	0	3.0000			
TR27	Phase A	0.050	7.967	0.220	3.00		6.00		0	0	0	0	0	3.0000			
TR28	Phase A	0.050	7.967	0.220	3.00		6.00		0	0	0	0	0	3.0000			
TR29	Phase A	0.050	7.967	0.220	3.00		6.00		0	0	0	0	0	3.0000			
TR30	Phase A	0.050	7.967	0.220	3.00		6.00		0	0	0	0	0	3.0000			
TR031	Phase A	0.050	7.967	0.220	3.00		6.00		0	0	0	0	0	3.0000			
TR32	Phase A	0.038	7.967	0.220	3.00		6.00		0	0	0	0	0	3.0000			

Figura 7.1.8 Reporte de ETAP

Project:	ETAP	Page:	8
Location:	19.0.1C	Date:	02-09-2023
Contract:		SN:	
Engineer:	Study Case: ULF	Revision:	Base
Filename:	SIMULACIONSONTERRADA	Config.:	Normal

Branch Connections

CKT/Branch			Connected Bus ID		% Impedance, Pos. Seq., 100 MVAb			
ID	Conn.	Type	From Bus	To Bus	R	X	Z	Y
84.74	A	Cable	Bus73	Bus71	5.11	0.80	5.17	
Cable1	A	Cable	Bus69	Bus73	2.31	0.36	2.34	
Cable2	A	Cable	Bus69	Bus77	7.64	1.20	7.73	
Cable3	A	Cable	Bus71	Bus74	4.77	0.75	4.83	
Cable5	A	Cable	Bus74	Bus75	4.30	0.67	4.36	
Cable6	A	Cable	Bus75	Bus76	4.92	0.77	4.98	
Cable7	A	Cable	Bus76	Bus82	2.65	0.41	2.68	
Cable9	A	Cable	Bus81	Bus82	4.45	0.70	4.50	
Cable10	A	Cable	Bus79	Bus80	5.20	0.81	5.26	
Cable11	A	Cable	Bus80	Bus81	7.80	1.22	7.89	
Cable13	A	Cable	Bus77	Bus79	2.21	0.35	2.24	
Cable25	A	Cable	Bus39	Bus95	28.25	4.43	28.60	
Cable26	A	Cable	Bus95	Bus93	13.77	2.16	13.94	
Cable27	A	Cable	Bus93	Bus94	3.47	0.54	3.51	
Cable28	A	Cable	Bus94	Bus92	3.83	0.60	3.88	
Cable29	A	Cable	Bus92	Bus91	5.41	0.85	5.48	
Cable30	A	Cable	Bus88	Bus90	5.35	0.84	5.41	
Cable31	A	Cable	Bus87	Bus88	4.04	0.63	4.09	
Cable32	A	Cable	Bus86	Bus87	3.77	0.59	3.81	
Cable33	A	Cable	Bus85	Bus86	2.57	0.40	2.60	
Cable34	A	Cable	Bus84	Bus85	2.58	0.40	2.61	
Cable35	A	Cable	Bus39	Bus84	23.22	3.64	23.50	
Cable37	A	Cable	Bus90	Bus91	6.65	1.04	6.73	
Cable50	A	Cable	Bus65	Bus105	22.12	5.70	22.84	
Cable51	A	Cable	Bus105	Bus106	3.09	0.80	3.19	
Cable52	A	Cable	Bus106	Bus107	3.49	0.90	3.61	
Cable53	A	Cable	Bus107	Bus108	2.11	0.54	2.18	
Cable54	A	Cable	Bus108	Bus104	5.05	1.30	5.21	
Cable55	A	Cable	Bus100	Bus104	3.44	0.54	3.48	
Cable56	A	Cable	Bus101	Bus100	3.27	0.51	3.31	
Cable57	A	Cable	Bus103	Bus101	3.78	0.59	3.83	
Cable58	A	Cable	Bus102	Bus103	4.01	0.63	4.06	
Cable59	A	Cable	Bus99	Bus102	5.47	0.86	5.54	
Cable60	A	Cable	Bus98	Bus99	4.92	0.77	4.98	
Cable61	A	Cable	Bus65	Bus98	32.15	5.04	32.55	
Cable87	A	Cable	Bus214	Bus196	1107.17	144.61	1116.58	
Cable101	A	Cable	Bus213	Bus214	179.78	49.71	186.52	

Figura 7.1.9 Reporte de ETAP

Project:	ETAP	Page:	9
Location:	19.0.1C	Date:	02-09-2023
Contract:		SN:	
Engineer:	Study Case: ULF	Revision:	Base
Filename: SIMULACION SOTERRADA		Config.:	Normal

CKT/Branch			Connected Bus ID			% Impedance, Pos. Seq., 100 MVAh			
ID	Conn.	Type	From Bus	To Bus	R	X	Z	Y	
T1	A	2W XFMR	Bus184	Bus213	328.80	1972.79	2000.00		
TR1	A	2W XFMR	Bus73	Bus145	328.80	1972.79	2000.00		
TR2	A	2W XFMR	Bus71	Bus144	328.80	1972.79	2000.00		
TR3	A	2W XFMR	Bus76	Bus142	328.80	1972.79	2000.00		
TR4	A	2W XFMR	Bus79	Bus149	328.80	1972.79	2000.00		
TR5	A	2W XFMR	Bus80	Bus147	328.80	1972.79	2000.00		
TR6	A	2W XFMR	Bus87	Bus155	328.80	1972.79	2000.00		
TR07	A	2W XFMR	Bus82	Bus146	657.60	3945.58	4000.00		
TR8	A	2W XFMR	Bus75	Bus140	328.80	1972.79	2000.00		
TR9	A	2W XFMR	Bus84	Bus152	328.80	1972.79	2000.00		
TR10	A	2W XFMR	Bus85	Bus153	328.80	1972.79	2000.00		
TR11	A	2W XFMR	Bus86	Bus154	328.80	1972.79	2000.00		
TR12	A	2W XFMR	Bus88	Bus156	657.60	3945.58	4000.00		
TR13	A	2W XFMR	Bus90	Bus157	657.60	3945.58	4000.00		
TR14	A	2W XFMR	Bus105	Bus182	328.80	1972.79	2000.00		
TR15		2W XFMR	Bus106	Bus181	328.80	1972.79	2000.00		
TR16	A	2W XFMR	Bus107	Bus180	328.80	1972.79	2000.00		
TR017	A	2W XFMR	Bus108	Bus179	328.80	1972.79	2000.00		
TR018	A	2W XFMR	Bus92	Bus163	328.80	1972.79	2000.00		
TR019	A	2W XFMR	Bus91	Bus162	328.80	1972.79	2000.00		
TR20	A	2W XFMR	Bus94	Bus164	328.80	1972.79	2000.00		
TR021	A	2W XFMR	Bus104	Bus178	0.33	1.97	2.00		
TR22	A	2W XFMR	Bus100	Bus174	328.80	1972.79	2000.00		
TR23	A	2W XFMR	Bus93	Bus166	328.80	1972.79	2000.00		
TR24	A	2W XFMR	Bus95	Bus165	328.80	1972.79	2000.00		
TR25	A	2W XFMR	Bus98	Bus169	657.60	3945.58	4000.00		
TR26	A	2W XFMR	Bus99	Bus170	657.60	3945.58	4000.00		
TR27	A	2W XFMR	Bus102	Bus171	328.80	1972.79	2000.00		
TR28	A	2W XFMR	Bus103	Bus172	328.80	1972.79	2000.00		
TR29	A	2W XFMR	Bus77	Bus150	328.80	1972.79	2000.00		
TR30	A	2W XFMR	Bus74	Bus143	328.80	1972.79	2000.00		
TR031	A	2W XFMR	Bus81	Bus148	328.80	1972.79	2000.00		
TR32	A	2W XFMR	Bus101	Bus173	438.40	2630.38	2666.67		

Figura 7.1.10 Reporte de ETAP

Project:	ETAP	Page:	10
Location:	19.0.1C	Date:	02-09-2023
Contract:		SN:	
Engineer:	Study Case: ULF	Revision:	Base
Filename:	SIMULACIONSONTERRADA	Config.:	Normal

Power Grid Input Data

Power Grid ID	Connected Bus ID	Rating		% Positive Seq. Impedance 100 MVA Base			Grounding Type	% Zero Seq. Impedance 100 MVA Base		
		MVAsc	kV	X/R	R	X		X/R	R0	X0
U1	Bus69	9999.000	7.967	12.00	0.08305	0.99665				
U2	Bus39	9999.000	7.967	12.00	0.08305	0.99665				
U3	Bus65	9999.000	7.967	12.00	0.08305	0.99665				
U4	Bus183	9999.000	13.800	12.00	0.08305	0.99665	Wye - Solid	12.00	0.083054	0.99665
U5	Bus184	99999.000	7967.000	12.00	0.00830	0.09966				

Total Power Grids (= 5): 139995.000 MVA

Figura 7.1.11 Reporte de ETAP

Project:	ETAP	Page:	11
Location:	19.0.1C	Date:	02-09-2023
Contract:		SN:	
Engineer:	Study Case: ULF	Revision:	Base
Filename:	SIMULACIONESOTERRADA	Config.:	Normal

Static Load Input Data

Static Load		Rating (Base)				Loading		Grounding		
ID	Qty	MVA	KV	FLA	% PF	MW	Mvar	Conn.	Type	Amp
Load1	1	0.047	0.220	214.64	100.00	0.047	0.000			
Load3	1	0.043	0.220	194.77	100.00	0.043	0.000			
Load4	1	0.030	0.220	135.27	100.00	0.030	0.000			
Load5	1	0.038	0.220	174.95	100.00	0.038	0.000			
Load6	1	0.045	0.220	204.73	100.00	0.045	0.000			
Load7	1	0.047	0.220	214.64	100.00	0.047	0.000			
Load8	1	0.014	0.220	65.82	100.00	0.014	0.000			
Load9	1	0.047	0.220	214.64	100.00	0.047	0.000			
Load10	1	0.047	0.220	214.64	100.00	0.047	0.000			
Load11	1	0.047	0.220	214.64	100.00	0.047	0.000			
Load12	1	0.047	0.220	214.64	100.00	0.047	0.000			
Load13	1	0.047	0.220	214.64	100.00	0.047	0.000			
Load14	1	0.045	0.220	204.73	100.00	0.045	0.000			
Load15	1	0.021	0.220	95.55	100.00	0.021	0.000			
Load16	1	0.019	0.220	85.64	100.00	0.019	0.000			
Load17	1	0.043	0.220	194.77	100.00	0.043	0.000			
Load18	1	0.045	0.220	204.73	100.00	0.045	0.000			
Load19	1	0.047	0.220	214.64	100.00	0.047	0.000			
Load20	1	0.047	0.220	214.64	100.00	0.047	0.000			
Load21	1	0.047	0.220	214.64	100.00	0.047	0.000			
Load22	1	0.047	0.220	214.64	100.00	0.047	0.000			
Load23	1	0.047	0.220	214.64	100.00	0.047	0.000			
Load24	1	0.021	0.220	95.55	100.00	0.021	0.000			
Load25	1	0.038	0.220	170.45	100.00	0.038	0.000			
Load26	1	0.043	0.220	194.77	100.00	0.043	0.000			
Load27	1	0.047	0.220	214.64	100.00	0.047	0.000			
Load28	1	0.017	0.220	75.73	100.00	0.017	0.000			
Load29	1	0.041	0.220	184.86	100.00	0.041	0.000			
Load30	1	0.047	0.220	214.64	100.00	0.047	0.000			
Load31	1	0.047	0.220	214.64	100.00	0.047	0.000			
Load32	1	0.047	0.220	214.64	100.00	0.047	0.000			

Figura 7.1.12 Reporte de ETAP

Project:	ETAP	Page:	12
Location:	19.0.1C	Date:	02-09-2023
Contract:		SN:	
Engineer:	Study Case: ULF	Revision:	Base
Filename: SIMULACIONESOTERRADA		Config.:	Normal

Unbalanced Load Flow Report

Bus		Voltage			Generation		Load		Load Flow							XFMR
ID	kV	Phase	% Mag.	Ang.	MW	Mvar	MW	Mvar	ID	Phase	MW	Mvar	Amp	Ang.	% PF	% Tap
* Bus39	7.967	A	100.00	0.0	0.452	0.012	0.000	0.000	Bus95	A	0.196	0.005	24.6	-1.6	100.0	
										N			24.6			
									Bus84	A	0.256	0.007	32.2	-1.6	100.0	
										N			32.2			
* Bus65	7.967	A	100.00	0.0	0.391	0.009	0.000	0.000	Bus105	A	0.225	0.013	28.3	-3.2	99.8	
										N			28.3			
									Bus98	A	0.166	-0.003	20.8	1.1	-100.0	
										N			20.8			
* Bus69	7.967	A	100.00	0.0	0.404	0.010	0.000	0.000	Bus73	A	0.217	0.006	27.2	-1.5	100.0	
										N			27.2			
									Bus77	A	0.187	0.005	23.5	-1.5	100.0	
										N			23.5			
Bus71	7.967	A	99.92	0.0	0.000	0.000	0.000	0.000	Bus73	A	-0.170	-0.004	21.3	178.6	100.0	
										N			21.3			
									Bus74	A	0.127	0.003	16.0	-1.4	100.0	
										N			16.0			
									Bus144	A	0.043	0.001	5.3	-1.5	100.0	
										N			5.3			
Bus73	7.967	A	99.97	0.0	0.000	0.000	0.000	0.000	Bus71	A	0.170	0.004	21.3	-1.4	100.0	
										N			21.3			
									Bus69	A	-0.217	-0.006	27.2	178.5	100.0	
										N			27.2			
									Bus145	A	0.047	0.001	5.9	-1.6	100.0	
										N			5.9			
Bus74	7.967	A	99.88	0.0	0.000	0.000	0.000	0.000	Bus71	A	-0.127	-0.003	16.0	178.6	100.0	
										N			16.0			

Figura 7.1.13 Reporte de ETAP

Project:	ETAP	Page:	13
Location:	19.0.1C	Date:	02-09-2023
Contract:		SN:	
Engineer:	Study Case: ULF	Revision:	Base
Filename:	SIMULACIONESOTERRADA	Config.:	Normal

Bus			Voltage		Generation		Load		Load Flow							XFMR	
ID	KV	Phase	% Mag.	Ang.	MW	Mvar	MW	Mvar	ID	Phase	MW	Mvar	Amp.	Ang.	% PF	% Tap	
									Bus75	A	0.080	0.002	10.1	-1.3	100.0		
										N			10.1				
									Bus143	A	0.047	0.001	5.9	-1.6	100.0		
										N			5.9				
Bus75	7.967	A	99.86	0.0	0.000	0.000	0.000	0.000	Bus74	A	-0.080	-0.002	10.1	178.7	100.0		
										N			10.1				
									Bus76	A	0.051	0.001	6.4	-1.5	100.0		
										N			6.4				
									Bus140	A	0.030	0.001	3.7	-1.0	100.0		
										N			3.7				
Bus76	7.967	A	99.85	0.0	0.000	0.000	0.000	0.000	Bus75	A	-0.051	-0.001	6.4	178.5	100.0		
										N			6.4				
									Bus82	A	0.012	0.000	1.6	-2.0	99.9		
										N			1.6				
									Bus142	A	0.038	0.001	4.8	-1.3	100.0		
										N			4.8				
Bus77	7.967	A	99.91	0.0	0.000	0.000	0.000	0.000	Bus69	A	-0.187	-0.005	23.5	178.5	100.0		
										N			23.5				
									Bus79	A	0.140	0.004	17.6	-1.5	100.0		
										N			17.6				
									Bus150	A	0.047	0.001	5.9	-1.6	100.0		
										N			5.9				
Bus79	7.967	A	99.90	0.0	0.000	0.000	0.000	0.000	Bus80	A	0.094	0.002	11.8	-1.4	100.0		
										N			11.8				
									Bus77	A	-0.140	-0.004	17.6	178.5	100.0		
										N			17.6				
									Bus149	A	0.047	0.001	5.9	-1.6	100.0		
										N			5.9				

Figura 7.1.14 Reporte de ETAP

Project:	ETAP	Page:	14
Location:	19.0.1C	Date:	02-09-2023
Contract:		SN:	
Engineer:	Study Case: ULF	Revision:	Base
Filename:	SIMULACIONESOTERRADA	Config.:	Normal

Bus			Voltage		Generation		Load		Load Flow							XFMR
ID	kV	Phase	% Mag.	Ang.	MW	Mvar	MW	Mvar	ID	Phase	MW	Mvar	Amp	Ang.	% PF	% Tap
Bus80	7.967	A	99.87	0.0	0.000	0.000	0.000	0.000	Bus79	A	-0.094	-0.002	11.8	178.6	100.0	
										N			11.8			
									Bus81	A	0.047	0.001	5.9	-1.2	100.0	
										N			5.9			
									Bus147	A	0.047	0.001	5.9	-1.6	100.0	
										N			5.9			
Bus81	7.967	A	99.84	0.0	0.000	0.000	0.000	0.000	Bus82	A	0.002	0.000	0.3	5.3	-99.6	
										N			0.3			
									Bus80	A	-0.047	-0.001	5.9	178.8	100.0	
										N			5.9			
									Bus148	A	0.045	0.001	5.6	-1.5	100.0	
										N			5.6			
Bus82	7.967	A	99.84	0.0	0.000	0.000	0.000	0.000	Bus76	A	-0.012	0.000	1.6	178.0	99.9	
										N			1.6			
									Bus81	A	-0.002	0.000	0.3	-174.7	-99.6	
										N			0.3			
									Bus146	A	0.014	0.000	1.8	-1.0	100.0	
										N			1.8			
Bus84	7.967	A	99.64	0.0	0.000	0.000	0.000	0.000	Bus85	A	0.209	0.006	26.3	-1.6	100.0	
										N			26.3			
									Bus39	A	-0.255	-0.007	32.2	178.4	100.0	
										N			32.2			
									Bus152	A	0.047	0.001	5.9	-1.6	100.0	
										N			5.9			
Bus85	7.967	A	99.61	0.0	0.000	0.000	0.000	0.000	Bus86	A	0.162	0.004	20.4	-1.5	100.0	
										N			20.4			
										N			26.3			

Figura 7.1.15 Reporte de ETAP

Project:	ETAP	Page:	15
Location:	19.0.1C	Date:	02-09-2023
Contract:		SN:	
Engineer:	Study Case: ULF	Revision:	Base
Filename:	SIMULACIONSONTERRADA	Config.:	Normal

Bus			Voltage		Generation		Load		Load Flow							XFMR
ID	kV	Phase	% Mag.	Ang.	MW	Mvar	MW	Mvar	ID	Phase	MW	Mvar	Amp	Ang.	% PF	% Tap
									Bus153	A	0.047	0.001	5.9	-1.6	100.0	
										N			5.9			
Bus86	7.967	A	99.58	0.0	0.000	0.000	0.000	0.000	Bus87	A	0.120	0.003	15.1	-1.6	100.0	
										N			15.1			
									Bus85	A	-0.162	-0.004	20.4	178.5	100.0	
										N			20.4			
									Bus154	A	0.042	0.001	5.3	-1.5	100.0	
										N			5.3			
Bus87	7.967	A	99.56	0.0	0.000	0.000	0.000	0.000	Bus88	A	0.075	0.002	9.5	-1.6	100.0	
										N			9.5			
									Bus86	A	-0.120	-0.003	15.1	178.4	100.0	
										N			15.1			
									Bus155	A	0.044	0.001	5.6	-1.6	100.0	
										N			5.6			
Bus88	7.967	A	99.54	0.0	0.000	0.000	0.000	0.000	Bus90	A	0.054	0.001	6.9	-1.6	100.0	
										N			6.9			
									Bus87	A	-0.075	-0.002	9.5	178.4	100.0	
										N			9.5			
									Bus156	A	0.021	0.001	2.6	-1.5	100.0	
										N			2.6			
Bus90	7.967	A	99.52	0.0	0.000	0.000	0.000	0.000	Bus88	A	-0.054	-0.001	6.9	178.4	100.0	
										N			6.9			
									Bus91	A	0.036	0.001	4.5	-1.8	100.0	
										N			4.5			
									Bus157	A	0.019	0.000	2.3	-1.3	100.0	
										N			2.3			
Bus91	7.967	A	99.51	0.0	0.000	0.000	0.000	0.000	Bus92	A	-0.009	0.000	1.1	179.3	100.0	
										N			1.1			

Figura 7.1.16 Reporte de ETAP

Project:	ETAP	Page:	16
Location:	19.0.1C	Date:	02-09-2023
Contract:		SN:	
Engineer:	Study Case: ULF	Revision:	Base
Filename:	SIMULACIONESOTERRADA	Config.:	Normal

Bus		Voltage			Generation		Load		Load Flow						XFMR	
ID	KV	Phase	% Mag.	Ang.	MW	Mvar	MW	Mvar	ID	Phase	MW	Mvar	Amp	Ang.	% PF	% Tap
									Bus90	A	-0.036	-0.001	4.5	178.2	100.0	
										N			4.5			
									Bus162	A	0.044	0.001	5.6	-1.6	100.0	
										N			5.6			
Bus92	7.967	A	99.51	0.0	0.000	0.000	0.000	0.000	Bus94	A	-0.055	-0.001	7.0	178.5	100.0	
										N			7.0			
									Bus91	A	0.009	0.000	1.1	-0.7	100.0	
										N			1.1			
									Bus163	A	0.047	0.001	5.9	-1.6	100.0	
										N			5.9			
Bus93	7.967	A	99.54	0.0	0.000	0.000	0.000	0.000	Bus95	A	-0.148	-0.004	18.7	178.4	100.0	
										N			18.7			
									Bus94	A	0.102	0.003	12.8	-1.6	100.0	
										N			12.8			
									Bus166	A	0.047	0.001	5.9	-1.6	100.0	
										N			5.9			
Bus94	7.967	A	99.52	0.0	0.000	0.000	0.000	0.000	Bus93	A	-0.102	-0.003	12.8	178.4	100.0	
										N			12.8			
									Bus92	A	0.055	0.001	7.0	-1.5	100.0	
										N			7.0			
									Bus164	A	0.047	0.001	5.9	-1.6	100.0	
										N			5.9			
Bus95	7.967	A	99.67	0.0	0.000	0.000	0.000	0.000	Bus39	A	-0.195	-0.005	24.6	178.4	100.0	
										N			24.6			
									Bus93	A	0.148	0.004	18.7	-1.6	100.0	
										N			18.7			
									Bus165	A	0.047	0.001	5.9	-1.6	100.0	
										N			5.9			

Figura 7.1.17 Reporte de ETAP

Project:	ETAP	Page:	17
Location:	19.0.1C	Date:	02-09-2023
Contract:		SN:	
Engineer:	Study Case: ULF	Revision:	Base
Filename:	SIMULACION SOTERRADA	Config.:	Normal

Bus			Voltage		Generation		Load		Load Flow							XFMR						
ID	kV	Phase	% Mag.	Ang.	MW	Mvar	MW	Mvar	ID	Phase	MW	Mvar	Amp	Ang.	% PF	% Tap						
Bus98	7.967	A	99.68	0.0	0.000	0.000	0.000	0.000	Bus99	A	0.149	-0.004	18.8	1.4	-100.0							
									N													
									Bus65	A	-0.165	0.003	20.8	-178.9	-100.0							
									N													
									Bus169	A	0.016	0.000	2.1	-1.2	100.0							
									N													
Bus99	7.967	A	99.64	0.0	0.000	0.000	0.000	0.000	Bus102	A	0.128	-0.004	16.2	1.9	-99.9							
									N													
									Bus98	A	-0.149	0.004	18.8	-178.6	-100.0							
									N													
									Bus170	A	0.021	0.001	2.6	-1.5	100.0							
									N													
Bus100	7.967	A	99.57	0.0	0.000	0.000	0.000	0.000	Bus104	A	-0.044	-0.009	5.7	168.4	98.0							
									N													
									Bus101	A	-0.002	0.008	1.0	-106.3	-28.0							
									N													
									Bus174	A	0.047	0.001	5.9	-1.6	100.0							
									N													
Bus101	7.967	A	99.57	0.0	0.000	0.000	0.000	0.000	Bus100	A	0.002	-0.008	1.0	73.7	-28.0							
									N													
									Bus103	A	-0.039	0.007	5.0	-170.4	-98.6							
									N													
									Bus173	A	0.037	0.001	4.7	-1.7	100.0							
									N													
Bus102	7.967	A	99.59	0.0	0.000	0.000	0.000	0.000	Bus103	A	0.082	-0.006	10.3	3.9	-99.8							
									N													
									Bus99	A	-0.128	0.004	16.2	-178.1	-99.9							
									N													

Figura 7.1.18 Reporte de ETAP

Project:	ETAP	Page:	19
Location:	19.0.1C	Date:	02-09-2023
Contract:		SN:	
Engineer:	Study Case: ULF	Revision:	Base
Filename: SIMULACION SOTERRADA		Config.:	Normal

Bus			Voltage		Generation		Load		Load Flow							XFMR	
ID	kV	Phase	% Mag.	Ang.	MW	Mvar	MW	Mvar	ID	Phase	MW	Mvar	Amp	Ang.	% PF	% Tap	
Bus107	7.967	A	99.62	0.0	0.000	0.000	0.000	0.000	Bus106	A	-0.184	-0.012	23.3	176.3	99.8		
										N			23.3				
									Bus108	A	0.138	0.010	17.4	-4.3	99.7		
										N			17.4				
									Bus180	A	0.047	0.001	5.9	-1.6	100.0		
										N			5.9				
Bus108	7.967	A	99.60	0.0	0.000	0.000	0.000	0.000	Bus107	A	-0.138	-0.010	17.4	175.7	99.7		
										N			17.4				
									Bus104	A	0.091	0.009	11.5	-5.7	99.5		
										N			11.5				
									Bus179	A	0.047	0.001	5.9	-1.6	100.0		
										N			5.9				
Bus140	0.220	A	99.55	-1.0	0.000	0.000	0.029	0.000	Bus75	A	-0.029	0.000	134.7	179.0	-100.0		
										N			134.7				
Bus142	0.220	A	99.44	-1.3	0.000	0.000	0.038	0.000	Bus76	A	-0.038	0.000	174.0	178.7	-100.0		
										N			174.0				
Bus143	0.220	A	99.38	-1.6	0.000	0.000	0.047	0.000	Bus74	A	-0.047	0.000	213.3	178.4	-100.0		
										N			213.3				
Bus144	0.220	A	99.47	-1.5	0.000	0.000	0.042	0.000	Bus71	A	-0.042	0.000	193.7	178.5	100.0		
										N			193.7				
Bus145	0.220	A	99.47	-1.6	0.000	0.000	0.047	0.000	Bus73	A	-0.047	0.000	213.5	178.4	100.0		
										N			213.5				
Bus146	0.220	A	99.54	-1.0	0.000	0.000	0.014	0.000	Bus82	A	-0.014	0.000	65.5	179.0	-100.0		
										N			65.5				
Bus147	0.220	A	99.36	-1.6	0.000	0.000	0.047	0.000	Bus80	A	-0.047	0.000	213.3	178.4	-100.0		
										N			213.3				
Bus148	0.220	A	99.37	-1.5	0.000	0.000	0.044	0.000	Bus81	A	-0.044	0.000	203.4	178.5	100.0		
										N			203.4				

Figura 7.1.19 Reporte de ETAP

Project:	ETAP	Page:	18
Location:	19.0.1C	Date:	02-09-2023
Contract:		SN:	
Engineer:	Study Case: ULF	Revision:	Base
Filename:	SIMULACIONESOTERRADA	Config.:	Normal

Bus			Voltage		Generation		Load		Load Flow							XFMR
ID	kV	Phase	% Mag.	Ang.	MW	Mvar	MW	Mvar	ID	Phase	MW	Mvar	Amp	Ang.	% PF	% Tap
									Bus171	A	0.047	0.001	5.9	-1.6	100.0	
										N			5.9			
Bus103	7.967	A	99.58	0.0	0.000	0.000	0.000	0.000	Bus101	A	0.039	-0.007	5.0	9.6	-98.6	
										N			5.0			
									Bus102	A	-0.082	0.006	10.3	-176.1	-99.8	
										N			10.3			
									Bus172	A	0.042	0.001	5.3	-1.5	100.0	
										N			5.3			
Bus104	7.967	A	99.58	0.0	0.000	0.000	0.000	0.000	Bus108	A	-0.091	-0.009	11.5	174.3	99.5	
										N			11.5			
									Bus100	A	0.044	0.009	5.7	-11.6	98.0	
										N			5.7			
									Bus178	A	0.047	0.000	5.9	0.0	100.0	
										N			5.9			
Bus105	7.967	A	99.70	0.0	0.000	0.000	0.000	0.000	Bus65	A	-0.225	-0.013	28.3	176.8	99.8	
										N			28.3			
									Bus106	A	0.185	0.012	23.3	-3.7	99.8	
										N			23.3			
									Bus182	A	0.040	0.001	5.1	-1.4	100.0	
										N			5.1			
Bus106	7.967	A	99.66	0.0	0.000	0.000	0.000	0.000	Bus105	A	-0.184	-0.012	23.3	176.3	99.8	
										N			23.3			
									Bus107	A	0.184	0.012	23.3	-3.7	99.8	
										N			23.3			
									Bus181		0.000	0.000	0.0	0.0	0.0	
											0.000	0.000	0.0	0.0	0.0	
											0.000	0.000		0.0		
										N			0.0			

Figura 7.1.20 Reporte de ETAP

Project:	ETAP	Page:	20
Location:	19.0.1C	Date:	02-09-2023
Contract:		SN:	
Engineer:	Study Case: ULF	Revision:	Base
Filename:	SIMULACIONESOTERRADA	Config.:	Normal

Bus			Voltage		Generation		Load		Load Flow							XFMR
ID	kV	Phase	% Mag.	Ang.	MW	Mvar	MW	Mvar	ID	Phase	MW	Mvar	Amp	Ang.	% PF	% Tap
Bus149	0.220	A	99.39	-1.6	0.000	0.000	0.047	0.000	Bus79	A	-0.047	0.000	213.3	178.4	100.0	
										N			213.3			
Bus150	0.220	A	99.41	-1.6	0.000	0.000	0.047	0.000	Bus77	A	-0.047	0.000	213.4	178.4	100.0	
										N			213.4			
Bus152	0.220	A	99.14	-1.6	0.000	0.000	0.046	0.000	Bus84	A	-0.046	0.000	212.8	178.4	-100.0	
										N			212.8			
Bus153	0.220	A	99.11	-1.6	0.000	0.000	0.046	0.000	Bus85	A	-0.046	0.000	212.7	178.4	100.0	
										N			212.7			
Bus154	0.220	A	99.13	-1.5	0.000	0.000	0.042	0.000	Bus86	A	-0.042	0.000	193.1	178.5	100.0	
										N			193.1			
Bus155	0.220	A	99.08	-1.6	0.000	0.000	0.044	0.000	Bus87	A	-0.044	0.000	202.8	178.4	-100.0	
										N			202.8			
Bus156	0.220	A	99.10	-1.5	0.000	0.000	0.021	0.000	Bus88	A	-0.021	0.000	94.7	178.5	100.0	
										N			94.7			
Bus157	0.220	A	99.13	-1.3	0.000	0.000	0.019	0.000	Bus90	A	-0.019	0.000	84.9	178.7	100.0	
										N			84.9			
Bus162	0.220	A	99.03	-1.6	0.000	0.000	0.044	0.000	Bus91	A	-0.044	0.000	202.7	178.4	100.0	
										N			202.7			
Bus163	0.220	A	99.01	-1.6	0.000	0.000	0.046	0.000	Bus92	A	-0.046	0.000	212.5	178.4	-100.0	
										N			212.5			
Bus164	0.220	A	99.02	-1.6	0.000	0.000	0.046	0.000	Bus94	A	-0.046	0.000	212.5	178.4	100.0	
										N			212.5			
Bus165	0.220	A	99.17	-1.6	0.000	0.000	0.046	0.000	Bus95	A	-0.046	0.000	212.8	178.4	100.0	
										N			212.8			
Bus166	0.220	A	99.04	-1.6	0.000	0.000	0.046	0.000	Bus93	A	-0.046	0.000	212.6	178.4	-100.0	
										N			212.6			
Bus169	0.220	A	99.33	-1.2	0.000	0.000	0.016	0.000	Bus98	A	-0.016	0.000	75.2	178.8	-100.0	
										N			75.2			

Figura 7.1.21 Reporte de ETAP

Project:	ETAP	Page:	21
Location:	19.0.1C	Date:	02-09-2023
Contract:		SN:	
Engineer:	Study Case: ULF	Revision:	Base
Filename:	SIMULACIONESOTERRADA	Config.:	Normal

Bus			Voltage		Generation		Load		Load Flow							XFMR
ID	KV	Phase	% Mag.	Ang.	MW	Mvar	MW	Mvar	ID	Phase	MW	Mvar	Amp	Ang.	% PF	% Tap
Bus170	0.220	A	99.19	-1.5	0.000	0.000	0.021	0.000	Bus99	A	-0.021	0.000	94.8	178.5	-100.0	
										N			94.8			
Bus171	0.220	A	99.09	-1.6	0.000	0.000	0.046	0.000	Bus102	A	-0.046	0.000	212.7	178.4	100.0	
										N			212.7			
Bus172	0.220	A	99.12	-1.5	0.000	0.000	0.042	0.000	Bus103	A	-0.042	0.000	193.1	178.5	-100.0	
										N			193.1			
Bus173	0.220	A	99.04	-1.7	0.000	0.000	0.037	0.000	Bus101	A	-0.037	0.000	168.8	178.3	100.0	
										N			168.8			
Bus174	0.220	A	99.07	-1.6	0.000	0.000	0.046	0.000	Bus100	A	-0.046	0.000	212.6	178.4	100.0	
										N			212.6			
Bus178	0.220	A	99.58	0.0	0.000	0.000	0.047	0.000	Bus104	A	-0.047	0.000	213.7	180.0	-100.0	
										N			213.7			
Bus179	0.220	A	99.10	-1.6	0.000	0.000	0.046	0.000	Bus108	A	-0.046	0.000	212.7	178.4	100.0	
										N			212.7			
Bus180	0.220	A	99.12	-1.6	0.000	0.000	0.046	0.000	Bus107	A	-0.046	0.000	212.8	178.4	-100.0	
										N			212.8			
Bus181	0.220		0.00	0.0	0.000	0.000	0.000	0.000	Bus106		0.000	0.000	0.0	0.0	0.0	
			0.00	0.0	0.000	0.000	0.000	0.000		N			0.0			
Bus182	0.220	A	99.27	-1.4	0.000	0.000	0.040	0.000	Bus105	A	-0.040	0.000	183.5	178.6	-100.0	
										N			183.5			
* Bus184	7967.000	A	100.00	0.0	0.002	0.000	0.000	0.000	Bus213	A	0.002	0.000	0.0	-0.1	100.0	
										N			0.0			
Bus196	0.220	A	99.79	-0.1	0.000	0.000	0.002	0.000	Bus214	A	-0.002	0.000	10.7	179.9	100.0	
										N			10.7			
Bus213	0.220	A	99.98	-0.1	0.000	0.000	0.000	0.000	Bus214	A	0.002	0.000	10.7	-0.1	100.0	
										N			10.7			
									Bus184	A	-0.002	0.000	10.7	179.9	100.0	
										N			10.7			

Figura 7.1.22 Reporte de ETAP

Project:	ETAP	Page:	22
Location:	19.0.1C	Date:	02-09-2023
Contract:		SN:	
Engineer:	Study Case: ULF	Revision:	Base
Filename:	SIMULACIONESOTERRADA	Config.:	Normal

Bus			Voltage		Generation		Load		Load Flow							XFMR
ID	kV	Phase	% Mag.	Ang.	MW	Mvar	MW	Mvar	ID	Phase	MW	Mvar	Amp	Ang.	% PF	% Tap
Bus214	0.220	A	99.95	-0.1	0.000	0.000	0.000	0.000	Bus196	A	0.002	0.000	10.7	-0.1	100.0	
										N			10.7			
									Bus213	A	-0.002	0.000	10.7	179.9	100.0	
										N			10.7			

* Indicates a voltage regulated bus (voltage controlled or swing type machine connected to it)
 # Indicates a bus with a load mismatch of more than 0.1 MVA
 + The power flows across center-tap transformers correspond to the phases of the From side.

Figura 7.1.23 Reporte de ETAP

Project:	ETAP	Page:	23
Location:	19.0.1C	Date:	02-09-2023
Contract:		SN:	
Engineer:	Study Case: ULF	Revision:	Base
Filename:	SIMULACIONESOTERRADA	Config.:	Normal

Bus Loading Summary Report

Bus				Bus Load						
ID	kV	Rated Amp	Phase	MW	Mvar	MVA	% PF	Amp	% Loading	
Bus39	7.97		A	0.452	0.012	0.452	100.0	56.7		
Bus65	7.97		A	0.391	0.013	0.392	99.9	49.2		
Bus69	7.97		A	0.404	0.010	0.404	100.0	50.8		
Bus71	7.97		A	0.170	0.004	0.170	100.0	21.3		
Bus73	7.97		A	0.217	0.006	0.217	100.0	27.2		
Bus74	7.97		A	0.127	0.003	0.127	100.0	16.0		
Bus75	7.97		A	0.080	0.002	0.080	100.0	10.1		
Bus76	7.97		A	0.051	0.001	0.051	100.0	6.4		
Bus77	7.97		A	0.187	0.005	0.187	100.0	23.5		
Bus79	7.97		A	0.140	0.004	0.140	100.0	17.6		
Bus80	7.97		A	0.094	0.002	0.094	100.0	11.8		
Bus81	7.97		A	0.047	0.001	0.047	100.0	5.9		
Bus82	7.97		A	0.014	0.000	0.014	100.0	1.8		
Bus84	7.97		A	0.255	0.007	0.255	100.0	32.2		
Bus85	7.97		A	0.208	0.006	0.209	100.0	26.3		
Bus86	7.97		A	0.162	0.004	0.162	100.0	20.4		
Bus87	7.97		A	0.120	0.003	0.120	100.0	15.1		
Bus88	7.97		A	0.075	0.002	0.075	100.0	9.5		
Bus90	7.97		A	0.054	0.001	0.054	100.0	6.9		
Bus91	7.97		A	0.044	0.001	0.044	100.0	5.6		
Bus92	7.97		A	0.055	0.001	0.055	100.0	7.0		
Bus93	7.97		A	0.148	0.004	0.148	100.0	18.7		
Bus94	7.97		A	0.102	0.003	0.102	100.0	12.8		
Bus95	7.97		A	0.195	0.005	0.195	100.0	24.6		
Bus98	7.97		A	0.165	0.004	0.166	100.0	20.8		
Bus99	7.97		A	0.149	0.004	0.149	100.0	18.8		
Bus100	7.97		A	0.047	0.009	0.047	98.2	6.0		
Bus101	7.97		A	0.039	0.008	0.040	98.1	5.0		
Bus102	7.97		A	0.128	0.006	0.128	99.9	16.2		
Bus103	7.97		A	0.082	0.007	0.082	99.7	10.3		
Bus104	7.97		A	0.091	0.009	0.092	99.5	11.5		
Bus105	7.97		A	0.225	0.013	0.225	99.8	28.3		
Bus106	7.97		A	0.184	0.012	0.185	99.8	23.3		
Bus107	7.97		A	0.184	0.012	0.185	99.8	23.3		
Bus108	7.97		A	0.138	0.010	0.138	99.7	17.4		

Figura 7.1.24 Reporte de ETAP

Project:	ETAP	Page:	24
Location:	19.0.1C	Date:	02-09-2023
Contract:		SN:	
Engineer:	Study Case: ULF	Revision:	Base
Filename:	SIMULACIONESOTERRADA	Config.:	Normal

Bus			Bus Load						
ID	kV	Rated Amp	Phase	MW	Mvar	MVA	% PF	Amp	% Loading
Bus140	0.22		A	0.029		0.029	100.0	134.7	
Bus142	0.22		A	0.038	0.000	0.038	100.0	174.0	
Bus143	0.22		A	0.047	0.000	0.047	100.0	213.3	
Bus144	0.22		A	0.042	0.000	0.042	100.0	193.7	
Bus145	0.22		A	0.047	0.000	0.047	100.0	213.5	
Bus146	0.22		A	0.014	0.000	0.014	100.0	65.5	
Bus147	0.22		A	0.047	0.000	0.047	100.0	213.3	
Bus148	0.22		A	0.044	0.000	0.044	100.0	203.4	
Bus149	0.22		A	0.047	0.000	0.047	100.0	213.3	
Bus150	0.22		A	0.047	0.000	0.047	100.0	213.4	
Bus152	0.22		A	0.046		0.046	100.0	212.8	
Bus153	0.22		A	0.046	0.000	0.046	100.0	212.7	
Bus154	0.22		A	0.042	0.000	0.042	100.0	193.1	
Bus155	0.22		A	0.044	0.000	0.044	100.0	202.8	
Bus156	0.22		A	0.021	0.000	0.021	100.0	94.7	
Bus157	0.22		A	0.019	0.000	0.019	100.0	84.9	
Bus162	0.22		A	0.044	0.000	0.044	100.0	202.7	
Bus163	0.22		A	0.046		0.046	100.0	212.5	
Bus164	0.22		A	0.046	0.000	0.046	100.0	212.5	
Bus165	0.22		A	0.046	0.000	0.046	100.0	212.8	
Bus166	0.22		A	0.046	0.000	0.046	100.0	212.6	
Bus169	0.22		A	0.016	0.000	0.016	100.0	75.2	
Bus170	0.22		A	0.021	0.000	0.021	100.0	94.8	
Bus171	0.22		A	0.046	0.000	0.046	100.0	212.7	
Bus172	0.22		A	0.042	0.000	0.042	100.0	193.1	
Bus173	0.22		A	0.037	0.000	0.037	100.0	168.8	
Bus174	0.22		A	0.046	0.000	0.046	100.0	212.6	
Bus178	0.22		A	0.047		0.047	100.0	213.7	
Bus179	0.22		A	0.046	0.000	0.046	100.0	212.7	
Bus180	0.22		A	0.046		0.046	100.0	212.8	
Bus181	0.22					0.000	0	0	
				0.00		0.000	0	0	
Bus182	0.22		A	0.040		0.040	100.0	183.5	
Bus183	13.80		A	0.017	0.000	0.017	100.0	2.1	
			B	0.02	0.000	0.017	100.0	2.1	
			C	0.017	0.000	0.017	100.0	2.1	
Bus184	7967.00		A	0.002	0.000	0.002	100.0	0	
Bus196	0.22		A	0.002	0.000	0.002	100.0	10.7	

Figura 7.1.25 Reporte de ETAP

Project:	ETAP	Page:	25
Location:	19.0.1C	Date:	02-09-2023
Contract:		SN:	
Engineer:	Study Case: ULF	Revision:	Base
Filename:	SIMULACIONESOTERRADA	Config:	Normal

Bus			Bus Load							
ID	kV	Rated Amp	Phase	MW	Mvar	MVA	% PF	Amp	% Loading	
Bus213	0.22		A	0.002	0.000	0.002	100.0	10.7		
Bus214	0.22		A	0.002	0.000	0.002	100.0	10.7		

* Indicates operating load of a bus exceeds the bus critical limit (100.00 % times the continuous rating).

Figura 7.1.26 Reporte de ETAP

Project:	ETAP	Page:	26
Location:	19.0.1C	Date:	02-09-2023
Contract:		SN:	
Engineer:	Study Case: ULF	Revision:	Base
Filename:	SIMULACION SOTERRADA	Config.:	Normal

Branch Loading Summary Report

CKT / Branch				Busway / Cable & Reactor			Transformer				
ID	Conn.	Type	Phase	Ampacity (Amp)	Loading Amp	%	Capability MVA	Loading (input)		Loading (output)	
								MVA	%	MVA	%
84.74	A	Cable	A		21.32						
Cable1	A	Cable	A		27.22						
Cable2	A	Cable	A		23.54						
Cable3	A	Cable	A		15.97						
Cable5	A	Cable	A		10.08						
Cable6	A	Cable	A		6.36						
Cable7	A	Cable	A		1.56						
Cable9	A	Cable	A		0.25						
Cable10	A	Cable	A		11.76						
Cable11	A	Cable	A		5.87						
Cable13	A	Cable	A		17.65						
Cable25	A	Cable	A		24.57						
Cable26	A	Cable	A		18.69						
Cable27	A	Cable	A		12.82						
Cable28	A	Cable	A		6.95						
Cable29	A	Cable	A		1.08						
Cable30	A	Cable	A		6.86						
Cable31	A	Cable	A		9.47						
Cable32	A	Cable	A		15.08						
Cable33	A	Cable	A		20.41						
Cable34	A	Cable	A		26.28						
Cable35	A	Cable	A		32.16						
Cable37	A	Cable	A		4.52						
Cable50	A	Cable	A		28.34						
Cable51	A	Cable	A		23.28						
Cable52	A	Cable	A		23.28						
Cable53	A	Cable	A		17.41						
Cable54	A	Cable	A		11.54						
Cable55	A	Cable	A		5.70						
Cable56	A	Cable	A		1.01						
Cable57	A	Cable	A		5.01						
Cable58	A	Cable	A		10.30						
Cable59	A	Cable	A		16.15						
Cable60	A	Cable	A		18.77						
Cable61	A	Cable	A		20.84						
Cable87	A	Cable	A		10.71						
Cable101	A	Cable	A	141.54	10.71	7.56					
T1	A	Transformer	A				0.050	0.002	4.7	0.002	4.7
TR1	A	Transformer	A				0.050	0.047	93.9	0.047	93.4

Figura 7.1.27 Reporte de ETAP

Project:	ETAP	Page:	27
Location:	19.0.1C	Date:	02-09-2023
Contract:		SN:	
Engineer:	Study Case: ULF	Revision:	Base
Filename:	SIMULACIONESOTERRADA	Config.:	Normal

CKT / Branch				Busway / Cable & Reactor			Transformer				
ID	Conn.	Type	Phase	Ampacity (Amp)	Loading Amp	%	Capability MVA	Loading (input)		Loading (output)	
								MVA	%	MVA	%
TR2	A	Transformer	A				0.050	0.043	85.2	0.042	84.8
TR3	A	Transformer	A				0.050	0.038	76.4	0.038	76.1
TR4	A	Transformer	A				0.050	0.047	93.8	0.047	93.3
TR5	A	Transformer	A				0.050	0.047	93.7	0.047	93.2
TR6	A	Transformer	A				0.050	0.044	88.9	0.044	88.4
TR07	A	Transformer	A				0.025	0.014	57.6	0.014	57.4
TR8	A	Transformer	A				0.050	0.030	59.2	0.029	59.0
TR9	A	Transformer	A				0.050	0.047	93.3	0.046	92.8
TR10	A	Transformer	A				0.050	0.047	93.2	0.046	92.8
TR11	A	Transformer	A				0.050	0.042	84.6	0.042	84.2
TR12	A	Transformer	A				0.025	0.021	82.9	0.021	82.6
TR13	A	Transformer	A				0.025	0.019	74.3	0.019	74.1
TR14	A	Transformer	A				0.050	0.040	80.5	0.040	80.2
TR15		Transformer					0.050	0.000		0.000	
TR16	A	Transformer	A				0.050	0.047	93.3	0.046	92.8
TR017	A	Transformer	A				0.050	0.047	93.2	0.046	92.8
TR018	A	Transformer	A				0.050	0.047	93.0	0.046	92.6
TR019	A	Transformer	A				0.050	0.044	88.8	0.044	88.3
TR20	A	Transformer	A				0.050	0.047	93.1	0.046	92.6
TR021	A	Transformer	A				50.000	0.047	0.1	0.047	0.1
TR22	A	Transformer	A				0.050	0.047	93.2	0.046	92.7
TR23	A	Transformer	A				0.050	0.047	93.1	0.046	92.6
TR24	A	Transformer	A				0.050	0.047	93.3	0.046	92.9
TR25	A	Transformer	A				0.025	0.016	66.0	0.016	65.8
TR26	A	Transformer	A				0.025	0.021	83.1	0.021	82.7
TR27	A	Transformer	A				0.050	0.047	93.2	0.046	92.7
TR28	A	Transformer	A				0.050	0.042	84.6	0.042	84.2
TR29	A	Transformer	A				0.050	0.047	93.8	0.047	93.3
TR30	A	Transformer	A				0.050	0.047	93.7	0.047	93.3
TR031	A	Transformer	A				0.050	0.045	89.4	0.044	88.9
TR32	A	Transformer	A				0.038	0.037	98.6	0.037	98.1

Figura 7.1.28 Reporte de ETAP

Project:	ETAP	Page:	28
Location:	19.0.1C	Date:	02-09-2023
Contract:		SN:	
Engineer:	Study Case: ULF	Revision:	Base
Filename:	SIMULACIONESOTERRADA	Config.:	Normal

Branch Losses Summary Report

CKT / Branch		From-To Bus Flow		To-From Bus Flow		Losses		% Bus Voltage		Vd % Drop in Vmag	Amperes in Buried Winding
ID	Phase	MW	Mvar	MW	Mvar	kW	kvar	From	To		
84.74	A	0.170	0.004	-0.170	-0.004	0.1	0.0	100.0	99.9	0.1	
Cable1	A	0.217	0.006	-0.217	-0.006	0.1	0.0	100.0	100.0	0.0	
Cable2	A	0.187	0.005	-0.187	-0.005	0.2	0.0	100.0	99.9	0.1	
Cable3	A	0.127	0.003	-0.127	-0.003	0.0	0.0	99.9	99.9	0.0	
Cable5	A	0.080	0.002	-0.080	-0.002	0.0	0.0	99.9	99.9	0.0	
Cable6	A	0.051	0.001	-0.051	-0.001	0.0	0.0	99.9	99.8	0.0	
Cable7	A	0.012	0.000	-0.012	0.000	0.0	0.0	99.8	99.8	0.0	
Cable9	A	0.002	0.000	-0.002	0.000	0.0	0.0	99.8	99.8	0.0	
Cable10	A	0.094	0.002	-0.094	-0.002	0.0	0.0	99.9	99.9	0.0	
Cable11	A	0.047	0.001	-0.047	-0.001	0.0	0.0	99.9	99.8	0.0	
Cable13	A	0.140	0.004	-0.140	-0.004	0.0	0.0	99.9	99.9	0.0	
Cable25	A	0.196	0.005	-0.195	-0.005	0.6	0.1	100.0	99.7	0.3	
Cable26	A	0.148	0.004	-0.148	-0.004	0.2	0.0	99.7	99.5	0.1	
Cable27	A	0.102	0.003	-0.102	-0.003	0.0	0.0	99.5	99.5	0.0	
Cable28	A	0.055	0.001	-0.055	-0.001	0.0	0.0	99.5	99.5	0.0	
Cable29	A	0.009	0.000	-0.009	0.000	0.0	0.0	99.5	99.5	0.0	
Cable30	A	0.054	0.001	-0.054	-0.001	0.0	0.0	99.5	99.5	0.0	
Cable31	A	0.075	0.002	-0.075	-0.002	0.0	0.0	99.6	99.5	0.0	
Cable32	A	0.120	0.003	-0.120	-0.003	0.0	0.0	99.6	99.6	0.0	
Cable33	A	0.162	0.004	-0.162	-0.004	0.0	0.0	99.6	99.6	0.0	
Cable34	A	0.209	0.006	-0.208	-0.006	0.1	0.0	99.6	99.6	0.0	
Cable35	A	0.256	0.007	-0.255	-0.007	0.9	0.1	100.0	99.6	0.4	
Cable37	A	0.036	0.001	-0.036	-0.001	0.0	0.0	99.5	99.5	0.0	
Cable50	A	0.225	0.013	-0.225	-0.013	0.7	0.2	100.0	99.7	0.3	
Cable51	A	0.185	0.012	-0.184	-0.012	0.1	0.0	99.7	99.7	0.0	
Cable52	A	0.184	0.012	-0.184	-0.012	0.1	0.0	99.7	99.6	0.0	
Cable53	A	0.138	0.010	-0.138	-0.010	0.0	0.0	99.6	99.6	0.0	
Cable54	A	0.091	0.009	-0.091	-0.009	0.0	0.0	99.6	99.6	0.0	
Cable55	A	-0.044	-0.009	0.044	0.009	0.0	0.0	99.6	99.6	0.0	
Cable56	A	0.002	-0.008	-0.002	0.008	0.0	0.0	99.6	99.6	0.0	
Cable57	A	0.039	-0.007	-0.039	0.007	0.0	0.0	99.6	99.6	0.0	
Cable58	A	0.082	-0.006	-0.082	0.006	0.0	0.0	99.6	99.6	0.0	
Cable59	A	0.128	-0.004	-0.128	0.004	0.1	0.0	99.6	99.6	0.0	
Cable60	A	0.149	-0.004	-0.149	0.004	0.1	0.0	99.7	99.6	0.0	
Cable61	A	0.166	-0.003	-0.165	0.003	0.5	0.1	100.0	99.7	0.3	
Cable87	A	0.002	0.000	-0.002	0.000	0.0	0.0	100.0	99.8	0.2	
Cable101	A	0.002	0.000	-0.002	0.000	0.0	0.0	100.0	100.0	0.0	
T1	A	0.002	0.000	-0.002	0.000	0.0	0.0	100.0	100.0	0.0	0
TR1	A	0.047	0.001	-0.047	0.000	0.2	1.3	100.0	99.5	0.5	0
TR2	A	0.043	0.001	-0.042	0.000	0.2	1.1	99.9	99.5	0.5	0
TR3	A	0.038	0.001	-0.038	0.000	0.1	0.9	99.8	99.4	0.4	0
TR4	A	0.047	0.001	-0.047	0.000	0.2	1.3	99.9	99.4	0.5	0

Figura 7.1.29 Reporte de ETAP

Project: **ETAP** Page: 29
 Location: **19.0.1C** Date: 02-09-2023
 Contract: SN:
 Engineer: Study Case: ULF Revision: Base
 Filename: SIMULACIONESOTERRADA Config: Normal

CKT / Branch		From-To Bus Flow		To-From Bus Flow		Losses		% Bus Voltage		Vd % Drop in Vmag	Amperes in Buried Winding
ID	Phase	MW	Mvar	MW	Mvar	kW	kvar	From	To		
TR5	A	0.047	0.001	-0.047	0.000	0.2	1.3	99.9	99.4	0.5	0
TR6	A	0.044	0.001	-0.044	0.000	0.2	1.2	99.6	99.1	0.5	0
TR07	A	0.014	0.000	-0.014	0.000	0.0	0.2	99.8	99.5	0.3	0
TR8	A	0.030	0.001	-0.029	0.000	0.1	0.5	99.9	99.6	0.3	0
TR9	A	0.047	0.001	-0.046	0.000	0.2	1.3	99.6	99.1	0.5	0
TR10	A	0.047	0.001	-0.046	0.000	0.2	1.3	99.6	99.1	0.5	0
TR11	A	0.042	0.001	-0.042	0.000	0.2	1.1	99.6	99.1	0.5	0
TR12	A	0.021	0.001	-0.021	0.000	0.1	0.5	99.5	99.1	0.4	0
TR13	A	0.019	0.000	-0.019	0.000	0.1	0.4	99.5	99.1	0.4	0
TR14	A	0.040	0.001	-0.040	0.000	0.2	1.0	99.7	99.3	0.4	0
TR15		0.000	0.000	0.000	0.000	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0
		0.000	0.000	0.000	0.000	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0
		0.000	0.000	0.000	0.000	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0
TR16	A	0.047	0.001	-0.046	0.000	0.2	1.3	99.6	99.1	0.5	0
TR017	A	0.047	0.001	-0.046	0.000	0.2	1.3	99.6	99.1	0.5	0
TR018	A	0.047	0.001	-0.046	0.000	0.2	1.3	99.5	99.0	0.5	0
TR019	A	0.044	0.001	-0.044	0.000	0.2	1.2	99.5	99.0	0.5	0
TR20	A	0.047	0.001	-0.046	0.000	0.2	1.3	99.5	99.0	0.5	0
TR021	A	0.047	0.000	-0.047	0.000	0.0	0.0	99.6	99.6	0.0	0
TR22	A	0.047	0.001	-0.046	0.000	0.2	1.3	99.6	99.1	0.5	0
TR23	A	0.047	0.001	-0.046	0.000	0.2	1.3	99.5	99.0	0.5	0
TR24	A	0.047	0.001	-0.046	0.000	0.2	1.3	99.7	99.2	0.5	0
TR25	A	0.016	0.000	-0.016	0.000	0.1	0.3	99.7	99.3	0.3	0
TR26	A	0.021	0.001	-0.021	0.000	0.1	0.5	99.6	99.2	0.4	0
TR27	A	0.047	0.001	-0.046	0.000	0.2	1.3	99.6	99.1	0.5	0
TR28	A	0.042	0.001	-0.042	0.000	0.2	1.1	99.6	99.1	0.5	0
TR29	A	0.047	0.001	-0.047	0.000	0.2	1.3	99.9	99.4	0.5	0
TR30	A	0.047	0.001	-0.047	0.000	0.2	1.3	99.9	99.4	0.5	0
TR031	A	0.045	0.001	-0.044	0.000	0.2	1.2	99.8	99.4	0.5	0
TR32	A	0.037	0.001	-0.037	0.000	0.2	1.1	99.6	99.0	0.5	0
						9.2	32.4				

Figura 7.1.30 Reporte de ETAP

Project:	ETAP	Page:	30
Location:	19.0.1C	Date:	02-09-2023
Contract:		SN:	
Engineer:	Study Case: ULF	Revision:	Base
Filename:	SIMULACIONSONTERRADA	Config.:	Normal

Alert-Basic Summary Report

	% Alert Settings
<u>Loading</u>	<u>Critical</u>
Bus	100.0
Cable / Busway	100.0
Reactor	100.0
Line	100.0
Transformer	100.0
Panel	100.0
Generator	100.0
Inverter/Charger	100.0
<u>Bus Voltage</u>	
OverVoltage	105.0
UnderVoltage	95.0
<u>Generator Excitation</u>	
OverExcited (Q Max.)	100.0
UnderExcited (Q Min.)	100.0

Alert-Advanced Summary Report

	% Alert Settings
<u>Bus Voltage</u>	<u>Critical</u>
Line Voltage Unbalanced Rate (LVUR)	3.0
Voltage Unbalanced Factor (VUF) Neg. Seq.	3.0
Voltage Unbalanced Factor (VUF) Zero Seq.	3.0
<u>Branch Current</u>	
Line Current Unbalanced Rate (LIUR)	3.0
Current Unbalanced Factor (IUF) Neg. Seq.	3.0
Current Unbalanced Factor (IUF) Zero Seq.	3.0

Figura 7.1.31 Reporte de ETAP

Project:	ETAP	Page:	31
Location:	19.0.1C	Date:	02-09-2023
Contract:		SN:	
Engineer:	Study Case: ULF	Revision:	Base
Filename:	SIMULACIONSO TERRADA	Config.:	Normal

Critical Report

Device ID	Type	Condition	Rating/Limit	Unit	Operating A	Operating B	Operating C	%Op. A	%Op. B	%Op. C
Bus181	Bus	Over Voltage	0.220	kV	0.219	0.000	0.000	172.6	0.0	0.0

For buses and branches below center-tap transformers, Phases A, B, and C correspond to (1), (2), and (N) respectively.

Figura 7.1.32 Reporte de ETAP

Project:	ETAP	Page:	32
Location:	19.0.1C	Date:	02-09-2023
Contract:		SN:	
Engineer:	Study Case: ULF	Revision:	Base
Filename:	SIMULACIONSONOTERRADA	Config.:	Normal

SUMMARY OF TOTAL GENERATION, LOADING & DEMAND

	<u>Phase</u>	<u>MW</u>	<u>Mvar</u>	<u>MVA</u>	<u>% PF</u>
Source (Swing Buses):	A	1.266	0.032	1.267	99.97 Lagging
	B	0.017	0.000	0.017	100.00 Leading
	C	0.017	0.000	0.017	100.00 Lagging
Source (Non-Swing Buses):	A	0.000	0.000	0.000	
	B	0.000	0.000	0.000	
	C	0.000	0.000	0.000	
Total Demand:	A	1.257	0.000	1.257	100.00 Lagging
	B	0.017	0.000	0.017	100.00 Lagging
	C	0.017	0.000	0.017	100.00 Leading
Apparent Losses:	A	0.009	0.032		
	B	0.000	0.000		
	C	0.000	0.000		
System Mismatch:		0.000	0.000		
Number of Iterations: 2					

Figura 7.1.33 Reporte de ETAP

7.2 Anexo 2: Reporte de pruebas de Corto Circuito en ETAP

Project:	ETAP	Page:	1
Location:	19.0.1C	Date:	02-09-2023
Contract:		SN:	
Engineer:		Revision:	Base
Filename:	SIMULACIONSTERRADA	Study Case:	SC
		Config.:	Normal

Electrical Transient Analyzer Program

Short-Circuit Analysis

ANSI Standard

Single-Phase System Device Duty

	Swing	V-Control	Load	Total			
Number of Buses:	4	0	64	68			
	XFMR2	XFMR3	Reactor	Line/Cable/ Busway	Impedance	Tie PD	Total
Number of Branches:	32	0	0	32	0	0	64
	Synchronous Generator	Power Grid	Synchronous Motor	Induction Machines	Lumped Load	Total	
Number of Machines:	0	4	0	0	0	4	

System Frequency:	60.00
Unit System:	English
Project Filename:	SIMULACIONSTERRADA
Output Filename:	C:\ETAP 1901\SIMULACIONSTERRADA\Untitled.SA4S

Figura 7.2.1 Reporte de prueba de corto circuito ETAP

Project:	ETAP	Page:	2
Location:	19.0.1C	Date:	02-09-2023
Contract:		SN:	
Engineer:		Revision:	Base
Filename:	SIMULACIONESOTERRADA	Config.:	Normal
	Study Case: SC		

Adjustments

<u>Tolerance</u>	<u>Apply Adjustments</u>	<u>Individual /Global</u>	<u>Percent</u>
Transformer Impedance:	Yes	Individual	
Reactor Impedance:	Yes	Individual	
Overload Heater Resistance:	No		
Transmission Line Length:	No		
Cable / Busway Length:	No		

<u>Temperature Correction</u>	<u>Apply Adjustments</u>	<u>Individual /Global</u>	<u>Degree C</u>
Transmission Line Resistance:	Yes	Individual	
Cable / Busway Resistance:	Yes	Individual	

Figura 7.2.2 Reporte de prueba de corto circuito ETAP

Project:	ETAP	Page:	3
Location:	19.0.1C	Date:	02-09-2023
Contract:		SN:	
Engineer:	Study Case: SC	Revision:	Base
Filename: SIMULACION SOTERRADA		Config.:	Normal

Momentary Duty Summary Report

3-Phase & 1-Phase Fault Currents: (Prefault Voltage = 100 % of the Bus Nominal Voltage)

Bus		Device			Momentary Duty					Device Capability		
ID	kV	ID	Ckt #	Type	Symm. kA rms	X/R Ratio	M.F.	Asymm. kA rms	Asymm. kA Peak	Symm. kA rms	Asymm. kA rms	Asymm. kA Peak
Bus69	7.967	Bus69		Bus	1255.052	12.0	1.478	1855.088	3141.000			
Bus73	7.967	Bus73		Bus	87.891	0.2	1.000	87.891	124.297			
Bus145	0.220	Bus145		Bus	7.569	5.9	1.301	9.845	17.000			
Bus71	7.967	Bus71		Bus	27.720	0.2	1.000	27.720	39.202			
Bus144	0.220	Bus144		Bus	7.556	5.7	1.292	9.766	16.873			
Bus74	7.967	Bus74		Bus	16.904	0.2	1.000	16.904	23.906			
Bus143	0.220	Bus143		Bus	7.545	5.6	1.285	9.694	16.757			
Bus75	7.967	Bus75		Bus	12.503	0.2	1.000	12.503	17.682			
Bus140	0.220	Bus140		Bus	7.534	5.5	1.278	9.630	16.653			
Bus76	7.967	Bus76		Bus	9.637	0.2	1.000	9.637	13.628			
Bus142	0.220	Bus142		Bus	7.522	5.3	1.271	9.558	16.535			
Bus77	7.967	Bus77		Bus	26.916	0.2	1.000	26.916	38.065			
Bus150	0.220	Bus150		Bus	7.556	5.7	1.292	9.763	16.868			
Bus79	7.967	Bus79		Bus	20.902	0.2	1.000	20.902	29.559			
Bus149	0.220	Bus149		Bus	7.550	5.7	1.289	9.729	16.814			
Bus80	7.967	Bus80		Bus	13.701	0.2	1.000	13.701	19.376			
Bus147	0.220	Bus147		Bus	7.538	5.5	1.280	9.651	16.687			
Bus81	7.967	Bus81		Bus	9.032	0.2	1.000	9.032	12.774			
Bus148	0.220	Bus148		Bus	7.518	5.3	1.269	9.538	16.501			
Bus82	7.967	Bus82		Bus	7.562	0.2	1.000	7.562	10.694			
Bus146	0.220	Bus146		Bus	3.771	5.6	1.283	4.836	8.361			
Bus39	7.967	Bus39		Bus	1255.052	12.0	1.478	1855.088	3141.000			
Bus95	7.967	Bus95		Bus	7.305	0.2	1.000	7.305	10.331			
Bus93	7.967	Bus93		Bus	4.913	0.2	1.000	4.913	6.949			
Bus94	7.967	Bus94		Bus	4.539	0.2	1.000	4.539	6.419			
Bus92	7.967	Bus92		Bus	4.187	0.2	1.000	4.187	5.921			
Bus91	7.967	Bus91		Bus	3.773	0.2	1.000	3.773	5.336			
Bus162	0.220	Bus162		Bus	7.435	4.5	1.225	9.109	15.778			
Bus163	0.220	Bus163		Bus	7.449	4.7	1.232	9.178	15.897			
Bus164	0.220	Bus164		Bus	7.459	4.7	1.237	9.228	15.982			
Bus166	0.220	Bus166		Bus	7.468	4.8	1.242	9.273	16.059			
Bus165	0.220	Bus165		Bus	7.504	5.1	1.261	9.461	16.374			
Bus84	7.967	Bus84		Bus	8.888	0.2	1.000	8.888	12.569			
Bus152	0.220	Bus152		Bus	7.517	5.3	1.268	9.532	16.492			
Bus85	7.967	Bus85		Bus	8.001	0.2	1.000	8.001	11.316			
Bus153	0.220	Bus153		Bus	7.510	5.2	1.264	9.496	16.432			

Figura 7.2.3 Reporte de prueba de corto circuito ETAP

Project:	ETAP	Page:	4
Location:	19.0.1C	Date:	02-09-2023
Contract:		SN:	
Engineer:	Study Case: SC	Revision:	Base
Filename:	SIMULACION SOTERRADA	Config.:	Normal

3-Phase & 1-Phase Fault Currents: (Prefault Voltage = 100 % of the Bus Nominal Voltage)

Bus		Device			Momentary Duty					Device Capability		
ID	kV	ID	Ckt #	Type	Symm. kA rms	X/R Ratio	M.F.	Asymm. kA rms	Asymm. kA Peak	Symm. kA rms	Asymm. kA rms	Asymm. kA Peak
Bus86	7.967	Bus86		Bus	7.277	0.2	1.000	7.277	10.291			
Bus154	0.220	Bus154		Bus	7.504	5.1	1.261	9.459	16.372			
Bus87	7.967	Bus87		Bus	6.425	0.2	1.000	6.425	9.086			
Bus155	0.220	Bus155		Bus	7.494	5.0	1.255	9.407	16.284			
Bus88	7.967	Bus88		Bus	5.707	0.2	1.000	5.707	8.072			
Bus90	7.967	Bus90		Bus	4.973	0.2	1.000	4.973	7.033			
Bus157	0.220	Bus157		Bus	3.762	5.3	1.272	4.784	8.276			
Bus156	0.220	Bus156		Bus	3.765	5.4	1.276	4.804	8.308			
Bus65	7.967	Bus65		Bus	1255.052	12.0	1.478	1855.088	3141.000			
Bus98	7.967	Bus98		Bus	6.420	0.2	1.000	6.420	9.079			
Bus169	0.220	Bus169		Bus	3.768	5.5	1.279	4.818	8.332			
Bus99	7.967	Bus99		Bus	5.569	0.2	1.000	5.569	7.876			
Bus170	0.220	Bus170		Bus	3.765	5.4	1.275	4.800	8.302			
Bus102	7.967	Bus102		Bus	4.854	0.2	1.000	4.854	6.864			
Bus171	0.220	Bus171		Bus	7.467	4.8	1.241	9.267	16.048			
Bus103	7.967	Bus103		Bus	4.436	0.2	1.000	4.436	6.273			
Bus172	0.220	Bus172		Bus	7.456	4.7	1.236	9.214	15.958			
Bus101	7.967	Bus101		Bus	4.103	0.2	1.000	4.103	5.802			
Bus173	0.220	Bus173		Bus	5.610	4.9	1.247	6.998	12.117			
Bus100	7.967	Bus100		Bus	3.853	0.2	1.000	3.853	5.448			
Bus174	0.220	Bus174		Bus	7.438	4.6	1.227	9.124	15.803			
Bus105	7.967	Bus105		Bus	9.136	0.3	1.000	9.136	12.920			
Bus182	0.220	Bus182		Bus	7.503	5.3	1.270	9.532	16.490			
Bus106	7.967	Bus106		Bus	8.018	0.3	1.000	8.018	11.340			
Bus181	0.220	Bus181		Bus	7.493	5.2	1.266	9.486	16.414			
Bus107	7.967	Bus107		Bus	7.044	0.3	1.000	7.044	9.962			
Bus108	7.967	Bus108		Bus	6.563	0.3	1.000	6.563	9.281			
Bus179	0.220	Bus179		Bus	7.475	5.1	1.258	9.404	16.277			
Bus104	7.967	Bus104		Bus	5.641	0.3	1.000	5.641	7.977			
Bus178	0.220	Bus178		Bus	201.975	0.3	1.000	201.975	285.641			
Bus180	0.220	Bus180		Bus	7.482	5.1	1.261	9.434	16.328			
Bus184	7.967.000	Bus184		Bus	12.552	12.0	1.478	18.553	31.413			

Method: IEEE - X/R is calculated from separate R & X networks.

Protective device duty is calculated based on total fault current

For 1-Phase 3-Wire systems (fed from center-tap transformers), the calculated momentary duty for panel's main and feeder protective devices are based on max. of 1-pole and 2-pole faults.

* Indicates a device with momentary duty exceeding the device capability

Figura 7.2.4 Reporte de prueba de corto circuito ETAP

Project:	ETAP	Page:	5
Location:	19.0.1C	Date:	02-09-2023
Contract:		SN:	
Engineer:	Study Case: SC	Revision:	Base
Filename:	SIMULACIONESOTERRADA	Config.:	Normal

Interrupting Duty Summary Report

Bus		Device			Interrupting Duty					Device Capability			
ID	kV	ID	Ckt #	Type	CPT (Cy)	Symm. kA rms	X/R Ratio	M.F.	Adj. Sym. kA rms	kV	Test PF	Rated Int.	Adjusted Int.

For 1-Phase 3-Wire systems (fed from center-tap transformers), the calculated interrupting duty for panel's main and feeder protective devices are based on max. of 1-pole and 2-pole faults.

* Indicates a device with interrupting duty exceeding the device capability

+ The prefault voltage exceeds the rated maximum kV limit of the circuit breaker - The rated interrupting kA must be derated.

Indicates a device with interrupting duty exceeding the device marginal limit (% times the device capability)

Δ Default contact parting time for High Voltage circuit breaker is used.

Figura 7.2.5 Reporte de prueba de corto circuito ETAP

7.3 Anexo 3: Coordenadas de Luminarias

Tabla 7.3.1 Coordenadas de iluminación exterior

ObjectID	Allim1	Código Empresa	x	y
414922	S/E VILLA CLUB - QUARZO	CNELEP-GUAYAS LOS RIOS	620822,3583	9775272,934
414924	S/E VILLA CLUB - QUARZO	CNELEP-GUAYAS LOS RIOS	620823,4648	9775241,907
414941	S/E VILLA CLUB - QUARZO	CNELEP-GUAYAS LOS RIOS	620836,3736	9775238,033
414943	S/E VILLA CLUB - QUARZO	CNELEP-GUAYAS LOS RIOS	620865,837	9775239,993
414945	S/E VILLA CLUB - QUARZO	CNELEP-GUAYAS LOS RIOS	620910,4343	9775243,687
414950	S/E VILLA CLUB - QUARZO	CNELEP-GUAYAS LOS RIOS	620956,0864	9775247,448
414955	S/E VILLA CLUB - QUARZO	CNELEP-GUAYAS LOS RIOS	620999,9679	9775251,093
414958	S/E VILLA CLUB - QUARZO	CNELEP-GUAYAS LOS RIOS	621042,714	9775254,45
414963	S/E VILLA CLUB - QUARZO	CNELEP-GUAYAS LOS RIOS	621076,351	9775257,493
414967	S/E VILLA CLUB - QUARZO	CNELEP-GUAYAS LOS RIOS	621121,1249	9775261,723
414971	S/E VILLA CLUB - QUARZO	CNELEP-GUAYAS LOS RIOS	621166,3188	9775265,491
414975	S/E VILLA CLUB - QUARZO	CNELEP-GUAYAS LOS RIOS	621197,5726	9775266,836
414979	S/E VILLA CLUB - QUARZO	CNELEP-GUAYAS LOS RIOS	621235,9485	9775243,071
414984	S/E VILLA CLUB - QUARZO	CNELEP-GUAYAS LOS RIOS	621247,89	9775232,958
414989	S/E VILLA CLUB - QUARZO	CNELEP-GUAYAS LOS RIOS	621259,552	9775223,043
414992	S/E VILLA CLUB - QUARZO	CNELEP-GUAYAS LOS RIOS	621271,7373	9775212,685
414996	S/E VILLA CLUB - QUARZO	CNELEP-GUAYAS LOS RIOS	621295,2673	9775192,758
415000	S/E VILLA CLUB - QUARZO	CNELEP-GUAYAS LOS RIOS	621317,742	9775173,023
415004	S/E VILLA CLUB - QUARZO	CNELEP-GUAYAS LOS RIOS	621364,9825	9775193,086
415007	S/E VILLA CLUB - QUARZO	CNELEP-GUAYAS LOS RIOS	621378,8378	9775198,741
415012	S/E VILLA CLUB - QUARZO	CNELEP-GUAYAS LOS RIOS	621399,1316	9775218,263
415014	S/E VILLA CLUB - QUARZO	CNELEP-GUAYAS LOS RIOS	621428,663	9775250,094
415016	S/E VILLA CLUB - QUARZO	CNELEP-GUAYAS LOS RIOS	621411,034	9775263,293
415018	S/E VILLA CLUB - QUARZO	CNELEP-GUAYAS LOS RIOS	621370,9235	9775297,461
415025	S/E VILLA CLUB - QUARZO	CNELEP-GUAYAS LOS RIOS	621389,3326	9775207,239
415035	S/E VILLA CLUB - QUARZO	CNELEP-GUAYAS LOS RIOS	621336,8389	9775326,256
415037	S/E VILLA CLUB - QUARZO	CNELEP-GUAYAS LOS RIOS	621302,5263	9775355,349
415039	S/E VILLA CLUB - QUARZO	CNELEP-GUAYAS LOS RIOS	621268,269	9775384,344
415043	S/E VILLA CLUB - QUARZO	CNELEP-GUAYAS LOS RIOS	621254,4271	9775394,494
415047	S/E VILLA CLUB - QUARZO	CNELEP-GUAYAS LOS RIOS	621248,2274	9775381,17
415051	S/E VILLA CLUB - QUARZO	CNELEP-GUAYAS LOS RIOS	621234,1435	9775358,641
415054	S/E VILLA CLUB - QUARZO	CNELEP-GUAYAS LOS RIOS	621224,073	9775357,096
415058	S/E VILLA CLUB - QUARZO	CNELEP-GUAYAS LOS RIOS	621245,3644	9775348,867
415062	S/E VILLA CLUB - QUARZO	CNELEP-GUAYAS LOS RIOS	621218,2538	9775315,587
415064	S/E VILLA CLUB - QUARZO	CNELEP-GUAYAS LOS RIOS	621219,2198	9775295,923
415070	S/E VILLA CLUB - QUARZO	CNELEP-GUAYAS LOS RIOS	621349,1638	9775260,832
415072	S/E VILLA CLUB - QUARZO	CNELEP-GUAYAS LOS RIOS	621383,2691	9775231,491
415076	S/E VILLA CLUB - QUARZO	CNELEP-GUAYAS LOS RIOS	621280,536	9775319,049
415078	S/E VILLA CLUB - QUARZO	CNELEP-GUAYAS LOS RIOS	621315,0519	9775289,68
415086	S/E VILLA CLUB - QUARZO	CNELEP-GUAYAS LOS RIOS	621185,586	9775354,587
415090	S/E VILLA CLUB - QUARZO	CNELEP-GUAYAS LOS RIOS	621140,6883	9775350,781
415094	S/E VILLA CLUB - QUARZO	CNELEP-GUAYAS LOS RIOS	621095,9244	9775347,1
415096	S/E VILLA CLUB - QUARZO	CNELEP-GUAYAS LOS RIOS	621048,4056	9775343,235
415102	S/E VILLA CLUB - QUARZO	CNELEP-GUAYAS LOS RIOS	621034,6379	9775368,543
415105	S/E VILLA CLUB - QUARZO	CNELEP-GUAYAS LOS RIOS	621035,8719	9775353,513
415115	S/E VILLA CLUB - QUARZO	CNELEP-GUAYAS LOS RIOS	620900,5893	9775285,582
415123	S/E VILLA CLUB - QUARZO	CNELEP-GUAYAS LOS RIOS	621038,0473	9775327,819
415125	S/E VILLA CLUB - QUARZO	CNELEP-GUAYAS LOS RIOS	621039,2874	9775313,08
415127	S/E VILLA CLUB - QUARZO	CNELEP-GUAYAS LOS RIOS	621042,6483	9775272,024

Tabla 7.3.2 Coordenadas de alumbrado público

415133	S/E VILLA CLUB - QUARZO	CNELEP-GUAYAS LOS RIOS	620902,8145	9775301,99
415135	S/E VILLA CLUB - QUARZO	CNELEP-GUAYAS LOS RIOS	620901,5593	9775316,606
415137	S/E VILLA CLUB - QUARZO	CNELEP-GUAYAS LOS RIOS	620899,361	9775342,323
415141	S/E VILLA CLUB - QUARZO	CNELEP-GUAYAS LOS RIOS	620897,8296	9775357,49
415151	S/E VILLA CLUB - QUARZO	CNELEP-GUAYAS LOS RIOS	620870,6199	9775372,712
415153	S/E VILLA CLUB - QUARZO	CNELEP-GUAYAS LOS RIOS	620912,1734	9775331,616
415155	S/E VILLA CLUB - QUARZO	CNELEP-GUAYAS LOS RIOS	620835,7748	9775315,277
415157	S/E VILLA CLUB - QUARZO	CNELEP-GUAYAS LOS RIOS	620849,5786	9775358,688
415162	S/E VILLA CLUB - QUARZO	CNELEP-GUAYAS LOS RIOS	620908,1986	9775375,808
415167	S/E VILLA CLUB - QUARZO	CNELEP-GUAYAS LOS RIOS	620952,8489	9775379,485
415171	S/E VILLA CLUB - QUARZO	CNELEP-GUAYAS LOS RIOS	620997,559	9775383,208
415175	S/E VILLA CLUB - QUARZO	CNELEP-GUAYAS LOS RIOS	621029,6459	9775385,934
415177	S/E VILLA CLUB - QUARZO	CNELEP-GUAYAS LOS RIOS	621064,5753	9775388,701
415179	S/E VILLA CLUB - QUARZO	CNELEP-GUAYAS LOS RIOS	621087,248	9775390,588
415181	S/E VILLA CLUB - QUARZO	CNELEP-GUAYAS LOS RIOS	621132,366	9775394,225
415183	S/E VILLA CLUB - QUARZO	CNELEP-GUAYAS LOS RIOS	621177,1369	9775397,961
415197	S/E VILLA CLUB - QUARZO	CNELEP-GUAYAS LOS RIOS	621221,4784	9775401,574
415201	S/E VILLA CLUB - QUARZO	CNELEP-GUAYAS LOS RIOS	621192,6666	9775311,653
415204	S/E VILLA CLUB - QUARZO	CNELEP-GUAYAS LOS RIOS	621146,0674	9775307,25
415207	S/E VILLA CLUB - QUARZO	CNELEP-GUAYAS LOS RIOS	621101,1985	9775303,623
415211	S/E VILLA CLUB - QUARZO	CNELEP-GUAYAS LOS RIOS	621051,4086	9775299,414
415215	S/E VILLA CLUB - QUARZO	CNELEP-GUAYAS LOS RIOS	621029,9189	9775297,707
415219	S/E VILLA CLUB - QUARZO	CNELEP-GUAYAS LOS RIOS	620985,2123	9775294,035
415222	S/E VILLA CLUB - QUARZO	CNELEP-GUAYAS LOS RIOS	620940,1084	9775290,297
415230	S/E VILLA CLUB - QUARZO	CNELEP-GUAYAS LOS RIOS	620936,7599	9775333,525
415232	S/E VILLA CLUB - QUARZO	CNELEP-GUAYAS LOS RIOS	620981,4435	9775337,786
415233	S/E VILLA CLUB - QUARZO	CNELEP-GUAYAS LOS RIOS	620916,5913	9775288,382
415241	S/E VILLA CLUB - QUARZO	CNELEP-GUAYAS LOS RIOS	621025,5201	9775341,402
415249	S/E VILLA CLUB - QUARZO	CNELEP-GUAYAS LOS RIOS	621230,7921	9775306,128
415251	S/E VILLA CLUB - QUARZO	CNELEP-GUAYAS LOS RIOS	621247,7409	9775291,759
415253	S/E VILLA CLUB - QUARZO	CNELEP-GUAYAS LOS RIOS	621287,8945	9775257,724
415267	S/E VILLA CLUB - QUARZO	CNELEP-GUAYAS LOS RIOS	621316,692	9775233,332
415269	S/E VILLA CLUB - QUARZO	CNELEP-GUAYAS LOS RIOS	621352,6231	9775202,359
627239	S/E VILLA CLUB - QUARZO	CNELEP-GUAYAS LOS RIOS	621028,9638	9775391,178
627242	S/E VILLA CLUB - QUARZO	CNELEP-GUAYAS LOS RIOS	621414,039	9775269,249
627244	S/E VILLA CLUB - QUARZO	CNELEP-GUAYAS LOS RIOS	621434,5708	9775248,718
627457	S/E VILLA CLUB - QUARZO	CNELEP-GUAYAS LOS RIOS	621306,0889	9775184,159
627463	S/E VILLA CLUB - QUARZO	CNELEP-GUAYAS LOS RIOS	621142,7876	9775263,852
627467	S/E VILLA CLUB - QUARZO	CNELEP-GUAYAS LOS RIOS	621070,8209	9775301,634
627472	S/E VILLA CLUB - QUARZO	CNELEP-GUAYAS LOS RIOS	621220,3636	9775322,06
627476	S/E VILLA CLUB - QUARZO	CNELEP-GUAYAS LOS RIOS	621201,6311	9775345,344
627480	S/E VILLA CLUB - QUARZO	CNELEP-GUAYAS LOS RIOS	621217,2945	9775339,205
627484	S/E VILLA CLUB - QUARZO	CNELEP-GUAYAS LOS RIOS	621303,0196	9775300,047
627488	S/E VILLA CLUB - QUARZO	CNELEP-GUAYAS LOS RIOS	621268,6238	9775329,151
627492	S/E VILLA CLUB - QUARZO	CNELEP-GUAYAS LOS RIOS	620999,9336	9775295,866
627497	S/E VILLA CLUB - QUARZO	CNELEP-GUAYAS LOS RIOS	620818,9583	9775237,976

7.4 Anexo 4: Coordenadas de Transformadores

Tabla 7.4.1 Coordenadas de transformadores

ObjectID	Voltaje	Potenci	Voltaje	Cargabilida	Total	x	y
82575	7.97 kV	50	240 V	27,3	20	620885,6605	9775375,105
82577	7.97 kV	50	240 V	28,2	19	620976,6351	9775382,711
82579	7.97 kV	50	240 V	38,2	13	620904,8351	9775300,197
82582	7.97 kV	25	240 V	27,4	5	620844,04	9775236,586
82585	7.97 kV	50	240 V	32,4	16	620934,2111	9775244,509
82587	7.97 kV	50	240 V	34,6	20	621026,374	9775252,229
82590	7.97 kV	50	240 V	43,5	25	620956,8665	9775290,235
82594	7.97 kV	50	240 V	45,5	26	620967,6606	9775337,509
82597	7.97 kV	50	240 V	23,6	15	621066,3643	9775390,002
82599	7.97 kV	50	240 V	16,4	9	621049,7648	9775344,573
82601	7.97 kV	50	240 V	16	8	621053,1163	9775298,388
82604	7.97 kV	50	240 V	29,1	22	621100,2374	9775258,535
82607	7.97 kV	50	240 V	42,7	21	621195,6454	9775265,524
82610	7.97 kV	50	240 V	32,4	21	621248,3453	9775231,176
82613	7.97 kV	50	240 V	27,8	14	621318,8998	9775172,084
82616	7.97 kV	50	240 V	27,1	15	621317,7429	9775233,584
82619	7.97 kV	50	240 V	48,7	23	621270,2498	9775274,176
82622	7.97 kV	25	240 V	22,5	6	621231,5785	9775327,956
82625	7.97 kV	50	240 V	39,6	21	621147,3821	9775306,335
82627	7.97 kV	25	240 V	35,8	10	621201,7856	9775356,703
82630	7.97 kV	50	240 V	38,3	15	621282,0186	9775319,158
82633	7.97 kV	50	240 V	39,4	24	621327,552	9775280,485
82636	7.97 kV	50	240 V	24	14	621139,3139	9775351,769
82639	7.97 kV	50	240 V	34,8	18	621153,5291	9775396,8
82642	7.97 kV	50	240 V	25,6	17	621223,2259	9775402,639
82645	7.97 kV	50	240 V	37,6	20	621302,1231	9775356,938
82648	7.97 kV	50	240 V	48,1	26	621372,645	9775297,139
82651	7.97 kV	50	240 V	24,7	17	621419,4574	9775238,838
82654	7.97 kV	50	240 V	5,8	0	620832,88	9775270,129
82660	7.97 kV	50	240 V	16,2	13	621034,3758	9775355,091
82663	7.97 kV	25	240 V	21,4	8	621039,9998	9775288,288
82666	7.97 kV	25	240 V	11,5	4	621373,7511	9775241,636

7.5 Anexo 5: Reporte de análisis térmico en ETAP

Project:	ETAP	Page:	1
Location:	19.0.CC	Date:	02-12-2023
Contract:		SN:	
Engineer:	Study Case: CD	Revision:	Base
Filename:	SIMULACIONSSOTE	Study:	Steady-State Temperature

Electrical Transient Analyzer Program

Underground Cable Raceway Systems

Cable Temperature Analysis

Method: Neher-McGrath

UG System ID	Number of Cable Raceways	Number of Ext. Heat Sources
DGS1	1	0

Soil Type	Soil		Temperature Limits	
	RHO °C-cm/Wat	Ambient Temperature °C	Alarm °C	Warning °C
Clay Dry	90.0	20.0	90.0	88.0

Multiplying Factors (MF):

Application MF:	Not Considered
Individual Growth Factor:	Not Considered
Global Growth Factor:	100 %

Output File: C:\ETAP 1901\SIMULACIONSSOTERRADA\Untitled.CD15

Figura 7.5.1 Reporte de análisis térmico en ETAP

Project:	ETAP	Page:	2
Location:	19.0.1C	Date:	02-12-2023
Contract:		SN:	
Engineer:	Study Case: CD	Revision:	Base
Filename:	SIMULACIONSOOTE	Study:	Steady-State Temperature

Underground Cable Raceway Systems (RW10)

Duct Bank Raceway Data:

ID	Reference Distance		Dimension		Fill		Number of Conduits	Number of Cables	Average Distance Center-to-Center
	Horizontal inch	Vertical inch	Height inch	Width inch	Type	RHO °C-cm/Watt			
RW10	40.00	30.10	35.40	33.40	Light Aggregate	90.0	4	6	16.00

Conduit Data:

ID	Reference Distance		Type	Size inch	Thickness inch	OD inch	RHO °C-cm/Watt	Thermal R Obs-E	Fill %
	Horizontal inch	Vertical inch							
Cond26	12.10	12.10	Other	6	0.280	6.625	600.0	0.275	13.01
Cond28	23.70	12.10	Other	6	0.280	6.625	600.0		
Cond9	11.30	23.60	Other	6.5	0.290	6.690	600.0		
Cond7	23.80	23.10	Other	6	0.280	6.625	600.0	0.275	13.01

* Warning - Industry representatives recommend avoiding a jam ratio of 2.8 to 3.2.

Alarm - Cable jamming may occur when jam ratio is in between 2.74 and 2.8.

Cable Data:

ID	Size	Rated kV	Current Amp	Individual Growth Factor		Conductor				Insulation		
				%	Load Factor %	Per		Construction	Type	Thickness mil	Thermal R Obs-E	
						No.	Type					Phase
Cable1	2	15.000	27.22	100	100	1/C	AL	1	CoolRad-NT	XLPE	175.2	1.560
Cable2	2	15.000	23.34	100	100	1/C	AL	1	CoolRad-NT	XLPE	175.2	1.560
Cable23	2	15.000	24.57	100	100	1/C	AL	1	CoolRad-NT	XLPE	175.2	1.560
Cable35	2	15.000	32.16	100	100	1/C	AL	1	CoolRad-NT	XLPE	175.2	1.560
Cable50	2	15.000	28.34	100	100	1/C	CU	1	CoolRad-NT	XLPE	175.2	1.560
Cable61	2	15.000	26.84	100	100	1/C	AL	1	CoolRad-NT	XLPE	175.2	1.560

ID	Shielding			Sheath Type	Armor Type	End Connection*	Jacket		Ride @ 25°C µObs-E	Outside Diameter inch
	Status	Type	Thickness mil				Type	Thickness mil		
Cable1	None			COPPER SHEATH		Open	PVC	78.70	266.17	0.02
Cable2	None			COPPER SHEATH		Open	PVC	78.70	266.17	0.02
Cable23	None			COPPER SHEATH		Open	PVC	78.70	266.17	0.02

Figura 7.5.2 Reporte de análisis térmico en ETAP

Project:	ETAP	Page:	4
Location:	19.0.1C	Date:	02-12-2023
Contract:		SN:	
Engineer:	Study Case: CD	Revision:	Base
Filename:	SIMULACION.SOTE	Study:	Steady-State Temperature

Analysis Results (RW10)

No.	Cable ID	Conduit/Location ID	Conductor		R _{dc} @ Final Temp. μ(ohm-ft)	Dielectric		Conductor			
			per Cable	Energized Conductor per Cable		Losses Watt-ft	Y _c	Y _s	Losses Watt-ft	Current Amp	Temp. °C
1	Cable1-1F	Cond28	1	1	286.13	0.005	0.000	0.000	0.197	27.22	24.98
2	Cable1-1B	Cond29	1	1	286.13	0.005	0.000	0.000	0.197	27.22	24.98
3	Cable2-1F	Cond7	1	1	283.41	0.005	0.000	0.000	0.147	23.54	24.28
4	Cable2-1B	Cond7	1	1	283.41	0.005	0.000	0.000	0.147	23.54	24.28
5	Cable25-1F	Cond7	1	1	283.44	0.005	0.000	0.000	0.180	24.57	24.31
6	Cable25-1B	Cond7	1	1	283.44	0.005	0.000	0.000	0.180	24.57	24.31
7	Cable35-1F	Cond29	1	1	286.32	0.005	0.000	0.000	0.275	32.16	25.13
8	Cable35-1B	Cond29	1	1	286.32	0.005	0.000	0.000	0.275	32.16	25.13
9	Cable59-1F	Cond7	1	1	181.76	0.005	0.001	0.000	0.130	28.34	24.25
10	Cable59-1B	Cond7	1	1	181.76	0.005	0.001	0.000	0.130	28.34	24.25
11	Cable61-1F	Cond28	1	1	283.96	0.005	0.000	0.000	0.116	20.84	24.88
12	Cable61-1B	Cond28	1	1	283.96	0.005	0.000	0.000	0.116	20.84	24.88

Y_c = Increment of AC/DC resistance ratio due to AC current skin and proximity effect

Y_s = Increment of AC/DC resistance ratio due to losses of circulation and eddy current effect in shield, sheath and armor

Figura 7.5.3 Reporte de análisis térmico en ETAP

Project:	ETAP	Page:	4
Location:	19.01C	Date:	02-12-2023
Contract:		SN:	
Engineer:	Study Case: CD	Revision:	Base
Filename:	SIMULACIONNOTE	Study:	Steady-State Temperature

Summary (RW10)

No.	Cable ID	Conduit/Location ID	Size	Current Amp	Temp. °C
1	Cable1-1F	Cond26	2	27.22	24.98
2	Cable1-1R	Cond26	2	27.22	24.98
3	Cable2-1F	Cond7	2	23.54	24.28
4	Cable2-1R	Cond7	2	23.54	24.28
5	Cable25-1F	Cond7	2	24.57	24.31
6	Cable25-1R	Cond7	2	24.57	24.31
7	Cable15-1F	Cond26	2	22.16	25.13
8	Cable15-1R	Cond26	2	22.16	25.13
9	Cable50-1F	Cond7	2	28.34	24.25
10	Cable50-1R	Cond7	2	28.34	24.25
11	Cable61-1F	Cond26	2	20.84	24.80
12	Cable61-1R	Cond26	2	20.84	24.80

- F Indicates fixed cable size in cable string calculations or fixed cable ampacity in uniform ampacity calculation
- * Indicates a cable temperature exceeding its limit
- o Indicates a cable temperature exceeding its marginal limit

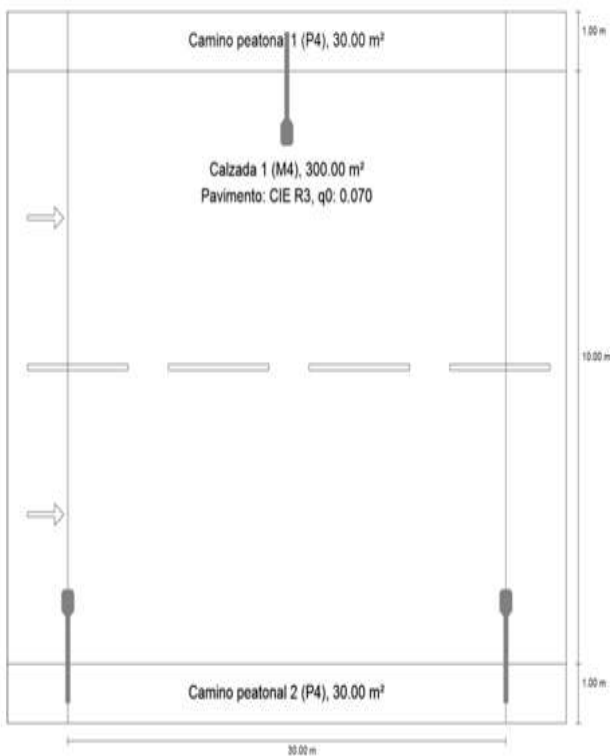
Figura 7.5.4 Reporte de análisis térmico en ETAP

7.6 Anexo 6: Reporte de software Dialux

DIALux

URB. LA JOYA ETAPA ÁMBAR

Resumen (hacia EN 13201:2015)



URB. LA JOYA ETAPA ÁMBAR

Resumen (hacia EN 13201:2015)

Fabricante	WE-EF	P	54.0 W
N° de artículo	147-0724_us	Φ _{Lámpara}	7440 lm
Nombre del artículo	FLA740 [R65] [IP66,LED-24/48W/4K]	Φ _{Luminaria}	5431 lm
Lámpara	2x 24 LED 48W/840 (4000K)	η	73.00 %

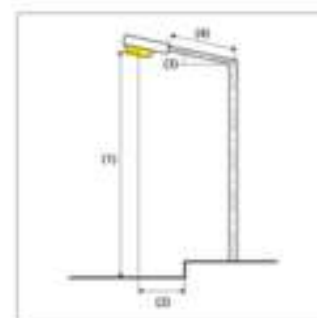
Figura 7.6.1 Reporte de alumbrado público en DIALUX

URB. LA JOYA ETAPA ÁMBAR

Resumen (hacia EN 13201:2015)

FLA740 [R65] IP66:LED-24/48W/4K (bilateral en alternancia)

Distancia entre mástiles	30.000 m
(1) Altura de punto de luz	8.000 m
(2) Saliente del punto de luz	1.000 m
(3) Inclinación del brazo	20.0°
(4) Longitud del brazo	1.301 m
Horas de trabajo anuales	4000 h: 100.0 %, 54.0 W
Consumo	3564.0 W/km
ULR / ULOR	0.03 / 0.00
Intensidad lumínica máx	≥ 70°: 568 cd/klm
Respectivamente en todas las direcciones que forman los ángulos especificados con las verticales inferiores (con luminarias instaladas aptas para el funcionamiento).	≥ 80°: 513 cd/klm ≥ 90°: 284 cd/klm
Clase de potencia lumínica	-
Los valores de intensidad lumínica en [cd/klm] para el cálculo de la clase de potencia lumínica se refieren al flujo luminoso de luminaria conforme a EN 13201:2015.	
Clase de índice de deslumbramiento	D.6
MF	0.67

**Figura 7.6.2** Reporte de alumbrado público en DIALUX

URB. LA JOYA ETAPA ÁMBAR

Resumen (hacia EN 13201:2015)

Resultados para campos de evaluación

Para la instalación se ha calculado con un factor de mantenimiento de 0.67.

	Tamaño	Calculado	Nominal	Verificación
Camino peatonal 1 (P4)	E_m	7.50 lx	[5.00 - 7.50] lx	✓
	E_{min}	4.92 lx	≥ 1.00 lx	✓
Calzada 1 (M4)	L_m	0.79 cd/m ²	≥ 0.75 cd/m ²	✓
	U_d	0.61	≥ 0.40	✓
	U_i	0.67	≥ 0.60	✓
	TI	9 %	≤ 15 %	✓
	$R_{gl}^{(1)}$	0.42	-	
Camino peatonal 2 (P4)	E_m	7.50 lx	[5.00 - 7.50] lx	✓
	E_{min}	4.92 lx	≥ 1.00 lx	✓

(1) Informativo, no es parte de la evaluación.

Resultados para indicadores de eficiencia energética

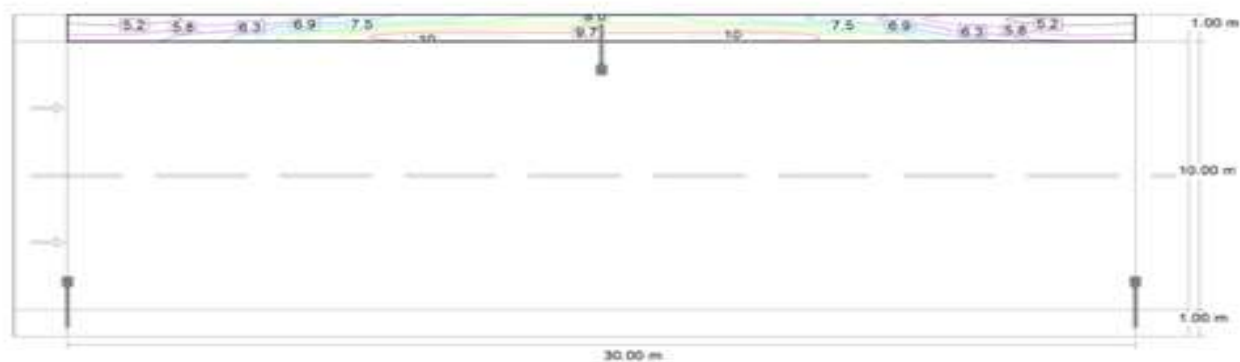
	Tamaño	Calculado	Consumo
URB. LA JOYA ETAPA ÁMBAR	D_p	0.029 W/lx*m ²	-
FLA740 (R65) IP66:LED-24/48W/4K (bilateral en alternancia)	D_e	1.2 kWh/m ² año	432.0 kWh/año

Figura 7.6.3 Reporte de alumbrado público en DIALUX

URB. LA JOYA ETAPA ÁMBAR
Camino peatonal 1 (P4)

Resultados para campo de evaluación

	Tamaño	Calculado	Nominal	Verificación
Camino peatonal 1 (P4)	E_m	7.50 lx	[5.00 - 7.50] lx	✓
	E_{min}	4.92 lx	≥ 1.00 lx	✓



Valor de mantenimiento iluminancia horizontal [lx] (Líneas Isolux)

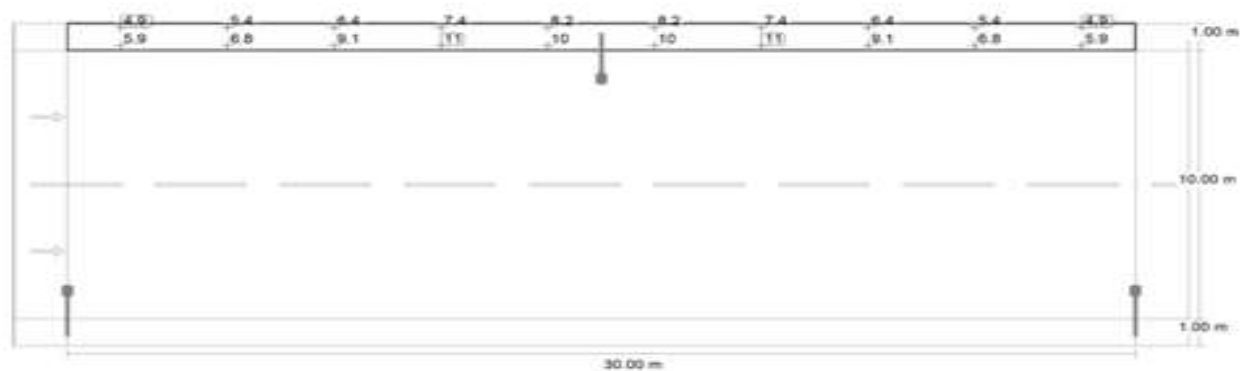


Figura 7.6.4 Reporte de alumbrado público en DIALUX

Tabla 7.6.1 Resultados de alumbrado público en la calzada

URB. LA JOYA ETAPA ÁMBAR
Camino peatonal 1 (P4)

Valor de mantenimiento iluminancia horizontal [lx] (Sistema de valores)

m	1.500	4.500	7.500	10.500	13.500	16.500	19.500	22.500	25.500	28.500
11.833	4.92	5.39	6.44	7.40	8.23	8.23	7.40	6.44	5.39	4.92
11.500	5.37	6.08	7.80	9.09	9.21	9.21	9.09	7.80	6.08	5.37
11.167	5.88	6.84	9.09	10.59	10.22	10.22	10.59	9.09	6.84	5.88

Valor de mantenimiento iluminancia horizontal [lx] (Tabla de valores)

	E_m	E_{min}	E_{max}	g_1	g_2
Valor de mantenimiento iluminancia horizontal	7.50 lx	4.92 lx	10.6 lx	0.66	0.46

Tabla 7.6.2 Resultados de alumbrado público en la calzada

URB. LA JOYA ETAPA ÁMBAR

Calzada 1 (M4)

Resultados para campo de evaluación

	Tamaño	Calculado	Nominal	Verificación
Calzada 1 (M4)	L_m	0.79 cd/m ²	≥ 0.75 cd/m ²	✓
	U_0	0.61	≥ 0.40	✓
	U_1	0.67	≥ 0.60	✓
	TI	9 %	≤ 15 %	✓
	$R_{ct}^{(1)}$	0.42	-	

Resultados para observador

	Tamaño	Calculado	Nominal	Verificación
Observador 1 Posición: -60.000 m, 3.500 m, 1.500 m	L_m	0.79 cd/m ²	≥ 0.75 cd/m ²	✓
	U_0	0.63	≥ 0.40	✓
	U_1	0.67	≥ 0.60	✓
	TI	9 %	≤ 15 %	✓
Observador 2 Posición: -60.000 m, 8.500 m, 1.500 m	L_m	0.79 cd/m ²	≥ 0.75 cd/m ²	✓
	U_0	0.61	≥ 0.40	✓
	U_1	0.67	≥ 0.60	✓
	TI	9 %	≤ 15 %	✓

(1) Informativo, no es parte de la evaluación

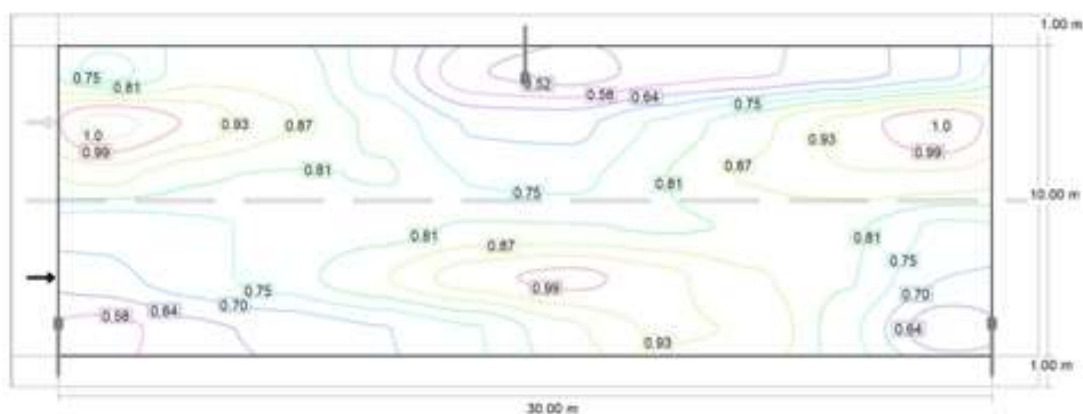
Tabla 7.6.3 Resultados de alumbrado público en la calzada

URB. LA JOYA ETAPA ÁMBAR

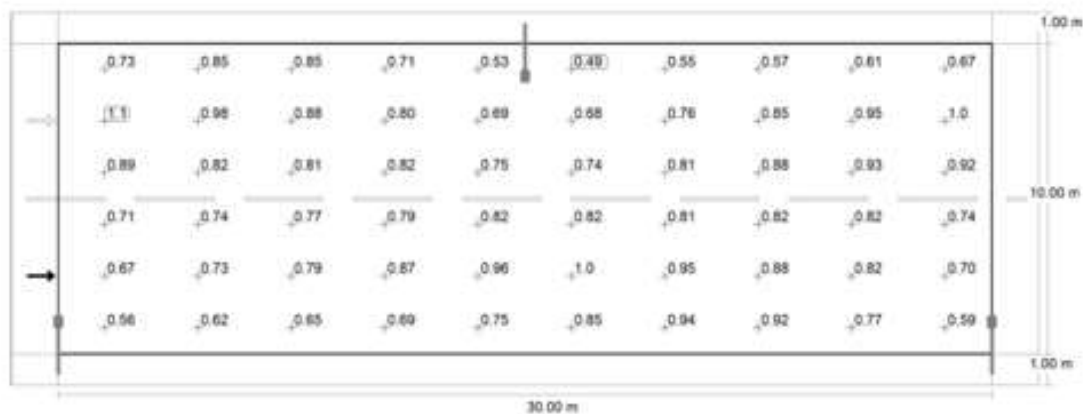
Calzada 1 (M4)

Valor de mantenimiento iluminancia horizontal [lx] (Tabla de valores)

	E_{m1}	E_{m2}	E_{m3}	g_1	g_2
Valor de mantenimiento iluminancia horizontal	11.0 lx	7.54 lx	12.8 lx	0.69	0.59



Observador 1: Valor de mantenimiento luminancia en calzada seca [cd/m^2] (Líneas Isolux)



Observador 1: Valor de mantenimiento luminancia en calzada seca [cd/m^2] (Sistema de valores)

m	1.500	4.500	7.500	10.500	13.500	16.500	19.500	22.500	25.500	28.500
10.167	0.73	0.85	0.85	0.71	0.53	0.49	0.55	0.57	0.61	0.67
8.500	1.08	0.98	0.88	0.80	0.69	0.68	0.76	0.85	0.95	1.05

Tabla 7.6.4 Resultados de alumbrado público en la calzada

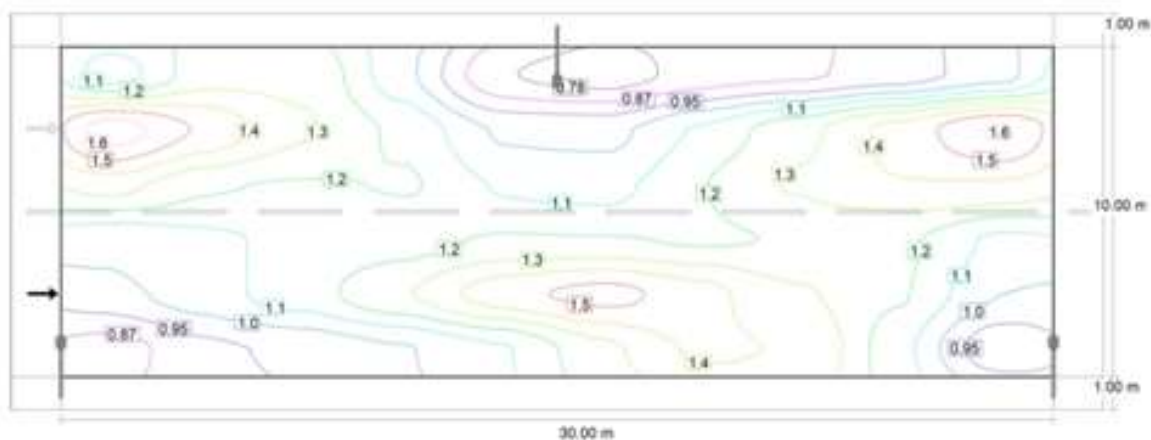
URB. LA JOYA ETAPA ÁMBAR

Calzada 1 (M4)

m	1.500	4.500	7.500	10.500	13.500	16.500	19.500	22.500	25.500	28.500
6.833	0.89	0.82	0.81	0.82	0.75	0.74	0.81	0.88	0.93	0.92
5.167	0.71	0.74	0.77	0.79	0.82	0.82	0.81	0.82	0.82	0.74
3.500	0.67	0.73	0.79	0.87	0.96	1.01	0.95	0.88	0.82	0.70
1.833	0.56	0.62	0.65	0.69	0.75	0.85	0.94	0.92	0.77	0.59

Observador 1: Valor de mantenimiento luminancia en calzada seca [cd/m²] (Tabla de valores)

	L_{m1}	L_{m2}	L_{m3}	g_1	g_2
Observador 1: Valor de mantenimiento luminancia en calzada seca	0.79 cd/m ²	0.49 cd/m ²	1.08 cd/m ²	0.63	0.46



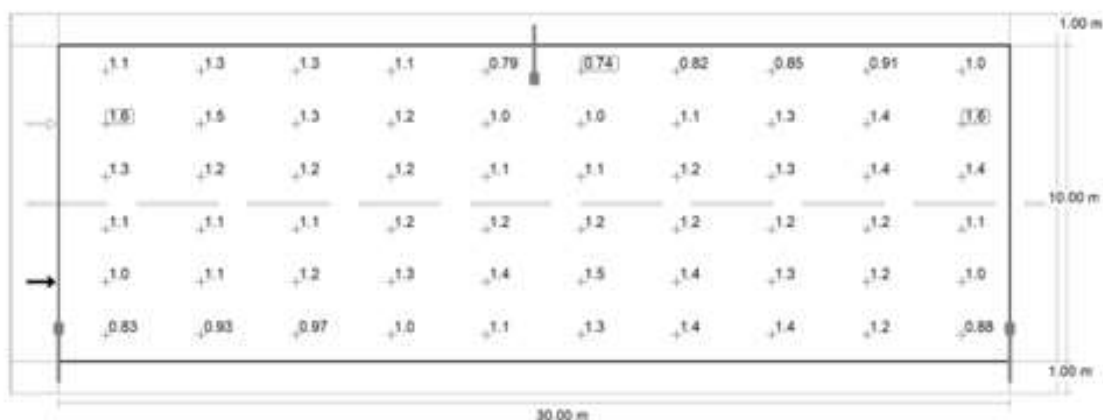
Observador 1: Luminancia para una instalación nueva [cd/m²] (Líneas Isolux)

Tabla 7.6.5 Resultados de alumbrado público en la calzada

DIALux

URB. LA JOYA ETAPA ÁMBAR

Calzada 1 (M4)



Observador 1: Luminancia para una instalación nueva [cd/m²] (Sistema de valores)

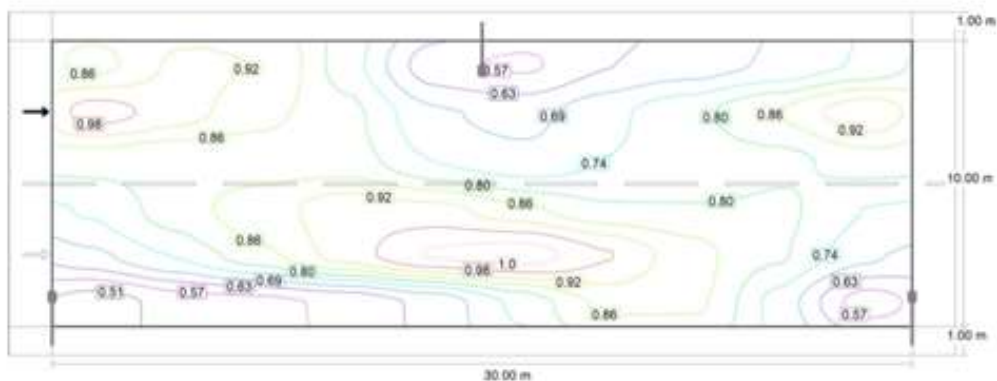
m	1.500	4.500	7.500	10.500	13.500	16.500	19.500	22.500	25.500	28.500
10.167	1.08	1.26	1.27	1.06	0.79	0.74	0.82	0.85	0.91	1.00
8.500	1.60	1.46	1.31	1.20	1.03	1.02	1.14	1.27	1.41	1.56
6.833	1.33	1.23	1.21	1.22	1.12	1.10	1.21	1.31	1.38	1.37
5.167	1.06	1.11	1.14	1.17	1.23	1.22	1.20	1.22	1.22	1.11
3.500	1.00	1.09	1.17	1.29	1.44	1.50	1.42	1.32	1.22	1.04
1.833	0.83	0.93	0.97	1.03	1.12	1.27	1.40	1.38	1.15	0.88

Observador 1: Luminancia para una instalación nueva [cd/m²] (Tabla de valores)

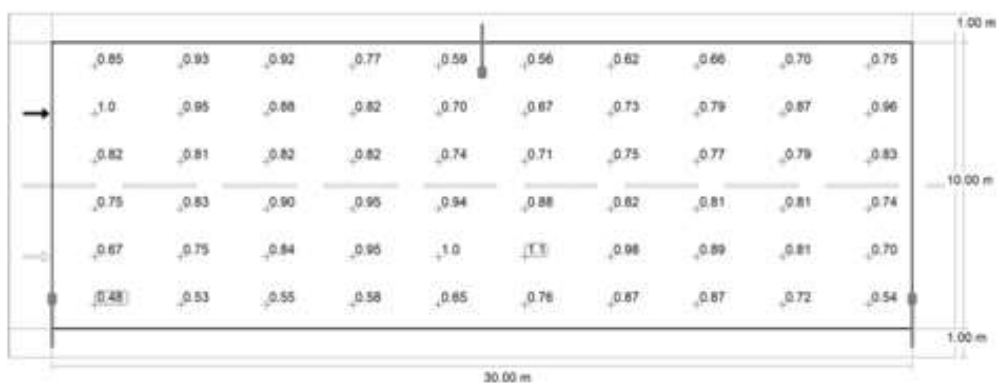
	L_m	L_{min}	L_{max}	g_1	g_2
Observador 1: Luminancia para una instalación nueva	1.17 cd/m ²	0.74 cd/m ²	1.60 cd/m ²	0.63	0.46

Tabla 7.6.6 Resultados de alumbrado público en la calzada

URB. LA JOYA ETAPA ÁMBAR
Calzada 1 (M4)



Observador 2: Valor de mantenimiento luminancia en calzada seca [cd/m^2] (Líneas Isolux)



Observador 2: Valor de mantenimiento luminancia en calzada seca [cd/m^2] (Sistema de valores)

m	1.500	4.500	7.500	10.500	13.500	16.500	19.500	22.500	25.500	28.500
10.167	0.85	0.93	0.92	0.77	0.59	0.56	0.62	0.66	0.70	0.75
8.500	1.01	0.95	0.88	0.82	0.70	0.67	0.73	0.79	0.87	0.96
6.833	0.82	0.81	0.82	0.82	0.74	0.71	0.75	0.77	0.79	0.83
5.167	0.75	0.83	0.90	0.95	0.94	0.88	0.82	0.81	0.81	0.74
3.500	0.67	0.75	0.84	0.95	1.05	1.07	0.98	0.89	0.81	0.70
1.833	0.48	0.53	0.55	0.58	0.65	0.76	0.87	0.87	0.72	0.54

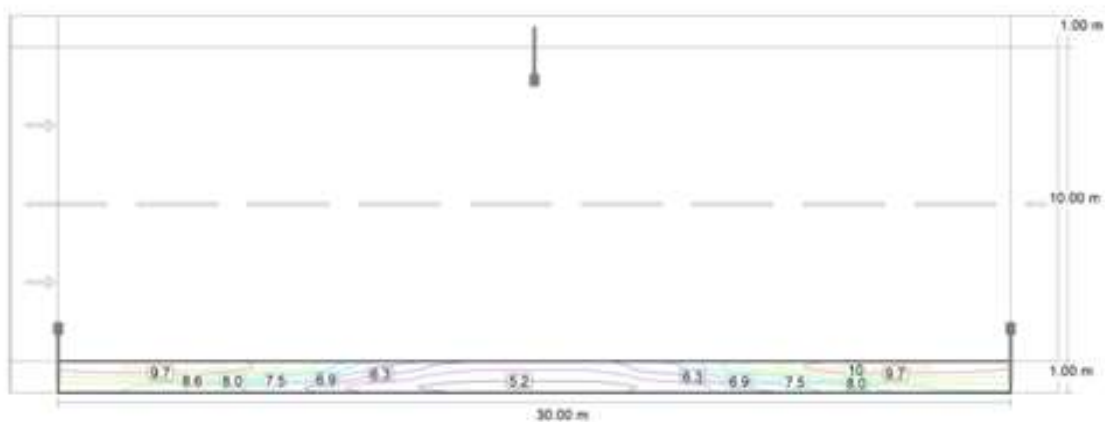
Tabla 7.6.7 Resultados de alumbrado público en la calzada

URB. LA JOYA ETAPA ÁMBAR

Camino peatonal 2 (P4)

Resultados para campo de evaluación

	Tamaño	Calculado	Nominal	Verificación
Camino peatonal 2 (P4)	E_m	7.50 lx	[5.00 - 7.50] lx	✓
	E_{min}	4.92 lx	≥ 1.00 lx	✓



Valor de mantenimiento iluminancia horizontal [lx] (Líneas IsoLux)

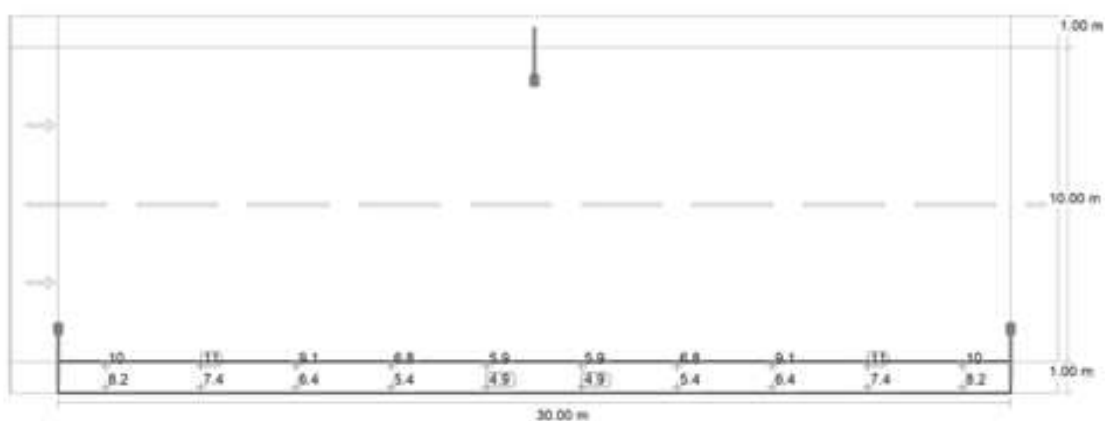


Tabla 7.6.8 Resultados de alumbrado público en la calzada

URB. LA JOYA ETAPA ÁMBAR
Camino peatonal 2 (P4)

Valor de mantenimiento iluminancia horizontal [lx] (Sistema de valores)

m	1.500	4.500	7.500	10.500	13.500	16.500	19.500	22.500	25.500	28.500
0,833	10,22	10,59	9,09	6,84	5,88	5,88	6,84	9,09	10,59	10,22
0,500	9,21	9,09	7,80	6,08	5,37	5,37	6,08	7,80	9,09	9,21
0,167	8,23	7,40	6,44	5,39	4,92	4,92	5,39	6,44	7,40	8,23

Valor de mantenimiento iluminancia horizontal [lx] (Tabla de valores)

	E_m	E_{min}	E_{max}	g_1	g_2
Valor de mantenimiento iluminancia horizontal	7,50 lx	4,92 lx	10,6 lx	0,66	0,46

Glosario

A

A	Símbolo para una superficie en la geometría
Altura interior del local	Designación para la distancia entre el borde superior del suelo y el borde inferior del techo (para un local en su estado terminado)
Autonomía de la luz del día	Describe qué porcentaje del tiempo de trabajo diario se cubre con la iluminación solar necesaria. La iluminancia nominal se utiliza a partir del perfil de la habitación, a diferencia de lo descrito en la norma EN 17037. El cálculo no se realiza en el centro de la habitación sino en el punto de medición del sensor colocado. Se considera que una habitación está suficientemente iluminada con luz solar si alcanza al menos un 50 % de autonomía con luz solar.

Á

Área circundante	El área circundante limita directamente con el área de la tarea visual y debe contar con una anchura de al menos 0,5 m, según DIN EN 12464-1. Se encuentra a la misma altura que el área de la tarea visual.
Área de fondo	El área de fondo limita, según DIN EN 12464-1, con el área inmediatamente circundante y alcanza los límites del local. En el caso de locales grandes, el área de fondo tiene al menos 3 m de anchura. Es horizontal y se encuentra a la altura del suelo.
Área de la tarea visual	El área requerida para llevar a cabo una tarea visual según DIN EN 12464-1. La altura corresponde a la altura a la que se lleva a cabo la tarea visual.

C

CCT	(Ingl. correlated colour temperature) Temperatura del cuerpo de un proyector térmico, que se utiliza para la descripción de su color de luz. Unidad: Kelvin [K]. Entre menor sea el valor numérico, más rojo, a mayor valor numérico, más azul será el color de luz. La temperatura de color de lámparas de descarga gaseosa y semiconductores se denomina, al contrario de la temperatura de color de los proyectores térmicos, como "temperatura de color correlacionada". Correspondencia entre colores de luz y rangos de temperatura de color según EN 12464 -1: Color de luz - temperatura de color [K] blanco cálido (ww) < 3.300 K blanco neutro (nw) ≥ 3.300 - 5.300 K blanco luz diurna (tw) > 5.300 K
-----	--

Figura 7.6.5 Glosario de DIALUX

Glosario

Cociente de luz diurna	Relación entre la iluminancia que se alcanza en un punto en el espacio interior, debida únicamente a la incidencia de luz diurna, y la iluminancia horizontal en el espacio exterior bajo cielo abierto.
	Símbolo: D (ingl. daylight factor) Unidad: %
CRI	(ingl. colour rendering index) Denominación para el índice de reproducción cromática de una luminaria o de una fuente de luz según DIN 6169: 1976 o CIE 13.3: 1995. El índice general de reproducción cromática Ra (o CRI) es un coeficiente adimensional que describe la calidad de una fuente de luz blanca en lo que respecta a su semejanza a una fuente de luz de referencia, en los espectros de remisión de 8 colores de prueba definidos (ver DIN 6169 o CIE 1974).
D	
Densidad luminica	Medida de la "impresión de claridad" que el ojo humano percibe de una superficie. Es posible que la superficie misma ilumine o que refleje la luz que incide sobre ella (valor de emisor). Es la única dimensión fotométrica que el ojo humano puede percibir.
	Unidad: Candela por metro cuadrado Abreviatura: cd/m ² Símbolo: L
E	
Eta (η)	(ingl. light output ratio) El grado de eficacia de funcionamiento de luminaria describe qué porcentaje del flujo luminoso de una fuente de luz de radiación libre (o módulo LED) abandona la luminaria instalada.
	Unidad: %

Figura 7.6.6 Glosario de DIALUX

Glosario

Evaluación energética	<p>Basado en un procedimiento de cálculo horario de la luz solar en espacios interiores, teniendo en cuenta la geometría del proyecto y los sistemas de control de la luz solar existentes. También se tiene en cuenta la orientación y ubicación del proyecto. El cálculo utiliza la potencia del sistema especificada de las luminarias para determinar la demanda de energía. Se asume una relación lineal entre la potencia y el flujo luminoso en el estado atenuado para las luminarias controladas por la luz solar. Los tiempos de uso y la iluminancia nominal se determinan a partir de los perfiles de uso de los espacios. Las luminarias encendidas que se excluyen explícitamente del control también tienen en cuenta los tiempos de uso especificados. Los sistemas de control de la luz solar usan una lógica de control simplificada que los cierra con una iluminancia horizontal de 27.500 lx.</p> <p>El año natural 2022 se usa solo como referencia. No es una simulación de este año. El año de referencia solo se utiliza para asignar los días de la semana a los resultados calculados. No se contempla el cambio al horario de verano. El tipo de cielo de referencia utilizado es el cielo medio descrito en CIE 110 sin luz solar directa.</p> <p>El método fue desarrollado junto con el Fraunhofer Institute for Building Physics y está disponible para su revisión por parte del Grupo de trabajo conjunto 1 ISO TC 274 como una extensión del método basado en regresión anual anterior.</p>
F	
Factor de degradación	Véase MF
Flujo luminoso	<p>Medida para la potencia luminosa total emitida por una fuente de luz en todas direcciones. Es con ello un "valor de emisor" que especifica la potencia de emisión total. El flujo luminoso de una fuente de luz solo puede determinarse en el laboratorio. Se diferencia entre el flujo luminoso de lámpara o de módulo LED y el flujo luminoso de luminaria.</p> <p>Unidad: Lumen Abreviatura: lm Símbolo: Φ</p>
G	
g_1	<p>Con frecuencia también U_o (ingl. overall uniformity) Denomina la uniformidad total de la iluminancia sobre una superficie. Es el cociente de E_{min} y E y se utiliza, entre otras, en normas para la especificación de iluminación en lugares de trabajo.</p>
g_2	<p>Denomina en realidad la "desigualdad" de la iluminancia sobre una superficie. Es el cociente entre E_{min} y E_{max} y por lo general es relevante solo como evidencia de iluminación de emergencia según EN 1838.</p>
Grado de reflexión	<p>El grado de reflexión de una superficie describe qué cantidad de la luz incidente es reflejada. El grado de reflexión se define mediante la coloración de la superficie.</p>

Figura 7.6.7 Glosario de DIALUX

Glosario

Grupo de control	Un grupo de luminarias que se atenúan y controlan juntas. Para cada escena de iluminación, un grupo de control proporciona su propio valor de atenuación. Todas las luminarias dentro de un grupo de control comparten este valor de atenuación. Los grupos de control con sus luminarias los determina DIALux automáticamente en función de las escenas de iluminación creadas y sus grupos de luminarias.
I	
Iluminancia, adaptativa	Para la determinación de la iluminancia media adaptativa sobre una superficie, ésta se rasteriza en forma "adaptativa". En el área en que hay las mayores diferencias en iluminancia dentro de la superficie, la rasterización se hace más fina, en el área de menores diferencias, se realiza una rasterización más gruesa.
Iluminancia, horizontal	Iluminancia, calculada o medida sobre un plano horizontal (éste puede ser p.ej. una superficie de una mesa o el suelo). La iluminancia horizontal se identifica por lo general con las letras E_h .
Iluminancia, perpendicular	Iluminancia perpendicular a una superficie, medida o calculada. Este se debe considerar en superficies inclinadas. Si la superficie es horizontal o vertical, no existe diferencia entre la iluminancia perpendicular y la vertical u horizontal.
Iluminancia, vertical	Iluminancia, calculada o medida sobre un plano vertical (este puede ser p.ej. la parte frontal de una estantería). La iluminancia vertical se identifica por lo general con las letras E_v .
Intensidad lumínica	Describe la intensidad de luz en una dirección determinada (valor de emisor). La intensidad lumínica es el flujo luminoso Φ , entregado en un ángulo determinado Ω del espacio. La característica de emisión de una fuente de luz se representa gráficamente en una curva de distribución de intensidad luminosa (CDL). La intensidad lumínica es una unidad básica SI. Unidad: Candela Abreviatura: cd Símbolo: I
Intensidad lumínica	Describe la relación del flujo luminoso que cae sobre una superficie determinada y el tamaño de esta superficie ($\text{lm}/\text{m}^2 = \text{lx}$). La iluminancia no está vinculada a una superficie de un objeto. Puede determinarse en cualquier punto del espacio (interior o exterior). La iluminancia no es una propiedad de un producto, ya que se trata de un valor del receptor. Para su medición se utilizan aparatos de medición de iluminancia.

Figura 7.6.8 Glosario de DIALUX

Glosario

L

LENI	(ingl. lighting energy numeric indicator) Indicador numérico de energía de iluminación según EN 15193. Unidad: kWh/m ² año
LLMF	(ingl. lamp lumen maintenance factor)/según CIE 97: 2005 Factor de mantenimiento de flujo luminoso de lámparas, tiene en cuenta la disminución del flujo luminoso de una lámpara o de un módulo LED en el curso de su tiempo de funcionamiento. El factor de mantenimiento de flujo luminoso de lámparas se especifica como número decimal y puede tomar un valor máximo de 1 (sin disminución de flujo luminoso).
LMF	(ingl. luminaire maintenance factor)/según CIE 97: 2005 Factor de mantenimiento de luminaria, tiene en cuenta el ensuciamiento de la luminaria en el curso de su tiempo de funcionamiento. El factor de mantenimiento de luminaria se especifica como número decimal y puede tomar un valor máximo de 1 (sin suciedad).
LSF	(ingl. lamp survival factor)/según CIE 97: 2005 Factor de supervivencia de la lámpara, tiene en cuenta el fallo total de una luminaria en el curso de su tiempo de funcionamiento. El factor de supervivencia de la lámpara se expresa como número decimal y puede tomar un valor máximo de 1 (dentro del tiempo considerado, no hay fallo, o sustitución inmediata tras un fallo).
M	
MF	(ingl. maintenance factor)/según CIE 97: 2005 Factor de mantenimiento, número decimal entre 0 y 1, describe la relación entre el valor nuevo de una dimensión de planificación fotométrica (p.ej. iluminancia) y el valor de mantenimiento tras un tiempo determinado. El factor de mantenimiento tiene en cuenta el ensuciamiento de lámparas y locales, así como la disminución de flujo luminoso y el fallo de fuentes de luz. El factor de mantenimiento se considera en forma general aproximada o se calcula en forma detallada según CIE 97: 2005, por medio de la fórmula $MF = LMF \times LLMF \times LSF$.
O	
Observador UGR	Punto de cálculo en el espacio, para el cual el DIALux determina el valor UGR. La posición y altura del punto de cálculo deben corresponder a la posición del observador típico (posición y altura de los ojos del usuario).

Figura 7.6.9 Glosario de DIALUX

Glosario

P	
P	(engl. power) Consumo de potencia eléctrica Unidad: Vatio Abreviatura: W
Plano útil	Superficie virtual de medición o de cálculo a la altura de la tarea visual, por lo general sigue la geometría del local. El plano útil puede también dotarse de una zona marginal.
R	
R_{UG} max	(engl. rating unified glare) Medida del deslumbramiento psicológico en espacios interiores. Además de la luminancia de las luminarias, el valor del nivel de R _{UG} también depende de la posición del observador, la dirección visual y la luminancia ambiental. El cálculo se realiza mediante el método de la tabla, consulte CIE 117. Entre otras cosas, EN 12464-1:2021 especifica unos valores R _{UG1} - R _{UG2} máximos permisibles para varios lugares de trabajo en interiores.
Rendimiento lumínico	Relación entre la potencia luminosa emitida Φ [lm] y la potencia eléctrica consumida P [W] Unidad: lm/W. Esta relación puede formarse para la lámpara o el módulo LED (rendimiento lumínico de lámpara o del módulo), para la lámpara o módulo junto con su dispositivo de control (rendimiento lumínico del sistema) y para la luminaria completa (rendimiento lumínico de luminaria).
RMF	(engl. room maintenance factor) según CIE 97: 2005 Factor de mantenimiento del local, tiene en cuenta el ensuciamiento de las superficies que rodean el local en el curso de su tiempo de funcionamiento. El factor de mantenimiento del local se especifica como número decimal y puede tomar un valor máximo de 1 (sin suciedad).
S	
Superficie útil - Cociente de luz diurna	Una superficie de cálculo, dentro de la cual se calcula el cociente de luz diurna.

Figura 7.6.10 Glosario de DIALUX

DIALux**Glosario****U****UGR (max)**

(ingl. unified glare rating)

Medida para el efecto psicológico de deslumbramiento de un espacio interior. Además de la luminancia de la luminaria, el valor UGR depende también de la posición del observador, la dirección de observación y la luminancia del entorno. Entre otras, en la norma EN 12464-1 se especifican valores UGR máximos permitidos para diversos lugares de trabajo en espacios interiores.

Z**Zona marginal**

Zona circundante entre el plano útil y las paredes, que no se considera en el cálculo.

Figura 7.6.12 Glosario de DIALUX