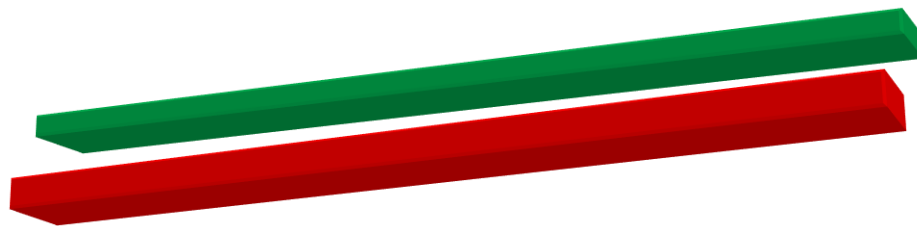




1859



UNIVERSIDAD NACIONAL DE LOJA

**FACULTAD DE LA ENERGÍA, LAS INDUSTRIAS Y LOS RECURSOS
NATURALES NO RENOVABLES**

CARRERA DE INGENIERÍA EN ELECTROMECAÁNICA.

**“DISEÑO DEL SISTEMA DE ILUMINACIÓN PARA LA CANCHA
SINTÉTICA DEL PARQUE RECREACIONAL JIPIRO DE LA CIUDAD DE
LOJA”**

**TESIS DE GRADO PREVIO A OPTAR
POR EL TÍTULO DE INGENIERO
ELECTROMECAÁNICO**

AUTOR:

Aníbal Patricio Sivisapa Aguilera.

DIRECTOR:

Ing. Jorge Enrique Carrión González, Mg.Sc.

LOJA-ECUADOR

2019

CERTIFICACIÓN DEL DIRECTOR

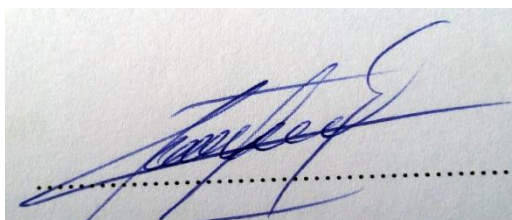
Ing. Jorge Enrique Carrión González, Mg. Sc

DIRECTOR DE TESIS

CERTIFICA:

Haber dirigido, asesorado, revisado y corregido el presente trabajo de tesis de grado, en su proceso de investigación cuyo tema versa en **“DISEÑO DEL SISTEMA DE ILUMINACIÓN PARA LA CANCHA SINTÉTICA DEL PARQUE RECREACIONAL JIPIRO DE LA CIUDAD DE LOJA”**, previa a la obtención del título de Ingeniero Electromecánico realizada por el señor egresado: SIVISAPA AGUILERA ANIBAL PATRICIO, la misma que cumple con la reglamentación y políticas de investigación, además, se han cumplido con todos los objetivos planteados, por lo que autorizo su presentación y posterior sustentación y defensa.

Loja, 14 de marzo de 2019



Ing. Jorge Enrique Carrión González, Mg. Sc.

DIRECTOR DE TESIS

AUTORÍA

Yo, **SIVISAPA AGUILERA ANÍBAL PATRICIO**, declaro ser autor del presente Trabajo de Tesis y eximo expresamente a la Universidad Nacional de Loja y a sus representantes jurídicos de posibles reclamos y acciones legales por el contenido de la misma.

Adicionalmente acepto y autorizo a la Universidad Nacional de Loja, la publicación de mi Trabajo de Tesis en el Repositorio Institucional – Biblioteca Virtual



Firma:

Cédula: 1150035648

Fecha: 14 de marzo de 2019

CARTA DE AUTORIZACIÓN DE TESIS POR PARTE DEL AUTOR, PARA LA CONSULTA, REPRODUCCIÓN PARCIAL O TOTAL Y PUBLICACIÓN ELECTRÓNICA DEL TEXTO COMPLETO.

Yo, **SIVISAPA AGUILERA ANIBAL PATRICIO**, declaro ser autor del Trabajo de Tesis titulado: **“DISEÑO DEL SISTEMA DE ILUMINACIÓN PARA LA CANCHA SINTÉTICA DEL PARQUE RECREACIONAL JIPIRO DE LA CIUDAD DE LOJA”**, como requisito para la obtención del Título de: **INGENIERO ELECTROMECAÁNICO**; Autorizo al Sistema Bibliotecario de la Universidad Nacional de Loja para que, con fines académicos, muestre al mundo la producción intelectual de la Universidad, a través de la visualización de su contenido que constará en el Repositorio Digital Institucional.

Los usuarios pueden consultar el contenido de este trabajo en el RDI, en las redes de información del país y del exterior, con las cuales tenga convenio la Universidad.

La Universidad Nacional de Loja, no se responsabiliza por el plagio o copia de la Tesis que realice un tercero.

Para constancia de esta autorización, en la ciudad de Loja, a los diez días del mes de septiembre del 2019.

Firma:



Autor: Sivisapa Aguilera Aníbal Patricio

Cédula: 1150035648

Dirección: Zamora Huayco

Correo electrónico: samfishersiv@gmail.com

Teléfono: 0981223394

DATOS COMPLEMENTARIOS

Director de Tesis: Ing. Jorge Enrique Carrión González, Mg. Sc

Tribunal del grado: Ing. Aleaga Loaiza Leonel Francisco.Mg.sc

Ing. Muñoz Vizhñay Jorge Patricio. Mg.sc

Ing. Gómez Peña Julio Roberto. Mg.sc

DEDICATORIA

El presente trabajo está dedicado al creador de todas las cosas, Dios, por haberme dado la fortaleza para continuar aun cuando he estado a punto de decaer. A mi madre y a mi padre por haberme dado el don maravilloso de la vida, y a quienes gracias a su intervención y apoyo monetario y psicológico me han dejado llegar hasta este momento tan importante de mi formación profesional. A mis hermanos y hermanas con quienes hemos compartido muchas experiencias, A mis profesores que me han sabido dar su apoyo incondicional, así como la transmisión de su sabiduría que mucho me ha servido para el desarrollo de este proyecto.

Y finalmente a todos esos triunfos y fracasos que me han enseñado a valorar cada día lo que Dios me ha regalado.

AGRADECIMIENTO

Agradezco infinitamente a Dios por haberme acompañado todos los días de mi formación, y para el desarrollo de este proyecto de fin de carrera, de la misma manera a mis padres quienes con su ejemplo me han consentido y apoyado en lo que me he propuesto. A mis hermanas y hermano quienes han sido el apoyo monetario incondicional para el desarrollo de mi vida profesional.

Al municipio de Loja, por permitirme la elaboración del proyecto de fin de carrera en uno de sus escenarios deportivos, La cancha sintética del Parque recreacional Jipiro.

Agradezco a todos quienes de una u otra manera ayudaron para que este proyecto pueda darse cumplimiento.

TABLA DE CONTENIDO

CERTIFICACIÓN DEL DIRECTOR	ii
AUTORÍA	iii
CARTA DE AUTORIZACIÓN	iv
DEDICATORIA.....	v
AGRADECIMIENTO.....	vi
1 TÍTULO	1
2 RESUMEN.....	2
3 INTRODUCCIÓN.....	4
4 REVISIÓN DE LITERATURA	5
4.1 SISTEMAS DE ILUMINACIÓN.....	5
4.1.1 Definición de Alumbrado.....	5
4.1.2 Norma para alumbrado de complejos deportivos.....	5
4.1.3 Niveles de iluminación (Norma UNE-EN 12193).....	6
4.1.4 Fuentes Luminosas	8
4.1.5 Lámparas de Descarga	8
4.1.5.1 Lámparas incandescentes	8
4.1.5.2 Lámparas Fluorescentes.....	10
4.1.5.3 Lámparas de vapor de mercurio de alta Presión	11
4.1.5.4 Lámparas de sodio de alta presión.....	11
4.1.5.5 Lámparas Leds.....	12
4.1.6 Curvas Isolux.....	14
4.1.7 Deslumbramiento	15
4.1.7.1 Deslumbramiento Perturbador	15
4.1.7.2 Deslumbramiento Molesto.....	15
4.1.7.3 Como contrarrestar el deslumbramiento	16
4.1.8 Disposición de torres para iluminación de centros deportivos.....	16
4.1.8.1 Disposición Lateral al área de Juego	16
4.1.8.2 Disposición de torres en esquina	18

4.2	MÉTODOS PARA EL CÁLCULO DEL NÚMERO DE LUMINARIAS	18
4.2.1	Método de Punto por Punto	18
4.2.2	Método de Lúmenes	19
4.2.2.1	Altura de las Torres	19
4.2.2.2	Flujo en el Área.....	19
4.2.2.3	Coeficiente de utilización del haz (CBU).....	20
4.2.2.4	Factor de mantenimiento (<i>Fm</i>).....	20
4.2.2.5	Número de proyectores (<i>N_{proy}</i>).....	20
4.3	NORMATIVAS DE CONSTRUCCIÓN: EMPRESA ELÉCTRICA REGIONAL DEL SUR S.A., MEER Y NORMA DE PUESTA A TIERRA IEE-80	21
4.3.1	Empresa Eléctrica Regional del Sur S.A.....	21
4.3.1.1	Redes de distribución de media tensión	21
4.3.1.2	Niveles de distribución de la EERSSA	25
4.3.1.3	Caída de tensión en redes de distribución Eléctrica	26
4.3.2	Normas establecidas por el MEER	27
4.3.2.1	Diseño de la red a nivel de piso.....	27
4.3.2.2	Separadores de tubería	27
4.3.2.3	Ductos.....	27
4.3.2.4	Material de relleno de banco de ductos	29
4.3.2.5	Ancho de la zanja	30
4.3.2.6	Pozos	31
4.3.2.7	Cabina de transformación	32
4.3.2.8	Diseño para el sistema de ventilación de la cámara eléctrica	34
4.3.2.9	Ventana de acceso de aire hacia la cabina de transformación	34
4.3.2.10	Canalización para recolección de aceite del transformador	35
4.3.2.11	Bases de hormigón para la instalación de Equipos	36
4.3.2.12	Celdas de medio voltaje aisladas en SF6.....	36
4.3.2.13	Conectores aislados separables	37
4.3.3	Sistema de Puesta a tierra Norma IEEE-80.....	41
4.3.3.1	Corriente máxima a disipar por la malla (<i>IG</i>)	41
4.3.3.2	Duración de la falla (<i>tf</i>) y duración del choque (<i>ts</i>).....	43
4.3.3.3	Geometría de la malla	43
4.3.3.4	Resistividad de la capa superficial (<i>ρ_s</i>).....	44

4.3.3.5	Selección del tamaño del conductor	44
4.3.3.6	Tensiones de paso y de Toque tolerables	47
4.3.3.7	Resistencia de la puesta a tierra (R_g).....	47
4.3.3.8	Tensión máxima de la malla	47
4.3.3.9	Tensión real de paso (E_p)	48
5	MATERIALES Y MÉTODOS	50
5.1	Materiales	50
5.2	Métodos.....	51
6	RESULTADOS	53
6.1	Diseño del sistema de iluminación de la cancha sintética	53
6.1.1	Situación actual	53
6.1.2	Datos de las luminarias	53
6.1.3	Cálculo de la altura de las Torres	54
6.1.4	Cálculo de la apertura del haz luminoso	56
6.1.5	Obtención del Haz Luminoso	57
6.1.6	Determinación del Flujo en el Área	59
6.1.7	Determinación del Número de Lámparas.....	60
6.2	Dimensionamiento de equipos y elementos para la red eléctrica subterránea.....	64
6.2.1	Cálculo de la capacidad del Transformador	64
6.2.2	Caídas de Tensión	65
6.2.3	Conductores para la red de distribución.....	65
6.2.1	Cálculo de los sistemas de protección a los tableros	68
6.2.1	Transición de red Aérea a Subterránea	69
6.2.2	Dimensionamiento de la cámara de transformación	70
6.3	Cálculo de la iluminación para la cámara de transformación	71
6.3.1	Datos de la cabina de transformación.....	71
6.3.2	Datos de la luminaria	71

6.3.1	Recolector del aceite del transformador.....	72
6.3.2	Ventilación.....	73
6.3.3	Obra eléctrica interna en cámara subterránea.....	73
6.3.1	Ubicación de la cabina de transformación.	74
6.3.1	Pozos.....	74
6.3.1	Pozos de entrada y salida de cables.....	76
6.4	Sistema de Puesta a tierra.....	77
6.4.1	Cálculo de la corriente Máxima del Transformador.....	77
6.4.2	Cálculo del Conductor.....	79
6.4.3	Datos de Campo.....	80
6.4.4	Cálculo de longitud para el Conductor.....	81
6.4.5	Cálculo de la tensión de contacto y de paso permisible.....	82
6.4.6	Resistencia de Malla.....	82
6.4.7	Corriente de malla <i>IG</i>	83
6.4.8	Cálculo de la elevación de potencial de tierra (GPR).....	84
6.4.9	Cálculo de la tensión de malla y la tensión real de paso (<i>Em, Ep</i>).....	84
6.5	Análisis técnico económico del proyecto.....	88
6.5.1	Análisis de rentabilidad del proyecto.....	90
7	DISCUSIÓN.....	96
8	CONCLUSIONES.....	98
9	RECOMENDACIONES.....	100
10	BIBLIOGRAFÍA.....	101
11	ANEXOS.....	105

Índice de Tablas

Tabla 1: Nivel de iluminación para escenarios deportivos Norma UNE-EN 12193	7
Tabla 2: Características de las lámparas incandescentes	9
Tabla 3: Comparación entre ventajas y desventajas que ofrecen las lámparas de Mercurio, Sodio y Led	13
Tabla 4: Diámetro de los ductos de acuerdo al calibre del conductor.	28
Tabla 5: Tabla de profundidades de los ductos según su localización.	30
Tabla 6: Tipos de pozos para sistemas subterráneos	32
Tabla 7: Dimensiones típicas de los conductores de puesta a tierra	45
Tabla 8: Constantes de los materiales conductores	46
Tabla 9: Características de la luminaria tipo Tempo 3RVP351 de 400W	54
Tabla 10: Factor de campo (NEMA).....	60
Tabla 11: Capacidad del transformador.	64
Tabla 12: Caída de tensión en la red de baja tensión hacia las torres de iluminación lámpara de vapor de sodio (Tempo 3RVP351 de 400W.).....	67
Tabla 13: Conductores empleados para la iluminación del escenario deportivo.	68
Tabla 14: Protecciones para el sistema de Iluminación.	69
Tabla 15: Especificaciones del hormigón para cámaras subterráneas bajo nivel de calzada. ...	70
Tabla 16: Características del Transformador Padmounted de 75KVA	72
Tabla 17: Pozos empleados para el sistema de Iluminación.....	75
Tabla 18: Zanjas a emplearse en el sistema de iluminación.	77
Tabla 19: Características de los conductores para sistemas de puesta a tierra.....	79
Tabla 20: Valores de resistencia del suelo para sistema de puesta a tierra	80
Tabla 21: Factor de decremento a partir de un tiempo de falla determinado.	83
Tabla 22: Simbología empleada para el Diseño de Iluminación.	87
Tabla 23: Análisis de los costos unitarios de los materiales para la ejecución del Proyecto. ...	88

Tabla 24: Monto recaudado por el alquiler de la cancha sintética durante el periodo Febrero 2017-Enero 2018.....	91
Tabla 25: Valor establecido por el uso de la cancha sintética del parque recreacional Jipiro. ..	91
Tabla 26: Costo por hora de uso de la cancha sintética.	92
Tabla 27: Amortización de materiales y equipos empleados en el sistema de iluminación.....	93
Tabla 28: Valor de materiales y equipos a cobrar por hora de utilización del escenario deportivo.....	93
Tabla 29: Costo total por hora de alquiler del escenario deportivo en horarios nocturnos.....	93
Tabla 30: Ingresos y egresos producidos por el alquiler en un periodo de 10 años.....	94
Tabla 31: Análisis de los parámetros VAN (Valor absoluto neto), TIR (Tasa interna de retorno), B/C (Beneficio/costo) para la ejecución del proyecto.	95

Índice de figuras

Figura 1: Diagrama de las curvas Isolux	14
Figura 2: Disposición de torres laterales al área de juego.....	17
Figura 3: Disposición del campo de juego con graderío.....	17
Figura 4: Disposición de las torres en las esquinas.....	18
Figura 5: Zanja para la recolección del aceite del transformador.....	36
Figura 6: Boquilla tipo Pozo	38
Figura 7: Conector tipo codo.....	38
Figura 8: Conector tipo T	39
Figura 9: Boquilla tipo Inserto	39
Figura 10: Boquilla tipo Inserto Doble	40
Figura 11: Codo Portafusible	40
Figura 12: Pararrayo tipo Codo.....	41
Figura 13: Ubicación de la cancha sintética del parque recreacional Jipiro.....	51
Figura 14: Altura de las torres.....	55
Figura 15: Disposición de los ángulos de apertura del Has luminoso.....	56
Figura 16: Distancia de la lámpara al centro de la cancha.....	58
Figura 17: Escena de Isolineas en la trama de cálculo (PA)	62
Figura 18: Escena de gama de grises en la trama de cálculo (PA).....	63
Figura 19: Ubicación del Poste para la transición.....	70
Figura 20: Cámara de transformación.....	72
Figura 21: Ubicación de la cabina de transformación y del sistema de puesta a tierra.....	74

1 TÍTULO

**“DISEÑO DEL SISTEMA DE ILUMINACIÓN PARA LA CANCHA
SINTÉTICA DEL PARQUE RECREACIONAL JIPIRO DE LA CIUDAD DE
LOJA”**

2 RESUMEN

El presente proyecto consiste en la propuesta de iluminación de la cancha sintética del parque recreacional Jipiro, mismo que se encuentra ubicado en la ciudad de Loja, el dimensionamiento se lo efectuó considerando la norma para iluminación de escenarios deportivos UNE-EN 12193, la cual nos permitió determinar el nivel de iluminancia que deberá poseer este escenario deportivo en base a las dimensiones que posee, garantizando un diseño lumínico eficiente y acorde a los requerimientos para este escenario deportivo.

El presente proyecto de iluminación del escenario deportivo determinó que las luminarias de vapor de sodio tipo Tempo 3 RVP351 de 400W muestran la mejor opción con un total de 162 luminarias, dando una carga total a instalarse de 64,8 kW por lo que se opta por instalar un transformador trifásico de 75 kVA.

La parte eléctrica del presente proyecto se la realizó en función a los parámetros que recomienda la Empresa Eléctrica Regional del Sur S.A (EERSSA), mientras que la obra civil para la realización de pozos, zanjas, cámara de distribución, etc. se basó en lo que recomienda el manual del MEER. El sistema de puesta a tierra del presente proyecto se encuentra diseñado en función de la norma IEEE-80.

Los datos requeridos fueron proporcionados por el Municipio de Loja, personal que labora en este escenario deportivo e investigación de campo.

El monto de inversión de 75 448,54 USD es realizado en base a cotizaciones local y nacional, valor que sirvió para el análisis económico financiero obteniendo los indicadores: relación B/C (1,19), VAN (+ 46 041,71 USD) y TIR (10%). Los resultados de este análisis son favorables lo que demuestra la conveniencia de la ejecución del proyecto.

SUMMARY:

The present project consists of the proposed lighting of the synthetic court of the Jipiro recreational park, which is located in the city of Loja, the sizing was done considering the standard for lighting of sports scenarios UNE-EN 12193, which we allowed to determine the level of illuminance that this sports scenario should have based on the dimensions it has, guaranteeing an efficient lighting design and according to the requirements for this sports scenario.

The current sports stage lighting project determined that 400W Tempo 3 RVP351 sodium vapor luminaires show the best option with a total of 162 luminaires, giving a total load to be installed of 64.8 kW so it is decided to install a three-phase 75 kVA transformer.

The electrical part of this project was carried out according to the parameters recommended by Empresa Eléctrica Regional del Sur S.A (EERSSA), while the civil works for the creation of wells, ditches, distribution chamber, etc. It was based on what the MEER manual recommends. The grounding system of this project is designed according to the IEEE-80 standard.

The required data were provided by the Municipality of Loja, staff working in this sports scenario and field research.

The investment amount of 75 448,54 USD is made based on local and national contributions, value that served for the financial economic analysis obtaining the indicators: B/C ratio (1.19), VAN (+ 46 041,71 USD) and TIR (10%). The results of this analysis are favorable, which demonstrates the convenience of project execution.

3 INTRODUCCIÓN

En el parque Recreacional Jipiro de la ciudad de Loja se construyó en el año 2016 una cancha sintética de 7 400 metros cuadrados, siendo esta la única en la ciudad de estas dimensiones.

En la actualidad el escenario deportivo no cuenta con iluminación, es por ello que el uso de este escenario deportivo solo está limitado a la utilización diurna.

Para solucionar el problema mencionado, el siguiente trabajo de titulación presenta el diseño del sistema de iluminación, considerando las recomendaciones técnicas establecidas por el MEEER, UNE-EN 12193 (norma para la iluminación de escenarios de deportivos) y la EERSSA.

Además, se presenta el análisis técnico económico que permitirá valorar el costo que representa implementar el sistema de iluminación, para que este escenario deportivo pueda ser utilizado en horarios nocturnos.

Objetivo general

- Diseño del sistema de iluminación de la cancha sintética del parque recreacional Jipiro de la ciudad de Loja.

Objetivos específicos

- Dimensionamiento de materiales y equipos que conformaran el sistema de iluminación de la cancha sintética del parque recreacional Jipiro de la ciudad de Loja.
- Simulación del sistema de iluminación de la cancha sintética mediante el uso del software Dialux.
- Análisis técnico económico para la implementación del sistema de iluminación para la cancha sintética del parque recreacional Jipiro de la ciudad de Loja.

4 REVISIÓN DE LITERATURA

4.1 SISTEMAS DE ILUMINACIÓN

4.1.1 Definición de Alumbrado

El propósito del alumbrado público es brindar energía lumínica a lugares de acceso público como plazas, parques, calles, avenidas, pasos peatonales, etc., con el que se trata de satisfacer las necesidades de los ciudadanos cada vez ofreciendo mejoras en su calidad, eficiencia y funcionamiento.

El alumbrado público se lo ve dentro de una comunidad como una parte importante ya que gracias a este servicio se ayuda a su desarrollo. Además, mediante las nuevas tecnologías se trata de reducir la contaminación ambiental y lumínica.

Principalmente se conforma por luminarias, proyectores, sistemas de control, redes de distribución, entre otros, que sirven para dar iluminación a las áreas que utilizan las personas. Dentro de este sistema la parte más importante es la luminaria que es la encargada de proyectar la energía transformada a luz. (Luis Leonardo Chabla Auqui, 2015).

4.1.2 Norma para alumbrado de complejos deportivos

La norma para la iluminación de complejos deportivos UNE-EN 12193 establece que un centro deportivo debe garantizar unas buenas condiciones visuales tanto a jugadores, árbitros, espectadores y retransmisiones por TV.

Para la iluminación de estos escenarios deportivos la norma UNE-EN 12193 establece dos tipos de áreas a tener en cuenta mismas que se detallan a continuación:

- **Área principal (PA):** El área de juego real necesaria para la práctica de un cierto deporte. Normalmente esto significa el área de “campo” real marcada para ese deporte (por ejemplo, fútbol), pero en algunos casos esta área comprende un área de juego extra alrededor del área marcada (por ejemplo, tenis, voleibol, ping-pong).
- **Área total (TA):** Generalmente esta área comprende el área principal (PA) más un área de seguridad adicional fuera del área principal. (Color, 2000).

4.1.3 Niveles de iluminación (Norma UNE-EN 12193)

Los niveles de iluminación requeridos para un complejo deportivo deben ser seleccionados atendiendo diversos criterios tales como:

- Nivel de Deslumbramiento
- Área total del escenario deportivo
- Para que deporte está diseñado el escenario deportivo.

De acuerdo a la norma UNE-EN 12193, la selección del nivel de luminancia se lo realiza considerando para que fines está destinado el escenario deportivo, para ello considera tres clases:

Alumbrado clase I: Competición de alto nivel, tal como: competición nacional e internacional, la que implicará generalmente mayores capacidades de espectadores con distancias de visión potencialmente largas. El entrenamiento de muy alto nivel se puede incluir también en esta clase.

Alumbrado clase II: Competición de nivel medio, tal como: competición regional o de club local, que implica generalmente capacidades de tamaño de espectadores con distancias de visión medias. El entrenamiento de alto nivel se puede incluir también en esta clase.

Alumbrado clase III: Competición de bajo nivel, tal como: competición local o de un club pequeño que generalmente no implica espectadores. El entrenamiento general, la educación física (deportes de colegios) y actividades recreativas están también en esta categoría. (Color, 2000).

Exigencias específicas para televisión en color y grabación de películas

Iluminación Vertical. -La iluminación en un plano vertical forma la base de las exigencias de alumbrado para televisión y sistemas de filmación de películas.

Los niveles de iluminación vertical dependen principalmente de la velocidad de acción, la distancia de tiro y del ángulo de la lente. (Color, 2000)

Relación entre la iluminación vertical y horizontal

Como el campo iluminado forma la mayor parte del campo de visión de la cámara, es importante una iluminación horizontal adecuada. Se obtiene un equilibrio

suficientemente bueno entre los niveles de iluminación horizontal y vertical cuando la relación de iluminación horizontal media y la iluminación vertical media debe ser: (Color, 2000)

$$0,5 \leq \frac{E_{h\ av}}{E_{v\ av}} \leq 2$$

La Tabla 1 indica los parámetros para el diseño de sistemas de iluminación establecidos por la norma UNE EN-12193 en función del deporte a realizar y las dimensiones del campo de juego.

Tabla 1: Nivel de iluminación para escenarios deportivos Norma UNE-EN 12193

Exterior	Área de Referencia		Número de puntos de cuadrícula		
	Longitud (m)	Ancho (m)	Longitud	Ancho	
Baloncesto	PA:	28	15	13	7
	TA:	32	19	15	9
Balonmano	PA:	40	20	15	7
	TA:	44	27,5	15	9
Fistball	PA:	50	20	17	7
	TA:	66	32	17	9
Floorbol	PA:	40	20	15	7
	TA:	43	22	15	9
Fútbol	PA:	100 a 110	64 a 75	19 a 21	13 a 15
	TA:	108 a 118	72 a 83	21	13 a 15
Fútbol Americano	PA:	110 a 117,5	55	21	7
	TA:			9	
Netball	PA:	30,5	15,3	13	7
	TA:	37,5	22,5	15	9
Rugby	PA:	144	69	23	11
	TA:	154	79	23	11
Voleibol	PA: TA:	24	15	13	9
Clase	Iluminación horizontal		GR	Índice de Rendimiento de color	
	E_{med} LUX	E_{min}/E_{med}			
I	500	0,7	50	60	
II	200	0,6	50	60	
III	75	0,5	55	20	

Fuente: (Color, 2000).

4.1.4 Fuentes Luminosas

Las primeras fuentes luminosas utilizadas por el hombre estaban constituidas por fuentes de combustión, tales como: velas, antorchas y fuego.

Los griegos y los romanos iniciaron la construcción de lámparas de arcilla y bronce. (Beatriz M. O'Donnell).

4.1.5 Lámparas de Descarga

Las lámparas de descarga son fuentes luminosas que producen luz mediante una descarga eléctrica en gases o vapores metálicos presentes en el interior de la ampolla.

Para encender las lámparas de descarga se requiere de un dispositivo llamado reactancia o balastro, que produce el encendido con un alto voltaje inicial y luego disminuye la energía eléctrica al nivel operativo normal. Los balastros electromagnéticos son los tradicionales de filamentos de cobre, que ya están siendo reemplazados por balastros electrónicos. (Centro de formación, investigación, cultura y deporte, s.f.).

Las lámparas de descarga se pueden clasificar en:

- Lámparas Incandescentes
- Lámparas Fluorescentes
- Lámparas de vapor de mercurio de alta presión
- Lámparas de vapor de sodio de alta presión
- Lámparas Leds.

4.1.5.1 Lámparas incandescentes

Las lámparas incandescentes representan una forma sencilla de generar iluminación, debido a que estas no requieren de accesorios como balastros para su funcionamiento.

Las lámparas incandescentes son de diferentes formas, tamaños y tipos dependiendo del uso que se les dé. De manera general se consideran dos grandes grupos:

- Lámparas de uso general. Utilizadas para proporcionar niveles para una tarea visual determinada, en servicio doméstico o alumbrado general.

- Lámparas de usos especiales. Empleadas para proporcionar efectos especiales, en alumbrado decorativo, señalización, aparatos de proyección, etc. (Carreón, 2004).

A continuación, se describen algunas ventajas y desventajas de este tipo de lámparas:

Ventajas:

- Su encendido es inmediato.
- Bajo costo.
- No requieren de accesorios.
- Ocupan poco espacio.

Desventajas:

- Baja eficiencia luminosa.
- Alta grado de generación de calor.
- Posee un gran nivel de deslumbramiento.
- Su tiempo de uso es muy limitado, ya que posee una vida media de alrededor de 1000 h.

La Tabla 2 muestra los valores de flujo luminoso y eficiencia luminosa que presentan las lámparas incandescentes en función a la potencia seleccionada.

Tabla 2: Características de las lámparas incandescentes

Potencia Nominal (Watts)	Flujo Luminoso (Lumen)		Eficiencia Luminosa (Lumen/Watt)	
	127 V	220 V	127 v	220 v
25	220	220	8,8	8,8
40	430	350	10,8	8,8
60	750	630	12,5	10,5
100	1380	1250	13,8	12,5
150	2300	2090	15,4	14,0
200	3200	2920	16,0	14,6
300	4950	4610	16,5	15,3

Fuente: (Harper G. E., 2004)

4.1.5.2 Lámparas Fluorescentes

Por su gran eficiencia y larga vida, el alumbrado fluorescente ha llegado a ser de uso normal en la iluminación de grandes áreas a bajas alturas de montaje. Se utiliza en escuelas, edificios públicos y oficinas.

Las lámparas fluorescentes son del tipo de fuente de luz de descarga eléctrica, están formadas por un tubo de vidrio con un electrodo de tungsteno en cada extremo. (Carreón, 2004).

A continuación, se describen algunas ventajas y desventajas de este tipo de lámparas:

Ventajas

- Consumo de corriente hasta tres veces menor que la de una lámpara incandescente.
- Los colores son fieles al color real.
- La emisión de luz es de 4 a 6 veces mayor que la de una lámpara incandescente de la misma potencia.
- Provee una luz uniforme y menos deslumbrante, porque el área de iluminación es mayor.
- Calentamiento reducido.
- Posee una vida aproximada de 20.000 horas.

Desventajas

- Únicamente el 22% de la potencia se utiliza para producir luz el 78% se convierte en calor e infrarrojo.
- Los tubos fluorescentes suelen emitir pequeños parpadeos, es decir, una discontinuidad en la emisión de luz que pueden provocar dolores de cabeza, si estos son bastante frecuentes.
- Al encender el tubo fluorescente, este no se enciende de manera instantánea, sino que tarda de 1 a 2 minutos hasta que el tubo se caliente un poco. (ERMEC).

4.1.5.3 Lámparas de vapor de mercurio de alta Presión

Conocidas simplemente como de vapor de mercurio, se basa en el mismo principio que el de las lámparas fluorescentes. Las lámparas de vapor de mercurio de alta presión son adecuadas para la iluminación de naves industriales de gran altura, astilleros, calles, estadios y obras públicas. (Senner, 1994).

A continuación, se describen algunas ventajas y desventajas de este tipo de lámparas:

Ventajas:

- Vida útil, de alrededor de 20.000 horas. (Farrás)
- Alta potencia, aptas para grandes alturas y también para ambientes fríos. (Segundo).

Desventajas:

- Su rendimiento lumínico disminuye hasta aproximadamente el 55 % de la inicial al final. (Farrás)
- Tardan en encender aproximadamente de 1 a 2 minutos.
- Contienen mercurio.
- El Ministerio del Ambiente de Ecuador viene ejecutando el Plan Cero Mercurio, que tiene como finalidad la reducción gradual del uso de mercurio y compuestos de mercurio utilizados en una amplia gama de productos y procesos. (Virginia Santana, 2014).

4.1.5.4 Lámparas de sodio de alta presión

Las lámparas de vapor de sodio a alta presión están disponibles en varias formas, la luz que emite esta lámpara es de un color que los fabricantes definen como blanco dorado pero que tiende un poco al amarillo fuerte.

Con relación a las lámparas de mercurio, las cuales se analizan frecuentemente como alternativa para la solución de un problema de iluminación, se puede decir que la de vapor de sodio a alta presión tiene una eficiencia mucho mayor y, de hecho, son aplicables a soluciones de iluminación en áreas industriales en donde la tonalidad de color no es muy importante. (HARPER, 2004).

A continuación, se describen algunas ventajas y desventajas de este tipo de lámparas:

Ventajas:

- Ofrecen mejor eficiencia que las lámparas de mercurio. (Farrás)
- Poseen una vida útil de 24.000 horas.
- Posee un elevado rendimiento de producción de luz que cualquier otra fuente comercial de luz blanca. (Terrell Croft)
- Resistencia a elevadas temperaturas (Terrell Croft)
- Flujo luminoso no desciende con la edad (como en LED o las incandescentes). (ADMIN, 2017)

Desventajas:

- No se pueden utilizar en aplicaciones donde el rendimiento de color es prioritario.
- Tienen una apariencia de color cálida, cosa que produce rechazo psicológico con muy altos niveles de iluminación, sobre todo en interiores. (Segundo)
- El sodio es un material peligroso que puede quemar cuando se expone al aire. (ADMIN, 2017)
- Tardan un aproximado de 5 minutos para encender.

4.1.5.5 Lámparas Leds

Un diodo led es un componente electrónico de estado sólido que tiene la peculiaridad de emitir luz cuando la corriente pasa a través de él. Así, las lámparas que se basan en esta tecnología no disponen ni de filamento ni de ampolla de vacío, por lo que son más resistentes y duraderas. (Castillo).

A continuación, se presentan algunas ventajas y desventajas de las lámparas leds:

Ventajas:

- Poseen un rendimiento del 90% más que las de mercurio y sodio.
- Poseen un periodo de vida útil de aproximadamente 50000 horas.
- Encienden rápidamente.
- No contienen plomo, mercurio ni otros compuestos que dañen al medio ambiente.

Desventajas:

- Elevado costo para su adquisición.
- A elevadas temperaturas tienden a no funcionar.

Características que poseen las lámparas de vapor mercurio de alta presión, vapor de sodio de alta presión y lámparas leds.

La Tabla 3 muestra las características que permitieron la selección de la lámpara que se empleara en el presente diseño de iluminación.

Tabla 3: Comparación entre ventajas y desventajas que ofrecen las lámparas de Mercurio, Sodio y Led

Lámparas de vapor de mercurio	Lámparas de vapor de sodio	Lámparas leds
Ventajas		
<ul style="list-style-type: none"> • Vida útil, de alrededor de 20.000 horas. (Farrás) • Requiere de revestimientos fosfórico. (Farrás) • Alta potencia, apta para altura grande y también para ambientes fríos. (Héctor) 	<ul style="list-style-type: none"> • Ofrecen mejor eficiencia que las lámparas de mercurio. (Farrás) • No requiere de revestimientos fosfórico. (Farrás) • Poseen una vida útil de 24000 horas. • Posee el más elevado rendimiento de producción de luz que cualquier otra fuente comercial de luz blanca. (Terrell Croft) • Resistencia a elevadas temperaturas (Terrell Croft) • Flujo luminoso no desciende con la edad (como en LED o las incandescentes). (ADMIN, 2017) 	<ul style="list-style-type: none"> • Poseen un rendimiento del 90% más que las de mercurio y sodio. • Poseen un periodo de vida útil de aproximadamente 50000 horas. • Encienden rápidamente. • No contienen plomo, mercurio ni otros compuestos que dañen al medio ambiente.
Desventajas		
<ul style="list-style-type: none"> • Su rendimiento lumínico disminuye hasta aproximadamente el 55 % de la inicial al final. (Farrás) • Tardan en encender. • Contienen mercurio. • El Ministerio del Ambiente de Ecuador viene ejecutando el Plan Cero Mercurio, que tiene como finalidad la reducción gradual del uso de mercurio y compuestos de mercurio utilizados en una amplia gama de productos y procesos. (Virginia Santana, 2014) 	<ul style="list-style-type: none"> • No se pueden utilizar en aplicaciones donde el rendimiento de color es prioritario. • Tienen una apariencia de color cálida, cosa que produce rechazo psicológico con muy altos niveles de iluminación, sobre todo en interiores. (Héctor) • El sodio es un material peligroso que puede quemar cuando se expone al aire. (ADMIN, 2017) 	<ul style="list-style-type: none"> • Elevado costo para su adquisición. • A elevadas temperaturas tienden a no funcionar.

Fuente: Autor

4.1.6 Curvas Isolux

Las curvas fotométricas son la representación gráfica del comportamiento de la luz. Muestran diferentes características relacionadas con la naturaleza de la fuente, el tipo de reflector, la óptica o el diseño de las luminarias.

Las curvas de distribución de la intensidad luminosa son curvas polares obtenidas en laboratorio que describen la dirección e intensidad en la que se distribuye la luz en torno al centro de la fuente luminosa como se muestra en la Figura 1.

Para encontrarlas, se miden las intensidades luminosas en diversos ángulos verticales alrededor de la fuente (designados como ángulos gamma ' γ ') con un instrumento llamado fotogoniómetro, y al barrer la esfera completa y unir los puntos contenidos en un mismo plano vertical y horizontal se puede obtener un volumen conocido como sólido fotométrico.

En una curva polar de distribución luminosa, la distancia de cualquier punto de la curva al centro indica la intensidad luminosa de esa fuente en esa dirección. Así mismo, para evitar la tarea de hacer un gráfico para cada lámpara cuando solo varía la potencia de dicha lámpara, los gráficos se normalizan para una fuente de mil lúmenes y el dibujo queda expresado entonces en candela por kilo lumen (cd/klm). Para conocer los valores reales de las intensidades, bastará con multiplicar el flujo luminoso nominal de la lámpara por la lectura en el diagrama polar y dividirlo por mil lúmenes. (Fotométricas, 2017).

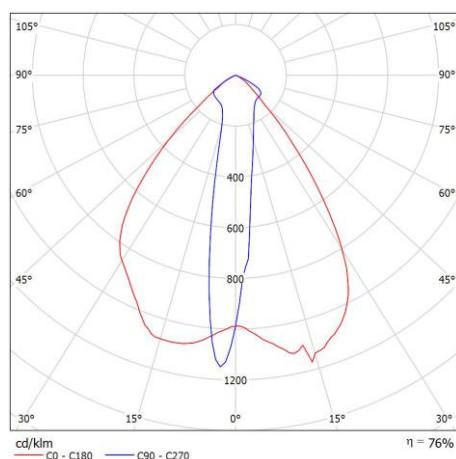


Figura 1: Diagrama de las curvas Isolux

Fuente: El Autor

4.1.7 Deslumbramiento

El deslumbramiento es una molestia que afecta la visibilidad debido a un excesivo contraste de luminancias en el campo visual. En general este efecto se debe a que existe una pequeña superficie de mucha claridad en el campo de juego debido a una mala distribución luminosa, clasificándose en:

- Deslumbramiento Perturbador.
- Deslumbramiento Molestoso. (Rafael Serra Florensa, 1995).

4.1.7.1 Deslumbramiento Perturbador

El deslumbramiento perturbador es la apreciación subjetiva en una instalación de alumbrado público, en condiciones estáticas, de una pérdida de visión, expresada como un incremento de umbral para diferencias de luminancias, es decir, sensibilidad de contrastes. Este deslumbramiento provoca la creación de un velo luminoso deslumbrante en la retina que puede llegar a eliminar las propiedades visuales de una persona.

En resumen, el deslumbramiento perturbador afecta a la agudeza visual, provocando una visión borrosa, sin nitidez y con poco contraste, que desaparece al cesar su causa sin causar necesariamente una sensación desagradable. (Mateos A. S., 2011).

4.1.7.2 Deslumbramiento Molestoso

El deslumbramiento molesto “G” es la apreciación subjetiva en una instalación de alumbrado público, en condiciones dinámicas, de la existencia de un cierto deslumbramiento que reduce la comodidad de conducción. Este deslumbramiento está muy ligado a la fatiga y a la pérdida de agudeza visual, como consecuencia de un estímulo sencillo.

La expresión del deslumbramiento molesto “G” es:

$$G = IEL + VRI \quad \text{Ecuación (1)}$$

Siendo:

G = índice del deslumbramiento molesto.

IEL = índice específico de la luminaria (se evalúa a través de una ecuación).

VRI = valor real de la instalación (se evalúa a través de una ecuación).

En resumen, el deslumbramiento molesto produce una sensación desagradable sin causar necesariamente una disminución de la capacidad visual. (Mateos J. A., 2011)

4.1.7.3 Como contrarrestar el deslumbramiento

Para contrarrestar las molestias causadas por el deslumbramiento se deben tener en cuenta las siguientes consideraciones:

- Colocar a una altura considerable las fuentes de luz de gran luminancia.
- Apantallar las luminarias.
- Reducir la dispersión del flujo luminoso.
- Reducir las superficies de luminarias visibles (Rizzolo, 2007).

4.1.8 Disposición de torres para iluminación de centros deportivos

La implantación de los sistemas de iluminación en espacios deportivos depende de los requerimientos lumínicos, espacio disponible para la instalación, deporte, área, etc. Como consecuencia, cada proyecto debe estudiarse en particular.

A continuación, se describen una serie de implantaciones típicas de distintos deportes, que pueden servir de guía para cualquier otro tipo de instalación, pero en ningún caso son restrictivas. (Montserrat, s.f.).

4.1.8.1 Disposición Lateral al área de Juego

La disposición lateral consiste en la ubicación de torres a lo largo del campo de juego, de esta manera se podrá elegir la mejor cantidad de torres para la iluminación del terreno de juego. En la Figura 2 podemos observar un ejemplo de cómo se deben instalar.

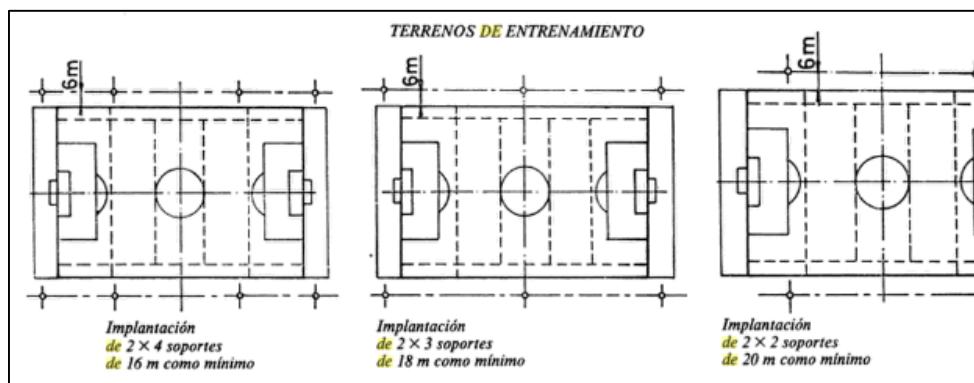


Figura 2: Disposición de torres laterales al área de juego.

Fuente: (Salat, 1987)

Debemos tener en consideración que esta disposición se la podrá emplear de una manera efectiva cuando exista poco graderío. Caso contrario deberá emplearse la ubicación de las torres en las esquinas.

Cuando existen graderías, como se indica en la Figura 3, existe la posibilidad de formación de sombras sobre el terreno, para evitar este inconveniente se debe colocar la torre de manera que no cree sombras, y cuando no sea posible, se deberán montar luminarias adicionales bajo el techo de las gradas y dirigirlos hacia las sombras, con el mismo ángulo medio que las Luminarias principales. (Montserrat, s.f.).

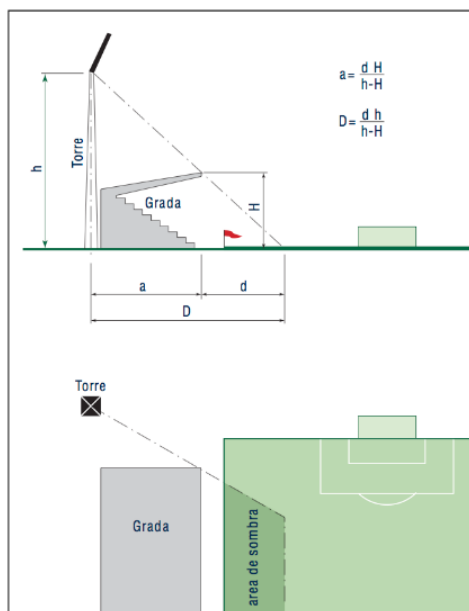


Figura 3: Disposición del campo de juego con graderío.

Fuente: (Montserrat, s.f.)

4.1.8.2 Disposición de torres en esquina

La disposición se basa en la colocación de torres o postes de luminarias detrás de las cuatro esquinas del campo de juego, según los ángulos que se indican en la Figura 4, desde el centro del campo y desde los centros de las bandas, para calcular la posición exacta y altura de las torres. Esta implantación es común para estadios de grandes dimensiones donde no se pueden instalar las torres en los laterales. (Montserrat, s.f.).

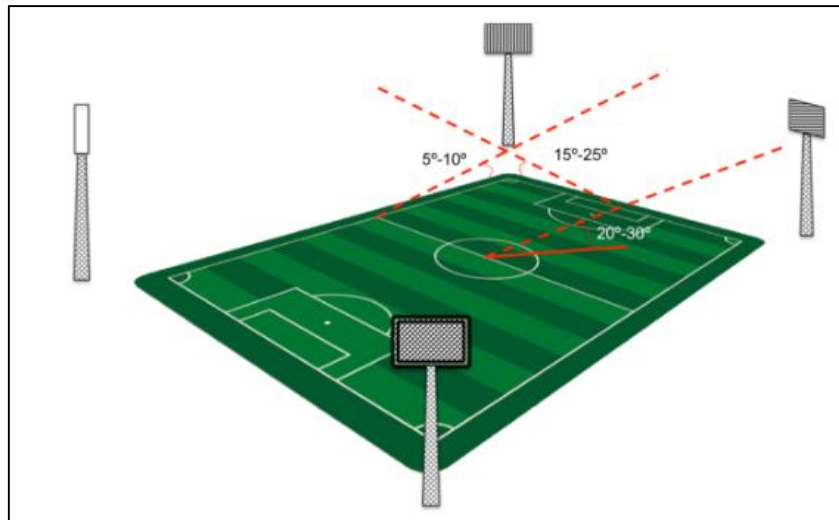


Figura 4: Disposición de las torres en las esquinas.

Fuente: (Montserrat, s.f.)

4.2 MÉTODOS PARA EL CÁLCULO DEL NÚMERO DE LUMINARIAS

Para la realización de proyectos de iluminación exterior existen dos tipos de metodologías para el cálculo del número de luminarias:

- a) Método de lúmenes
- b) Método del Punto por Punto (Rizzolo, 2007).

4.2.1 Método de Punto por Punto

El método del punto por punto consiste en realizar un análisis de la contribución luminosa de la lámpara a cada punto seleccionado, en este método los cálculos realizados son de gran precisión.

Debido a su gran laboriosidad al momento de realizarse se recomienda únicamente este método en lugares donde la cantidad de luminarias sea baja, como por ejemplo en la iluminación vial. (Rizzolo, 2007).

4.2.2 Método de Lúmenes

El método de lúmenes al igual que el método del punto por punto posee una gran precisión para la determinación de la iluminancia media, siendo este de mayor aplicación en donde existen áreas mayores por lo que se requieren de mayor cantidad de luminarias. (Rizzolo, 2007).

Para el cálculo de la iluminancia media utilizando el método de lúmenes del Haz se debe seguir los siguientes pasos:

4.2.2.1 Altura de las Torres

Para la determinación de la altura de las torres se debe considerar que no exista deslumbramiento entre las luminarias y los jugadores, por lo tanto, el ángulo “ β ” comprendido entre la luminaria hacia el centro del escenario deportivo debe estar entre 20° y 30° . A continuación se presenta la ecuación para el cálculo de la altura de las torres:

$$H_t = \tan \beta \times \left(\frac{a}{2} + raqueteo \right) \quad \text{Ecuación (2)}$$

Siendo:

H_t = altura de la torre en metros (m).

$\tan \beta$ = Angulo de apertura del centro de la cancha hacia la luminaria en grados ($^\circ$).

a = Ancho total de la cancha en grados ($^\circ$).

$raqueteo$ = distancia donde se ubicará la torre en metros (m).

4.2.2.2 Flujo en el Área

Para la determinación del flujo en el área se emplea la siguiente ecuación:

$$\Phi_{area} = (I_{real1} + I_{real2}) \times \frac{Area \times \cos(\alpha_1 + \alpha_4)}{r^2} \quad \text{Ecuación (3)}$$

Siendo:

Φ_{area} = Flujo total del área (lumen)

I_{real1}, I_{real2} = Intensidades obtenidas del diagrama isolum.

$Area$ = Área total de la cancha (m^2)

$\text{Cos}(\alpha_1 + \alpha_4)$ = coseno del ángulo de apertura.

r = longitud de la luminaria al centro de la cancha (m).

4.2.2.3 Coeficiente de utilización del haz (CBU)

Este factor depende de distintas variables que han sido determinadas en procesos anteriores, tales como: el sistema de alumbrado seleccionado, las características fotométricas del proyector pre-seleccionado.

$$CBU = CBU_{aprox} \times AFF \quad \text{Ecuación (4)}$$

$$CBU_{aprox} = \frac{\phi_{area}}{\phi_{lamp}} \quad \text{Ecuación (5)}$$

Siendo:

ϕ_{lamp} = Flujo total de la lámpara. (lumen)

4.2.2.4 Factor de mantenimiento (F_m).

Es uno de los factores producidos por la disminución de la iluminancia, y se define como la razón de la iluminancia de una instalación en un tiempo especificado y la iluminancia de una instalación nueva. Este factor depende de una combinación de elementos producidos por la suciedad de las lámparas y las luminarias, las pérdidas de las propiedades ópticas y otros elementos que contribuyan a la pérdida de luz.

4.2.2.5 Número de proyectores (N_{proy}).

A partir de la ecuación general del método de los lúmenes, se puede determinar el número de lámparas necesarios para la iluminación en espacios externos. Por lo tanto, al sustituir las ecuaciones anteriores junto con los datos de entrada y considerando que el número de lámparas por luminaria (N) es igual a uno, obtenemos la ecuación general del método del lumen del haz:

$$N_{proy} = \frac{\phi_{total} \times Area}{\phi_{area} \times CBU \times FM} \quad \text{Ecuación (6)}$$

Dónde:

N_{proy} = Número de proyectores

Φ_{total} = Nivel de iluminación medio (lux)

Área = Superficie a iluminar (m^2)

Φ_{area} = Flujo total del área

CBU = Coeficiente de utilización del haz

Fm = Factor de mantenimiento (Rizzolo, 2007)

4.3 NORMATIVAS DE CONSTRUCCIÓN: EMPRESA ELÉCTRICA REGIONAL DEL SUR S.A., MEER Y NORMA DE PUESTA A TIERRA IEE-80

4.3.1 Empresa Eléctrica Regional del Sur S.A.

4.3.1.1 Redes de distribución de media tensión

4.3.1.1.1 Redes de distribución Aéreas

En esta modalidad, el conductor que usualmente está desnudo, va soportado a través de aisladores instalados en crucetas, en postes de madera o de concreto.

Al comparársele con el sistema subterráneo tiene las siguientes ventajas:

- Costo inicial más bajo.
- Son las más comunes y materiales de fácil consecución.
- Fácil mantenimiento.
- Fácil localización de fallas.
- Tiempos de construcción más bajos.
- Y tiene las siguientes desventajas:
- Mal aspecto estético.
- Menor confiabilidad.
- Menor seguridad (ofrece más peligro para los transeúntes).
- Son susceptibles de fallas y cortes de energía ya que están expuestas a: descargas atmosféricas, lluvia, granizo, polvo, temblores, gases contaminantes, brisa salina, vientos, contactos con cuerpos extraños, choques de vehículos y vandalismo.

Las partes principales de un sistema aéreo son esencialmente:

Postes: que pueden ser de madera, concreto o metálicos y sus características de peso, longitud y resistencia a la rotura son determinadas por el tipo de construcción de los circuitos. Son utilizados para sistemas urbanos postes de concreto de 14, 12 y 10 metros con resistencia de rotura de 1050, 750 y 510 kg respectivamente.

Conductores: son utilizados para circuitos primarios el Aluminio y el ACSR desnudos y en calibres 4/0, 2/0, 1/0 y 2 AWG y para circuitos secundarios en cables desnudos o aislados y en los mismos calibres. Estos circuitos son de 3 y 4 hilos con neutro puesto a tierra. Paralelo a estos circuitos van los conductores de alumbrado público.

Crucetas: son utilizadas crucetas de madera inmunizada o de ángulo de hierro galvanizado de 2 metros para 13.2 kV. Y 11.4 kV. Con diagonales de ángulo de hierro (pié de amigo).

Aisladores: Son de tipo ANSI 55.5 para media tensión (espiga ANSI 52.4) y ANSI 53.3 para baja tensión (carretes).

Herrajes: todos los herrajes utilizados en redes aéreas de baja y mediana tensión son de acero galvanizado. (Grapas, varillas de anclaje, tornillos de máquina, collarines, úes, espigos, etc.).

Equipos de seccionamiento: el seccionamiento se efectúa con cortacircuitos y seccionadores monopoles para operar sin carga (100 A – 200 A)

Transformadores y protecciones: se emplean transformadores monofásicos con los siguientes valores de potencia o nominales: 25 – 37.5 – 50 – 75 kVA y para transformadores trifásicos de 30 – 45 – 75 -112.5 y 150 kVA protegidos por cortacircuitos, fusible y pararrayos tipo válvula de 12 kV. (CASTAÑO, 2004).

4.3.1.1.2 Redes de Distribución Subterráneas

Redes de distribución subterráneas de media tensión

Los diseños eléctricos considerarán instalaciones subterráneas cuando se encuentren dentro del área de influencia de la red subterránea delimitada por la EERSSA, o cuando el caso lo amerite no obstante el proyecto estuviese fuera del área de influencia subterránea.

En todos los casos, el cable a utilizarse para las fases será monopolar, con aislamiento XLPE o similar, y para el neutro conductor de cobre desnudo cableado. El calibre del cable será como mínimo el 2 AWG. (EMPRESA ELÉCTRICA REGIONAL DEL SUR S.A, 2012).

Redes de distribución subterráneas de Baja tensión

Para baja tensión se utilizarán cables de cobre con aislamiento tipo TTU.

La acometida en baja tensión será tomada desde la red aérea hasta el tablero de medidores o tablero general, deberá tenerse en cuenta las siguientes consideraciones:

- En el poste de arranque lugar en el que se encuentra la red aérea se deberá instalar la acometida de baja tensión.
- La bajante deberá ser a través de tubería EMT, amarrada al poste con cinta metálica eriband; además se colocará un codo reversible para impedir el ingreso de agua.
- Los pozos de revisión y zanjas se las ejecutarán de acuerdo a los diseños y especificaciones de la EERSSA.
- La acometida terminará en un tablero de medidores o tablero general el cual contendrá la protección general de caja moldeada y protecciones secundarias.

(EMPRESA ELÉCTRICA REGIONAL DEL SUR S.A, 2012)

Las redes de distribución subterráneas son empleadas en zonas donde por razones de urbanismo, estética, congestión o condiciones de seguridad no es aconsejable el sistema aéreo. Actualmente el sistema subterráneo es competitivo frente al sistema aéreo en zonas urbanas céntricas. (CASTAÑO, 2004).

Tiene las siguientes ventajas:

- Mucho más confiable ya que la mayoría de las contingencias mencionadas en las redes aéreas no afectan a las redes subterráneas.
- Son más estéticas, pues no están a la vista.
- Son mucho más seguras.
- No están expuestas a vandalismo.

Tienen las siguientes desventajas:

- Su alto costo de inversión inicial.
- Se dificulta la localización de fallas.
- El mantenimiento es más complicado y reparaciones más demoradas.
- Están expuestas a la humedad y a la acción de los roedores.
- Los conductores utilizados son aislados de acuerdo al voltaje de operación y conformados por varias capas aislantes y cubiertas protectoras. Estos cables están directamente enterrados o instalados en bancos de ductos (dentro de las excavaciones), con cajas de inspección en intervalos regulares.

Un sistema subterráneo cuenta con los siguientes componentes:

Ductos: que pueden ser de asbesto cemento, de PVC o conduit metálicos con diámetro mínimo de 4 pulgadas.

Cables: pueden ser monopolares o tripolares aislado en polietileno de cadena cruzada XLPE, de polietileno reticulado EPR, en caucho sintético y en papel impregnado en aceite APLA o aislamiento seco elastomérico en calibres de 500 – 400 – 350 – 250 MCM, 4/0 y 2/0 AWG en sistemas de 13.2 kV, 7,6 y 4,16 kV. A pesar de que existen equipos adecuados, resulta difícil y dispendioso localizar las fallas en un cable subterráneo y su reparación puede tomar mucho tiempo, se recomienda construir estos sistemas en anillo abierto con el fin de garantizar la continuidad del servicio en caso de falla y en seccionadores entrada – salida. Los cables a instalar en baja tensión son aislados a 600 V con polietileno termoplástico PE-THW y recubierto con una chaqueta protectora de PVC y en calibres de 400 – 350 – 297 MCM 4/0 y 2/0 AWG generalmente.

Cámaras: que son de varios tipos siendo la más común la de inspección y de empalme que sirve para hacer conexiones, pruebas y reparaciones. Deben poder alojar a 2 operarios para realizar los trabajos. Allí llegan uno o más circuitos y pueden contener equipos de maniobra, son usados también para el tendido del cable. La distancia entre cámaras puede variar, así como su forma y tamaño.

Empalmes uniones y terminales: que permiten dar continuidad adecuada, conexiones perfectas entre cables y equipos. (CASTAÑO, 2004).

Acometida

Se denominan acometida a los conductores que conectan las redes de baja tensión con los medidores de energía para servir a las cargas residenciales, comerciales, industriales, etc.

Las acometidas para cargas residenciales se las realizará por medio de conductores dúplex, tríplex o cuádruplex del tipo ACSR, ACS (vanos cortos) o del tipo anti hurto, la longitud máxima permitida será la siguiente:

Sector urbano: 30 metros.

Sector rural: 60 metros.

Las acometidas subterráneas diseñadas para servir a una cabina de transformación o a un transformador tipo pedestal (padmounted) que esté ubicada fuera de la influencia del área subterránea, considerarán los siguientes aspectos:

En el poste de arranque de la acometida se instalarán los seccionadores fusibles tipo abiertos, pararrayos y puntas terminales tipo exterior. Para el caso de sistemas trifásicos las protecciones se montarán sobre crucetas ubicadas bajo la estructura de arranque.

El conductor se lo protegerá con una tubería EMT en una longitud de 6 mts, se asegurará al poste por medio de cinta metálica eriband; además se colocará un codo reversible para impedir el ingreso de agua. (EMPRESA ELÉCTRICA REGIONAL DEL SUR S.A, 2012).

4.3.1.2 Niveles de distribución de la EERSSA

La EERSSA utiliza los siguientes niveles de tensión en su área de concesión.

Alta tensión: la EERSSA mantiene en toda su área de concesión un nivel de tensión de 69 kV, destinado específicamente al sistema de subtransmisión.

Media tensión: se tiene dos niveles de tensión en zonas bien definidas:

- Zona de Loja, corresponde a toda la provincia de Loja en la cual el sistema de distribución opera a una tensión de 13.8/7.97 kV.
- Zona Oriental: corresponde a la provincia de Zamora Chinchipe y el cantón Gualaquiza, en esta zona la tensión en el sistema de distribución es de 22/12.7 kV. (EMPRESA ELÉCTRICA REGIONAL DEL SUR S.A, 2012).

Baja tensión: las redes de distribución de la EERSSA pueden ser monofásicas o trifásicas, con niveles de tensión de.

- Sistemas monofásicos de distribución 240/120 V
- Sistemas trifásicos de distribución 220/127 V.
- Otras tensiones solicitadas para sistemas eléctricos industriales o comerciales pueden ser utilizadas y serán servidas desde el secundario del transformador a instalar, según el requerimiento. (EMPRESA ELÉCTRICA REGIONAL DEL SUR S.A, 2012).

4.3.1.3 Caída de tensión en redes de distribución Eléctrica

La circulación de corriente a través de los conductores ocasiona una pérdida de potencia transportada por el cable, y una caída de tensión o diferencia entre las tensiones en el origen y los extremos de la canalización.

Esta caída de tensión debe ser inferior a los límites marcados por el reglamento en cada parte de la instalación, con el objeto de garantizar el funcionamiento de los receptores alimentados por el cable. Este criterio suele ser determinante cuando las líneas son de larga longitud. (Tecnología, 2003)

a) Caída de tensión admisible para Red Primaria.

Los límites máximos de la caída de tensión considerados desde el punto de salida de la subestación hasta el transformador más alejado eléctricamente en el proyecto, no deberán exceder los siguientes valores:

Área Urbana: 3.5 %

Área Rural: 7.0 %

b) Caída de tensión admisible para Red Secundaria.

La máxima caída de tensión se calcula desde el transformador hasta la vivienda más alejada eléctricamente (red de distribución secundaria sumada la acometida), este valor no deberá exceder los siguientes límites:

Área Urbana: 4.5 %

Área Rural: 5.5 %

4.3.2 Normas establecidas por el MEER

4.3.2.1 Diseño de la red a nivel de piso

Las líneas de media tensión se proyectarán para 15 años y las redes de baja tensión y centros de transformación se proyectarán para un período de 10 años. (EMPRESA ELÉCTRICA REGIONAL DEL SUR S.A, 2012).

Factor de potencia

La EERSSA exige a sus clientes que el factor de potencia promedio mensual sea mayor o igual a 0,92 en retraso, caso contrario se aplicará la penalización por bajo factor de potencia contemplada en la reglamentación vigente.

Si la EERSSA detecta que el factor de potencia es inferior al valor mencionado, notificará al cliente para que efectúe su corrección, otorgándole un plazo perentorio.

Es necesario que previo a la instalación de los bancos de capacitores, la EERSSA apruebe el estudio técnico, en el cual se describirá claramente el funcionamiento actual del sistema, especificará la forma de instalación, conexión, operación, capacidad y demás características técnicas del equipo. (EMPRESA ELÉCTRICA REGIONAL DEL SUR S.A, 2012).

4.3.2.2 Separadores de tubería

Para conservar una distancia uniforme entre ductos se deberán utilizar separadores, estos deberán ser de láminas de PVC.

La separación mínima horizontal y vertical entre ductos de un mismo banco será de 5 cm, independiente del diámetro de tubería y del nivel de voltaje empleado.

La distancia longitudinal entre cada separador será de 2,5 m. (Comité de Homologación de Redes Subterráneas, 2013).

4.3.2.3 Ductos

Según la Norma NTE INEN 2227 y NTE INEN 1869 deberán instalarse tubo PVC de pared estructurada e interior lisa tipo B para red de MV y BV (Diámetro de 110 y 160mm) y tubo PVC del tipo II pesado Para alumbrado público y acometidas

Domiciliarias (diámetro 50mm). (Comité de Homologación de Redes Subterráneas, 2013)

La Tabla 4 indica el diámetro que debe poseer el ducto en función del calibre del conductor a emplearse, sea este para realizar la transición o tendido subterráneo.

Tabla 4: Diámetro de los ductos de acuerdo al calibre del conductor.

Calibre del Conductor (AWG o MCM)	Tensión (kv)	Diámetro del Ducto (mm)	Transición Ducto (mm)
1/0, 2/0, 3/0, 4/0, 250, 300, 350, 500	35	160	160
2, 1/0, 2/0, 3/0, 4/0, 250, 300, 350	15 – 25	110	110
500	15 – 25	160	160
4, 2, 1/0, 2/0, 3/0, 4/0	0,6	110	110
6, 4, 2, 1/0	0,6 (Alumbrado Público y acometidas)	50	50

Fuente: MEER

Los cables están protegidos mediante tuberías que deben ser de PVC.

Ventajas:

- Relativamente fácil el remplazo de cables y el cambio de calibre.
- Mecánica y ambientalmente superior que el de enterrado directo.
- Suministra protección al cable contra excavaciones posteriores.
- Previsión para el incremento de la demanda futura.
- Alta confiabilidad.

Desventajas:

- Mayor costo inicial

- Menor capacidad de corriente
- No puede ser empalmado, secciones enteras deben ser remplazadas.

La suma del área de la sección transversal de todos los conductores o cables en una canalización no debe exceder 40% de la sección transversal interior de la canalización. NEC 354-5. (Comité de Homologación de Redes Subterráneas, 2013)

4.3.2.4 Material de relleno de banco de ductos

a) En Acera

Cuando el banco de ductos este instalado bajo las aceras el material de relleno será de arena y opcionalmente de hormigón de $140 \frac{kg}{cm^2}$ de requerirse una mayor resistencia mecánica.

El fondo de la zanja tendrá un terminado uniforme sobre el cual se colocará una cama de arena o ripio de 5 cm dependiendo del material de relleno del banco de ductos que puede ser arena u hormigón respectivamente, consiguiendo un piso regular y uniforme, de tal manera que, al colocar la primera fila de los ductos, esta se apoye en toda su longitud.

Cuando el material de relleno del banco de ducto es arena, luego de colocar la primera fila de ductos se colocará el separador de tubería seguido de una capa de arena de 5 cm y así sucesivamente hasta completar el número de ductos requeridos. La última capa de arena será de 10 cm de altura sobre el último ducto.

Cuando el material de relleno del banco de ducto es hormigón, se debe armar el banco de ductos con los separadores según lo requerido, y se debe rellenar todo de hormigón hasta una altura de 10 cm por encima de la última tubería En ambos casos, después de la capa de 10 cm sobre el ultimo ducto ira una capa de 20 cm de material de relleno (libre de piedra) compactado manualmente, la siguiente capa de 10 cm será compactada en forma mecánica, luego de esto se colocará una capa de 10 cm de sub-base compactada (arena o ripio) que depende del material de terminado de la acera si es adoquín u hormigón respectivamente.

La distancia de las paredes de las zanjas hacia los ductos será de 10 cm. (Comité de Homologación de Redes Subterráneas, 2013).

b) En Calzada

Cuando el banco de ductos este instalado bajo las calzadas el material de relleno deberá ser de hormigón con resistencia mínimo de $180 \frac{kg}{cm^2}$, hasta 10 cm por encima del ducto superior. Sobre el banco de ductos se colocará material de relleno (libre de piedra) dos capas de 25 cm compactado en forma mecánica, luego de esto se colocará una capa de 10 cm de sub-base compactada (arena, ripio o lastre) que depende del material de terminado de la calzada si es adoquín, hormigón o asfalto respectivamente. El fondo de la zanja tendrá un terminado uniforme sobre el cual se colocará una cama de ripio de 5 cm. (Comité de Homologación de Redes Subterráneas, 2013).

c) Profundidad

La Tabla 5 indica la profundidad mínima a la que deben instalarse los ductos o bancos de ductos. Esta profundidad debe considerarse con respecto a la parte superior de los ductos.

Tabla 5: Tabla de profundidades de los ductos según su localización.

Localización	Profundidad mínima (m)
En lugares no transitados por vehículos	0,6
En lugares transitados por vehículos	0,8

Fuente: (EMPRESA ELÉCTRICA REGIONAL DEL SUR S.A, 2012)

4.3.2.5 Ancho de la zanja

El ancho de ésta debe ser tal, que permita colocar la plantilla, hacer el acoplamiento sin dificultad y compactar el relleno.

$$Bd = N \times D + (N - 1)e + 2X \quad \text{Ecuación (7)}$$

Donde

Bd = Ancho de la Zanja expresado en metros

N = Numero de tubos (Vías) en sentido Horizontal.

D = Diámetro Exterior del Tubo expresado en milímetros

e = Espacio entre Tubos expresado en metros

X = Distancia entre la tubería y la pared de la zanja.

Como ya se mencionó anteriormente la distancia mínima entre tubos será de 5cm mientras que la distancia entre la tubería y la pared de la zanja será mínima de 10cm.

Se tienen para media tensión y baja tensión (Comité de Homologación de Redes Subterráneas, 2013).

Zanja Nro. 1: La canalización para media tensión debe ser de 60 cm de ancho por 110 cm de profundidad. El relleno se realizará de la siguiente manera: los primeros 10 cm rellenos de arena, luego se colocará la tubería de PVC para media tensión seguida de la tubería de PVC para baja tensión y alumbrado público, estas tuberías estarán rodeadas de arena, sobre éstas se colocará una capa de ladrillo, para finalmente ponerse 45 cm de relleno compactado y replantillo de grava.

Zanja Nro. 2: La canalización para baja tensión debe ser de 50 cm de ancho por 50 cm de profundidad. El relleno se realizará de la siguiente manera: los primeros 10 cm con arena, luego se colocará la tubería de PVC rodeada de arena, sobre esta una capa de ladrillos, para finalmente ponerse 30 cm entre relleno compactado y replantillo de grava.

El compactado del terreno se realizará por capas, cada 15 cm. La tubería a utilizarse en la canalización subterránea será de PVC corrugada doble pared o tubería conduit metálica. (EMPRESA ELÉCTRICA REGIONAL DEL SUR S.A, 2012).

4.3.2.6 Pozos

Se utilizarán pozos cuando existan cambios de dirección, transición aérea a subterránea, así como a lo largo de los tramos rectos de la ruta del circuito. La distancia entre pozos dependerá del diseño, esta distancia estará entre 30 y 60 metros.

Los pozos deben mantener un espacio de trabajo limpio (cables y accesorios sujetos a la pared), suficiente para desempeñar las labores de mantenimiento.

Los pozos serán construidos con paredes de hormigón armado de 210 kg/cm² (en calzada) o de mampostería de ladrillo o bloque de hormigón pesado en acera. El espesor de la pared será como mínimo de 12 cm.

Dependiendo del tipo, los pozos se construirán según las dimensiones interiores establecidas en esta homologación. (Comité de Homologación de Redes Subterráneas, 2013).

La Tabla 6 muestra las dimensiones que debe poseer los pozos para sistemas de distribución subterráneas tanto para aceras como para calzadas.

Tabla 6: Tipos de pozos para sistemas subterráneos

Tipos	Largo (m)	Ancho (m)	Profundidad(m)	Aplicación
Tipo A	0,6	0,6	0,75	AP-Acometida
Tipo B	0,9	0,9	0,9	MV-BV-AP
Tipo C	1,2	1,2	1,2	MV-BV-AP
Tipo D	1,6	1,2	1,5	MV-BV-AP
Tipo E	2,5	2	2	MV-BV-AP
<ul style="list-style-type: none"> • Las profundidades indicadas en la tabla son mínimas y dependerá la cantidad de ductos a instalarse. • Los pozos tipo C serán utilizados para derivaciones en bajo voltaje. • Los pozos tipo C y D se construirán con dos tapas que cubran el área del mismo. • En el pozo tipo E se podrán colocar módulos premoldeados para derivación y seccionamiento. Este tipo de pozo ira con una tapa de hierro con una tapa esferoidal. • Los pozos tipo D y E se construirán normalmente en las esquinas. 				

Fuente: (MEER)

4.3.2.7 Cabina de transformación

Cabina ubicada fuera del área de influencia de la red subterránea

El cuarto o bóveda estará situado de preferencia en la planta baja; de lo contrario, máximo en el mezanine o en el primer piso alto.

El área mínima rectangular y libre de la cabina, será de 9 m² con una longitud y ancho no menor a 3 metros, la altura mínima será de 2,2 metros. La puerta de entrada tendrá una altura mínima de 1,80 metros, por 1,20 metros de ancho.

La cabina deberá tener una ventilación adecuada para que la temperatura en el interior de la misma, con el transformador funcionando a plena carga, no exceda los 40°C.

La malla de puesta a tierra deberá tener dimensiones mínimas de 3 x 2 metros, atravesada por conductores formando un mínimo de seis (6) grillas, el conductor será de cobre cableado desnudo, calibre mínimo 2 AWG; en los extremos se colocarán varillas cooperweld, la resistividad de la puesta a tierra debe ser inferior a 10 ohm.

Para una mayor seguridad del personal se colocará una malla de protección que impida el paso de personas no autorizadas, y un letrero de peligro de alta tensión.

La malla de protección deberá estar conectada a la malla de puesta a tierra. Cabinas ubicadas dentro del área de influencia de la red subterránea:

Las instalaciones de las cabinas de transformación particulares que se encuentran ubicadas en el área de influencia de la red subterránea de la ciudad de Loja, deben permitir ejecutar la instalación o el mantenimiento de los equipos en la cabina sin necesidad de interrumpir el servicio eléctrico en otros sectores de la red de distribución, por lo tanto, en su diseño y construcción se debe considerar:

1. Los equipos a instalar deben ser ubicados en un sector dedicado exclusivamente para este propósito (cabina de transformación), la que debe tener una apropiada ventilación y fácil acceso.
2. La cabina de transformación tendrá el espacio suficiente para permitir la instalación adecuada de los equipos y para que el personal técnico autorizado pueda realizar cómodamente la operación y el mantenimiento de los mismos.
3. Las cabinas de transformación tendrán un sistema de seccionamiento mínimo de tres puertos: uno para la entrada desde el alimentador primario subterráneo, un segundo para la salida hacia el transformador y el tercer puerto servirá para una futura salida hacia otra cabina de transformación, para lo cual se obtendrá por escrito el compromiso del propietario para autorizar esta derivación.
4. El sistema de seccionamiento puede realizarse por medio de regletas de derivación de M.T. (TapMaster Junctions), celdas modulares compactas para media tensión, interruptor encapsulado on-off o cualquier otro equipo de seccionamiento aprobado por la EERSSA y que cumpla con las normas IEC 298, 265.1 y 420.
5. Para el caso de utilizar regletas de derivación de M.T., los transformadores a instalarse deben traer incluido un interruptor on-off de dos posiciones para media tensión.
6. En caso que el transformador no tenga su equipo de protección para media tensión, el puerto que se destine al transformador, además de seccionarlo deberá cumplir con la función de protección del equipo.

7. En las zanjas y pozos construidos para la acometida de media tensión y que llegan a la cabina de transformación, deben tener como mínimo tres tubos de 110 mm, con el fin de permitir realizar por lo menos una derivación. (EMPRESA ELÉCTRICA REGIONAL DEL SUR S.A, 2012).

4.3.2.8 Diseño para el sistema de ventilación de la cámara eléctrica

La temperatura de las cámaras eléctricas será como máximo un incremento de temperatura de 15°C de la temperatura ambiente promedio donde está ubicada.

La ventilación debe ser adecuada para disipar la temperatura producida por las pérdidas a plena carga del transformador, sin que se produzca un aumento de temperatura que exceda la nominal del transformador según la Norma NEC artículo 450-9. (Comité de Homologación de Redes Subterráneas, 2013)

En las cámaras eléctricas en las cuales la ventilación natural no sea suficiente para mantener una temperatura de acuerdo al primer punto es necesario que se disponga de una ventilación forzada, la cual se compone de:

- Pozos de acceso y evacuación de aire
- Ductos de acceso y evacuación de aire
- Sistema mecánico de ventilación
- Ventanas de acceso y evacuación de aire dentro de la cámara eléctrica. (Comité de Homologación de Redes Subterráneas, 2013)

4.3.2.9 Ventana de acceso de aire hacia la cabina de transformación

Para el dimensionamiento utilizamos el método que se basa en la disipación de la potencia del transformador. Las áreas de abertura para la ventilación denominadas “S” puede ser calcula utilizando la siguiente fórmula:

$$S = \frac{1,8 \times 10^{-4} P}{\sqrt{H}} \quad \text{Ecuación (8)}$$

Siendo:

S = Entrada de aire. Parte inferior [m²].

P = Potencia total disipada. (Pérdidas totales del transformador) [W].

H = Altura medida entre los puntos medidos de cada abertura [m]. (Comité de Homologación de Redes Subterráneas, 2013)

Para la elaboración de ventanas en centros de transformación se debe tener en cuenta:

- La entrada de aire deberá situarse a una altura mínima de 0,30 m sobre el piso de la cámara,
- La distancia vertical entre los puntos medios de cada ventana será de 1,30 m.
- Las ventanas de entrada y salida de aire estarán ubicadas en paredes opuestas.
- Como medio de protección las ventanas deberán tener rejillas o mallas que impedirán el paso de animales y objetos.
- Las pérdidas totales de los transformadores están indicadas en la norma INEN 2114 y 2115. (Comité de Homologación de Redes Subterráneas, 2013)

4.3.2.10 Canalización para recolección de aceite del transformador

Con la finalidad de evitar problemas ante un eventual derrame del aceite del transformador se deberá construir alrededor del perímetro del mismo una zanja de hormigón de 25 cm de ancho x 40 cm de profundidad como lo muestra la Figura 5, la misma que contendrá una bandeja apaga fuegos de acero galvanizada perforada ubicada a 10 cm de la parte superior de la zanja y cubierta con grava. (Comité de Homologación de Redes Subterráneas, 2013)

Estas dimensiones son mínimas y podrán variar de acuerdo a la potencia del transformador y al volumen de aceite del mismo. La zanja tendrá la capacidad de albergar en su interior el 100% del aceite del transformador. (Comité de Homologación de Redes Subterráneas, 2013)

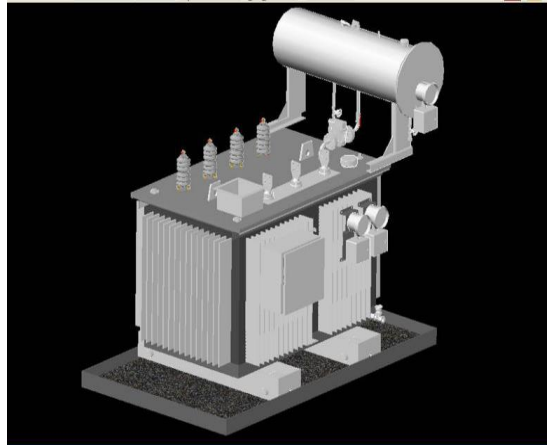


Figura 5: Zanja para la recolección del aceite del transformador.

Fuente: MEER

4.3.2.11 Bases de hormigón para la instalación de Equipos

Todo equipo tipo pedestal deberá contar con una base de hormigón armado, con una resistencia mínima de $f'c = 210 \text{ kg/cm}^2$, cuyas dimensiones dependerán del equipo a instalar. La altura de la base sobre el nivel de piso terminado, no debe ser menor a 10 cm. Además, debe instalarse una barrera de protección mecánica alrededor del equipo la cual puede estar constituidos de bolardos metálicos amorterado de acero de 8 pulgadas de diámetro mínimo con una altura mínima sobre el nivel del piso de 50 cm y enterrado 20 cm con sistema de cimentación. Este bolaro debe ir pintado con franjas amarillas y negras.

Donde se instale un equipo (transformadores, interruptores, etc.), se deberá construir un pozo junto a la base, de medidas tales que permita dejar reserva de los cables, operar y manipularlos, colocar barrajes des conectables, barrajes de puesta a tierra y cualquier otro elemento. (Comité de Homologación de Redes Subterráneas, 2013).

4.3.2.12 Celdas de medio voltaje aisladas en SF6.

Las celdas son exclusivamente diseñadas para la conexión y desconexión y la distribución de la energía eléctrica en corrientes de hasta 630 A. y en voltajes hasta 38 kV, 60 Hz.

Este tipo de celdas no deberán ser ubicadas en cámaras subterráneas, para este caso deberá instalarse equipos de tipo sumergible según norma NEC 923-7b3. (Comité de Homologación de Redes Subterráneas, 2013)

Aplicaciones

- Las celdas de aislamiento en SF₆ están diseñadas para las siguientes aplicaciones:
- Maniobras de conexión y desconexión de redes de distribución con carga en medio voltaje.
- Interrupción automática de corrientes de falla en medio voltaje.
- Maniobras de conexión y desconexión de transformadores de distribución. (Comité de Homologación de Redes Subterráneas, 2013)

a) Interruptores para redes subterráneas

El interruptor para redes subterráneas tiene certificación de resistencia a los arcos eléctricos según la norma IEC 298. Posee seccionadores interruptores de apertura con carga e interruptores de falla con sistema de extinción al vacío.

Los interruptores estarán disponibles desde 2 vías hasta 6 vías, en estos se alojarán terminales de barra, seccionadores y/o interruptores de fallas. (Comité de Homologación de Redes Subterráneas, 2013)

Aplicación:

- Los interruptores para redes subterráneas proporcionan seccionamiento de carga e interrupción de fallas monopolar y tripolar en lugares a la intemperie, en cámaras a nivel de piso y cámaras subterráneas. (Comité de Homologación de Redes Subterráneas, 2013)

4.3.2.13 Conectores aislados separables

1. Boquilla tipo pozo:

Este tipo de elemento tiene la función de servir de enlace entre el bobinado primario del transformador o el terminal del equipo en el que se encuentre instalado (interruptor, celdas o barrajes desconectables) y la boquilla tipo inserto. (Comité de Homologación de Redes Subterráneas, 2013)



Figura 6: Boquilla tipo Pozo

Fuente: MEER.

2. Conector Tipo Codo

Estos elementos se utilizan para realizar la integración del cable al sistema de conectores aislados separables, de esta forma hacen posible la interconexión de los cables al equipo (transformador, interruptor, celdas y barras).

Los conectores de codos brindan la configuración de frente muerto que elimina las partes vivas y por lo tanto evita el riesgo de contacto accidental. (Comité de Homologación de Redes Subterráneas, 2013)



Figura 7: Conector tipo codo

Fuente: MEER.

Aplicaciones

- Especificados para transformadores tipo pedestal, frente muerto, interruptores, celdas, barras desconectables y otras aplicaciones, los codos de conexión poseen un sistema de elementos intercambiables con los cuales se pueden hacer conexiones y desconexiones en el sistema de manera muy rápida y sencilla. (Comité de Homologación de Redes Subterráneas, 2013)

3. Conector tipo T

Los codos tipo “T” están disponibles en capacidades de 600-900 A, para operación sin carga. Su parte posterior puede quedar aislada o dispuesta para que en ella pueda ser insertado un nuevo conector separable además poseen completo blindaje, frente muerto y son completamente sumergibles. (Comité de Homologación de Redes Subterráneas, 2013)

Aplicaciones

- Especificados para salidas y/o derivaciones de circuitos en medio voltaje.
- Con posibilidad de acoplamiento de conectores separables.



Figura 8: Conector tipo T

Fuente: MEER.

4. Boquilla tipo inserto

Sirve para operación con carga y cumple con la especificación ANSI correspondiente a la compatibilidad de la interface para el acoplamiento de las boquillas tipo pozo y conectores tipo codo. (Comité de Homologación de Redes Subterráneas, 2013)



Figura 9: Boquilla tipo Inserto

Fuente: MEER.

5. Boquilla tipo inserto Doble (Feet Thru Insert)

Se utiliza para convertir los transformadores radiales en anillo o añadir un descargador o pararrayos tipo codo y cumple con la especificación ANSI correspondiente a la compatibilidad de la interface para el acoplamiento de las boquillas tipo pozo y conectores tipo codo. (Comité de Homologación de Redes Subterráneas, 2013)

Aplicaciones:

- Para instalar pararrayo tipo codo en transformadores.
- Para derivación desde un transformador a otro (convertir un transformador radial en malla).

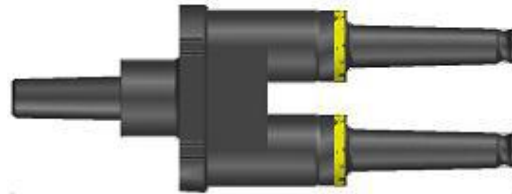


Figura 10: Boquilla tipo Inserto Doble

Fuente: MEER.

6. Codo Portafusible

Los codos portafusible se utilizan para operación con carga, combinan una terminación Conectable totalmente sellada con la protección de un fusible limitador de corriente.

Aplicaciones

- El codo portafusible de operación con carga proporciona medios convenientes, para adicionar la protección de los fusibles a los sistemas de distribución subterránea, y conectar cables subterráneos a transformadores, gabinetes de seccionamiento y barrajes desconectables equipadas con boquillas para operación con carga de 200 A, clase de 15 y 25 kV. (Comité de Homologación de Redes Subterráneas, 2013)

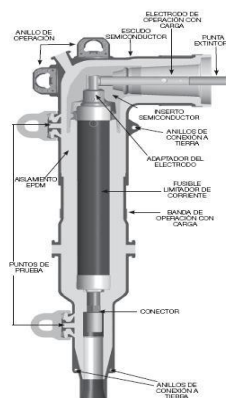


Figura 11: Codo Portafusible

Fuente: MEER.

7. Descargador o Pararrayos tipo Codo

Son diseñados para protección contra sobrevoltaje de los equipos y cables, alargando la vida útil de los mismos.

Aplicaciones

- Utilizados para protección de sobre voltaje en redes subterráneas. (Comité de Homologación de Redes Subterráneas, 2013)



Figura 12: Pararrayo tipo Codo

Fuente: MEER.

4.3.3 Sistema de Puesta a tierra Norma IEEE-80

A continuación, se presenta una descripción de los criterios de diseño de sistemas de puesta a tierra (SPT) con el algoritmo propuesto en IEEE- 80. Como se ha indicado en el capítulo anterior, un sistema de puesta a tierra debe instalarse para limitar los gradientes de potencial de tierra a niveles de tensión y corriente que no pongan en peligro la seguridad de las personas y de los equipos bajo condiciones normales y de falla. (Comité de Homologación de Redes Subterráneas, 2013)

Los siguientes parámetros, que dependen del sitio de la subestación, tienen un sustancial impacto en el diseño de la malla de puesta a tierra:

4.3.3.1 Corriente máxima a disipar por la malla (I_G)

El valor máximo de diseño de la corriente de falla a tierra que fluye a través de la malla de la subestación hasta la tierra circundante está dado por:

$$I_G = I_F * D_f * S_f * C_p \quad \text{Ecuación (9)}$$

Siendo:

$I_F = 3I_0 \rightarrow$ Corriente simétrica de falla a tierra en A.

$D_f \rightarrow$ Factor de decremento para tener en cuenta la componente DC.

$S_f \rightarrow$ Factor de división de corriente.

$C_p \rightarrow$ Factor de crecimiento futuro de la subestación, considera el incremento futuro de la corriente de falla.

Si la malla de puesta a tierra se construye teniendo en cuenta la capacidad total de la subestación, y no se consideran aumentos futuros de carga ni de alimentadores, $CP = 1$. (José Samuel Ramírez Castaño, 2010).

Cálculo del factor de división de corriente (S_f)

- a) El proceso del cálculo consiste en derivar una representación equivalente de los cables de guarda, neutros, etc. Esto es, conectarlos a la malla en la subestación y luego resolver el equivalente para determinar qué fracción de la corriente total de falla fluye entre la malla y la tierra circundante, y qué fracción fluye a través de los cables de guarda o neutros, hacia las tierras del pie de torres que entran y sacan líneas de la subestación. Si depende de:
 - b) Localización de la falla.
 - c) Magnitud de la resistencia de la malla de puesta a tierra de la subestación.
 - d) Cables y tubos enterrados en las vecindades de la subestación o directamente conectados al sistema de puesta a tierra.
 - e) Cables de guarda, neutros u otras trayectorias de retorno por tierra.
 - f) Líneas de transmisión que entran y alimentadores que salen de la subestación; cantidad, número de cables de guarda y la impedancia de cada uno; cantidad y resistencia de puestas a tierra de pies de torre; longitud de líneas de transmisión y alimentadores; material y calibre de cables de guarda y neutros. (José Samuel Ramírez Castaño, 2010).

$$(S_f)_{X/Y} = \left| \frac{(Z_{eq})_{X/Y}}{R_g + (Z_{eq})_{X/Y}} \right| \quad \text{Ecuación (10)}$$

Siendo:

$(Z_{eq})_{X/Y}$ → impedancia equivalente de X cables de guarda de líneas de transmisión e Y neutros de alimentadores de distribución.

R_g → resistencia del sistema de puesta a tierra de la subestación.

4.3.3.2 Duración de la falla (t_f) y duración del choque (t_s)

La duración de la falla y la duración del choque normalmente se asumen iguales, a menos que la duración de la falla sea la suma de choques sucesivos, como los producidos por los recierres automáticos de los reclosers. La selección de " t_f " puede reflejar tiempos de despeje rápidos de la subestación de transmisión y tiempos de despejes lentos para subestaciones de distribución e industriales. La selección de " t_f " y " t_s " puede resultar en la combinación más pesimista de factores de decremento de corrientes de falla y corrientes permitidas por el cuerpo humano. Valores típicos para " t_f " y " t_s " están en el rango de 0,25 s a 1 s. (José Samuel Ramírez Castaño, 2010)

4.3.3.3 Geometría de la malla

Las limitaciones de los parámetros físicos de una malla de puesta a tierra están basadas en las restricciones físicas y económicas de la misma. Es poco práctico instalar una placa de cobre como sistema de puesta a tierra.

- Los espaciamientos típicos entre conductores (D) están en el rango:

$$15\text{m} > D > 3\text{m}$$

- Las profundidades típicas (h) están en el rango:

$$1.5\text{m} > h \geq 0,5 \text{ m}$$

- Los calibres típicos de conductores (ACM) están en el rango:

$$500 \text{ MCM} > \text{ACM} \geq 2/0 \text{ AWG}$$

- El diámetro del conductor de la malla tiene un efecto despreciable sobre la tensión de malla.
- El área del sistema de puesta a tierra (A) es el factor más importante en la determinación de la resistencia de malla (R_g). Entre mayor sea A, menor será R_g y, por lo tanto, es menor la elevación del potencial de tierra (GPR). (José Samuel Ramírez Castaño, 2010)

4.3.3.4 Resistividad de la capa superficial (ρ_s)

Una capa de alta resistividad sobre la superficie ayuda a limitar la corriente que pasaría por el cuerpo humano, ya que esta capa agrega una resistencia a la resistencia promedio del cuerpo. Una capa superficial con un espesor " h_s " entre $0,15\text{m} \geq h_s \geq 0,1\text{m}$ de un material de alta resistividad como la grava o la roca volcánica triturada, colocada sobre la superficie más arriba de la malla, incrementa la resistencia de contacto entre el suelo y los pies de las personas en la subestación y la corriente por el cuerpo bajará considerablemente. La reducción depende de los valores relativos de las resistividades del suelo en contacto con la malla, y del espesor y material de la capa superficial. (José Samuel Ramírez Castaño, 2010)

$$C_s = 1 - \frac{0,09\left(1 - \frac{\rho}{\rho_s}\right)}{2h_s + 0,09} \quad \text{Ecuación (11)}$$

Siendo:

C_s → Factor de disminución de la capa superficial.

ρ → Resistividad del terreno ($\Omega\text{-m}$).

ρ_s → Resistividad de la capa superficial ($\Omega\text{-m}$).

h_s → Espesor de la capa superficial.

(José Samuel Ramírez Castaño, 2010)

4.3.3.5 Selección del tamaño del conductor

La elevación de temperatura de corto tiempo en un conductor de tierra, o el tamaño requerido del conductor como una función de la corriente de falla que pasa por el conductor, se encuentra mediante la ecuación:

$$A_{MCM} = I_F \frac{197,4}{\sqrt{\left(\frac{TCAP}{tc * \alpha r * \rho r}\right) * \ln\left(\frac{K_0 + T_m}{K_0 + T_a}\right)}} \quad \text{Ecuación (12)}$$

Siendo:

I_F → Corriente asimétrica de falla RMS en KA, se usa la más elevada encontrada.

A_{MCM} → Área del conductor en MCM.

T_m → Máxima temperatura disponible o temperatura de fusión en °C.

T_a → Temperatura ambiente en °C.

α_r → Coeficiente térmico de resistividad a la temperatura de referencia T_r 1/°C.

ρ_r → Resistividad del conductor de tierra a la temperatura de referencia T_r $\mu\Omega$ -cm.

K_o → $1/\alpha_0$ o $[(1/\alpha_0) - T_r]$ en °C.

T_C → Duración de la corriente en seg.

T_{CAP} → Capacidad térmica por unidad de volumen en J / (cm³*°C). (José Samuel Ramírez Castaño, 2010)

La Tabla 8 indica las constantes a considerarse para la determinación del tamaño del conductor para el sistema de puesta a tierra mientras que la Tabla 7 muestra el diámetro del conductor en metros dependiendo del calibre del conductor a emplearse.

Tabla 7: Dimensiones típicas de los conductores de puesta a tierra

Calibre del Conductor		Área Nominal mm ²	Diámetro m
MCM	AWG		
350		177,35	0,015
300		152,01	0,0139
250		126,68	0,0127
211,6	4/0	107,22	0,0117
167,8	3/0	85,03	0,0104
133,1	2/0	67,44	0,0093

Fuente: Norma IEEE-80

Tabla 8: Constantes de los materiales conductores

Descripción	Conductividad del material (%)	Coeficiente de temperatura al 20°C (1/°C)	K ₀ at 0 °C (0 °C)	Temperatura de fusión (T _m)	ρ ₂₀ °C (μΩ cm)	TCAP Capacidad térmica (J/cm ³ . °C)	K _f
Cobre recocido Suavemente	100	0,00393	234	1083	1,72	3,42	7
Cobre comercial Estirado	97	0,00381	242	1084	1,78	3,42	7,06
Acero recubierto de cobre (cable)	40	0,00378	245	1084	4,4	3,85	10,45
Acero recubierto de cobre (cable)	30	0,00378	245	1084	5,86	3,85	12,06
Acero recubierto de cobre (Barra)	20	0,00378	245	1084	8,62	3,85	14,64
Aluminio, grado CE	61	0,00403	228	657	2,86	2,56	12,12
Aluminio, aleación 5005	53,5	0,00353	263	652	3,22	2,6	12,41
Aluminio, aleación 6201	52,5	0,00347	268	654	3,28	2,6	12,47
Alambre de acero revestido de aluminio	20,3	0,0036	258	657	8,48	3,58	17,12
Acero, 1020	10,8	0,00316	605	1510	15,9	3,28	15,95
Acero revestido de aluminio Barra	9,8	0,0016	605	1400	17,5	4,44	14,72
Varilla de acero recubierto de zinc	8,6	0,0032	293	419	20,1	3,93	28,96
Acero inoxidable, 304	2,4	0,0013	749	1400	72	4,03	30,05

Fuente: Norma IEEE-80

4.3.3.6 Tensiones de paso y de Toque tolerables

La seguridad de una persona depende de la prevención de cantidades críticas de energía de choque absorbidas por el cuerpo humano, antes de que la falla sea despejada y el sistema desenergizado. Los voltajes máximos tolerables por un cuerpo humano de 50 kg. de peso corporal. (José Samuel Ramírez Castaño, 2010)

Durante un circuito accidental no debe exceder los siguientes límites:

- Tensión de paso límite tolerable por un cuerpo de 50 kg. de peso corporal:

$$E_{\rho 50} = (1000 + 6Cs \cdot \rho_s) \cdot \frac{0,116}{\sqrt{tS}} \quad \text{Ecuación (13)}$$

- Tensión de toque límite tolerable por un cuerpo de 50 kg. de peso corporal:

$$E_{t 50} = (1000 + 1,5 Cs \cdot \rho_s) \cdot \frac{0,116}{\sqrt{tS}} \quad \text{Ecuación (14)}$$

4.3.3.7 Resistencia de la puesta a tierra (R_g)

Un buen sistema de puesta a tierra proporciona una resistencia baja a una tierra remota, con el fin de minimizar la elevación del potencial de tierra GPR, dada por:

$$GPR = I_G \cdot R_g \quad \text{Ecuación (15)}$$

4.3.3.8 Tensión máxima de la malla

El valor de la tensión real de la malla se obtiene mediante la expresión:

$$E_m = \frac{\rho \cdot I_g \cdot K_m \cdot K_i}{L_M} \quad \text{Ecuación (16)}$$

Siendo:

$K_m \rightarrow$ Valor geométrico de espaciamiento de la malla, calculado así:

$$K_m = \frac{1}{2\pi} \left[\ln \left(\frac{D^2}{16hd_c} + \frac{(D+2h)^2}{8Dd_c} - \frac{h}{4d_c} \right) + \frac{K_{ii}}{k_h} \ln \left(\frac{8}{\pi(2n-1)} \right) \right] \quad \text{Ecuación (17)}$$

Para mallas con varillas de tierra a lo largo del perímetro, o para mallas con varias varillas de tierra en las esquinas, así como para ambas, $K_{ii} = 1$; donde “ K_{ii} ” es un factor de corrección que ajusta los efectos de los conductores sobre la esquina de la malla.

Para mallas sin varillas de tierra, o sólo unas pocas, ninguna localizada en las esquinas o sobre el período:

$$K_{ii} = \frac{1}{(2n)^{2/n}} \quad \text{Ecuación (18)}$$

“ K_h ” es un factor de corrección que tiene en cuenta los efectos de la profundidad de la malla, dado por:

$$K_h = \sqrt{1 + h/h_0} \quad \text{Ecuación (19)}$$

Longitud efectiva enterrada

Para mallas sin varillas de tierra o para mallas con sólo unas pocas varillas esparcidas a través de la malla, pero ninguna localizada en las esquinas o a lo largo del perímetro, la longitud efectiva enterrada “ L_M ” es:

$$L_M = L_C + L_R \quad \text{Ecuación (20)}$$

Dónde:

$L_R = nr \times L_r \rightarrow$ Longitud total de todas las varillas.

$nr \rightarrow$ Número de varillas.

$L_r \rightarrow$ Longitud de cada varilla.

Para mallas con muchas varillas de tierra en las esquinas, así como a lo largo del perímetro, la longitud efectiva enterrada es:

$$L_M = L_C + \left[1,55 + 1,22 \left(\frac{L_r}{\sqrt{L_x^2 + L_y^2}} \right) \right] L_R \quad \text{Ecuación (21)}$$

4.3.3.9 Tensión real de paso (E_p)

El valor de tensión real de paso se calcula mediante:

$$E_P = \frac{\rho \cdot I_G \cdot K_S \cdot K_i}{L_S} \quad \text{Ecuación (22)}$$

Para mallas con o sin varillas de tierra, la longitud efectiva del conductor enterrado “ L_s ” es:

$$L_s = 0,75L_C + 0,85L_R \quad \text{Ecuación (23)}$$

El valor de “ K_s ” se calcula si:

$$K_s = \frac{1}{\pi} \left[\frac{1}{2h} + \frac{1}{D+h} + \frac{1}{D} (1 - 0,5^{n-2}) \right] \quad \text{Ecuación (24)}$$

5 MATERIALES Y MÉTODOS

5.1 Materiales

- Manual de construcción MEER.
- Normas técnicas para el diseño de redes eléctricas urbanas y rurales, EERSSA.
- Norma Ecuatoriana de Construcción, capítulo 15: Instalaciones Electromecánicas, NEC.
- IEEE 80 std – 2000, Sistemas de puesta a tierra.
- AutoCAD ®
- Microsoft Excel ®
- DIALux ®

5.2 Métodos

El diseño del sistema de iluminación de la cancha sintética del parque recreacional Jipiro cuenta con un área a iluminarse de 7400 m^2 , el escenario deportivo se encuentra ubicado en las calles Daniel Armijos C. y Salvador Bustamante Celi de la ciudad de Loja como se indica en la Figura 13.



Figura 13: Ubicación de la cancha sintética del parque recreacional Jipiro.

Fuente: Google maps

Para el dimensionamiento del sistema de iluminación del presente proyecto se empleó el método científico que ayuda a la investigación de las normativas nacionales e internacionales para garantizar un diseño lumínico eficiente y acorde a los requerimientos para este escenario deportivo.

El método sintético ayudo a clasificar la información obtenida mediante consulta para realizar una comparativa entre tres lámparas (vapor de mercurio, vapor de sodio, Led), con el fin de cumplir con la norma UNE-EN 12193, que nos recomienda una luminancia de 500lx para garantizar una correcta iluminación, se emplea el software Dialux para simular el sistema de iluminación.

El método analítico se empleó para establecer el procedimiento para el dimensionamiento del sistema de iluminación, dando como resultado el siguiente orden:

- Selección de la torre a emplearse y la dimensiones que debe poseer.
- Cálculo del número de lámparas y simulación del sistema de iluminación en el software Dialux para corroborar que cumple con la iluminancia establecida por la norma UNE-EN 12193.
- Dimensionamiento del centro de transformación, teniendo presente que se realizará una cámara de transformación al ras de piso para lo cual se debe hacer uso de las normas técnicas para el diseño de redes eléctricas urbanas y rurales que estable la Empresa Eléctrica Regional del Sur S.A (EERSSA), determinando la demanda máxima diversificada (DMD) para el cálculo de las caídas de tensión existentes en el dimensionamiento de este proyecto.
- Dimensionamiento del sistema de puesta a tierra considerando la norma IEEE 80 std – 2000, haciendo uso de las muestras de resistividad del terreno para efectuar los cálculos requeridos.

La técnica de observación se usa para identificar la selección del poste desde donde efectuará la transición de la red eléctrica de media tensión aérea a subterránea hacia la cámara de transformación y el espacio donde se realizará la ubicación de la cámara de transformación y el mallado de puesta a tierra.

6 RESULTADOS

6.1 Diseño del sistema de iluminación de la cancha sintética

6.1.1 Situación actual

La cancha sintética del Parque recreacional Jipiro ubicada en las calles Daniel Armijos C. y Salvador Bustamante Celi en la ciudad de Loja, desde su elaboración ha tenido una gran aceptación por la ciudadanía que hace uso de estos escenarios deportivos, en la actualidad este establecimiento deportivo carece de un sistema de iluminación debido a que en su dimensionamiento original no se tenía contemplado su diseño y construcción, siendo esta una limitante en horarios nocturnos.

El objetivo del presente proyecto es el diseño del sistema de iluminación para este escenario deportivo el cual se lo dimensionara considerando el nivel de iluminancia medio establecido en la norma UNE-EN 12193, se determina que el sistema de iluminación de la cancha sintética del parque recreacional Jipiro debe cumplir con los siguientes parámetros:

- Iluminancia Media 500lx
- Deslumbramiento máximo (GR) max= 50
- Relación entre Emin/Emed=0,7
- Área de la cancha= $7400m^2$
- Raqueteo = 1m
- Disposición de las torres lateral al campo de Juego.

6.1.2 Datos de las luminarias

Para el presente proyecto se efectúa la comparación entre tres tipos de lámparas:

- vapor de mercurio (Landmark MVF028)
- vapor de sodio (Tempo 3 RVP351) y,
- tecnología led (Clearflood Large)

Considerando estas idóneas para dar una alternativa al problema de iluminación debido a que presentan intensidades luminosas muy alta, además que cada lámpara cumple con los parámetros que establece la norma UNE-EN 12193.

Para el presente proyecto se ha creído conveniente el uso de luminarias de vapor de sodio cuyas características se presentan en la siguiente tabla.

Tabla 9: Características de la luminaria tipo Tempo 3RVP351 de 400W

Tipo de lámpara	Potencia	Flujo luminoso	Temperatura de color	Índice de reproducción de color	Grado de protección
Tempo 3 RVP351	400 W	56500 lm	4500 K	65	IP65

Fuente: El Autor en referencia a la norma UNE-EN 12193, FIFA y catálogo de lámpara tipo Tempo 3 RVP351.

En el Anexo 1 se presentan los diagramas de intensidad luminosa, así como las especificaciones que cumple cada lámpara.

6.1.3 Cálculo de la altura de las Torres

Para el cálculo de la altura de las torres se considera que el ángulo que debe formar desde el centro de la cancha hasta la luminaria, se encuentra comprendido desde los 20° a 30° con el fin de evitar deslumbramiento a los jugadores y espectadores, para el presente proyecto se empleará el ángulo medio comprendido entre estos ángulos que será de 25°.

La altura de la torre se determina utilizando la ecuación (2):

$$H_t = \tan 25 \times \left(\frac{a}{2} + raqueteo \right)$$

$$H_t = \tan 25 \times \left(\frac{66m}{2} + 1m \right)$$

$$H_t = 15,85m$$

Para la altura de las torres se tomarán únicamente números enteros por lo que la altura final de las torres quedara establecida en los 16 m.

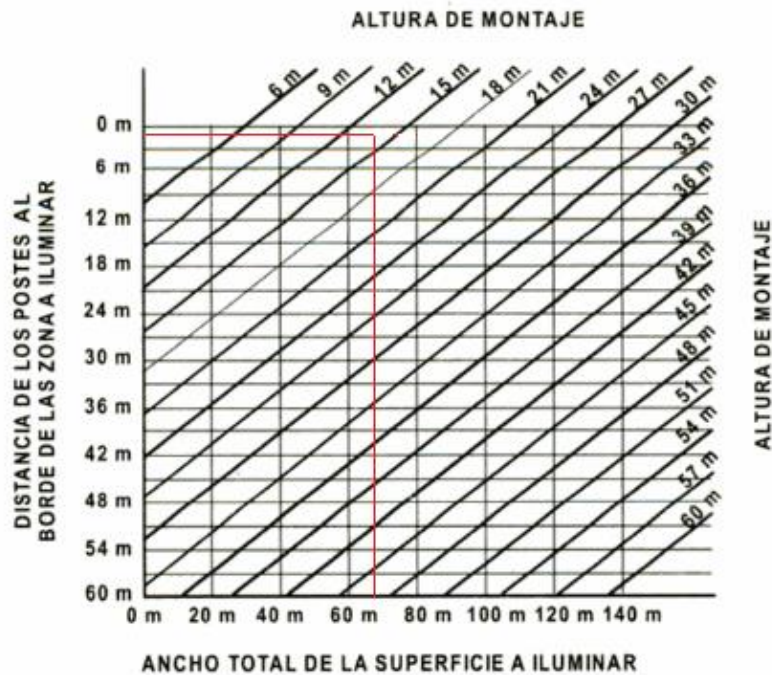


Figura 14: Altura de las torres

Fuente: (Harper E. , 2007)

Analizando la Figura 14 de la altura de montaje obtenida del manual práctico del alumbrado, se observa que existe una diferencia de aproximadamente 2m, esto debido a que el ángulo para el cálculo de la altura de la torre varía entre 20° y 30°.

La torre a emplearse para el presente dimensionamiento es del tipo estadio (STD), debido a que en su fabricación hacen uso de aceros del tipo S 275 JR y S 355 J0, como lo recomienda la norma UNE EN 1025.

La torre STD (estadio) se ha diseñado para normalizar la fabricación de torres de alumbrado deportivo con más de 12 lámparas. El montaje de este tipo de torre es mediante cimentación en el piso, la profundidad del pozo para su instalación es de 2m por lo que la altura total de la torre a emplearse es de 18m.

Este tipo de torre en su interior dispone de escalera esto con el fin de que el mantenimiento de las lámparas sea de fácil acceso, en el Anexo 2 se presenta la torre al igual que la canastilla para las lámparas.

6.1.4 Cálculo de la apertura del haz luminoso

Una vez determinada la altura de las torres se procede al cálculo de apertura del haz luminoso, para ello es necesario determinar los ángulos de apertura de la lámpara hacia el campo de juego, los ángulos estarán establecidos como se indican en la Figura 15.

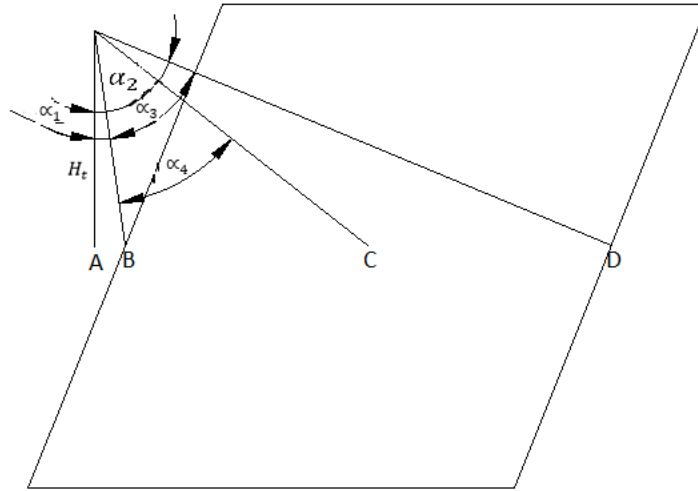


Figura 15: Disposición de los ángulos de apertura del Has luminoso.

Fuente: Autor

Siendo:

\overline{AB} = Distancia de raqueteo

\overline{BD} =Ancho total de la cancha

α_1 =Ángulo de raqueteo

α_2 = Ángulo total de apertura incluido el raqueteo

α_3 =Ángulo de apertura sin incluir el raqueteo

α_4, α_5 =Ángulos de apertura hacia el centro de la cancha

Para la determinación de los ángulos de apertura del haz luminoso se emplea funciones trigonométricas las cuales nos permitirán determinar el valor de cada ángulo.

$$\alpha_1 = \tan \frac{AB}{H_t}$$

$$\alpha_1 = \tan \frac{1m}{16m}$$

$$\alpha_1 = 3,57^\circ$$

$$\alpha_2 = \tan \frac{(AB + BD)}{H_t}$$

$$\alpha_2 = \tan \frac{(1m + 66m)}{16m}$$

$$\alpha_2 = 76,56^\circ$$

$$\alpha_3 = \alpha_2 - \alpha_1$$

$$\alpha_3 = 76,56 - 3,57$$

$$\alpha_3 = 72,99^\circ$$

$$\alpha_4 = \tan \frac{AC}{H_{torre}} - \alpha_1$$

$$\alpha_4 = \tan \frac{34}{16} - 3,57$$

$$\alpha_4 = 61,22$$

$$\alpha_5 = \alpha_3 - \alpha_4$$

$$\alpha_5 = 72,99 - 61,22$$

$$\alpha_5 = 11,76$$

Una vez determinados los ángulos se procede a obtener los valores del haz luminoso en todo lo ancho de la cancha, los mismos que está en unidades de candela sobre lumen esto se lo realiza con la tabla de intensidades luminosas. (ver Anexo 1)

6.1.5 Obtención del Haz Luminoso

Para la obtención del Haz luminoso se aprovecha únicamente el ángulo α_5 debido a que solo este ángulo cubre con flujo luminoso a la cancha:

Angulo α_5 : $11,76^\circ$

$$I_{graf} = 370 \text{ cd/lm}$$

$$I_{real} = \frac{I_{graf}}{1000} \times \phi_{lamp}$$

$$I_{real} = \frac{370}{1000} \times 56500 \text{ lm}$$

$$I_{real} = 20905 \text{ cd}$$

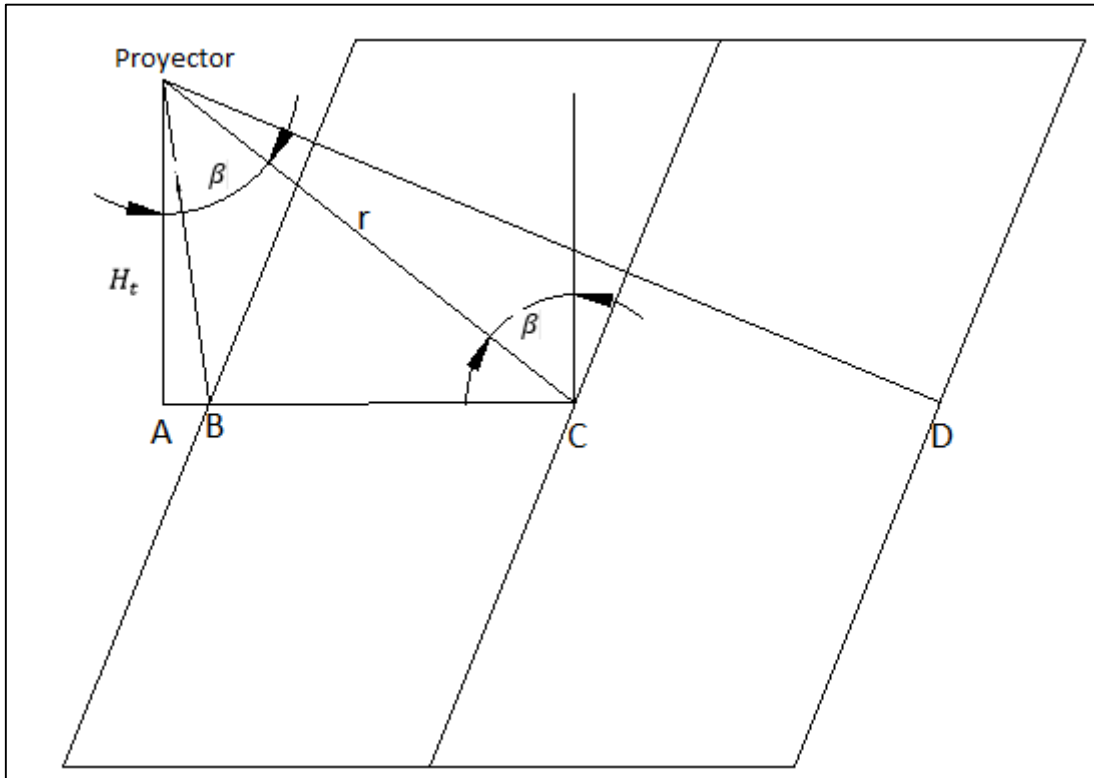


Figura 16: Distancia de la lámpara al centro de la cancha.

Fuente: Autor

$$r = \sqrt{H_t^2 + (AB + BC)^2}$$

$$r = \sqrt{16m^2 + (1m + 33m)^2}$$

$$r = \sqrt{1412m^2}$$

$$r = 37.57m$$

Donde “r” es la distancia desde el proyector hacia el centro de la cancha.

6.1.6 Determinación del Flujo en el Área

Una vez determinada la intensidad de flujo real y el valor de la distancia de la lámpara hacia el centro de la cancha “r”, se procede a realizar el cálculo del flujo que se requiere para la iluminación de los 7400 m^2 a través de la ecuación (3):

$$\Phi_{area} = (I_{real1} + I_{real2}) \times \frac{Area \times \cos(\alpha_1 + \alpha_4)}{r^2}$$

$$\Phi_{area} = (20905cd) \times \frac{7400 \times \cos(3,57 + 61,22)}{37,57^2}$$

$$\Phi_{area} = (20905cd) \times \frac{3150,59}{1411,5}$$

$$\Phi_{area} = 46661,76lm$$

Cálculo del Coeficiente de utilización del Haz (CBU)

Para la determinación del flujo del área se procede al cálculo del coeficiente de utilización del haz (CBU) para el cual se calcula el coeficiente de utilización aproximado a través de la ecuación (5).

$$CBU_{aprox} = \frac{\Phi_{area}}{\Phi_{lamp}}$$

$$CBU_{aprox} = \frac{46661,76lm}{56500 \text{ lm}}$$

$$CBU_{aprox} = 0,825$$

$$FF = \frac{W}{\sqrt{H_t^2 + AB^2}}$$

$$FF = \frac{37,33}{\sqrt{257}}$$

$$FF = 2,32$$

La Tabla 10 muestra los valores del coeficiente de apertura del Haz para el cual nos da un valor de 0.85, con este valor procedemos a realizar el cálculo del coeficiente de utilización del haz real mediante la utilización de la ecuación (4).

$$CBU = CBU_{aprox} \times AFF$$

$$CBU = 0,825 \times 0,85$$

$$CBU = 0,62$$

Tabla 10: Factor de campo (NEMA)

Factor de campo (FF)	Apertura horizontal del Haz (NEMA)		
	Estrecho (1,2)	Medio (3, 4)	Estrecho (5,6 ,7)
≥ 4.5	0,95	0,85	0,80
3.0 a 4.4	0,90	0,80	0,75
2.0 a 2.9	0,85	0,75	0,70
≤ 1.9	0,75	0,65	0,55

6.1.7 Determinación del Número de Lámparas

Una vez determinado el coeficiente de utilización procedemos a realizar el cálculo del número de lámparas que se requieren para proporcionar una iluminancia de 500 lux en un área de 7400 m², para lo cual se emplea un factor de mantenimiento mismo que viene determinado en el catálogo de fabricación de cada lámpara. Para el presente proyecto se ha destinado un factor de mantenimiento de 0,8 debido a que en el lugar existe contaminación.

El número de lámparas se lo determina mediante la ecuación (6)

$$N_{proy} = \frac{\Phi \times Area}{\Phi_{area} \times CBU \times FM}$$

$$N_{proy} = \frac{500 \times 7400}{46661,76 \times 0,62 \times 0,8}$$

$$N_{proy} = 159,85$$

Obteniendo un total de 160 lámparas.

Debido a que el presente proyecto se diseñara con torres laterales al campo de juego, se procede a determinar el número de lámparas que se ubicaran en cada torre.

$$N_{proy/torre} = \frac{N_{proy}}{N_t}$$

$$N_{proy/torre} = \frac{160}{6}$$

$$N_{proy/torre} = 26,667$$

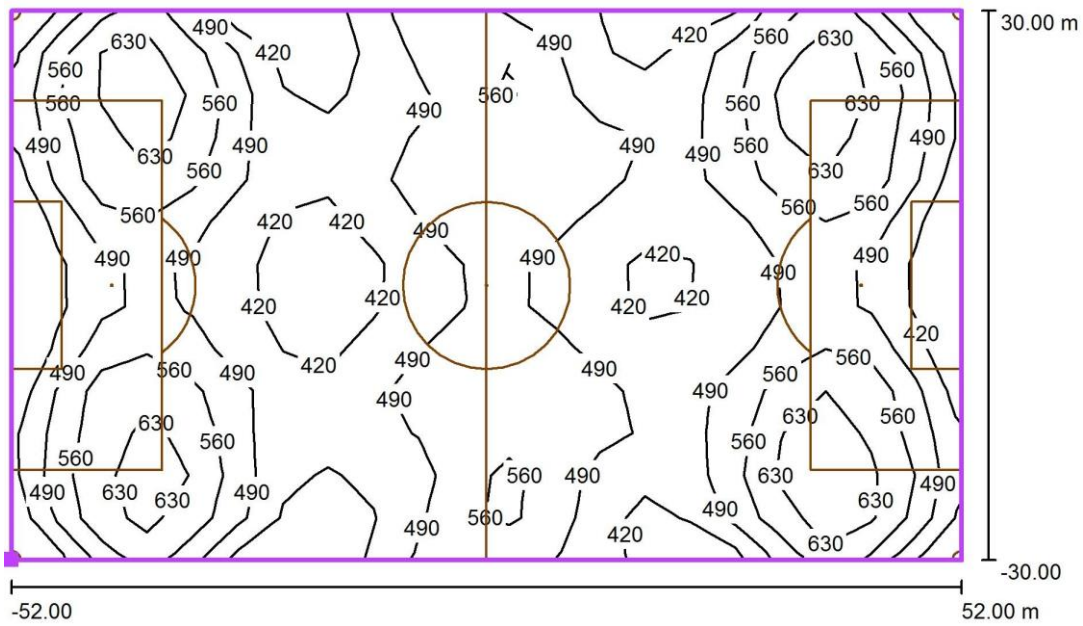
Obteniendo un total de 27 lámparas por torre.

El proceso de cálculo del número de lámparas es el mismo para los otros dos tipos de lámparas por lo que sus resultados se presentan en el Anexo 3.

Simulación del sistema de iluminación

La simulación del sistema de iluminación se la realiza mediante el uso del software Dialux, en las figuras 17 y 18 se muestra los resultados de las Isolineas sobre la trama del campo de juego (PA), los valores de lúmenes expuestos en la gráfica de gama de grises.

Los resultados se los presenta de forma detallada en el informe de los anexos 4.1 y 4.2 en los que se muestra los valores de deslumbramiento, ubicación de las lámparas, etc. correspondientes a las lámparas tempo 3 RVP351, lámpara ladmark.



Valores en Lux, Escala 1: 744

Situación de la superficie en la escena exterior:
 Punto marcado: (-52.000 m, -30.000 m, 0.000 m)

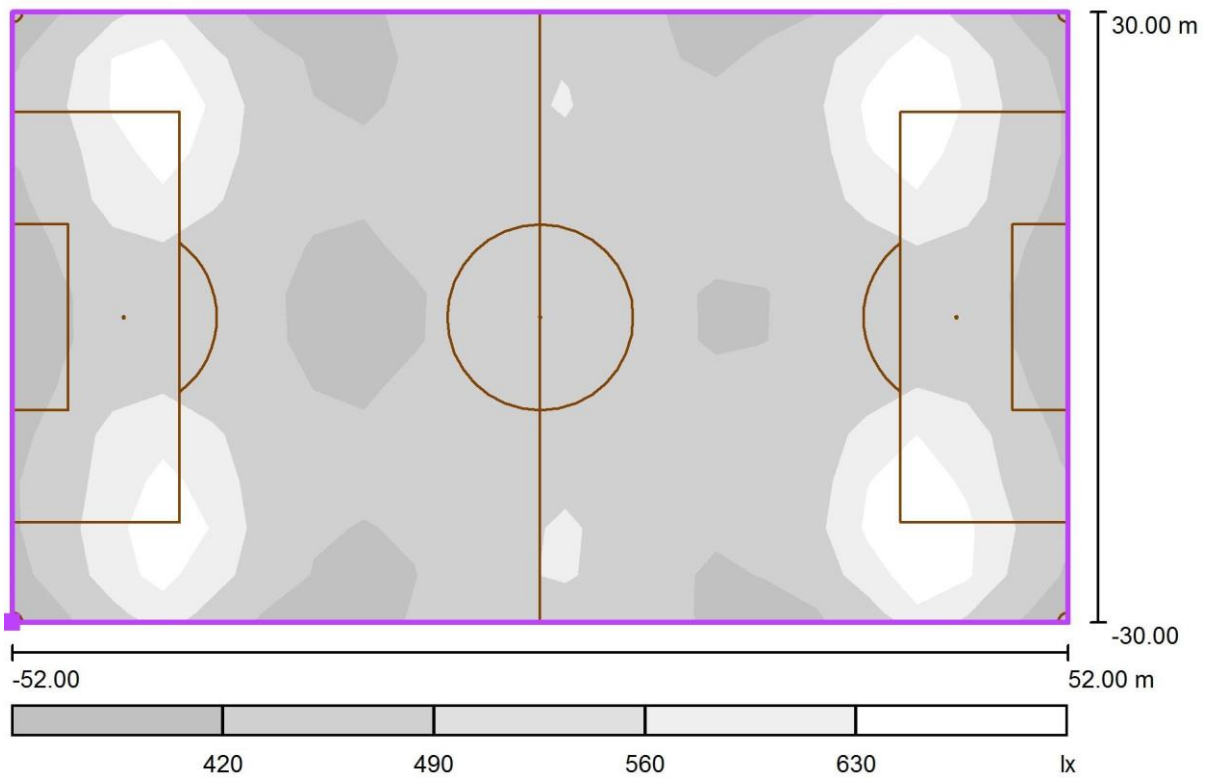


Trama: 21 x 13 Puntos

E_m [lx]	E_{min} [lx]	E_{Max} [lx]	E_{min} / E_m	E_{min} / E_{Max}
504	354	699	0.70	0.51

Figura 17: Escena de Isolineas en la trama de cálculo (PA)

Fuente: Autor
Referencia: DIALUX



Escala 1: 744

Situación de la superficie en la escena exterior:
 Punto marcado: (-52.000 m, -30.000 m, 0.000 m)



Trama: 21 x 13 Puntos

E_m [lx]	E_{min} [lx]	E_{Max} [lx]	E_{min} / E_m	E_{min} / E_{Max}
504	354	699	0.70	0.51

Figura 18: Escena de gama de grises en la trama de cálculo (PA)

Fuente: Autor

Referencia: DIALUX

6.2 Dimensionamiento de equipos y elementos para la red eléctrica subterránea

6.2.1 Cálculo de la capacidad del Transformador

Los dimensionamientos de centros de transformación se determinan empleando lo que establece la Empresa Eléctrica Regional del Sur S.A (EERSSA) en su norma técnica para el diseño de redes eléctricas urbanas y rurales.

A continuación, se presenta la secuencia de cálculos empleados para determinar la potencia nominal del transformador que se requiere para dotar de suministro eléctrico al sistema de iluminación de la cancha sintética del parque recreacional Jipiro.

$$S_{cargas} = \frac{\sum P_{Div.} (F_c)}{\cos \varphi} \quad \text{Ecuación (25)}$$

$$S_{cargas} = \frac{64800kW \times (1)}{(0,92)}$$

$$S_{cargas} = 70,434KVA$$

Siendo:

F_c = factor de coincidencia.

$\sum P_{Div.}$ = carga total diversificada.

$\cos\varphi$ = factor de potencia.

Por lo tanto, la capacidad del transformador es 70,434 kVA, se selecciona un transformador de 75 kVA trifásico que es el más próximo al valor calculado.

En la Tabla 11 se presenta el resumen de los valores de cálculo utilizados para determinar la potencia nominal del transformador.

Tabla 11: Capacidad del transformador.

RESUMEN GENERAL		
CARGA TOTAL INSTALADA	64,800	kW
CARGA TOTAL DIVERSIFICADA	64,800	kW
FACTOR DE COINCIDENCIA	1	
DEMANDA TOTAL DIVERSIFICADA	76,012	kW
FACTOR DE POTENCIA	0,92	
DEMANDA EN kVA	70,434	kVA
TRANSFORMADOR ADOPTADO EN kVA	75	kVA

Fuente: Autor

6.2.2 Caídas de Tensión

Las determinaciones de las caídas de tensión varían de acuerdo a cada empresa distribuidora de energía, para el presente proyecto se empleó la guía técnica de la Empresa Eléctrica Regional del Sur (EERSSA), estas caídas de tensión dependen principalmente de la demanda máxima diversificada (DMD).

Entre los valores a considerarse para el cómputo de las caídas de tensión tenemos:

- Distancia del tramo de alimentación
- Demanda máxima diversificada
- Factor de caída de tensión, este valor va a depender del calibre del conductor que se vaya a emplear.

Cálculo de la caída de tensión en la red de media y baja tensión

Para la determinación de la caída de tensión en la red la Empresa Eléctrica (EERSSA) en su norma técnica para el diseño de redes urbanas y rurales establece que la máxima caída de tensión que debe existir en zonas urbanas será de 3.5 % para redes de media tensión y 4.5 para redes de baja tensión con conductores de aluminio o cobre.

Los cálculos de las caídas de tensión tanto de media como de baja tensión se presentan en los Anexos 5.1.1 y 5.2.1 para la lámpara tipo Tempo 3 RVP 351 y los Anexos, 5.1.2 y 5.2.2 para la lámpara ladmark en los que se establecen en sus respectivas hojas de cálculo.

6.2.3 Conductores para la red de distribución

a) Conductores para redes de Media Tensión

En el sistema de distribución subterráneo para medio voltaje, se utilizarán cables mono polares con conductor de cobre aislados con polietileno reticulado termoestable (XLPE) o polietileno reticulado retardante a la arborescencia (TRXLPE) para voltajes de 15 kV, 25 kV y 35 kV.

Los cables deben utilizarse en sistemas con neutro conectado sólidamente a tierra y provistos con dispositivos de protección tales que las fallas a tierra se eliminen tan pronto como sea posible, pero en cualquier caso antes de 1 min.

Características principales:

- Conductor Cobre suave
- Forma del Conductor Cableado concéntrico
- Tipo de Aislamiento Polietileno Reticulado XLPE o TRXLPE
- Pantalla sobre el aislamiento Semiconductor de polietileno reticulado removible o de alta adherencia
- Tipo de pantalla electrostática Cinta metálica o alambre de cobre
- Chaqueta Material termoplástica PVC (Color rojo)

Cálculo del sistema de protección al transformador

La protección contra sobretensiones o sobre corrientes del transformador que se va a emplear para la cámara de distribución dispondrá de tirafusibles cuyas capacidades se determinan a continuación.

$$I = \frac{\text{Potencia del transformador (kVA)}}{\text{Tension de Linea}}$$

$$I = \frac{75 \text{ kVA}}{13,8 \text{ kV} \times \sqrt{3}}$$

$$I = 3,13 \text{ A}$$

Considerándose para la transición el uso de conductores calibre 2(2) tipo XLPE y tirafusibles tipo (K) de 5 Amperios para la protección de la transición.

b) Conductores para redes de Baja Tensión

Para red secundaria subterránea se utilizan cables con conductor de cobre, aislamiento de 600 V con polietileno (PE) y chaqueta de policloruro de vinilo (PVC) resistente a la humedad.

Características principales:

- Conductor Cobre suave
- Tipo de Aislamiento Polietileno (PE)
- Chaqueta Policloruro de vinilo (PVC)

La selección de los cables de media y baja tensión se observa en los Anexos 5 y 6 de la memoria de cálculo, en la Tabla 12 se presenta la hoja de cálculo de los conductores que conforman el recorrido de la red de baja tensión, mientras que la Tabla 13 muestra un resumen de los conductores empleados para el presente proyecto.

Tabla 12: Caída de tensión en la red de baja tensión hacia las torres de iluminación lámpara de vapor de sodio (Tempo 3RVP351 de 400W.)

RED DE BAJA TENSIÓN			COMPUTO DE CAÍDA DE VOLTAJE HACIA LAS TORRES											ANEXO: 6.1							
PROVINCIA: LOJA			CANTON: LOJA				BARRIO:			FECHA: Marzo del 2019			HOJA:								
C. TRANSFORMACION: 1			TIPO DE LUMINARIA: TEMPO 3RVP 400w				NÚMERO DE LUMINARIAS: 162														
DATOS DEL TRANSFORMADOR :			POTENCIA (KVA) :		75KVA																
REFERENCIA :			CT-1		V. NOMINAL A.T. (KV) :		13,8 KV														
NÚMERO DE FASES :			3		V. NOMINAL B.T. (V) :		220/127 V														
	N° de equipos	Equipo	Longitud (m)	Carga Indiv. (Kw)	Carga total	Fu	Carga Útil	Carga Útil Total	Fd	Carga diversificada	Carga diversificada total	Tensión (V)	Fp	In	Imax (1,25In/Fc Ft)	Protección	Intensidad Total	Conductor	Caída de Tensión	% de caída de Tensión	Protección Tablero
T1	7	Luminarias	186	433	3031	1	433	3031	1	433	3031	220	0,92	1,24	1,54	15A/2P	8,65	8 AWG	5,28	2,40	40A
	7	Luminarias	186	433	3031	1	433	3031	1	433	3031	220	0,92	1,24	1,54	15A/2P	8,65	8 AWG	5,28	2,40	
	7	Luminarias	186	433	3031	1	433	3031	1	433	3031	220	0,92	1,24	1,54	15A/2P	8,65	8 AWG	5,28	2,40	
	6	Luminarias	186	433	2598	1	433	2598	1	433	2598	220	0,92	1,24	1,54	15A/2P	7,41	8 AWG	4,52	2,06	
																	33,35				
T2	7	Luminarias	148	433	3031	1	433	3031	1	433	3031	220	0,92	1,24	1,54	15A/2P	8,65	8 AWG	4,20	1,91	40A
	7	Luminarias	148	433	3031	1	433	3031	1	433	3031	220	0,92	1,24	1,54	15A/2P	8,65	8 AWG	4,20	1,91	
	7	Luminarias	148	433	3031	1	433	3031	1	433	3031	220	0,92	1,24	1,54	15A/2P	8,65	8 AWG	4,20	1,91	
	6	Luminarias	148	433	2598	1	433	2598	1	433	2598	220	0,92	1,24	1,54	15A/2P	7,41	8 AWG	3,60	1,64	
																	33,35				
T3	7	Luminarias	111	433	3031	1	433	3031	1	433	3031	220	0,92	1,24	1,54	15A/2P	8,65	8 AWG	5,01	2,28	40A
	7	Luminarias	111	433	3031	1	433	3031	1	433	3031	220	0,92	1,24	1,54	15A/2P	8,65	8 AWG	5,01	2,28	
	7	Luminarias	111	433	3031	1	433	3031	1	433	3031	220	0,92	1,24	1,54	15A/2P	8,65	8 AWG	5,01	2,28	
	6	Luminarias	111	433	1	1	433	2598	1	433	2598	220	0,92	1,24	1,54	15A/2P	7,41	8 AWG	4,30	1,95	
																	33,35				
T4	7	Luminarias	120	433	3031	1	433	3031	1	433	3031	220	0,92	1,24	1,54	15A/2P	8,65	8 AWG	5,42	2,46	40 A
	7	Luminarias	120	433	3031	1	433	3031	1	433	3031	220	0,92	1,24	1,54	15A/2P	8,65	8 AWG	5,42	2,46	
	7	Luminarias	120	433	3031	1	433	3031	1	433	3031	220	0,92	1,24	1,54	15A/2P	8,65	8 AWG	5,42	2,46	
	6	Luminarias	120	433	2598	1	433	2598	1	433	2598	220	0,92	1,24	1,54	15A/2P	7,41	8 AWG	4,64	2,11	
																	33,35				
T5	7	Luminarias	82	433	3031	1	433	3031	1	433	3031	220	0,92	1,24	1,54	15A/2P	8,65	8 AWG	3,70	1,68	40 A
	7	Luminarias	82	433	3031	1	433	3031	1	433	3031	220	0,92	1,24	1,54	15A/2P	8,65	8 AWG	3,70	1,68	
	7	Luminarias	82	433	3031	1	433	3031	1	433	3031	220	0,92	1,24	1,54	15A/2P	8,65	8 AWG	3,70	1,68	
	6	Luminarias	82	433	2598	1	433	2598	1	433	2598	220	0,92	1,24	1,54	15A/2P	7,41	8 AWG	3,17	1,44	
																	33,35				
T6	9	Luminarias	45	433	3897	1	433	3897	1	433	3897	220	0,92	1,24	1,54	15A/2P	11,12	8 AWG	2,61	1,19	40 A
	9	Luminarias	45	433	3897	1	433	3897	1	433	3897	220	0,92	1,24	1,54	15A/2P	11,12	8 AWG	2,61	1,19	
	9	Luminarias	45	433	3897	1	433	3897	1	433	3897	220	0,92	1,24	1,54	15A/2P	11,12	8 AWG	2,61	1,19	
																	33,35				

Tabla 13: Conductores empleados para la iluminación del escenario deportivo.

Aplicación	Configuración	Calibre del conductor	Tipo de Aislamiento	Material
Media Tensión	3F4C	2(2)	XLPE	Cobre suave
Baja Tensión	3F4C	3/0	TTU	Cobre suave
Alumbrado en Torres	2F2C	8	THHN	Cobre suave
Alumbrado de la cámara de Transformación.	1F2C	14	THHN	Cobre suave
Toma Corrientes 110V	1F2C	12	THHN	Cobre suave
Tomas especiales 220V	2F2C	10	THHN	Cobre suave

Fuente: El Autor

6.2.1 Cálculo de los sistemas de protección a los tableros

El cálculo de los interruptores termomagnéticos para los tableros se los realiza en base a la distribución de carga que va a tener cada uno de ellos. En el Anexo 6 se presenta la caída de tensión en cada tablero de distribución, así como el tipo de conductor que se requiere para su aplicación.

La Tabla 14 muestra el número de protecciones que se va a emplear el diagrama unifilar para el presente sistema de iluminación se muestra en el Anexo 10 mientras que el tablero de distribución se presenta en el Anexo 12.

Tabla 14: Protecciones para el sistema de Iluminación.

Aplicación	Capacidad
Protección general para cada torre	40A/2P
Protección para 7 lámparas tipo tempo RVP351	15A/2P
Protección Para el Sistema de Iluminación	10A/1P
Protección para los tomacorrientes 110V	15A/1P
Protección para los tomacorrientes 220V	20A/2P
Protección General para la cámara de Transformación.	200A/ 3F4C

Fuente: Autor

6.2.1 Transición de red Aérea a Subterránea

De acuerdo a las normas que establece el MEER la transición de una línea aérea a subterránea o de subterránea a aérea se realizará en un poste de altura mínima de 12 m para medio voltaje y 10 m para bajo voltaje, los cables utilizados en ella se alojarán en tubería rígida de acero galvanizado.

Para la transición a la cabina de transformación a nivel de piso se la realizara por medio del poste # 129648 el cual se localiza en la avenida Salvador Bustamante Celi como se muestra en la Figura 19, considerándose este el poste más adecuado debido a que su ubicación es la más cercana hacia donde quedara instalado el centro de transformación.

El Anexo 7 muestra la transición a realizarse en el presente proyecto.



Figura 19: Ubicación del Poste para la transición.

Fuente: Google maps

6.2.2 Dimensionamiento de la cámara de transformación

Para el dimensionamiento de la cámara de transformación previamente se establece si será ubicada a nivel de piso o subterránea, para el presente proyecto se ubicará una cámara de transformación a nivel de piso como lo indica la Figura 21, la misma está diseñada conforme lo establece el MEER, los parámetros de diseño se presentan en el literal 6.2.1, mientras que en el Anexo 8 se presenta la cámara de transformación.

Las resistencias del hormigón armado serán las siguientes:

- Tipo A: 240 kg/cm² para lo que corresponde a losas tanto móviles y fijas para soportar el paso Vehículos.
- Tipo B: 210 kg/cm² para todas las paredes y pisos.

Tabla 15: Especificaciones del hormigón para cámaras subterráneas bajo nivel de calzada.

Tipo de Estructura	Tipo de Concreto	Resistencia F'C
Piso	Hormigón Simple	210 Kg/cm ²
Paredes	Hormigón Armado	210 Kg/cm ²
Losa Superior Fija	Hormigón Armado	240 Kg/cm ²
Losa Superior Móvil	Hormigón Armado	240 Kg/cm ²

Fuente: MEER

La Tabla 15 muestra las resistencias del hormigón que se establece para las cámaras subterráneas bajo nivel de calzada, ya que la cámara del presente proyecto se ubicara a nivel de piso estos datos se emplearan sin ningún problema.

6.3 Cálculo de la iluminación para la cámara de transformación

La Iluminación del interior de la cabina de transformación deberá poseer como mínimo una iluminación de 250lx Según la Norma NEC 924-5.

6.3.1 Datos de la cabina de transformación

Las dimensiones que debe poseer la cabina de transformación cumplirán lo que estable el manual de construcción del MEER, para el presente proyecto se ha creído conveniente las siguientes dimensiones:

- Largo: 6m
- Ancho: 4m
- Altura: 3m
- Color del techo: blanco
- Color de las paredes: blanco
- Superficie= 6 m x 4m = 24 m^2
- Iluminación general: 250 lx

6.3.2 Datos de la luminaria

- Lámpara: Philips TCH481 2xTL-D58W HFP M2_965
- Potencia nominal: 110W
- Flujo luminoso: 10300 lm

Para el cálculo de la iluminación en la cabina de transformación se emplea el método de lúmenes, la Figura 20 indica la simulación del sistema de iluminación.

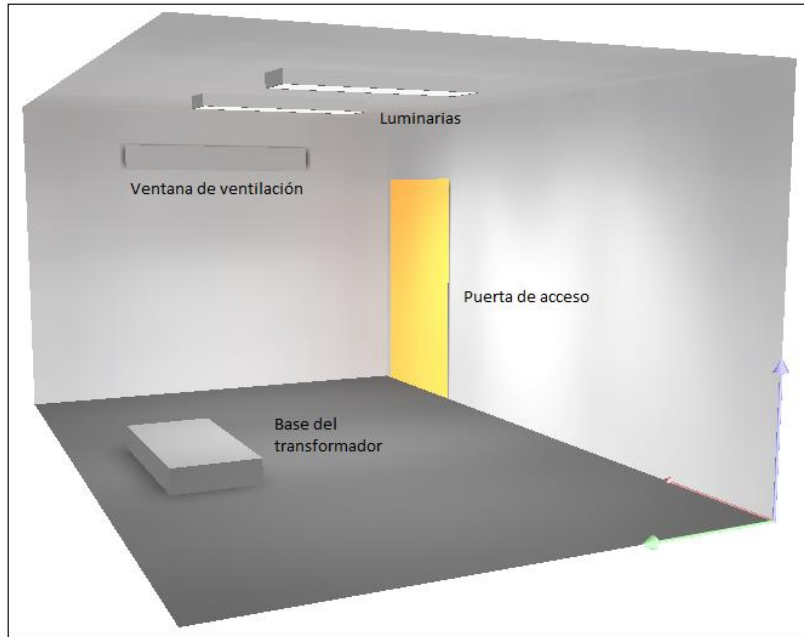


Figura 20: Cámara de transformación

Fuente: Autor

Referencia: DIALUX

6.3.1 Recolector del aceite del transformador

El transformador a emplearse para el diseño lumínico de la cancha sintética del parque recreacional Jipiro, será un transformador ELEKTRON de distribución trifásico tipo Padmounted, con refrigeración natural en aceite (ONAN), el cual deberá poseer una capacidad de 75kVA el mismo que consta de las características establecidas en la Tabla 16.

Tabla 16: Características del Transformador Padmounted de 75KVA

Largo (cm)	Ancho (cm)	Altura (cm)	Capacidad de aceite (lt)
88	64	1,07	135

Fuente: AUTOR

Todo equipo tipo pedestal deberá contar con una base de hormigón armado, con una resistencia mínima de $f'c = 210 \text{ kg/cm}^2$, cuyas dimensiones dependerán del equipo a instalar.

La zanja para la recolección de aceite será de 0,2m de ancho por 0,2m de profundidad con lo cual se garantizará una recolección del 100% del aceite en caso de que este se derramara.

6.3.2 Ventilación

Debido a que la cámara de distribución se encuentra a nivel de piso no se hace necesario el uso de un sistema de ventilación forzada para este caso únicamente emplearemos la ventilación natural con la incorporación de ventanas a la cámara de transformación.

Para el dimensionamiento utilizamos el método que se basa en la disipación de la potencia del transformador. Mismo que se presenta en el manual de construcción del MEER, la ecuación (8) será empleada para el cálculo de las ventanas.

$$S = \frac{1,8 \times 10^{-4} P}{\sqrt{H}}$$
$$S = \frac{1,8 \times 10^{-4} \times 1754}{\sqrt{2}}$$
$$S = 0,223m$$

La potencia total disipada la obtenemos mediante la capacidad del transformador y la tabla presentada en la norma INEN 2114 y 2115. Tras el cálculo de la entrada de aire se estableció que para el presente proyecto de transformación utilizaremos dos ventanas de 2 x 0,25 m.

6.3.3 Obra eléctrica interna en cámara subterránea

Una vez ejecutada la obra civil de la cámara de transformación subterránea, se procede a la construcción de la obra eléctrica interna para el adecuado funcionamiento de la misma, en ella se contempla la instalación del circuito interno de alumbrado de la cámara, circuito de fuerza para voltajes requeridos y servicios auxiliares, cumpliendo los requerimientos que exige el manual de construcción y las normas en consideración.

El circuito interno constará de:

- Circuito de alumbrado
- Circuito de fuerza (monofásico y trifásico)
- Luz de emergencia

El Anexo 9 indica la ubicación de: toma corriente normal, tomas especiales, ubicación de las luminarias además de poseer la ubicación de la luz de emergencia requerida por el manual de construcción del MEER.

6.3.1 Ubicación de la cabina de transformación.

La cabina de transformación se la ubicará lo más cercana al poste donde se ejecutará la transición área a subterránea, la Figura 21 indica la ubicación donde se la dimensionará esto debido a que en este espacio se cuenta con las dimensiones requeridas para la cabina de transformación y la malla de puesta a tierra, el literal 6.2.1 muestra las características que posee el centro de transformación.



Figura 21: Ubicación de la cabina de transformación y del sistema de puesta a tierra.

Fuente: Autor

6.3.1 Pozos

El uso de pozos en este proyecto es de vital importancia debido a que existen quiebres o desviaciones de 90° así como también distancias excesivas. Es por ello que la norma del manual de construcción del MEER establece que se ubiquen pozos a una distancia comprendida entre 30 y 60m.

Los tipos de pozos establecidos para el presente proyecto se presentan en la Tabla 17 la misma que consta de las dimensiones, profundidad, etc. Los pozos serán construidos de mampostería de ladrillo o bloque de hormigón pesado en acera esto debido a que la ubicación de los mismos no se encuentra bajo cargas excesivas. El espesor de la pared será como mínimo de 12 cm.

En el Anexo 10 se puede observar el diseño de la obra civil de los pozos establecidos.

Tabla 17: Pozos empleados para el sistema de Iluminación.

Tipo de Pozo	Aplicación	Dimensiones Largo x Ancho x Profundidad
Pozo Tipo B1 EUO-PB	Transición y recorrido de las líneas a las torres	90x90x90
Pozo Tipo B2 EUO-PB	Revisión, quiebres y recorrido de las líneas a las torres	90x90x90
Pozo tipo C EUO-PC	Salida de la cámara de distribución	120x120x110

Fuente: El Autor

Tapas de Pozos

Las tapas de los pozos serán diseñadas conforme lo estipula el manual de construcción de la MEER, la tapa deberá poseer una resistencia del hormigón de $f^c=210 \text{ kg/cm}^2$, de 70 mm de espesor en vereda con armadura $\varnothing=12 \text{ mm}$ cada 100 mm, en ambas direcciones.

Las tapas de hormigón tendrán un marco y brocal metálico construido de pletina de acero de espesor de 4 mm y 50 mm de base por 75 mm de alto con una abertura de 110 grados tanto para el brocal como para el marco de la tapa.

El Anexo 11 se muestra la conformación de las tapas de los pozos de distribución el cual consta de dimensiones y espesores.

Para el levantamiento de la tapa de los pozos se dejará dos orificios sin fundir formados por tubo metálico rectangular de 3/4 x 2” ubicados adecuadamente para distribuir el peso de la tapa y soldados a la armadura, que atraviesan todo el espesor de la misma, los cuales permiten el ingreso de una varilla de hierro doblada en la punta en forma de “L” que sirve para levantar la tapa.

En el Anexo 12 y 13 se presenta el recorrido de la red de distribución hacia las torres en el cual se detalla el tipo de pozo, zanja y diagrama unifilar.

6.3.1 Pozos de entrada y salida de cables

Los conductores que ingresaran a la cámara de distribución lo harán desde el exterior a través de banco de ductos, en el interior ingresaran por medio del pozo de entrada de cables y se dirigirán hacia la canalización de la cámara (exclusiva para conductores) la cual consta de las siguientes dimensiones 0,40 x 0,60 m. Así mismo, la salida de los conductores al exterior de la cámara se hará por medio del pozo de salida de cables hacia el banco de ductos del exterior de la misma. Los pozos de entrada y salida de cables tendrán dos tapas de hormigón de 30 x 70 cm y 3,5 cm de espesor que estarán sobre un marco metálico embebido en la estructura del pozo, dejando así 10 cm libres (sin tapa) para que no exista algún tipo de daño por fricción o roce en los conductores que ingresan o que salen. Los conductores quedarán aislados de algún tipo de contacto directo con el personal de mantenimiento mediante canaletas galvanizadas.

Banco de Ductos

Los bancos de ductos para redes de media y baja tensión son diseñados tomando en cuenta lo que establece el MEER “La separación mínima horizontal y vertical entre ductos de un mismo banco será de 5 cm, independiente del diámetro de tubería y del nivel de voltaje empleado. La distancia longitudinal entre cada separador será de 2.5 m.”

La profundidad establecida va a depender si el lugar por donde se ubican los ductos presenta circulación o no de vehículos, la Tabla 5 muestra los valores establecidos de acuerdo a estas consideraciones.

Como ya se mencionó anteriormente la distancia mínima entre tubos será de 5cm mientras que la distancia entre la tubería y la pared de la zanja será mínima de 10cm.

Para el cálculo del ancho de la zanja emplearemos la ecuación (7) y los resultados de las zanjas se presentan en el Anexo 14.

La Tabla 18 muestra los tipos de zanjas que se emplearan, así como sus dimensiones una vez calculadas.

Tabla 18: Zanjas a emplearse en el sistema de iluminación.

Tipo de zanja	Ancho (cm)	Profundidad (cm)
Zanja Tipo 1 para acometida en acera. EUO-0B(1x2B)1	47	61
Zanja para acometida en calzada. EUO-0B(1x2B)2	47	91
Zanja Tipo 2 para baja tensión con 3 tubos. EUO-0B(1x3B)1	63	71
Zanja Tipo 3 para baja tensión con 7 tubos EUO-0B(3x3B)1	63	103

Fuente: AUTOR

6.4 Sistema de Puesta a tierra

El diseño de puesta tierra, se realiza en base a la capacidad del transformador (75 kVA) mismo que fue determinado para satisfacer las necesidades que presenta el uso de la lámpara Tempo 3 RVP351 de 400W, el cálculo y diseño de la malla de puesta a tierra está elaborada bajo los parámetros establecidos por la norma IEEE 80.

6.4.1 Cálculo de la corriente Máxima del Transformador

La corriente máxima o corriente de corto circuito del transformador se la determina mediante la ecuación (26).

Corriente de corto circuito de media Tensión

$$I_{max-MT} = \frac{KVA. 1000}{E_{LL} * 1,732} \quad \text{Ecuación (26)}$$

Siendo:

E_{LL} = Tension de linea

KVA = Potencia del transformador

$$I_{max-MT} = \frac{75(1000)}{13800(1,732)}$$

$$I_{max-MT} = 3,13 A$$

La corriente de corto-circuito simétrica máxima en Media tensión se determina con la siguiente expresión:

$$I_{CC,máx} = I_{max-MT} \frac{100\%}{2\%}$$

$$I_{CC,máx} = 3,13 A \frac{100\%}{2\%}$$

$$I_{CC,máx} = 156,5 A$$

El cálculo de la corriente de corto circuito en Baja Tensión se lo obtiene empleando las mismas ecuaciones de media tensión.

$$I_{max-BT} = \frac{KVA. 1000}{E_{LL} * 1,732}$$

$$I_{max-BT} = \frac{75(1000)}{220(1,732)}$$

$$I_{max-BT} = 196,82 A$$

$$I_{CC,máx} = I_{max-BT} \frac{100\%}{2\%}$$

$$I_{CC,máx} = 196,82 A \frac{100\%}{2\%}$$

$$I_{CC,máx} = 9852,5 A$$

6.4.2 Cálculo del Conductor

El conductor a emplearse para el sistema de puesta a tierra es de cobre desnudo, la Tabla 19 es usada para obtener la sección transversal de dicho conductor, la ecuación (12) determina el conductor que se va a emplear en el sistema de puesta a tierra.

$$A_{MCM} = I_F \frac{197.4}{\sqrt{\left(\frac{TCAP}{tc * ar * \rho r}\right) * \ln\left(\frac{K_o + T_m}{K_o + T_a}\right)}}$$

Dónde:

$$I_{cc,max} = I_F$$

$$A_{MCM} = 9852,5 A \frac{197,4}{\sqrt{\left(\frac{3,422}{1 * 0,00393 * 1,7241}\right) * \ln\left(\frac{234 + 1083}{234 + 30}\right)}}$$

$$A_{MCM} = 68,26 Kcmil$$

Tabla 19: Características de los conductores para sistemas de puesta a tierra.

Descripción	Conductividad del material (%)	ar factor al 20°C (1/°C)	K _o at 0 °C (0 °C)	Temperatura de fusión °C	ρr 20 °C (μΩ cm)	TCAP Capacidad térmica (J/cm ³ . °C)
Cobre suave recocido	100.0	0,00393	234	1083	1,7241	3,422
Cobre duro	97.0	0,00381	232	1084	1,7774	3,422
Cobre con alma de ace	40.0	0,00378	245	1084 1300	4,397	3,486

Fuente: MEER

El cálculo del conductor está establecido en unidades de cmil por lo que se requiere transformarlo en unidades de mm² para ello se hace uso de la relación:

$$1 \text{ cmil} = 0,0005067 \text{ mm}^2$$

$$A \text{ mm}^2 = \frac{68,26 Kcmil}{1973,52} = 34,59 \text{ mm}^2$$

El diámetro del conductor está determinado mediante la ecuación:

$$d = \sqrt{\frac{4 A \text{ mm}^2}{\pi}}$$

$$d = \sqrt{\frac{4 * 34,59 \text{ mm}^2}{\pi}} = 6,63 \text{ mm}$$

Mediante la Tabla 7 que se presenta se determina el diámetro del calibre de conductor que será de 2/0 AWG se cumple con lo expuesto en el manual de construcción del MEER.

6.4.3 Datos de Campo

La recolección de los datos de la resistividad del terreno se la realizo mediante la utilización del método de Wenner, la Tabla 20 muestra los valores de resistividad obtenido a diferentes distancias.

Tabla 20: Valores de resistencia del suelo para sistema de puesta a tierra

Medida #	a (m)	R (Ω)	$\rho_a = 2\pi a R$ (Ωm)
1	1	1740	10932,768
2	2	817	10266,7488
3	3	491	9255,1536
4	4	358	8997,5424
5	5	311	9770,376
6	6	256	9650,9952
7	7	187,8	8259,89472
		Σ Total	67133,47872

Fuente: Autor

El valor de la media aritmética de los valores presentados es:

$$\rho_a = \frac{\sum_{i=1}^7 \rho_{ai}}{n} = \frac{67133,47872}{7} = 9590,47 \text{ } \Omega m$$

El valor de la capa superficial del terreno tomaremos una media de lo que determina la norma IEEE-80 el cual será de 3000Ω , además el tiempo de duración de choque eléctrico que se establecerá es de 1s.

A continuación, se procede a la determinación de los valores de resistividad máximo y mínimo que se presentan en la curva.

$$\rho_1 = 10932.768 \text{ } \Omega m$$

$$\rho_2 = 8259.89472 \text{ } \Omega m$$

El área disponible para poder colocar la malla es de 160 m^2 . Se determinó una resistividad promedio del terreno según las mediciones hechas en el mismo de $9590.47 \text{ } \Omega \text{ m}$ la cual es demasiada alta y no cumple los parámetros de diseño de la norma IEEE-80-STD, por lo cual se tendría que disminuir la resistencia del suelo mediante procesos químicos y mezclas de terreno con humus lo cual tiene un rango de resistencia 10 a 150 (Ωm).

Al sustituir el terreno se tendría una resistividad de $100 \text{ } \Omega\text{m}$. La malla de puesta a tierra se colocaría dentro de un rectángulo de $20 \times 8 \text{ m}$.

6.4.4 Cálculo de longitud para el Conductor.

Para el cálculo de la longitud del conductor se dispondrá de una separación de 2m en los conductores horizontales y verticales.

Número de conductores en el eje X:

El número de conductores en el eje X está determinado mediante la ecuación:

$$D = 2 \text{ m}$$

$$N_{CX} = \frac{Lx}{D} + 1 = \frac{20}{2} + 1 = 11$$

Número de conductores en el eje y:

El número de conductores en el eje y está determinado mediante la ecuación:

$$N_{CY} = \frac{Ly}{D} + 1 = \frac{8}{2} + 1 = 5$$

Una vez determinado el número de conductores tanto en el eje Y con el eje X procesos a realizar el cálculo de la longitud total de la malla de puesta a tierra.

$$Lc = Ncx.Lx + Ncy.Ly$$

$$Lc = (11)(20\text{m}) + (5)(8\text{m}) = 260 \text{ m}$$

Dándonos como resultado el uso de un conductor de cobre $2/0 \text{ awg}$ con una longitud de 260m .

6.4.5 Cálculo de la tensión de contacto y de paso permisible.

La seguridad de una persona depende de la prevención de cantidades críticas de energía de choque absorbidas por el cuerpo humano, Las máximas tensiones de contacto y de paso permisibles, están determinadas por lo siguiente. Se recomienda usar las ecuaciones de tensiones de contacto y paso para personas de 50 Kg.

Las tensiones de paso y de toque reales deben ser menores que los respectivos límites máximos permisibles o tolerables para obtener seguridad.

El factor de disminución de la capa superficial (CS), que puede ser considerado como un factor de corrección para calcular la resistencia efectiva del pie de una persona en presencia de un material superficial y es determinado mediante la ecuación (11).

$$C_s = 1 - \frac{0,09 \left(1 - \frac{\rho}{\rho_s}\right)}{2h_s + 0,09}$$

$$C_s = 1 - \frac{0,09 \left(1 - \frac{100}{3000}\right)}{2(0,13) + 0,09} = 0,751$$

Para la obtención de la tensión tanto de paso como de toque emplearemos las ecuaciones 13 y 14 las cuales están establecidas en la norma de puesta a tierra IEEE-80.

Tensión de Paso.

$$E_p 50 = (1000 + 6C_s \cdot \rho_s) \cdot \frac{0,116}{\sqrt{ts}}$$

$$E_p 50 = (1000 + (6)(0,751)(3000)) \frac{0,116}{\sqrt{1}} = 1684,08V$$

Tensión de Toque.

$$E_t 50 = (1000 + 1,5 C_s \cdot \rho_s) \cdot \frac{0,116}{\sqrt{ts}}$$

$$E_t 50 = (1000 + (1,5)(0,751)(3000)) \cdot \frac{0,116}{\sqrt{1}} = 508,02 V$$

6.4.6 Resistencia de Malla.

El cálculo de la resistencia del terreno se la determina mediante la ecuación (27)

$$R_g = \rho \left[\frac{1}{L_c} + \frac{1}{\sqrt{20A}} \left(1 + \frac{1}{1 + h\sqrt{\frac{20}{A}}} \right) \right]$$

$$R_g = 100 \left[\frac{1}{260} + \frac{1}{\sqrt{(20)(160)}} \left(1 + \frac{1}{1 + 1,6\sqrt{\frac{20}{160}}} \right) \right]$$

$$R_g = 3,28\Omega \leq 10\Omega$$

De acuerdo a la norma IEEE-80 la resistencia de malla debe ser menor a 10 Ω dado a que el terreno fue modificado haciendo uso de humus la resistencia de malla obtenida es menor a la requerida por lo tanto esta resistencia es válida.

6.4.7 Corriente de malla I_G .

La corriente de malla I_G debe reflejar la peor condición de falla el factor de decremento y cualquier expansión futura del sistema eléctrico. Para la determinación del valor del factor de decremento ocuparemos la tabla 21 en la cual asumimos un valor de duración de falla de 1s y una relación $X/R = 10$

La corriente I_G proporciona la determinación de la corriente máxima de malla, mediante la ecuación (9) obtenemos:

Tabla 21: Factor de decremento a partir de un tiempo de falla determinado.

Duración de falla, t_f		Factor de decremento, D_f			
Segundos	Ciclos en 60 Hz	X/R=10	X/R=20	X/R=30	X/R=40
0,00833	0,5	1,576	1,648	1,675	1,688
0,050	3	1,232	1,378	1,462	1,515
0,10	6	1,125	1,232	1,316	1,378
0,20	12	1,064	1,125	1,181	1,232
0,30	18	1,043	1,085	1,125	1,163
0,40	24	1,033	1,064	1,095	1,125
0,50	30	1,026	1,052	1,077	1,101
0,75	45	1,018	1,035	1,052	1,068
1,00	60	1,013	1,026	1,039	1,052

Fuente: Norma IEEE-80

El valor del factor de decremento obtenido es de 1.013

$$I_G = 3(156,5)(1,013)(0,406)(1)$$

$$I_G = 193,09 \text{ A}$$

6.4.8 Cálculo de la elevación de potencial de tierra (GPR)

El cálculo de la elevación de Potencial GPR debe garantizar un buen sistema de puesta a tierra el valor de GPR debe ser inferior a los valores calculados de contacto y de paso en caso de no cumplirse esto se debe realizar los cálculos de las tensiones de la malla y de paso en caso de falla.

La ecuación (15) nos permite determinar el valor de GPR:

$$GPR = I_G \cdot R_g$$

$$GPR = (193,09A)(3,28\Omega) = 633,35V$$

La máxima elevación de potencial del sistema de puesta a tierra, GPR calculado es superior al valor de la tensión de contacto tolerable, Et50 por lo tanto, es necesario realizar evaluaciones adicionales.

6.4.9 Cálculo de la tensión de malla y la tensión real de paso (E_m , E_p).

Los valores de la tensión de paso y potencial de malla son obtenidos mediante las ecuaciones 16 y 22 como producto de factores geométricos (Ks y Km respectivamente), un factor de corrección (Ki) el cual toma en cuenta los incrementos de la densidad de corriente en las extremidades de la red.

El coeficiente Km es obtenido mediante la ecuación (17)

$$K_m = \frac{1}{2\pi} \left[\ln \left(\frac{D^2}{16hd_c} + \frac{(D+2h)^2}{8Dd_c} - \frac{h}{4d_c} \right) + \frac{K_{ii}}{k_h} \ln \left(\frac{8}{\pi(2n-1)} \right) \right]$$

Número de conductores paralelos de una malla rectangular equivalente

Para mallas rectangulares el número de conductores se lo obtiene mediante la ecuación

$$n_b = \sqrt{\frac{l_p}{4\sqrt{A}}}$$

$$n_b = \sqrt{\frac{56}{4\sqrt{160}}} = 1,106$$

$$n_a = \frac{2l_c}{l_p} = \frac{2(260\text{m})}{56\text{ m}} = 9,28\text{ m}$$

$$n = n_a \times n_b$$

$$n = 9,28 \times 1,106 = 10,26$$

En vista que nuestro sistema de puesta a tierra no llevará varillas el valor de K_{ii} no será igual a 1 sino que se tendrá que calcular mediante la ecuación (18)

$$K_{ii} = \frac{1}{(2n)^{2/n}} = \frac{1}{[(2)(10,26)]^{2/10,26}} = 0,55$$

$$E_m = \frac{\rho \cdot I_g \cdot K_m \cdot K_i}{L_M}$$

$$E_m = \frac{(100)(193,09)(0,68)(2,16)}{268} = 105,82\text{V}$$

El voltaje de malla es menor que el voltaje tolerable de toque ($E_m < E_{t50}$), por lo tanto, el diseño cumple con los parámetros requeridos.

El valor de k_s se calcula mediante la ecuación (24):

$$K_s = \frac{1}{\pi} \left[\frac{1}{2h} + \frac{1}{D+h} + \frac{1}{D} (1 - 0,5^{n-2}) \right]$$

$$K_s = \frac{1}{\pi} \left[\frac{1}{(2)(1,3)} + \frac{1}{2+1,3} + \frac{1}{2} (1 - 0,5^{5,57-2}) \right]$$

$$K_s = 0,36$$

Longitud efectiva del conductor enterrado

$$L_s = 0,75L_C + 0,85L_R$$

$$L_s = 0,75(100) + 0,85(20)$$

$$L_s = 92\text{ m}$$

$$E_p = \frac{\rho \cdot I_G \cdot K_S \cdot K_i}{L_S}$$

$$E_p = \frac{(100)(193,09)(0,36)(1,46)}{92}$$














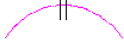


$$E_p = 110,31 \text{ V}$$

Una vez analizados estas tensiones observamos que el sistema de puesta a tierra cumple con las normas de diseño establecidas por la MEER y la norma IEEE-80, en el Anexo 16.1 y 16.2 se presenta el mismo sistema de puesta a tierra comprobado mediante un software de cálculo establecido por la norma IEEE-80.

Simbología empleada para el dimensionamiento

El presente proyecto se basa en la simbología a la que se rige la Empresa Eléctrica Regional del Sur S.A., el MEER y la norma IEEE-80.

Tabla 22: Simbología empleada para el Diseño de Iluminación.

Símbolo	Definición
	Transformador trifásico tipo Padmounted en cámara de distribución.
	Seccionador Fusible.
	Pozos
	Poste # 129648
	Punto de Transición Aérea-Subterránea.
	Líneas de Media Tensión
	Puesta a Tierra
	Líneas de Baja Tensión
	Luminaria Fluorescente en soporte rígido
	Luz de emergencia
	Interruptor de Luz
	Tomacorriente de 127V
	Circuito de iluminación
	Circuito de tomacorrientes 127V
	Circuito de tomacorrientes especiales 220V
	Toma especial

Fuente: El Autor

6.5 Análisis técnico económico del proyecto

Una vez finalizado los cálculos para el diseño del sistema de iluminación de la cancha sintética del parque recreacional Jipiro de la ciudad de Loja, se procede a determinar el análisis técnico económica del proyecto.

Los valores de los materiales a emplearse varían de acuerdo al diseño establecido para cada tipo de luminaria (vapor de sodio, mercurio y led), los precios presentados están establecidos a través de cotizaciones a nivel nacional cuyas proformas se muestran en el Anexo 16 así como también basados en cotizaciones establecidas en proyectos similares.

Cabe destacar que los precios de la obra civil de la cámara de transformación no están contemplados en este análisis económico.

Tabla 23: Análisis de los costos unitarios de los materiales para la ejecución del Proyecto.

ANÁLISIS DE PRECIOS UNITARIOS					
<i>Proyecto: DISEÑO DEL SISTEMA DE ILUMINACIÓN PARA LA CANCHA SINTETICA DEL PARQUE RECREACIONAL JIPIRO DE LA CIUDAD DE LOJA</i>					
TABLA DE DESCRIPCIÓN DE UNIDADES, CANTIDADES Y PRECIOS					
ITEM	DESCRIPCIÓN	UNIDAD	CANTIDAD	PRECIO UNITARIO (USD)	COSTO TOTAL (USD)
1	Transición Aérea - Subterránea 13800 V GDRY/7967 V - Para tres fases en estructura centrada	U	1,0	1 130,92	1 130,92
2	Transformador trifásico de 75KVA sumergido en aceite con variación de temperatura de 65º	u	1,0	5 470,00	5 470,00
3	Torre de 16m de altura	u	6,0	780,00	4 680,00
4	Tubo cuadrado de 40*40mm de 6m de longitud.	u	72,0	17,60	1 267,20
5	Lámpara Phillips RVP351 220v	u	162,0	130,00	21 060,00
6	Tablero metálico para alojamiento de barras BT e interruptores termomagnéticos en caja moldeada	u	2,0	1 091,08	1 091,08
7	Tubo conduit de acero galvanizado, diámetro 2 1/2"	u	16,0	18,60	297,60
8	Unión EMT para tubo galvanizado de 2 1/2"	u	18,0	2,53	45,54

9	Conductor de cobre suave tipo TTU aislado en PE, chaqueta de PVC. Calibre 8 AWG de 7 hilos.	u	56,0	130,00	7 280,00
10	Perno hexagonal de 2 1/2" de acero para sujeción de luminaria.	u	324,0	1,30	421,20
11	Arandelas para perno de 2".	u	648,0	0,10	64,80
12	Tubo conduit corrugado de pared lisa de pvc, diámetro 110mm.	u	103,0	22,00	2 266,00
13	Conductor de cobre suave tipo TTU-0,6 kV, aislado en PE, chaqueta de PVC. Calibre 3/0 AWG.	m	120,0	7,30	876,00
14	Tubería de Acero galvanizado de 110mm de diámetro	u	2,0	32,90	65,80
15	Tubo conduit corrugado de pared lisa de pvc, diámetro 110mm.	u	5,0	22,00	110,00
16	Codo de 90º para Tubo de acometida	u	1,0	17,00	17,00
17	Interruptor termomagnético de caja moldeada de 3P 130A	u	1,0	110,00	110,00
18	Interruptor termomagnético caja moldeada 3 polos 200 V. 40 Amp.	u	6,0	57,00	342,00
19	Interruptor termomagnético caja moldeada 2 polos 200 V. 15 Amp.	u	23,0	23,42	538,66
20	Interruptor termomagnético caja moldeada 1 polo 125V. 15 Amp.	u	2,0	6,20	12,40
21	Interruptor termomagnético caja moldeada 2 polos 200 V. 20 Amp.	u	1,0	11,31	11,31
22	Cable de Cu, Desnudo, Cableado Suave, 2/0 AWG.	m	260,0	6,66	1 731,60
23	Cable de Cu, Desnudo, Cableado Suave, # 2 AWG, 19 hilos	m	120,0	7,30	876,00
24	Suelda Exotérmica 35mm (2/0 AWG) 90	u	55,0	10,00	550,00
25	Terminal aleación de Cu, de compresión tipo ojo, calibre 2/0 AWG	u	8,0	1,74	13,92
26	Barra equipotencial de Cu, para sistema de puesta a tierra 2"x10"x1/4"	u	3,0	57,55	172,65

27	Humus, máximo 100 Ω m de resistividad	m3	86,0	100,00	8 600,00
28	Excavación y desalojo de tierra	m3	86,0	6,00	516,00
29	Barraje preformado para baja tensión calibres 8 a 2/0 AWG, 4 salidas, 600 V.	u	6,0	46,71	280,26
30	Barraje preformado para baja tensión calibres 8 a 2/0 AWG, 8 salidas, 600 V.	u	2,0	85,59	171,18
31	Lampara incandescente de doble tubo.	u	2,0	40,00	80,00
32	Conductor de cobre suave tipo TTU aislado en PE, chaqueta de PVC. Calibre 12 AWG	u	1,0	44,00	44,00
33	Conductor de cobre suave tipo TTU aislado en PE, chaqueta de PVC. Calibre 14 AWG	u	1,0	34,00	34,00
34	Conductor de cobre suave tipo TTU aislado en PE, chaqueta de PVC. Calibre 10 AWG	u	1,0	66,00	66,00
35	Pozo tipo B	U	4,0	135,59	542,36
36	Pozo tipo C	U	8,0	209,18	1 673,44
37	Grua para ubicación de los postes	u	1	200	200,00
38	Banco de ductos - Zanja en Acera	ml	290,0	44,52	12 910,80
TOTAL				75 448,54 USD	

Fuente: AUTOR

Dándonos un costo de 75 448,54 USD para la implementación del sistema de iluminación (lámpara de vapor de sodio), en el Anexo 16 se presenta el resultado para las demás lámparas.

6.5.1 Análisis de rentabilidad del proyecto

Se determinó la rentabilidad que tiene el proyecto con un promedio estimado de los ingresos obtenidos por el alquiler de este escenario deportivo, los datos que se utilizaron para este análisis se muestran en la Tabla 24, mismos que fueron otorgados por parte del personal administrativo que labora en el parque recreacional Jipiro.

Tabla 24: Monto recaudado por el alquiler de la cancha sintética durante el periodo Febrero 2017-Enero 2018.

UNIDAD PARQUE RECREACIONAL JIPIRO	
DETALLE DE INGRESOS DESDE FEBRERO DEL 2017 HASTA ENERO DEL 2018	
MES	TOTAL, DE INGRESOS (USD)
FEBRERO	440,00
MARZO	5 240,00
ABRIL	5 640,00
MAYO	5 400,00
JUNIO	4600,00
JULIO	5 260,00
AGOSTO	3 180,00
SEPTIEMBRE	4 020,00
OCTUBRE	3 160,00
NOVIEMBRE	2 900,00
DICIEMBRE	2 572,00
ENERO	3 480,00
TOTAL	45 892,00

Fuente: AUTOR

Referencia: Contabilidad del personal encargado

En la actualidad este escenario deportivo presta sus instalaciones al público únicamente en horarios diurnos.

Tabla 25: Valor establecido por el uso de la cancha sintética del parque recreacional Jipiro.

Costo de alquiler de la cancha sintética del parque recreacional Jipiro de la ciudad de Loja.		
Nº DE JUGADORES	Tiempo (h)	Costo/hora (USD)
22	1	40,00

Fuente: AUTOR

En cuanto al consumo de energía una vez instalado el sistema de iluminación dependerá del número de horas que se esté utilizando este escenario deportivo, la Tabla 25 muestra el costo por cada hora de uso.

El kWh es la unidad de medida que utilizan las empresas eléctricas para cobrar lo que consumen los usuarios y la forma conveniente de expresar un consumo energético, en todos los casos se refiere a la cantidad de energía consumida durante un periodo determinado.

Tabla 26: Costo por hora de uso de la cancha sintética.

CONSUMO DE ENERGIA					
Nº de Proyectoros	Potencia total de los proyectores (W)	Tiempo de uso (h)	Costo del kW/h (USD)	Energía consumida (kW/h)	Costo de Energía consumida (kW/h) (USD)
162	70146	1	0,093	70,146	6,523

Fuente: AUTOR

Una vez determinado el costo de energía por el uso de este escenario deportivo, se observa que el costo de alquiler se incrementa en el 16,35% en relación a la tarifa actualmente establecida de 40 USD. (Tabla 26)

Para la determinación del costo que representa la implementación de los equipos que conforman el sistema de iluminación de la cancha sintética, se realizó la amortización anual para el mismo periodo de tiempo al que se encuentra dimensionado el proyecto. (Tabla 27) Esto bajo las siguientes premisas:

- Duración del Proyecto: 10 años
- Tasa de descuento: 10%
- Presupuesto de inversión: 75 448,54 USD.

Teniendo que recuperar un monto de 12 278,90 USD anuales para cubrir gastos de la cámara de transformación, materiales y otros para la implantación del sistema de iluminación.

Tabla 27: Amortización de materiales y equipos empleados en el sistema de iluminación.

Tiempo (Años)	Capital (USD)	Cuota Anual (USD)	Interés (USD)	Abono a capital (USD)
0	75 448,54			
1	75 448,54	12 278,90	7 544,85	4 734,05
2	70 714,49	12 278,90	7 071,45	5 207,45
3	65 507,04	12 278,90	6 550,70	5 728,20
4	59 778,84	12 278,90	5 977,88	6 301,02
5	53 477,82	12 278,90	5 347,78	6 931,12
6	46 546,70	12 278,90	4 654,67	7 624,23
7	38 922,47	12 278,90	3 892,25	8 386,66
8	30 535,81	12 278,90	3 053,58	9 225,32
9	21 310,49	12 278,90	2 131,05	10 147,85
10	11 162,64	12 278,90	1 116,26	11 162,64
			47 340,48	

Fuente: El Autor

La Tabla 28 muestra el valor por hora calculado para cubrir el monto anual de inversión para lo cual se ha considerado que el escenario deportivo prestará su servicio por un periodo de cinco horas nocturnas.

Tabla 28: Valor de materiales y equipos a cobrar por hora de utilización del escenario deportivo.

Valor anual (USD)	Valor mensual (USD)	Valor diario (USD)	Valor hora (USD)
12278,90	1023,24	34,11	6,82

Fuente: El Autor

Por lo tanto, el costo de alquiler propuesto de la cancha sintética del parque recreacional Jipiro de la ciudad de Loja se presenta en la siguiente Tabla.

Tabla 29: Costo total por hora de alquiler del escenario deportivo en horarios nocturnos.

Tiempo (h)	Costo de alquiler normal (USD)	Costo de energía (USD)	Costo de Materiales Y equipos (USD)	Costo de gastos administrativos y utilidades (USD)	Costo total de alquiler en horario nocturno (USD)
1	40	6,52	6,82	6,68	60,05

Fuente: El Autor

Se propone una tarifa de alquiler de 60 USD por hora nocturna del escenario deportivo. Este valor considera el costo por implementación de 6,82 USD/hora, costo de energía eléctrica de 6,52 USD/hora y se incluye el 30% por gastos administrativos y el 20% por concepto de utilidad.

La Tabla 30 muestra los valores de ingresos y egresos generados por el alquiler de dicho escenario deportivo.

Tabla 30: Ingresos y egresos producidos por el alquiler en un periodo de 10 años.

Año	Ingresos		Egresos				Flujo de efectivo (USD)
	Alquiler de la cancha (USD)	Ingresos totales (USD)	Inversión (USD)	Costo de Implantación (USD)	Costo de Energía (USD)	Egresos Totales (USD)	
0			75448,54				-75 448,54
1	36 500,00	36 500,00		12 446,50	11 904,48	24 350,98	12 149,03
2	36 500,00	36 500,00		12 446,50	11 904,48	24 350,98	12 149,03
3	36 500,00	36 500,00		12 446,50	11 904,48	24 350,98	12 149,03
4	36 500,00	36 500,00		12 446,50	11 904,48	24 350,98	12 149,03
5	36 500,00	36 500,00		12 446,50	11 904,48	24 350,98	12 149,03
6	36 500,00	36 500,00		12 446,50	11 904,48	24 350,98	12 149,03
7	36 500,00	36 500,00		12 446,50	11 904,48	24 350,98	12 149,03
8	36 500,00	36 500,00		12 446,50	11 904,48	24 350,98	12 149,03
9	36 500,00	36 500,00		12 446,50	11 904,48	24 350,98	12 149,03
10	36 500,00	36 500,00		12 446,50	11 904,48	24 350,98	12 149,03

Fuente: AUTOR

El flujo de efectivo se estableció para 10 años de duración del proyecto, donde se muestran los ingresos y egresos generados (ver Tabla 30) esto con el fin de hacer el análisis VAN (Valor actual neto) y TIR (Tasa interna de retorno) y de esta manera establecer la rentabilidad del proyecto, los cálculos se realizarán mediante las ecuaciones 28 y 29:

$$VAN = \sum_{n=0}^N \frac{I_n - E_n}{(1 + i)^n} \quad \text{Ecuación (28)}$$

Siendo:

I_n = Ingresos Generados

E_n = Egresos Generados

i = Tasa de descuento

n = Número de periodos considerados.

$$VAN = -I + \sum_{i=1}^N \frac{Q_i}{(1 + TIR)^i} \quad \text{Ecuación (29)}$$

Siendo:

Q_i = Flujo de caja

La Tabla 31 muestra los valores de VAN y TIR siendo estos de gran relevancia para la determinación de si el proyecto es viable o no.

Tabla 31: Análisis de los parámetros VAN (Valor absoluto neto), TIR (Tasa interna de retorno), B/C (Beneficio/costo) para la ejecución del proyecto.

Análisis Técnico Económico	
VAN	46 041,71
TIR	10%
B/C	1,19

Fuente: AUTOR

Debido a que la tasa interna de retorno (TIR) es de 10% se debe buscar un ente financiero que oferte una tasa de interés de máximo un 9%, con la finalidad de hacer mayor rentable la ejecución del proyecto.

Una vez finalizado el análisis técnico económico se determina que la ejecución del presente proyecto es rentable para la administración de este escenario deportivo, esto debido a que las relaciones B/C (1,19); VAN (+46 041,71 USD); TIR (10%) son positivas y favorables para la implementación del presente proyecto.

7 DISCUSIÓN

El presente proyecto pretende dar una alternativa de solución para el sistema de iluminación de la cancha sintética del parque recreacional Jipiro de la ciudad de Loja.

El dimensionamiento del sistema de iluminación se lo realizará atendiendo normas nacionales e internacionales, además de corroborarse sus resultados mediante el uso del Software Dialux el cual nos permite verificar la luminancia que establece la norma UNE-EN 12193 para este escenario deportivo. Para la disposición de las torres se considera el uso de torres laterales al campo de juego esto ya que el escenario deportivo carece de suficiente espacio debido a que en sus alrededores se encuentran escenarios destinados para otras actividades deportivas, por lo que se considera esta disposición como mejor alternativa.

La obra civil para este escenario deportivo se rige a lo que se establece en el manual de construcción para sistemas de distribución subterránea, mediante la cual se optó por elaborar una cámara de distribución a nivel de piso considerándose la más factible para este proyecto en la cual se va a albergar un transformador de 75kVA requerido para la iluminación con lámparas de vapor de sodio Tempo 3 RVP 351 de 400W.

Debido a la ubicación de la cancha sintética en el parque recreacional Jipiro la transición se la realiza desde el poste # 129648 el cual se encuentra a una distancia de 30m de la cámara de transformación, las torres empleadas son del tipo (STD) de 16m de altura las que llevarán una canastilla metálica para la colocación de 27 lámparas.

Para el sistema de puesta a tierra se realizó la toma de resistividad del terreno al lado sur de la cancha debido a que en este lugar se cuenta con un espacio suficiente para dicha aplicación, se consideraron los parámetros establecidos en la norma IEEE-80 para sistemas de puesta a tierra por lo que en el presente proyecto se hizo necesario el cambio de terreno por humus que posee una resistividad de 100 ohmios esto debido a que el espacio donde se ubicara la malla presenta valores de resistividad muy elevados.

El presente proyecto se considera factible ya que el análisis técnico económico realizado para un periodo de duración de 10 años el cual fue establecido bajo los parámetros de diseño de la Empresa Eléctrica Regional del Sur (EERSSA) cumple con todos los requisitos de caídas de tensión en la red donde se realizara la transición generando un beneficio/costo superior al invertido esto tomado durante el periodo de

alquiler de este escenario deportivo únicamente en las noches, cabe señalar que los ingresos generados durante el día no se encuentran considerados en este análisis técnico económico.

El costo para la implementación del sistema de iluminación dispuesto en el presente proyecto puede sufrir cambios debido a que se pueden presentar algunas modificaciones al momento de su construcción o un aumento o disminución de costos de los materiales requeridos para su dimensionamiento.

8 CONCLUSIONES

Una vez finalizado el dimensionamiento del sistema de iluminación se llega a la conformidad de los objetivos planteados del proyecto y se resume lo siguiente:

- El diseño del sistema de iluminación, cámara de transformación, transición y puesta a tierra cumple con las normas nacionales (EERSSA, MEER) e internacionales (UNE_EN12193, Norma IEEE-80), garantizando un diseño lumínico eficiente y acorde a los requerimientos para este escenario.
- El resultado óptimo para este proyecto de iluminación es el uso de lámparas de vapor de sodio tipo tempo 3 RVP351 de 400W, debido a que la cantidad de lámparas que se necesita para cubrir el nivel de iluminación necesario es de 27 lámparas por 1/6 de cancha conformando un total de 162 para iluminar todo el espacio.
- De acuerdo a los parámetros establecidos por la norma UNE-EN 12193 para el dimensionamiento del sistema de iluminación de la cancha sintética del parque recreacional Jipiro de la ciudad de Loja, la lámpara de vapor de sodio tipo Tempo 3 RVP351 de 400W, cumple con los parámetros establecidos por la norma de iluminación.

Además de mencionar que este escenario deportivo es de uso recreativo, el color de 4000 °K cumple con las normas, sin embargo, no se harán partidos de competición televisados o grabados.

A continuación, se muestra una comparativa entre normas internacionales para iluminación de escenarios deportivos: FIFA, UNE EN-12193 y los parámetros que cumple la lámpara tipo tempo 3 RVP351.

Parámetros	Norma UNE EN-12193	Norma FIFA	Lámpara tempo 3 RVP351 de 400W
Iluminancia	500 Lux	500 Lux	
Temperatura de color	3000 °K-6500 °K	≥ 4000 °K	4500 °K
Rendimiento de color	≥ 65	≥ 65	65

Mediante esta comparación determinamos que si es posible el uso de la lámpara tipo Tempo 3 RVP351 de 400W para el presente dimensionamiento.

- Mediante la simulación del sistema de iluminación, se demostró que cumple con los requerimientos de nivel de deslumbramiento, nivel de iluminación los cuales están establecidos en la norma UNE-EN 12193.
- El análisis técnico económico realizado para la implementación de esta posible solución al diseño del sistema de iluminación de la cancha sintética del parque recreacional Jipiro de la ciudad de Loja da como resultado una inversión de 75 448,54 USD para su ejecución, además que el resultado de los indicadores; VAN (+46 041,71 USD), TIR (10%), B/C (1,19) son favorables para la implementación del sistema de iluminación.

9 RECOMENDACIONES.

- Calibrar la dirección y ubicación de cada luminaria para cumplir con los niveles de iluminación y uniformidad.
- Analizar la disponibilidad de los materiales y equipos en el mercado nacional, necesarios para el sistema de iluminación.
- Considerar lo establecido en las normas de la Empresa Eléctrica Regional del Sur S.A (EERSSA) previo a realizar e dimensionamiento del sistema de distribución e iluminación.
- Como trabajo futuro se recomienda analizar la posibilidad de usar la energía solar fotovoltaica como una fuente de energía alternativa no convencional en el aprovisionamiento del sistema de Iluminación.

10 BIBLIOGRAFÍA

(s.f.). Obtenido de:

http://cefire.edu.gva.es/pluginfile.php/199806/mod_resource/content/0/contenidos/009/luminotecnia/1caractersticas_de_la_luz.html

(INSHT), I. N. (2015). *Iluminacion en el puesto de Trabajo*. Madrid: Instituto Nacional de Seguridad e Higiene en el Trabajo (INSHT).

ADMIN. (6 de Marzo de 2017). *Efimarket*. Obtenido de:

<https://www.efimarket.com/blog/lampara-de-vapor-de-sodio-de-alta-presion/>

Amaya, C. M. (1986). *Instalaciones Electricas*. Cúcuta.

ANDES. (29 de OCTUBRE de 2016). *andes.info.ec*. Recuperado el 18 de JULIO de 2018, de <https://www.andes.info.ec/es/noticias/actualidad/1/ecuador-tiene-segunda-tarifa-electrica-mas-barata-region-destaca-vicepresidente-glas>

ASHRAE, H. B. (2006). *Refrigerating and Air Conditioning Engineers*. Atlanta: Millstar Electronic.

Beatriz M. O'Donell, J. D. (s.f.). *Fuentes Luminosas*.

Carreón, J. C. (2004). *Manual de instalaciones de alumbrado y fotometría*. México: Limusa.

CASTAÑO, S. R. (2004). *Redes de Distribución de Energia*. Colombia: Centro de Publicaciones Universidad Nacional de Colombia.

Castells, A. J. (s.f.). *Criterios Basicos para instalaciones de alumbrado en campos de futbol*. Perito Industrial, PHILIPS IBÉRICA, SAE.

Castillo, J. C. (s.f.). *Instalaciones Eléctricas y Domóticas*. España: Editex S.A.

Centro de formación, investigación, cultura y deporte. (s.f.). Obtenido de http://cefire.edu.gva.es/pluginfile.php/199806/mod_resource/content/0/contenidos/009/luminotecnia/31__tipos_de_lmparas.html

Color, C. t. (2000). *Iluminación de instalaciones deportivas*. MADRID-España: AENOR.

Comité de Homologación de Redes Subterráneas. (2013). Quito.

EMPRESA ELÉCTRICA REGIONAL DEL SUR S.A. (2012). *"NORMAS TÉCNICAS PARA EL DISEÑO DE REDES ELÉCTRICAS URBANAS Y RURALES"*. Loja.

- ERMEC. (s.f.). *COMPARATIVA TUBOS LEDS VS TUBOS FLUORESCENTES*. BARCELONA.
- Farrás, J. G. (s.f.). *Iluminación*.
- Fotométricas, L. u. (2017). *La utilidad de las curvas*.
- Franco, J. M. (2007). *Manual de Refrigeración*. Madrid: Reverté.
- HARPER, E. (2004). *El ABC del alumbrado y las instalaciones eléctricas en baja tensión*. Mexico: Limusa.
- Harper, E. (2007). *Manual Práctico del Alumbrado*. Mexico, Colombia, España, Guatemala: Limusa.
- Harper, G. E. (2004). *Manual práctico de instalaciones eléctricas*. Mexico: Limusa S.A.
- Héctor, B. S. (s.f.). *Lámparas Aplicaciones y modelos comerciales*. Energy Efficiency Foundation.
- Hernández, G. (2005). *Fundamentos de aire acondicionado y refrigeración*. Mexico DF: Limusa.
- José Samuel Ramírez Castaño, E. A. (2010). *SISTEMAS DE PUESTA A TIERRA: Diseñado con IEEE-80 y evaluado con MEF*. Colombia: Blanecolor Ltda.
- Lediagroup. (02 de 06 de 2015). *Iluminacion sostenible LED*. Obtenido de <http://lediagroup.com/tecnologia-led/el-color-depnde-del-led-con-que-se-ilumine>
- Luis Leonardo Chabla Auqui, D. F. (2015). *“Eficiencia energética en el alumbrado público del centro histórico de cuenca: Telegestión y sustitución de luminarias”*. Cuenca.
- Luzteco. (s.f.). Especialistas en iluminacion led.
- Manual del Usuario Dialux*. (2007). Australia.
- Marrufo, E., & Castillo, J. (2010). *Instalaciones Eléctricas Básicas*. Madrid: McGraw-Hill / Interamericana de España S.A.
- Mateos, A. S. (2011). *ALUMBRADO PÚBLICO. VISIÓN. ENERGÍA RADIANTE. INTENSIDAD LUMINOSA. ILUMINANCIA. LEY DE LAMBERT. DESLUMBRAMIENTO. CRITERIOS DE CALIDAD. EVALUACIÓN DEL*

DESLUMBRAMIENTO MOLESTO Y PERTURBADOR. ILUMINACIÓN DE TÚNELES. PROBLEMÁTICA DE LOS TÚNELES.

- Minas, M. d. (1982). *Norma de alumbrado de interiores y campos deportivos*.
- Montserrat, C. M. (s.f.). *Curso On-line de Iluminación*. Obtenido de Iluminacion Deportiva: <https://grlum.dpe.upc.edu/manual/iluminacionDeportiva-implantacionesTipicas.php>
- Pino, F. (02 de 10 de 2011). *VIX*. Recuperado el 28 de 05 de 2015, de www.vix.com/es/btg/curiosidades/2011/10/02/el-espectro-visible-de-luz
- Pinos, L. M. (2013). *Auditoría energética para redes de alumbrado público exterior en el AEIRNNR de la Universidad Nacional de Loja*. Loja: Tesis de grado UNL.
- Rafael Serra Florensa, H. C. (1995). *Arquitectura y energía natural*. Barcelona: Edicions UPC.
- red, D. d. (19 de 09 de 2018). *likinormas*. Obtenido de http://likinormas.micodensa.com/Especificacion/equipos_manioobra_proteccion_sobrecorriente_sobretensiones
- RETILAP, M. d. (2010). *Reglamento Técnico de iluminación y alumbrado público*. RETILAP. Colombia: s.n.: [Documento PDF].
- Rizzolo, R. C. (2007). *MANUAL DE PROCEDIMIENTOS PARA LA INGENIERÍA DE ILUMINACIÓN DE*. Sartenejas.
- Rosas, R. M. (2000). *Tecnología Eléctrica*. Edicions UPC.
- Roustaiyan, C. M. (2007). *MANUAL DE PROCEDIMIENTOS PARA LA INGENIERÍA DE ILUMINACIÓN DE*. Sartenejas.
- Salat, C. F. (1987). *Instalaciones deportivas: proyecto, construcción y mantenimiento*. España: Editores Técnicos Asociados S.A.
- Senner, A. (1994). *Principios de Electrotecnia*. Barcelona: Reverté S.A.
- Tecnología, M. d. (2003). *Cálculo de las caídas de tensión*.
- Terrell Croft, C. C. (s.f.). *Manual del Montador Electricista*. Barcelona-Bogota-Mexico: Reverte S.A.
- Tubón, V. A. ((2002)). *Sistema de enfriamiento de agua helada Usado pedagógicamente para el Dictado y Comprensión del Curso de Aire*

Acondicionado. Guayaquil Guayas Ecuador: ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL.

Virginia Santana, G. M. (2014). *El Convenio de Minamata sobre el Mercurio y su implementación en la región de América Latina y el Caribe.* Uruguay: Webinteligente.

XAVIER, M. N. (2011). "AUTOMATIZACIÓN PARA EL PROCESO DE LA MÁQUINA SOPLADORA DE ENVASES PLÁSTICOS DE LA EMPRESA N.S. INDUSTRIAS". COTOPAXI.

11 ANEXOS

CUADRO DE ANEXOS DEL SISTEMA DE ILUMINACIÓN DE LA CANCHA SINTÉTICA DEL PARQUE RECREACIONAL JIPIRO DE LA CIUDAD DE LOJA.	
ANEXO 1	Lámparas utilizadas para el dimensionamiento del sistema de iluminación.
ANEXO 2	Torre de iluminación
ANEXO 3	Simulación del sistema de iluminación
ANEXO 4	Cálculo del número de lámparas para los diferentes tipos de lámparas
ANEXO 5	5.1.1 Cálculo de la caída de tensión en la red de media tensión lámpara de vapor de sodio (Tempo 3 RVP351) 5.1.2 Cálculo de la caída de tensión en la red de media tensión lámpara de vapor de mercurio (Landmark mvf028) 5.2.1 Cálculo de la caída de tensión en la red de BT lámpara Tempo 3 RVP351 5.2.2 Cálculo de la caída de tensión en la red de BT lámpara Ladmark mvf028
ANEXO 6	6.1 Caída de tensión en la red de baja tensión hacia las torres de iluminación lámpara de vapor de sodio (Tempo 3 RVP351.) 6.2 Caída de tensión en la red de baja tensión hacia las torres de iluminación lámpara de vapor de mercurio (Ladmark.)
ANEXO 7	Transición para transformador trifásico
ANEXO 8	Cámara de transformación a nivel de piso
ANEXO 9	Sistema eléctrico de la cámara de transformación
ANEXO 10	Pozos - obra civil
ANEXO 11	Tapa de pozos tipo b y c (cuadrado)
ANEXO 12	Recorrido de la red de distribución
ANEXO 13	13.1 Diagrama unifilar 13.2 Diagrama de fuerza y de control del sistema de iluminación 13.3 Tablero de distribución
ANEXO 14	zanjas - obra civil

ANEXO 15	<p>15.1 Sistema de puesta tierra</p> <p>15.2 Resultado del sistema de puesta a tierra a través del software de la norma IEEE- 80</p>
ANEXO 16	<p>16.1 Análisis de precios para a lámpara tipo Tempo 3 RVP351</p> <p>16.2 Análisis de precios para la lámpara tipo Ladmark</p> <p>Cotizaciones</p>