



INGENIERÍA
ELECTROMECÁNICA

Universidad Nacional de Loja

UNIVERSIDAD NACIONAL DE LOJA
FACULTAD DE LA ENERGÍA, LAS INDUSTRIAS Y LOS
RECURSOS NATURALES NO RENOVABLES

CARRERA DE INGENIERÍA ELECTROMECÁNICA

DISEÑO LUMÍNICO PARA EL ESTADIO DE LA
UNIVERSIDAD NACIONAL DE LOJA

1859

Tesis previa a la
obtención del Título
de Ingeniero
Electromecánico.

Autor: Byron Rafael Carpio González

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

LOJA-ECUADOR

2019

CERTIFICACIÓN

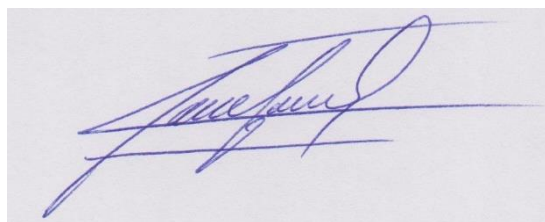
Ing. Jorge Enrique Carrión González, Mg. Sc.

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 LUMÍNICO PARA EL ESTADIO DE LA UNIVERSIDAD NACIONAL DE LOJA**”, previa a la obtención del título de **Ingeniero Electromecánico**, realizado por el señor egresado: **Byron Rafael Carpio González**, la misma que cumple con la reglamentación y políticas de investigación, así como también con todos los objetivos planteados en el proyecto, por lo que autorizo su presentación y posterior sustentación y defensa.

Loja 08 de marzo del 2019



Ing. Jorge Enrique Carrión González, Mg. Sc.

DIRECTOR DE TESIS

AUTORÍA

Yo, **BYRON RAFAEL CARPIO GONZÁLEZ** declaro ser autor del presente trabajo de tesis “**DISEÑO LUMÍNICO PARA EL ESTADIO DE LA UNIVERSIDAD NACIONAL DE LOJA**”, y eximo expresamente a la Universidad Nacional de Loja y a sus representantes jurídicos de posibles reclamos o acciones legales por el contenido de la misma.

Adicionalmente acepto y autorizo a la Universidad Nacional de Loja, la publicación de mi tesis en el Repositorio Institucional-Biblioteca Virtual.

Firma:



Cédula: 1105029373

Fecha: 09 de octubre del 2019

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

Yo, **BYRON RAFAEL CARPIO GONZÁLEZ** declaro ser autor de la tesis titulada: **“DISEÑO LUMÍNICO PARA EL ESTADIO DE LA UNIVERSIDAD NACIONAL DE LOJA”**, como requisito para optar el grado 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 visibilidad de su contenido de la siguiente manera 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 los 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 nueve días del mes de octubre del dos mil diecinueve.

Firma:



Autor: Byron Rafael Carpio González

Cédula: 1105029373

Dirección: Loja (Barrio Chinguilanchi).

Correo electrónico personal: byron08_rf@hotmail.com

Correo electrónico institucional: byron.carpio@unl.edu.ec

Teléfono:

Celular: 0985630054

DATOS COMPLEMENTARIOS

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

Tribunal de grado: Ing. Jorge Patricio Muñoz Vizhñay, Mg. Sc.

Ing. Julio Roberto Gómez Peña, Mg. Sc.

Ing. Iván Alberto Coronel Villavicencio, Mg. Sc.

DEDICATORIA

Primeramente a Dios por brindarme salud y permitirme cumplir con mis objetivos; a mis padres por brindarme su apoyo incondicional, sus consejos, por guiarme por el camino correcto y por haberme motivado cuando más lo necesitaba; a mis hermanos y hermana que siempre me dieron ánimos para seguir adelante; a toda mi familia que me apoyaron para no decaer durante los momentos difíciles y a mis amigos que influyeron durante mi formación profesional.

AGRADECIMIENTO

A la Universidad Nacional de Loja por abrirme sus puertas, a los docentes de la carrera de Ingeniería Electromecánica por su apoyo y por compartir sus conocimientos los cuales me permitieron formarme, a mi director de tesis el Ingeniero Jorge Carrión por su apoyo durante el desarrollo de la presente tesis y a mis compañeros que siempre me brindaron su ayuda y compartimos momentos buenos y malos tanto dentro como fuera de la universidad.

“Aunque nadie ha podido regresar atrás y hacer un nuevo comienzo, cualquiera puede recomenzar ahora y hacer un nuevo final”

- Jonathan García-Allen

TABLA DE CONTENIDOS

CERTIFICACIÓN	ii
AGRADECIMIENTO.....	vi
ÍNDICE DE FIGURAS	xi
SIMBOLOGÍA	xiii
1. TÍTULO.....	1
2. RESUMEN	2
3. INTRODUCCIÓN	4
3.1 OBJETIVOS.....	4
3.1.1 OBJETIVO GENERAL	4
3.1.2 OBJETIVO ESPECÍFICO.....	4
3.2 ANTECEDENTES	5
3.3 SITUACIÓN PROBLEMÁTICA	5
4. REVISIÓN DE LITERATURA	6
4.1 GENERALIDADES	6
4.1.1 LUMINOTECNIA	6
4.1.2 LA LUZ.....	6
4.1.3 MAGNITUDES FUNDAMENTALES.....	7
4.1.3.1 FLUJO LUMINOSO	7
4.1.3.2 RENDIMIENTO LUMINOSO.....	8
4.1.3.3 INTENSIDAD LUMINOSA	9
4.1.3.4 NIVEL DE ILUMINACIÓN O ILUMINANCIA (LUX).....	9
4.1.3.5 LUMINANCIA.....	10
4.1.4 CURVAS FOTOMÉTRICAS	11
4.1.5 LEYES FUNDAMENTALES DE LA LUMINOTECNIA	15
4.1.5.1 LEY INVERSA DE LOS CUADRADOS.....	15
4.1.5.2 LEY DEL COSENO	16
4.1.5.3 LEY DEL COSENO-CUBO	17
4.2 MÉTODOS DE ILUMINACIÓN DE CENTROS DEPORTIVOS	18
4.2.1 TIPOS DE LUMINARIAS.....	18

4.2.2	ILUMINANCIA DEL PLANO HORIZONTAL	21
4.2.3	ILUMINANCIA DEL PLANO VERTICAL	21
4.2.4	UNIFORMIDAD EN LA ILUMINACIÓN	21
4.2.5	REPRODUCCIÓN DEL COLOR.....	22
4.2.6	ÍNDICE DE REPRODUCCIÓN CROMÁTICA (CRI).....	22
4.2.7	MÉTODO DE LOS LÚMENES	22
4.2.8	TIPOS DE FUENTES DE LUZ	24
4.2.8.1	LÁMPARAS DE VAPOR MERCURIO DE ALTA PRESIÓN	25
4.2.8.2	LÁMPARAS DE VAPOR DE SODIO DE BAJA PRESIÓN	26
4.2.8.3	LÁMPARAS DE VAPOR DE SODIO DE ALTA PRESIÓN.....	27
4.2.8.4	LÁMPARAS DE HALOGENUROS METÁLICOS	28
4.2.8.5	LEDS	30
4.2.8.6	EQUIPOS PARA EL ENCENDIDO DE LAS LÁMPARAS.....	32
4.3	PARÁMETROS DE ILUMINACIÓN VIGENTES EN EL PAÍS.....	34
4.3.1	GENERALIDADES	34
4.3.2	CATEGORÍAS DE COMPETICIONES	35
4.3.3	POSIBLES VISTAS DE LAS CÁMARAS	35
4.3.4	ÁNGULOS VISUALES DE JUGADORES Y LA TRANSMISIÓN.....	36
4.3.5	CONTROL DE SOMBRAS (DIRECCIONAMIENTO MULTIZONA) 36	
4.3.6	PLANIFICACIÓN DE LAS INSTALACIONES	38
4.3.7	NORMATIVA FIFA PARA SISTEMAS DE ILUMINACIÓN.....	39
4.3.7.1	ALTURA DE MONTAJE DE LAS LUMINARIAS	39
4.3.7.2	ILUMINANCIA HORIZONTAL.....	40
4.3.7.3	VARIACIÓN	40
4.3.7.4	ILUMINACIÓN VERTICAL.....	40
4.3.7.5	VERTICAL DE LA CÁMARA FIJA	41
4.3.7.6	TEMPERATURA DEL COLOR.....	41
4.3.7.7	ÍNDICE DE REPRODUCCIÓN DE COLOR (RENDERING).....	42
4.3.7.8	ESPECIFICACIONES PARA EVENTOS TELEVISADOS.....	42
4.3.7.9	ESPECIFICACIONES PARA EVENTOS NO TELEVISADOS.....	43
4.3.8	IMPACTO AMBIENTAL.....	43

4.4	NORMATIVA PARA LA CONSTRUCCIÓN DE REDES ELÉCTRICAS DE MT Y BT.....	45
4.4.1	HOMOLOGACIÓN DE LAS UNIDADES DE PROPIEDAD (UP) EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE REDES SUBTERRÁNEAS	45
4.4.1.1	INTERRUPTOR PARA REDES SUBTERRÁNEAS	45
4.4.1.2	DUCTOS	46
4.4.1.3	POZOS.....	50
4.4.1.4	CÁMARAS ELÉCTRICAS	54
4.4.1.5	SISTEMA DE PUESTA A TIERRA PARA CENTRO DE TRANSFORMACIÓN	58
4.4.1.6	CABLES	59
4.4.1.7	TRANSICIÓN DE RED AÉREA A SUBTERRÁNEA.....	61
5.	MATERIALES Y MÉTODOS	64
5.1	MATERIALES.....	64
5.2	MÉTODOS.....	65
6.	RESULTADOS	68
6.1	CÁLCULO LUMINOTÉCNICO	68
6.2	EVALUACIÓN TÉCNICO ECONÓMICA	70
6.2.1	INTRODUCCIÓN.....	70
6.2.2	EVALUACIÓN TÉCNICA.....	70
6.2.2.1	COMPARACIÓN DE LAS CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS Y FOTOMÉTRICAS DE LAS LUMINARIAS PROPUESTAS	70
6.2.2.2	DISTRIBUCIONES FOTOMÉTRICAS	72
6.2.2.3	VIDA ÚTIL	74
6.2.3	EVALUACIÓN ECONÓMICO.....	75
6.2.3.1	EVALUACIÓN DE COSTOS DE LAS PROPUESTAS DE SISTEMAS DE ILUMINACIÓN.....	75
6.2.3.2	COSTOS DE CONSUMO DE ENERGÍA	76
6.2.3.3	COSTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO	77
6.2.3.4	VALOR ACTUAL NETO (VAN).....	78
6.2.3.5	VALOR ACTUAL NETO DE LAS PROPUESTAS DE	

ILUMINACIÓN	79
6.2.3.6 EVALUACIÓN SOCIAL DEL PROYECTO	79
6.2.3.7 TASA SOCIAL DE DESCUENTO	81
6.2.3.8 EVALUACIÓN SOCIAL CON ENFOQUE COSTO – EFICIENCIA PARA LAS PROPUESTAS.....	81
6.3 SELECCIÓN DEL SISTEMA DE TORRES	83
6.4 SIMULACIÓN DEL SISTEMA DE ILUMINACIÓN.....	88
6.5 DISEÑO Y DIMENSIONAMIENTO DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA.....	92
6.5.1 CONSIDERACIONES GENERALES.....	92
6.5.2 TRANSFORMADOR	92
6.5.3 ACCESORIOS DEL TRANSFORMADOR.....	92
6.5.4 PROTECCIÓN Y SECCIONAMIENTO.....	94
6.5.5 PUESTA A TIERRA.....	95
6.5.5.1 PUESTA A TIERRA DEL TRANSFORMADOR	95
6.5.5.2 PUESTA A TIERRA EN CIRCUITO DE BT	108
6.5.5.3 CÁLCULO DE PUESTA A TIERRA EM TRANSICIÓN AÉREA A SUBTERRÁNEA	109
6.5.5.4 PARARRAYOS EN TORRES DE ILUMINACIÓN	109
6.5.6 TRANSICIÓN DE RED AÉREA A SUBTERRÁNEA	113
6.6 SELECCIÓN DE CABLES	115
6.7 OBRA CIVIL	117
6.7.1 BANCO DE DUCTOS.....	117
6.7.2 POZOS	118
6.7.3 CÁMARA.....	118
6.8 ANÁLISIS DE PRECIOS	118
7. DISCUSIÓN	122
8. CONCLUSIONES	124
9. RECOMENDACIONES	125
10. BIBLIOGRAFÍA	126
11. ANEXOS	128

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Diagrama del espectro electromagnético	7
Figura 2. Flujo luminoso	8
Figura 3. Esquema de rendimiento luminoso	8
Figura 4. Esquema de intensidad luminosa	9
Figura 5. Esquema de definición de iluminancia	10
Figura 6. Luminancia de una superficie	11
Figura 7. Curva fotométrica de un plafón.....	12
Figura 8. Planos polares de las curvas fotométricas de un proyector.....	13
Figura 9. Datos fotométricos de un proyector circular.....	13
Figura 10. Curvas fotométricas de un proyector	13
Figura 11. Curvas isolux.....	14
Figura 12. Curvas isocandela	14
Figura 13. Curva de iluminación	15
Figura 14. Ley inversa de los cuadrados	16
Figura 15. Ley del coseno.....	16
Figura 16. Ley del coseno-cubo	17
Figura 17. Lámparas incandescentes	19
Figura 18. Luminiscencia por alta descarga eléctrica.....	20
Figura 19. Lámpara de mercurio de alta presión.....	25
Figura 20. Partes de una lámpara de vapor de sodio de baja presión	26
Figura 21. Partes de una lámpara de vapor de sodio de alta presión.....	28
Figura 22. Partes de una lámpara con halogenuros metálicos.....	29
Figura 23. Lámpara LED.....	30
Figura 24. Vistas de las cámaras	35
Figura 25. Direccionamiento de la luz en eventos internacionales	37
Figura 26. Direccionamiento de la luz eventos no televisados.....	37
Figura 27. Eventos no televisados clase III, partidos nacionales	38
Figura 28. Eventos no televisados clase II, partidos de ligas y clubes	38
Figura 29. Eventos no televisados clase I, entrenamiento y recreo.....	39
Figura 30. Altura de montaje de luminarias	39
Figura 31. Iluminación horizontal	40
Figura 32. Iluminación vertical	41

Figura 33. Luz vertical sobre el campo	41
Figura 34. Contaminación lumínica	44
Figura 35. Cinta de señalización para instalaciones eléctricas subterráneas	48
Figura 36. Tapa de hormigón	52
Figura 37. Tapa de grafito esferoidal.....	53
Figura 38. Soporte para cables en pozos de revisión.....	54
Figura 39. Partes de cable para MT	61
Figura 40. Estadio de la Universidad Nacional de Loja	65
Figura 41. Flujograma del proceso de desarrollo de proyecto	67
Figura 42. Esquema de fotometría luminaria led Philips BVP651 T25	73
Figura 43. Esquema de fotometría luminaria de halogenuros metálicos Philips HNF207	73
Figura 44. Esquema de fotometría luminaria de mercurio Philips MVF024	74
Figura 45. Distribución de cargas puntuales	85
Figura 46. Diagrama de esfuerzos cortantes.....	86
Figura 47. Diagrama de momentos flectores.....	86
Figura 48. Estadio U.N.L. iluminado con luminarias de halogenuros metálicos	88
Figura 49. Estadio U.N.L. Iluminado con luminarias de halogenuros metálicos.....	89
Figura 50. Iluminación estadio U.N.L. con luminarias de halogenuros metálicos en colores falsos	89
Figura 51. Iluminación estadio U.N.L. con luminarias de halogenuros metálicos en colores falsos	90
Figura 52. Direccionamiento de la luz.....	91
Figura 53. Direccionamiento de la luz 2D.....	91
Figura 54. Transformador tipo pedestal	94
Figura 55. Grafica ρ -a.....	102
Figura 56. Geometría de la malla de puesta a tierra	104
Figura 57. Recorrido de la red de MT	115
Figura 58. Transformador tipo pedestal	149
Figura 59. Vista lateral y superior de transformador INATRA.....	151
Figura 60. Mapa isoceraunico del ecuador.....	153

SIMBOLOGÍA

AV: Alto voltaje

MT: Medio voltaje

BT: Bajo voltaje

CI: Carga instalada

ACSR: Conductores de aluminio de acero reforzado (Aluminum Conductors Steel Reinforced)

AWG: Calibre de alambre estadounidense (American Wire Gauge)

CA: Corriente Alterna.

CC: Corriente Continua.

CT: Centro de transformación

EERSSA: Empresa Eléctrica Regional del Sur S.A.

E_m: Iluminancia media (lux).

E_{min}: Punto de menor iluminancia entre todos los puntos calculados.

E_{prom}: Valor promedio calculado entre todos los puntos considerados.

E_{max}: Punto de mayor iluminancia calculado entre todos los puntos considerados.

ICC: Corriente de Cortocircuito.

IRC: Índice de reproducción cromática.

LED: Sigla de la expresión inglesa light-emitting diode, ‘diodo emisor de luz’.

MEER: Ministerio de Electricidad y Energía Renovable.

TIR: Tasa Interna de Retorno.

VPN: Valor Presente Neto.

W/m²: Irradiancia.

VAC: Valor actual de costos.

CAE: Costo anual equivalente.

1. TÍTULO

**DISEÑO LUMÍNICO PARA EL ESTADIO DE LA
UNIVERSIDAD NACIONAL DE LOJA.**

2. RESUMEN

En el presente trabajo de titulación se realiza el diseño lumínico para el estadio de la Universidad Nacional de Loja, en el proyecto se requiere iluminar el área de la cancha de fútbol de 6 400 m², además de los pasillos y graderíos, este diseño se lo realizó de acuerdo a la recomendaciones y normativas de la Federación Internacional de Fútbol Asociado (FIFA), y documentación técnica referente a iluminación de escenarios deportivos para determinar los niveles de iluminación, uniformidad, altura de montaje, tipos de luminarias, posicionamiento de las torres, etc.

Se consideran tres propuestas de diseño de iluminación las cuales son: con tecnología LED de 520 W de potencia por luminaria, con luminarias de halogenuros metálicos de 2 000 W de potencia por luminaria y con luminarias de mercurio de alta presión de 2 123 W de potencia por luminaria.

Para la selección del sistema de iluminación se procedió a realizar el análisis técnico económico donde se consideró las características técnicas, número de luminarias, consumo energético y vida útil de cada tipo de luminaria, obteniéndose un VAC de 327 493,88 USD en un periodo de 20 años para la propuesta con luminarias de halogenuros metálicos, siendo esta la que menores gastos ocasiona. La implementación del sistema seleccionado tiene un costo de 277 082,8 USD.

Se realizó la simulación del sistema de iluminación para la cancha de fútbol con halogenuros metálicos obteniendo un coeficiente de uniformidad 1 de 0,85, un coeficiente de uniformidad 2 de 0,92 y una iluminancia media de 765 lux, determinándose que el sistema cumple con la normativa FIFA.

Palabras clave: Diseño lumínico, uniformidad, análisis técnico económico, costo social, DIALux evo ®.

SUMMARY

In the present titling work the light design is carried out for the stadium of the National University of Loja, in the project it is required to illuminate the area of the 6 400 m² soccer field, in addition to the hallways and bleachers, this design is carried out according to the recommendations and regulations of the International Federation of Associated Football (FIFA), and technical documentation concerning the lighting of sports venues to determine the levels of lighting, uniformity, mounting height, types of luminaires, tower positioning, etc.

Three lighting design proposals are considered which are: with LED technology of 520 W of power per luminaire, with metal halide luminaires of 2 000 W of power per luminaire and with high pressure mercury luminaires of 2 123 W of power per luminary.

For the selection of the lighting system, the economic technical analysis was carried out where the technical characteristics, number of luminaires, energy consumption and useful life of each type of luminaire were considered, obtaining a VAC of 327 493,88 USD in a period of 20 years for the proposal with metal halide luminaires, this being the one with the lowest expenses.

The simulation of the lighting system for the soccer field with metal halides was obtained, obtaining a coefficient of uniformity 1 of 0,85, a coefficient of uniformity 2 of 0,92 and an average illuminance of 765 lux, determining that the system complies with FIFA regulations.

Keywords: Light design, uniformity, economic technical analysis, social cost, DIALux evo ®.

3. INTRODUCCIÓN

La iluminación deportiva es de gran importancia para la sociedad ya que permite la disponibilidad de escenarios deportivos dentro de horarios nocturnos por lo cual las instalaciones deben cumplir con las normas técnicas necesarias para dar al espectador y a los deportistas la mejor comodidad visual posible.

La iluminación de complejos deportivos y en particular estadios de fútbol, en la actualidad se rige bajo las normas de la Federación Internacional de Fútbol Asociado (FIFA), y los elementos que conforman el sistema de iluminación deben ser dimensionados de acuerdo a las recomendaciones estipuladas por el Ministerio de Electricidad y Energía Renovable (MEER).

La Universidad Nacional de Loja cuenta con un complejo deportivo y en este existe un escenario para la práctica de fútbol y otros deportes, este escenario en la actualidad no consta con un sistema de iluminación por lo que su uso es limitado, con el desarrollo de la presente investigación se dimensiona y simula un sistema de iluminación, el diseño propuesto cumple estándares internacionales que regulan los niveles de iluminación de escenarios deportivos.

3.1 OBJETIVOS

3.1.1 OBJETIVO GENERAL

- Diseñar el sistema de iluminación para el estadio de la Universidad Nacional de Loja utilizando el software DIALux evo ®.

3.1.2 OBJETIVO ESPECÍFICO

- Selección y dimensionamiento del sistema de Iluminación
- Evaluación técnico económica de las tecnologías de iluminación disponibles en el mercado.
- Simulación del sistema de iluminación propuesto
- Análisis técnico económico del sistema de iluminación.

3.2 ANTECEDENTES

El estadio de la Universidad Nacional de Loja está ubicado al sur de la ciudad en la avenida Pío Jaramillo Alvarado en la Ciudad Universitaria Guillermo Falconí Espinosa en el Sector La Argelia, el mismo que está proyectado para una capacidad de 20 000 personas. Las instalaciones no cuentan con un sistema de iluminación, actualmente la cancha se encuentra en óptimas condiciones, pero por la ausencia del sistema de iluminación se hace imposible el uso de estas instalaciones durante horarios nocturnos.

3.3 SITUACIÓN PROBLEMÁTICA

Las instalaciones del estadio no cuentan con un sistema de iluminación, los usuarios de estas instalaciones deportivas incluidos los estudiantes de la Universidad Nacional de Loja requieren que las instalaciones del estadio estén disponibles durante toda la jornada para así poder llevar a cabo de mejor manera actividades que se pueden desarrollar en las instalaciones físicas de este centro deportivo.

4. REVISIÓN DE LITERATURA

4.1 GENERALIDADES

4.1.1 LUMINOTECNIA

La luminotecnia es la ciencia que estudia las distintas formas de producción de luz, así como su control y aplicación es decir, es el arte de la iluminación con luz artificial para fines específicos.

La luz es una manifestación de la energía en forma de radiaciones electromagnéticas capaces de afectar el órgano visual. La luz se compone de partículas energizadas denominadas fotones, cuyo grado de energía y frecuencia determina la longitud de onda y el color. Hay dos tipos de objetos visibles: aquellos que por sí mismos emiten luz y los que la reflejan. (Colombo Elisa, 2002)

4.1.2 LA LUZ

Las fuentes de luz emiten energía en forma de onda electromagnética. Para el hombre, la luz es la percepción natural a través de la vista de claridad u oscuridad con el espectro de los colores visibles, esto es tan común que pensar en una zona de frecuencia distinta a la radiación electromagnética que puede ser percibida por el ojo humano resulta difícil de concebir.

En realidad, la luz visible por el humano denota la radiación en el espectro visible que es una pequeña parte del espectro electromagnético. El ojo humano, como órgano receptor, se ha adaptado a la luz del sol, que es la fuente principal de luz, a través de la evolución del hombre, por eso, el ojo humano tiene su mayor sensibilidad donde también el sol tiene su mayor radiación, aprovechando una parte del espectro electromagnético que es reflejado o irradiado por los cuerpos, para informarse sobre el entorno que le rodea. El espectro visible para el ser humano está comprendido entre la banda 3 800 a 7 600 nanómetros (Tabla 1). Como se observa en la (Figura 1), la franja del espectro visible por el ser humano es estrecha y está limitada por la radiación ultravioleta y por las radiaciones infrarrojas, radiaciones que no son percibidas por la visión humana. (Colombo Elisa, 2002)

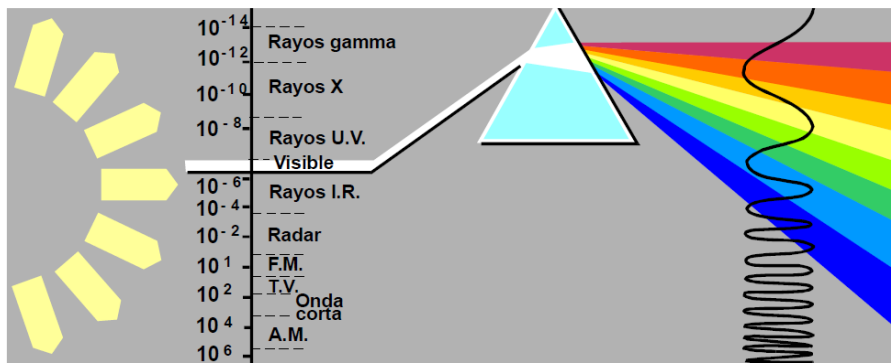


Figura 1. Diagrama del espectro electromagnético

Fuente: (Colombo Elisa, 2002)

Tabla 1. Longitud de onda, por colores que percibe el ojo humano

Longitud de onda de los colores que percibe el ojo	
Color	Longitud de onda
Violeta	380-436
Azul	436-495
Verde	495-566
Amarillo	566-589
Naranja	589-627
Rojo	627-780

Fuente: (Marrufo Gonzalez, 2010)

4.1.3 MAGNITUDES FUNDAMENTALES

Partiendo de la base de que, para poder hablar de iluminación, es preciso contar con la existencia de una fuente productora de luz y de un objeto a iluminar.

El flujo luminoso y la intensidad luminosa son magnitudes características de las fuentes de luz, indicando la primera la cantidad de luz emitida por dicha fuente en 1 segundo en todas direcciones, mientras que la segunda indica la cantidad de luz emitida en 1 segundo y en una determinada dirección.

4.1.3.1 FLUJO LUMINOSO

El flujo luminoso es la cantidad total de luz radiada emitida por una fuente durante un segundo (Figura 2) Conviene recordar, un vez más, que luz es cualquier tipo radiación visible apreciada según la curva de sensibilidad del ojo humano medio.

En consecuencia puede definirse también como “la potencia de una energía radiante apreciada de acuerdo con la sensación luminosa producida”. Se simboliza por medio de la letra griega Φ . La unidad de flujo luminoso es el lumen (Lm) y como unidad de

potencia corresponde a 1/680 W, emitidos a la longitud de onda de 5550 Å (longitud de onda a la que el ojo es más sensible). (Marrufo Gonzalez, 2010)

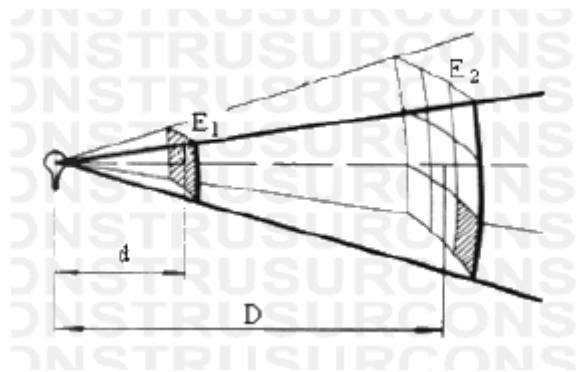


Figura 2. Flujo luminoso

Fuente: (Marrufo Gonzalez, 2010)

4.1.3.2 RENDIMIENTO LUMINOSO

Se define el rendimiento luminoso de una fuente de luz cualquiera, como el cociente entre la potencia luminosa conseguida y la potencia radiante utilizada (Figura 3).



Figura 3. Esquema de rendimiento luminoso

Fuente: (Marrufo Gonzalez, 2010)

El rendimiento se representa por la letra griega eta (η) y su unidad es el lumen/vatio (Lm/W). La expresión del rendimiento luminoso viene dado por la fórmula:

$$\eta = \frac{\Phi}{P} \quad \text{Ecuación 1}$$

Dónde:

Φ = Flujo Luminoso en lm

P= Potencia en W

4.1.3.3 INTENSIDAD LUMINOSA

Esta magnitud luminosa solo puede concebirse referida a una determinada dirección, y considerándola contenida en un “ángulo sólido”. El concepto de ángulo plano, como se sabe corresponde a la abertura existente entre dos rectas que se cortan. El concepto de “ángulo sólido” sin embargo, exige una concepción volumétrica de dicho ángulo. El valor del “ángulo sólido” determinado por el vértice de este cono, es igual a 1 estereorradián o, lo que es lo mismo, un ángulo sólido unidad (Figura 4). Expresándolo por medio de una fórmula:

$$I = \frac{\Phi}{\omega} \quad \text{Ecuación 2}$$

Dónde:

I= Intensidad luminosa en la dirección considerada (expresada en candelas).

Φ = Flujo luminoso contenido en el ángulo sólido (expresado en lúmenes).

ω = Valor del ángulo sólido (expresado en estereorradianes).

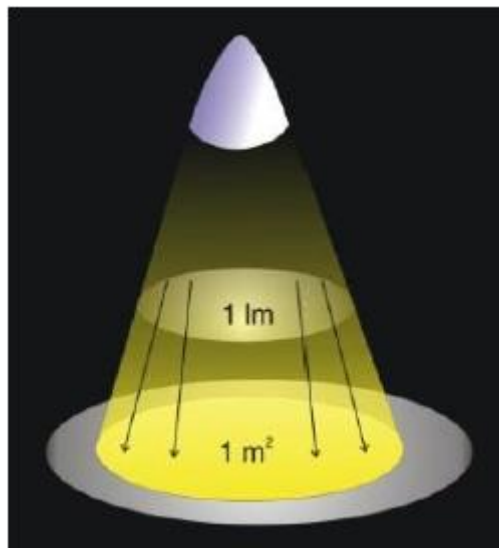


Figura 4. Esquema de intensidad luminosa

Fuente: (Marrufo Gonzalez, 2010)

4.1.3.4 NIVEL DE ILUMINACIÓN O ILUMINANCIA (LUX)

El nivel de iluminación, magnitud que también se conoce bajo el nombre de intensidad de iluminación o iluminancia, es una magnitud característica del objeto iluminado, por cuanto indica la cantidad de luz que incide sobre una unidad de superficie (Figura 5), cuando es iluminado por una fuente de luz y se simboliza por medio de la letra mayúscula E, su unidad es el Lux.

El lux, a su vez, puede definirse como la iluminancia de una superficie de 1 m² cuando sobre ella incide, uniformemente repartido, un flujo luminoso de 1 lumen.

Expresándolo por medio de una fórmula:

$$E = \frac{\Phi}{S} \rightarrow 1lx = 1lm/1m^2 \quad \text{Ecuación 3}$$

Dónde:

E= Nivel medio de iluminación, en lx.

S= Superficie a Iluminar, en m².

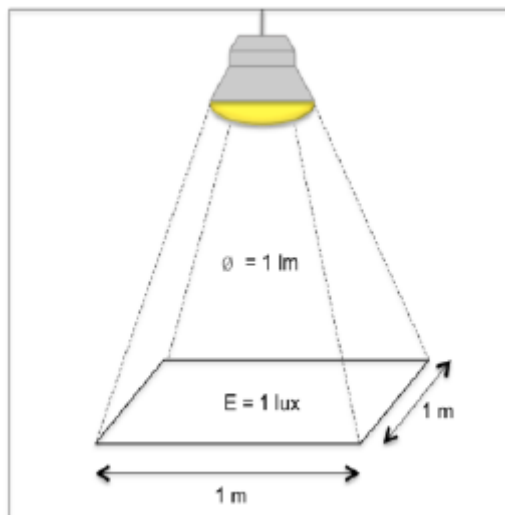


Figura 5. Esquema de definición de iluminancia

Fuente: (Marrufo Gonzalez, 2010)

4.1.3.5 LUMINANCIA.

En fotometría, la luminancia se define como la densidad angular y superficial de flujo luminoso que incide, atraviesa o emerge de una superficie siguiendo una dirección determinada (Figura 6). Alternativamente, también se puede definir como la densidad superficial de intensidad luminosa en una dirección dada. La luminancia es la intensidad luminosa por unidad de superficie aparente de una fuente de luz primaria o secundaria (la que emite luz o la que la refleja).

Se representa por la letra L. Su unidad es la candela/m² (Cd/m²) y un submúltiplo, la candela/cm² (Cd/cm²). La luminancia viene dada por la expresión:

$$L = \frac{I}{S(\cos\beta)} \quad \text{Ecuación 4}$$

Dónde:

L= Luminancia, en Cd/m².

I= Intensidad Luminosa, en Cd.

S= Superficie Iluminada, en m².

β = Ángulo que forma el plano normal iluminado, con la proyección visual del observador.

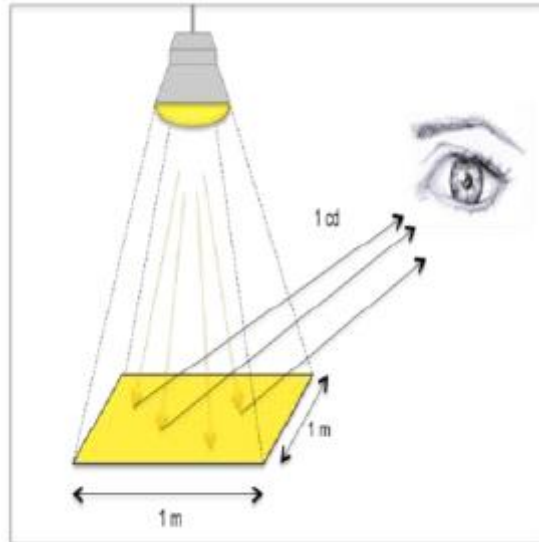


Figura 6. Luminancia de una superficie

Fuente: (Marrufo Gonzalez, 2010)

En la (Tabla 2) se presenta un resumen de las magnitudes fundamentales de la luminotecnia descritas anteriormente.

Tabla 2. Resumen de magnitudes fundamentales de luminotecnia

Magnitud	Unidad	Abreviatura
Flujo luminoso	Lumen	Lm
Intensidad luminosa	Candela	Cd
Iluminancia	Lumen/m ²	Lx
Luminancia	Candela/m ²	cd/m ²
Eficiencia luminosa	Lumen/vatio	Lm/W

Fuente: El autor

4.1.4 CURVAS FOTOMÉTRICAS

La luz emitida por un aparato de iluminación se puede representar a través de un sistema gráfico llamado curvas fotométricas. Las mismas son la unión de los puntos de coincidencia entre las varias intensidades luminosas, que se emiten en todas las direcciones en el espacio desde la fuente luminosa, y que forman el sólido fotométrico.

Por intersección del sólido con planos se obtienen las curvas fotométricas. Cuando estos planos se describen a través de coordenadas polares en las cuales el centro corresponde al centro del aparato, se tienen curvas fotométricas polares.

Estos planos se pueden hacer girar alrededor de un eje para explorar en cada punto del sólido fotométrico.

Dependiendo del eje fijado para la rotación se tienen distintos sistemas de planos fijados por las normas de la Comisión Internacional de Iluminación (CIE). Una modalidad alternativa de representación de las curvas fotométricas se realiza substituyendo la descripción polar con una descripción según coordenadas cartesianas. Este sistema permite una mayor facilidad de lectura de las fotometrías con el haz angosto y generalmente se utiliza en la representación de las intensidades luminosas de los proyectores.

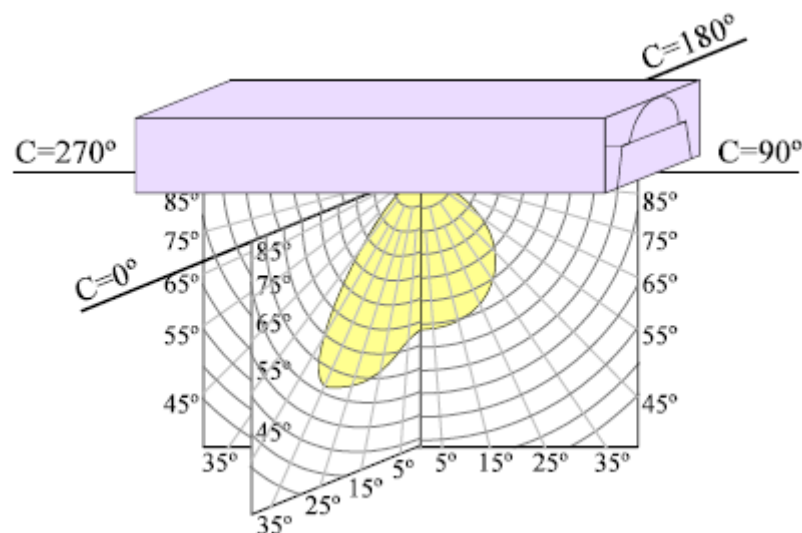


Figura 7. Curva fotométrica de un plafón

Fuente: (Romero J, 2018)

En la (Figura 7) los valores de los ángulos están ubicados en la abscisa con el cero en el centro del gráfico mientras que los valores de la intensidad están en la ordenada. Los dos planos que normalmente se representan son el transversal y el longitudinal que en el sistema CIE corresponden a los planos C0-C180 (línea continua) y C90-C270 (línea de trazos) respectivamente (Figura 8).

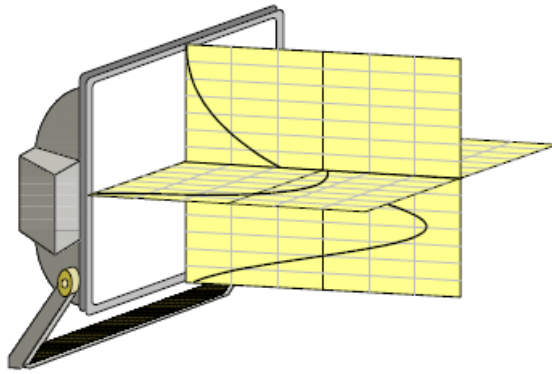


Figura 8. Planos polares de las curvas fotométricas de un proyector

Fuente: (Romero J, 2018)

En los aparatos de interior y las luminarias viales, las curvas fotométricas están representadas en coordenadas polares (Figura 9), aunque, a veces, están disponibles los datos fotométricos según la clasificación de las normativas DIN 5040.

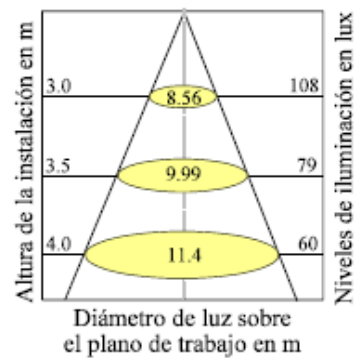


Figura 9. Datos fotométricos de un proyector circular

Fuente: (Romero J, 2018)

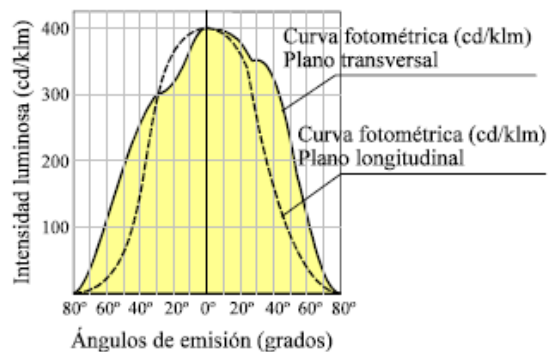


Figura 10. Curvas fotométricas de un proyector

Fuente: (Romero J, 2018)

Visto que los proyectores tienen haces de luz más angostos, la utilización de las coordenadas polares no permite una visualización suficientemente detallada, por consiguiente se prefiere representar la curva fotométrica de los mismos mediante un diagrama cartesiano (Figura 10).

La curva isolux representa la unión de los puntos del plano que tienen el mismo valor de iluminación. Los dos ejes d/h y l/h de la (Figura 11) relacionan el ancho de la calle (l) con la distancia entre las columnas (d) y la altura de los mismos (h).

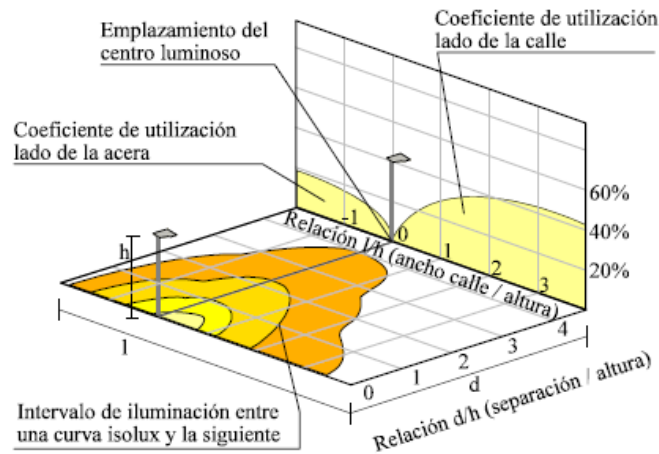


Figura 11. Curvas isolux

Fuente: (Romero J, 2018)

La curva isocandela es la proyección sobre un plano de las intensidades en candelas, de un cierto sólido fotométrico, que poseen el mismo valor crea las curvas isocandela (Figura 12). Por consiguiente, representan la unión de los puntos del plano que poseen la misma intensidad en candelas.

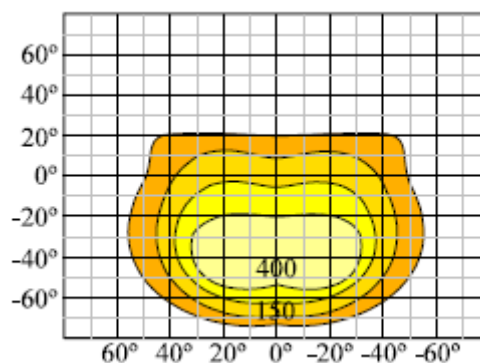


Figura 12. Curvas isocandela

Fuente: (Romero J, 2018)

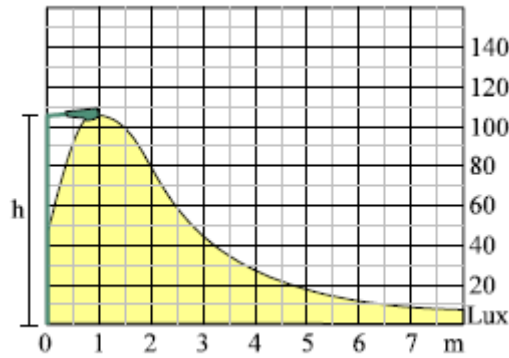


Figura 13. Curva de iluminación

Fuente: (Romero J, 2018)

La curva de la iluminación de la (Figura 13) ha sido estudiada para facilitar la selección del aparato para el alumbrado público. El eje Y viene dado de la iluminación en lux, mientras que el eje X, viene dado por la distancia del cuerpo iluminador. A diferencia de los otros gráficos que se representan con una referencia relativa (con la altura de la instalación y del flujo de iluminación normalizado), este se representa con valores absolutos, es decir, la altura del aparato y la real de la instalación; el flujo de la lámpara y la efectivamente emitida. De esta forma hemos resuelto inmediatamente su disponibilidad. (Romero J, 2018)

4.1.5 LEYES FUNDAMENTALES DE LA LUMINOTECNIA

4.1.5.1 LEY INVERSA DE LOS CUADRADOS

Expresa matemáticamente la relación entre la intensidad luminosa y la iluminancia. Establece que la iluminancia en un punto de una superficie es directamente proporcional a la intensidad luminosa de la luz incidente sobre el punto, e inversamente proporcional al cuadrado de la distancia desde la fuente. Cuando el punto se encuentra sobre una superficie normal a la luz incidente, la fórmula a aplicar es:

$$E = \frac{I}{D^2} \quad \text{Ecuación 5}$$

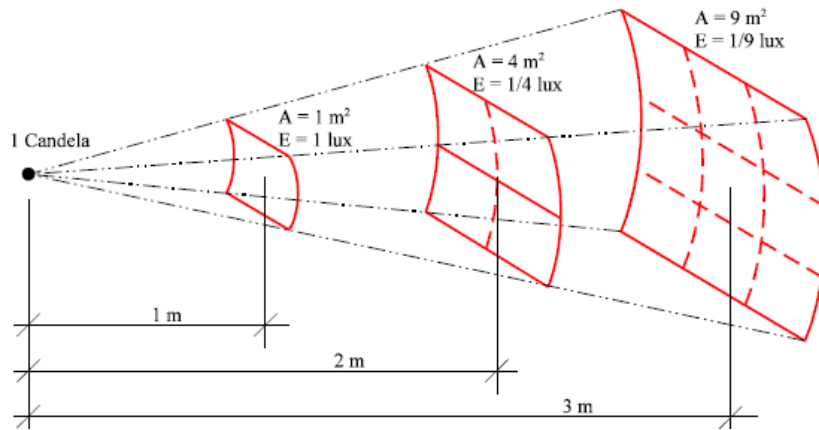


Figura 14. Ley inversa de los cuadrados

Fuente: (Romero J, 2018)

Esta Ley se basa en el concepto de fuente puntual, que produce radiación constante en todas direcciones. Bajo tales condiciones, el flujo contenido en un ángulo sólido unitario se distribuye sobre una superficie cada vez mayor a medida que aumenta la distancia a la fuente (Figura 14). Por tanto, la iluminancia decrece inversamente con el cuadrado de la distancia. (Romero J, 2018)

4.1.5.2 LEY DEL COSENO

Cuando un haz luminoso incide sobre una superficie con un determinado ángulo, cubre un área mayor que cuando lo hace perpendicularmente. Como consecuencia, la densidad del flujo (lúmenes por metro cuadrado) disminuye. El área interceptada por el haz luminoso resulta ser proporcional al coseno del ángulo entre el plano inclinado y el normal a la radiación (Figura 15).

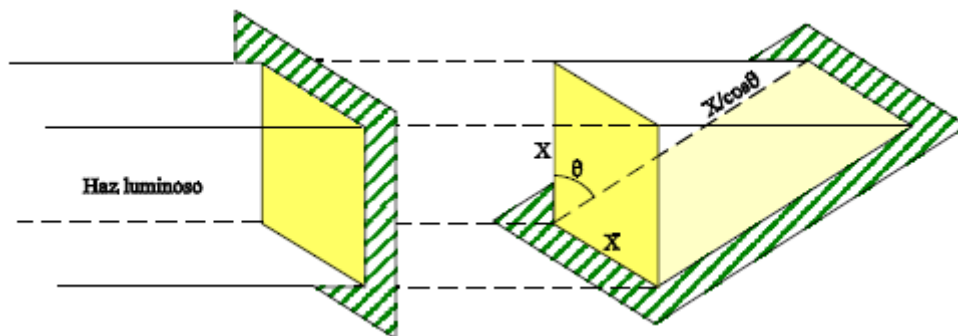


Figura 15. Ley del coseno

Fuente: (Romero J, 2018)

La Ley del Coseno establece que la iluminancia en una superficie es proporcional al coseno del ángulo del haz incidente. Combinando ambas leyes, la fórmula anterior se convierte en:

$$E = \frac{I}{D^2} \cos\theta \quad \text{Ecuación 6}$$

4.1.5.3 LEY DEL COSENO-CUBO

Se trata de una extensión de la ley del coseno, muy utilizada en cálculos. Se deriva de la ecuación anterior, sustituyendo D por $h/\cos\theta$ a la vista de la (Figura 16):

$$E = \frac{I}{h^2} \cos^3\theta \quad \text{Ecuación 7}$$

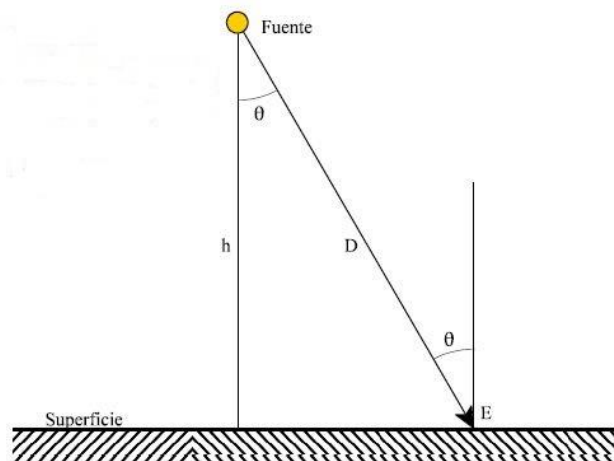


Figura 16. Ley del coseno-cubo

Fuente: (Romero J, 2018)

4.2 MÉTODOS DE ILUMINACIÓN DE CENTROS DEPORTIVOS

Para seleccionar el tipo y el método de iluminación se debe tener en cuenta las necesidades y requerimientos de los usuarios de las instalaciones de los diferentes tipos de recintos deportivos, para poder brindar comodidad visual, ser eficiente energéticamente y satisfacer las necesidades propias de la actividad deportiva a realizar. Al iluminar una instalación deportiva, hay que tomar en cuenta que el objetivo es ofrecer un espacio adecuado para la práctica del deporte y el disfrute del espectador, ambos deben quedar satisfechos tanto al practicar el deporte como al observar la práctica del mismo.

Las exigencias dentro de las instalaciones varían según el tipo de deporte, la finalidad en el momento del deporte, si es recreo, entrenamiento o competición, y el nivel de actividad del deporte amateur o profesional. Para establecer qué tipo de luminaria se instalará, deben conocerse los diferentes tipos de tecnologías que se disponen en la actualidad, sus bondades y desventajas. (Marrufo Gonzalez, 2010)

4.2.1 TIPOS DE LUMINARIAS

Para realizar el alumbrado de diferentes áreas, se emplean varios tipos de luminarias, dependiendo su elección de consideraciones técnicas y económicas.

Desde el punto de vista eléctrico, existen tres formas principales de producir luz: incandescencia, por arco voltaico o descarga eléctrica HID (Alta Intensidad de Descarga), led o de estado sólido.

Las luminarias o lámparas incandescentes producen un haz de luz al hacer fluir una corriente eléctrica a través de un filamento dentro de un bombillo al vacío o lleno de un gas inerte, este filamento se calienta sin romperse. En la actualidad, los bombillos incandescentes han sido reemplazados en la mayoría de casos, su uso ha mermado mucho debido a que su eficiencia lumínica es muy baja, para bombillos al vacío entre 10 y 20 lm/W, al igual que su vida útil de aproximadamente 1 000 horas. Lo que hace que aún exista este tipo de luminarias en el mercado, es el bajo precio. En algunos países se ha restringido o prohibido por completo su uso y fabricación.

Los bombillos incandescentes que utilizan gases inertes son conocidos como bombillos halógenos (Figura 17). Estos están rellenos de gases halógenos, regularmente yodo, lo cual mejoró la eficiencia lumínica hasta 30 Lm/W, al permitir llevar a mayor temperatura el filamento. Además, aumentó su vida útil, porque cuando

se evaporizan las partículas del filamento de tungsteno y wolframio, el gas halógeno permite que regresen al filamento.

Los bombillos y lámparas incandescentes emiten un espectro de luz continuo, regularmente cálido, teniendo una excelente reproducción de color, por lo cual este tipo de lámpara es usado en estudios de filmación, teatros y escenarios. La energía eléctrica que no es aprovechada para producir energía lumínica se transforma, en su mayoría, en calor, por lo que este tipo de lámparas tiene una baja eficiencia lumínica, ya que produce mucho calor.



Figura 17. Lámparas incandescentes

Fuente: (Marrufo Gonzalez, 2010)

Las lámparas de descarga eléctrica se basan en el fenómeno de la luminiscencia, producido por la descarga de electrones entre dos electrodos. La corriente debe atravesar un gas o un vapor de gas. Se pueden clasificar por el gas que utilizan y la presión a que funcionan. La luminiscencia por alta descarga eléctrica en gases es producida al chocar un electrón a una velocidad elevada contra un átomo, haciendo que algunos de los electrones del átomo pasen a un nivel superior de energía. Al regresar estos electrones a su nivel inicial, ceden su energía en radiación electromagnética (Figura 18). Los electrones de algunos gases producen radiación electromagnética en el espectro visible por el ojo humano.

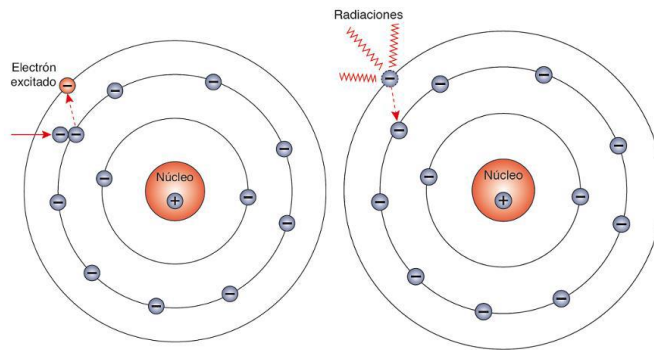


Figura 18. Luminiscencia por alta descarga eléctrica

Fuente: (Marrufo Gonzalez, 2010)

Las lámparas de alta descarga eléctrica producen un efecto estroboscópico, también conocido como destello, el cual se debe porque la luminiscencia se hace pasar una corriente alterna, cuya señal senoidal tiene dos puntos donde pasa por cero. Cuando se alimenta una lámpara a una frecuencia de 60 hertz, pasa 120 veces por cero en un segundo. Cuando pasa por cero, la lámpara tiende a apagarse, pero, al ser muy corto el tiempo, provoca fluctuaciones de iluminación que no se aprecian. Sin embargo, la vista es sometida a un esfuerzo mayor para adaptarse a este efecto. Cabe mencionar que todas las lámparas de alta descarga eléctrica necesitan aumentar el nivel de voltaje y limitar la corriente, por lo que es necesario utilizar un balastro.

Las lámparas de descarga de vapor de mercurio a baja presión, también conocidas como lámparas fluorescentes, son de gran uso en áreas residenciales e industriales, debido a su alta eficiencia lumínica que se encuentra entre los 38 y 91 lm/W, dependiendo de las características de cada lámpara. La duración de estas lámparas es entre 5 000 y 7 000 horas, aunque por su gran uso y por aplicación, algunas marcas han hecho crecer su vida útil hasta las 25 000 horas. Como todo producto en el mercado, el precio depende de la durabilidad y la aplicación, algunos modelos tienen un bajo costo, lo que las ha convertido en el reemplazo de las lámparas incandescentes sobre todo en interiores.

La fluorescencia es la propiedad de algunas sustancias, que les permite transformar la radiación no visible al ojo humano a radiación visible, por ejemplo la radiación ultravioleta producida por luminiscencia en alta descarga, en un tubo con vapor de mercurio a baja presión. En este tipo de lámpara, se utilizan polvos fluorescentes en las paredes internas de los tubos para producir radiación visible.

Tabla 3. Comparativo tipo de lámparas

Tipo de lámpara	Eficiencia lumínica(lm/W)	Temperatura de color (°K)	Horas de vida útil
Incandescente	10 a 30	2 100 a 3 200	1 000 a 2 000
Fluorescente	38 a 91	3 000 a 6 000	5 000 a 7 000
Mercurio de alta presión	80	3 500 a 6 500	12 000
Sodio de baja presión	160	1 800	15 000
Sodio de alta presión	100	2 000	20 000
Halogenuros metálicos	60 a 100	4 000 a 6 500	12 000
Led	60 a 110	2000 a 7000	25 000 a 100 000

Elaboración: El autor

Fuente: (Marrufo Gonzalez, 2010)

4.2.2 ILUMINANCIA DEL PLANO HORIZONTAL

El terreno de juego forma la mayor parte del campo de visión para jugadores y espectadores. La iluminación horizontal constituye una medida de la luz que alcanza un plano horizontal. Para realizar la medición de iluminancia de plano horizontal en el campo se emplea una rejilla de 10 metros x 10 metros en toda la extensión del campo de juego como base para recopilar todas las mediciones y calcular la iluminación máxima, mínima y media a un metro sobre la superficie del terreno de juego. La iluminación horizontal es conocida por las siglas (Eh).

4.2.3 ILUMINANCIA DEL PLANO VERTICAL

La iluminancia vertical es esencial para observar objetos en el plano vertical; a nivel del campo es la cantidad de iluminación que recibe la superficie vertical de los jugadores. La iluminación vertical posee el mayor grado de influencia para la calidad de una imagen de televisión, ya que ayuda a presentar en primer plano a los jugadores. Las variaciones verticales producirán imágenes de video de baja calidad.

4.2.4 UNIFORMIDAD EN LA ILUMINACIÓN

Se refiere a la variación en la iluminancia. Es muy importante una adecuada uniformidad en ambos planos, tanto en el vertical como en el horizontal, para la adecuada visión y adaptación de los deportistas como los espectadores. Para la retransmisión por televisión en alta definición, la uniformidad es necesaria para evitar problemas de enfoque y sombras que eviten que se visualice de una forma adecuada. El nivel de uniformidad en la iluminación puede ser expresado como la relación de la iluminancia mínima a la iluminancia máxima (U1) y como la relación de la iluminancia mínima a la media (U2).

La uniformidad adecuada dependerá de la clasificación del estadio, si se utilizará para eventos televisados, la uniformidad debe contemplarse para los dos planos y si no será televisado, únicamente el plano horizontal.

4.2.5 REPRODUCCIÓN DEL COLOR

La percepción o reproducción de color en todos los deportes es muy importante, la distorsión del color es intrínseca del alumbrado artificial, por eso es aceptable cierta distorsión, pero no deben existir problemas en cuanto a discriminación cromática o distinción de colores, ya que esta puede ocasionar problemas en la práctica del deporte. Las cualidades cromáticas de una lámpara se caracterizan por dos atributos: la apariencia del color que está dada por su temperatura de color describe la sensación de caliente (rojo) o frío (azul) y está dada en Kelvin (K). Para canchas deportivas, es aceptable para todo tipo de competición una temperatura $\geq 4\ 000\ K$.

El rendimiento de color de una luminaria es el factor que afecta al aspecto cromático de los objetos iluminados por la lámpara, se le llama reproducción de color (Ra). Es la capacidad de la fuente de iluminación artificial de reproducir una iluminación natural, un color de buena calidad producido por un sistema artificial de iluminación se encuentra en $Ra \geq 65$. (Marrufo Gonzalez, 2010)

4.2.6 ÍNDICE DE REPRODUCCIÓN CROMÁTICA (CRI)

El índice de reproducción cromática es la capacidad que presenta una fuente luminosa de permitir una buena apreciación de los colores sobre el objeto iluminado. Se representa por Ra.

La reproducción cromática está relacionada con el modo en que aparecen los objetos bajo una fuente de luz dada. La medida se llama "índice de reproducción cromática". El valor máximo del CRI de una fuente es igual a 100. Las fuentes de luz que proporcionan un CRI de más de 80 son consideradas excelentes para el reconocimiento del color. (Marrufo Gonzalez, 2010)

4.2.7 MÉTODO DE LOS LÚMENES

Este método es el más sencillo de utilizar para calcular el número de luminarias en una instalación, y esta expresado como:

$$N = \frac{E_m \times S}{\Phi \times fu \times fm} \quad \text{Ecuación 8}$$

Donde:

N = Número de proyectores necesarios.

E_m = Iluminancia media recomendada para cada aplicación.

S = Superficie a iluminar en m^2 .

Φ = Flujo luminoso de un proyector en lúmenes

f_u = Coeficiente de Utilización del Haz (*Coefficient of Beam Utilization*)

Para el cálculo del coeficiente de utilización primero procedemos a calcular la relación de local con la siguiente ecuación:

$$R_l = \frac{A \times L}{h(A + L)} \quad \text{Ecuación 9}$$

Donde:

R_L = Relación del local

A = Ancho del local a iluminar

L = Largo de lugar a iluminar

h = Altura de montaje en metros

Con la relación del local calculado, procedemos a calcular el índice del local k , a través de la siguiente tabla.

Tabla 4. Índice del local calculado por medio de la relación del local

Índice del local	Relación del local	
	Valor	Punto central
J	Menos de 0,7	0,6
I	0,7 a 0,9	0,8
H	0,9 a 1,12	1
O	1,12 a 1,38	1,25
F	1,38 a 1,75	1,5
E	1,75 a 2,25	2
D	2,25 a 2,75	2,5
C	2,75 a 3,50	3
B	3,50 a 4,50	4
A	Más de 4,50	5

Fuente: (Ramirez Vasquez, 1989)

De esta manera se colige de la (Tabla 4) el índice del local k , para finalmente obtener el factor de utilización de la (Tabla 5).

Tabla 5. Cálculo general del factor de utilización de una luminaria

Distancia entre luminarias y Factor de mantenimiento (Fm)	Reflexión	Techo	75%			50%			30%	
		Pared	50%	30%	10%	50%	30%	10%	30%	10%
	Índice del local K		Factor o coeficiente de utilización, Fu							
Inferior a l x h Fm bueno 0,7	J		0,33	0,38	0,26	0,32	0,28	0,26	0,28	0,26
	I		0,39	0,36	0,34	0,39	0,35	0,34	0,35	0,34
	H		0,43	0,4	0,38	0,42	0,4	0,38	0,39	0,38
	G		0,46	0,43	0,41	0,45	0,43	0,41	0,42	0,41
	F		0,48	0,46	0,43	0,47	0,45	0,43	0,45	0,43
	E		0,52	0,5	0,47	0,51	0,49	0,47	0,48	0,47

Fuente: (Ramirez Vasquez, 1989)

f_m: el factor de mantenimiento sirve para cuantificar la disminución del flujo luminoso por el envejecimiento de las lámparas y por la suciedad acumulada en éstas y el proyector.

Una vez realizados los cálculos conviene hacer una comprobación de los resultados para verificar la validez de los resultados. Para ello, se recurre a comparar el valor obtenido de la iluminancia media con el valor de iluminancia media recomendado. Otros parámetros de calidad que se acostumbra a utilizar son la iluminancia media (E_m) de la instalación y el coeficiente de uniformidad medio (E_{min}/E_m).

$$E_m = \frac{N * \Phi_L * \eta * f_m}{S} \quad \text{Ecuación 10}$$

Donde:

N= número de lámparas por luminaria.

Φ = flujo luminoso de una lámpara.

η = factor de utilización.

4.2.8 TIPOS DE FUENTES DE LUZ

Como hemos dicho antes, la luz es una forma de energía. Para crear luz, otra forma de energía debe proporcionarse. Existen dos tipos básicos de fuentes de luz: Incandescencia y Luminiscencia.

Se pueden clasificar las lámparas de iluminación pública a las siguientes:

- Lámparas de vapor de mercurio o alta presión
- Haluros metálicos

- Lámparas de sodio a baja presión
- Lámparas de sodio a alta presión
- LED (Comité Español de Iluminación, 2001)

4.2.8.1 LÁMPARAS DE VAPOR MERCURIO DE ALTA PRESIÓN

Las lámparas de vapor de mercurio de alta presión consisten en un tubo de descarga de cuarzo relleno de vapor de mercurio, el cual tiene dos electrodos principales y uno auxiliar para facilitar el arranque (Figura 19).

Una de las características de estas lámparas es que tienen una vida útil muy larga, ya que rinde las 25 000 horas de vida aunque la depreciación lumínica es considerable.

Los modelos más comunes de estas lámparas tienen una tensión de encendido entre 150 y 180 V que permite conectarlas a la red de 240 V sin necesidad de elementos auxiliares. Para encenderlas se recurre a un electrodo auxiliar próximo a uno de los electrodos principales que ioniza el gas argón contenido en el tubo y facilita el inicio de la descarga entre los electrodos principales.

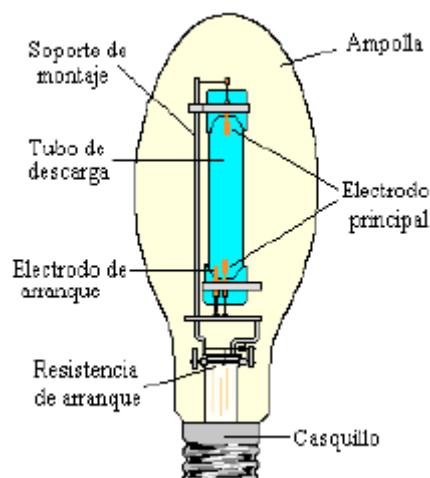


Figura 19. Lámpara de mercurio de alta presión

Fuente: (Comité Español de Iluminación, 2001)

Al conectar la lámpara a la red, a través de la reactancia o balasto, se produce una descarga entre el electrodo principal y el auxiliar de encendido.

a) Ventajas

- Su elevada eficiencia luminosa, oscila en 45 y 65 lm/W.
- Tienen un bajo consumo eléctrico.

- Su larga vida útil, es de 10 000 a 12 000 horas.
- Apariencia del color: blanco y una temperatura de color de 3 800 K.

b) Inconvenientes

- Necesita de unos equipos auxiliares.
- Balasto, condensador.
- Se puede regular la intensidad de la luz, pero necesita de un equipo especial.
- No tiene un encendido inmediato. (Comité Español de Iluminación, 2001)

4.2.8.2 LÁMPARAS DE VAPOR DE SODIO DE BAJA PRESIÓN

La radiación monocromática característica formada por dos rayas en el espectro (589 nm y 589,6 nm) muy próximas entre sí, son el efecto de la descarga eléctrica en un tubo con vapor de sodio a baja presión. Su alta eficiencia y las ventajas visuales se las utiliza con finalidades decorativas. La vida útil de estas se encuentra entre las 6 000 y 8 000 horas, pero la vida media de estas lámparas es muy elevada, de unas 15 000 horas sufriendo una depreciación muy baja del flujo luminoso. El agotamiento de la sustancia emisora de electrones es la causante de la disminución de su vida útil.

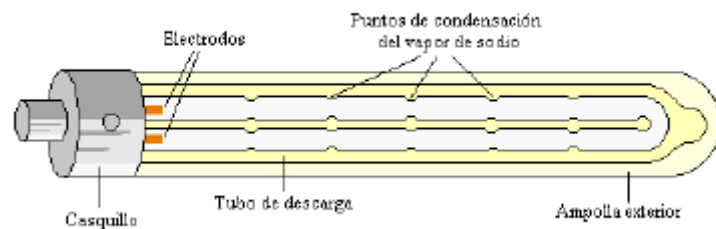


Figura 20. Partes de una lámpara de vapor de sodio de baja presión

Fuente: (Leon, 2007)

Este tipo de lámparas tiene como defecto que tiene un arranque de diez minutos, que es el tiempo que necesita desde que se inicia la descarga en el tubo entre la mezcla de un gas inerte (neón y argón) hasta que se haya vaporizado todo el sodio y de esta manera se empieza a emitir luz. Transcurriendo aproximadamente un tiempo de diez minutos, la lámpara alcanza el 80% de sus valores nominales, finalizando el periodo de arranque en unos quince minutos.

a) Ventajas

- Eficiencia luminosa: es muy elevada, entre 100 y 180 Lm/W.

- Son lámparas muy estables, manteniendo el flujo luminoso a lo largo de su vida.
- La vida útil está entre 8 000 a 10 000 horas.

b) Inconvenientes

- Como la tensión de encendido de la lámpara es de 480 V y 660 V, según los tipos, por lo tanto se necesita de un aparato de alimentación con autotransformador que eleve la tensión de la red al valor necesario para el encendido.
- Transcurrido un tiempo de diez minutos, la lámpara alcanza el 80% de sus valores nominales. (Comité Español de Iluminación, 2001)

4.2.8.3 LÁMPARAS DE VAPOR DE SODIO DE ALTA PRESIÓN

Este tipo de lámparas tienen una distribución espectral que abarca casi todo el espectro visible, la cual proporciona una luz blanca dorada mucho más agradable que la proporcionada por las lámparas de baja presión.

La vida media de este tipo de lámparas ronda las 20 000 horas. Entre las causas que limitan la duración de la lámpara, además de mencionar la depreciación del flujo tenemos que hablar del fallo por fugas en el tubo de descarga y del incremento progresivo de la tensión de encendido necesaria hasta niveles que impiden su correcto funcionamiento.

Las condiciones de funcionamiento son muy exigentes debido a las altas temperaturas (1 000 °C), la presión y las agresiones químicas producidas por el sodio que debe soportar el tubo de descarga. En su interior hay una mezcla de sodio, vapor de mercurio que actúa como amortiguador de la descarga y xenón que sirve para facilitar el arranque y reducir las pérdidas térmicas.

El tubo está rodeado por una ampolla en la que se ha hecho el vacío. La tensión de encendido de estas lámparas es muy elevada y su tiempo de arranque es muy breve.

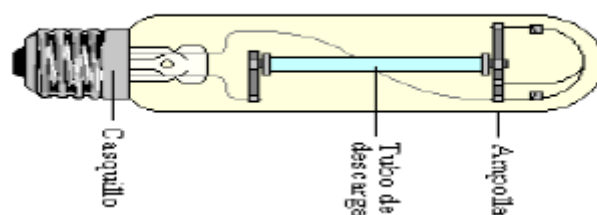


Figura 21. Partes de una lámpara de vapor de sodio de alta presión

Fuente: (Leon, 2007)

Este tipo de lámparas tienen muchos usos posibles tanto en iluminación de interiores como de exteriores. Algunos ejemplos son en iluminación de naves industriales, alumbrado público o iluminación decorativa. El período de arranque con la lámpara fría dura de tres a cuatro minutos. Tiene una apariencia de color de luz amarillenta y una temperatura de color de 2 000 K.

a) Ventajas

- Alto rendimiento lumínico, entre 80 y 130 lm/W.
- Vida útil está entre 8 000 horas.

b) Inconvenientes

- Bajo índice de reproducción cromático.
- Para el encendido se requiere alrededor de 4-5 min. y para el reencendido en caliente después de un minuto.
- Para el encendido de las lámparas, es preciso aplicar altas tensiones de choque del orden de 2,8 a 5 kV. (Leon, 2007)

4.2.8.4 LÁMPARAS DE HALOGENUROS METÁLICOS

Si añadimos en el tubo de descarga yoduros metálicos (sodio, talio, indio...) se consigue mejorar considerablemente la capacidad de reproducir el color de la lámpara de vapor de mercurio. Cada una de estas sustancias aporta nuevas líneas al espectro (por ejemplo amarillo el sodio, verde el talio y rojo y azul el indio).

Dependiendo de los yoduros añadidos los resultados de las aportaciones son de una temperatura de color de 4 000 a 6 500 K y un rendimiento de color que se encuentra entre 65 y 85 %. Su vida media oscila por las 10 000 horas, mientras que su eficiencia en lm/W está entre los 60 y 96. Este tipo de lámparas tiene la desventaja de necesitar más tiempo de encendido, ya que de esta manera logra que se establezca la descarga.

Para su encendido es necesario un equipo especial como el cebador (también conocido como ignitor) puesto que necesita voltajes de arranque superior a los 1 500 V.

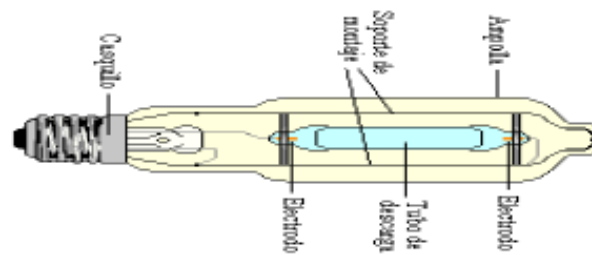


Figura 22. Partes de una lámpara con halógenos metálicos

Fuente: (Leon, 2007)

Por sus excelentes prestaciones cromáticas este tipo de lámparas son adecuadas para la iluminación de instalaciones deportivas, estudios de cine y televisión, proyectores, parqueaderos, etc.

El tiempo de arranque es de unos 3 a 8 minutos y el de enfriamiento, unos 5 minutos. Algunos modelos permiten un encendido inmediato con lámparas en caliente (inmediatamente después de apagar), empleando para ello tensiones de choque del orden de 35 a 60 kV.

a) Ventajas

- Vida útil esta entre 10 000 a 12 000 h.
- Elevada eficiencia lumínica, 95 Lm/W. y su luz es de color blanco y una temperatura de color entre 4 800 y 6 500 K.
- Buena reproducción cromática.

b) Inconvenientes

- Para su funcionamiento es necesario un dispositivo especial de encendido, llamado equipo de descarga.
- Tiene un período de encendido de unos 3-8 min, y el de enfriamiento unos 5 minutos.
- Algunos modelos permiten un encendido inmediato con lámparas en caliente, empleando para ello tensiones de choque del orden de 35 a 60 kV.
- No son regulables. (Leon, 2007)

4.2.8.5 LEDS

Lo más avanzado en tecnología de iluminación eficiente, el corazón de un diodo de emisión de luz (LED) es un "chip" de silicio del tamaño de un grano de sal construido de una combinación de cristales. Cuando una pequeña corriente eléctrica pasa a través del chip genera luz, el color de la luz producida depende de la combinación de cristales que constituye el chip de silicio. De esta manera, producen un solo color, según tipo de uso específico. Prácticamente toda la luz generada por el LED es utilizable para la generación de color sin necesidad de filtros, actualmente existen Leds disponibles en color blanco, ámbar, rojo, verde y azul. Además, la forma de la luz generada concentra la luz de salida sin necesidad de componentes ópticos adicionales, haciéndolos más eficientes y de una mayor relación costo beneficio al utilizar la luz producida en forma más eficiente. La combinación de estos efectos hace que sean mucho más eficientes produciendo luz que las lámparas incandescentes o fluorescentes. Asimismo la vida útil es de 50 000 horas (27 años asumiendo un funcionamiento continuo a razón de 10 horas diarias), esto representa 20 veces más duración que la mejor lámpara incandescente (5 000 horas) y dos veces más duración que la mejor lámpara fluorescente (lámparas CFLs de cátodo frío son medidas en 50 000 horas).

Los LEDs son extremadamente durables. Vibración o golpes rompen fácilmente el filamento de una lámpara incandescente y el vidrio del tubo de una lámpara fluorescente. Los Leds, en el otro extremo representan tecnología de estado sólido y son virtualmente indestructibles. Además de ser robustas, y generadores eficientes de luz, son luces de bajo voltaje que se adecúan naturalmente a la energía solar. Es más, con los recientes avances en la tecnología de Leds incluyendo colores a elección, e intensidad, posibilitan una energía natural para producir luz de emisión LED solar.



Figura 23. Lámpara LED

Fuente: (Muñoz, 2012)

a) **Ventajas**

- Pequeñas dimensiones, que permiten una gran flexibilidad y simplicidad de diseño.
- Alta eficacia de color. Los LED son fuentes de luz monocromática, es decir, emiten luz directamente en un solo color, evita pérdidas de flujo luminoso al pasar la luz generada a través de filtros.
- Luz direccionable, dependiendo del tipo de LED y la óptica incorporada. Es una fuente de luz que permite un control preciso del haz de luz y conseguir efectos luminosos espectaculares de forma sencilla.
- Sin radiación ultravioleta e infrarroja, con lo que en algunas aplicaciones se evita el deterioro de los materiales o elementos iluminados.
- Vida extremadamente larga, hasta las 50 000 horas vida útil dependiendo del sistema y la disipación térmica de la solución LED.
- Alta resistencia a golpes y a vibraciones, ya que los LED son fuentes de luz sólidas que carecen de filamentos o tubos de descarga, confiriendo una alta fiabilidad a las instalaciones de iluminación.
- Bajo consumo en aplicación. Las soluciones LED necesitan menos potencia instalada en comparación con la necesaria para conseguir el mismo efecto con fuentes de luz tradicionales. Actualmente los LED son fuentes de luz con una eficacia luminosa media real de 100 lúmenes por cada vatio consumido.
- Fácilmente regulables. Con las unidades de control adecuadas, los LED permiten su regulación y control de forma sencilla sin verse comprometida su vida, inclusive en cuanto al número de apagados y encendidos como pasa con otras fuentes de luz tradicionales. (Comité Español de Iluminación, 2001)
- Sello verde de la Protección del Medio Ambiente - Estas lámparas LED no contienen plomo, mercurio, haluro y ningún contaminante que dañe el Medio Ambiente.
- Voltaje de entrada universal 85-264 VAC
- Encendido y apagado instantáneo. (Muñoz, 2012)

b) Inconvenientes

- Su mayor enemigo son las altas temperaturas, a partir de 65 °C la mayoría de los LED se estropean. No solo debemos vigilar el LED si no la electrónica que lleva asociada, que suele romperse antes que el LED.
- Requieren una elevada disipación térmica, si bien generan menos calor que las convencionales, el que genera es muy importante disiparlo, para ello es vital que los disipadores sean de aluminio y con mucha superficie de disipación. Nos garantizará mayor tiempo de vida de la lámpara.
- El precio en comparación con las convencionales es bastante elevado. Las lámparas LED se encuentran alrededor de doce veces el costo de la bombilla halógena y de tres veces el costo de un equivalente de una lámpara fluorescente compacta (CFL), pero el precio de las lámparas LED se espera que continúe su rápido descenso y el rendimiento por el contrario que siga mejorando. Como consecuencia de ello, las fuentes de luz LED se proyectan a ser cada vez más competitivas en base al costo inicial. (Moreno Jose, 2010)

4.2.8.6 EQUIPOS PARA EL ENCENDIDO DE LAS LÁMPARAS

Todos los tipos de lámparas descritos basan su funcionamiento en la descarga eléctrica a través de un gas. Por las características de este fenómeno, no pueden funcionar con una simple conexión a la red eléctrica y necesitan unos equipos auxiliares compuestos por los siguientes elementos.

a) Condensador

Elemento destinado a corregir el bajo factor de potencia propio del circuito formado por las lámparas y el balasto inductivo, evitando la sobrecarga de las redes y el consumo de energía reactiva.

Las características más importantes a considerar son:

- La tensión nominal debe ser inferior a la de la red a la que estará conectado.
- La capacidad debe corresponder a la exigida por la lámpara.
- Debe haber un aislamiento adecuado y no llegar a un calentamiento que reduzca la vida del condensador.

b) Arrancador

También llamado cebador o ignitor. Su función es generar los impulsos de tensión necesarios para el encendido de la lámpara (en las lámparas de vapor de mercurio no

es necesario este elemento, ya que la tensión suministrada por el balasto es suficiente para el encendido).

Las características más importantes son:

- Tensión de choque comprendida entre los límites inferior y superior que admite la lámpara.
- Amplitud de impulso correspondiente a la exigida por la lámpara.
- Resistencia al calentamiento para alargar la vida del componente.

c) Balastro electrónico

A 50/60 Hz, la descarga va a perder muchos electrones e iones, a causa de la deionización en cada inversión de corriente. La descarga debe ser reiniciada periódicamente. Es completamente diferente con la corriente de alta frecuencia (por encima de 10 Hz). En este caso, una carga eléctrica suficiente queda disponible durante la inversión de la corriente. Ello significa que no se requieren suplementos de potencia para el reencendido de la descarga, lo que aumenta un 10 % el flujo luminoso.

Los circuitos electrónicos de alta frecuencia mejoran las prestaciones en los siguientes aspectos:

- Arranque sin parpadeo en menos de un segundo
- Funcionamiento sin parpadeo del cátodo
- Cebado en caliente prolonga la duración de vida de la lámpara y minimiza que los electrodos se oscurezcan.
- Posibilidad de eliminar los efectos estroboscópicos (Serret Alcaide, 2007)

4.3 PARÁMETROS DE ILUMINACIÓN VIGENTES EN EL PAÍS

La Federación Internacional de Fútbol Asociado (FIFA) es quien regula las condiciones de iluminación para estadios de fútbol a nivel mundial. El organismo deportivo establece ciertas exigencias porque se respalda en los avances tecnológicos que se suceden frecuentemente, pero también porque así lo piden las transmisiones televisivas en alta definición y de la misma manera, los jugadores y árbitros. Sin embargo, también incluye criterios para eventos que no son transmitidos en alta definición. En la (Tabla 7) se muestran los niveles de iluminación necesarios para realizar un evento transmitido en alta definición. En ella, se incluyen los valores de las iluminancias verticales, horizontales, los coeficientes de uniformidad y propiedades de las lámparas. Todo esto de acuerdo a las normas de la FIFA.

Para eventos que no son transmitidos en alta definición se tienen niveles de iluminación diferentes a los mostrados en la (Tabla 7) pues, para este caso, las exigencias de iluminación son menores. En la (Tabla 8) se muestran los niveles de iluminación, de acuerdo a normas de la FIFA. (FIFA, 2007)

4.3.1 GENERALIDADES

El objetivo principal del sistema de iluminación de eventos es iluminarlos de acuerdo con los requisitos de calidad de video digital de los medios, evitando causar molestias por deslumbramiento a jugadores y árbitros, y evitando la contaminación lumínica del entorno y el deslumbramiento de los espectadores. Se deberá considerar sistemas de iluminación permanente, de iluminación temporal, y de la combinación de ambos.

- **Aspectos ambientales:** Se ha de prestar especial atención a limitar la iluminación invasiva y el deslumbramiento provenientes del campo, tanto dentro como fuera del estadio.
- **Jugadores y árbitros:** Los jugadores y árbitros deben poder desplegar toda su capacidad en un ambiente iluminado que realce el juego.
- **Espectadores:** Los espectadores han de poder ver confortablemente el encuentro, el marcador, la pantalla de video y todas las actividades sobre la cancha, sin deslumbramientos ni contaminación lumínica excesiva.
- **Medios de comunicación:** Los videos y retransmisiones producidos durante un evento deberán ser de calidad digital, con una iluminación equilibrada y libre de sombras de contornos duros y de deslumbramientos. (FIFA, 2007)

4.3.2 CATEGORÍAS DE COMPETICIONES

Se han desarrollado cinco clases de sistemas de iluminación. Dos de ellas necesitan calidad televisada, y las otras tres clases son para eventos no televisados (Tabla 6).

Tabla 6. Categoría competiciones

Clase V	Partido internacional televisado	Campo libre de sombras y deslumbramiento
Clase IV	Partido nacional televisado	Campo libre de sombras y deslumbramiento
Clase III	Partido nacional no televisado	Campo libre de deslumbramiento, provisto de un mínimo de ocho postes (recomendado)
Clase II	Partido de liga y/o clubes no televisado	Campo libre de deslumbramiento, provisto de un mínimo de seis postes (recomendado)
Clase I	Entrenamientos y juegos de recreo no televisados	Campo libre de deslumbramiento, provisto de un mínimo de cuatro postes

Fuente: (FIFA, 2007)

4.3.3 POSIBLES VISTAS DE LAS CÁMARAS

Existen muchas posiciones posibles para cámaras que pueden usarse para crear la experiencia televisiva (Figura 24). Las posiciones de cámara de la ilustración corresponden a las más frecuentemente utilizadas. Las especificaciones de iluminación deberán considerar las posiciones reales de cámara a utilizar con el fin de asegurar que cada cámara reciba suficiente luz para la producción de una señal de video de buena calidad. Si fuese necesario, se solicitará el asesoramiento adicional por parte de una cadena de televisión apropiada o de un consorcio regional televisivo.

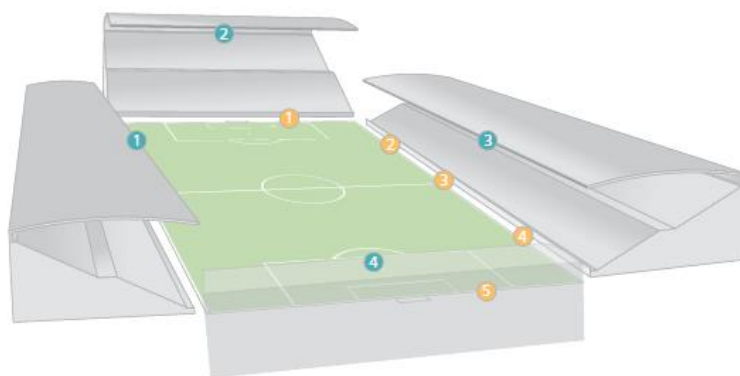


Figura 24. Vistas de las cámaras

Fuente: (FIFA, 2007)

El objetivo principal de un sistema de iluminación es asegurar un alumbrado simétrico, tanto para las líneas de banda como las de meta. Se deberá poder agregar cámaras de campo fijas y móviles, sin que ello afecte la calidad digital del video. (FIFA, 2007)

4.3.4 ÁNGULOS VISUALES DE JUGADORES Y LA TRANSMISIÓN

El más importante requisito del diseño es proveer a los jugadores, los árbitros y los medios un ambiente sin deslumbramientos. Las siguientes dos áreas se definen como “zonas sin iluminación artificial” para la totalidad de las cinco clases de competiciones:

- Zona de las esquinas de la línea de meta: A fin de mantener adecuadas condiciones visuales para el portero y los jugadores atacantes en los saques de esquina, no se colocará iluminación dentro de los 15 grados a ambos lados de la línea de meta.
- Detrás de la línea de meta: A fin de mantener adecuadas condiciones visuales para los jugadores atacantes frente a la meta y para el portero, así como para los medios de video en el lado opuesto del campo, no se colocará iluminación dentro de los 20 grados a ambos lados de la línea de meta ni dentro de los 45 grados sobre el horizonte desde la línea de meta. (FIFA, 2007)

4.3.5 CONTROL DE SOMBRAS (DIRECCIONAMIENTO MULTIZONA)

La limitación de las sombras de contornos duros sobre el campo se está convirtiendo en uno de los mayores problemas a los que se enfrentan los medios que usan videos de calidad digital de alta resolución. En la (Figura 25) y (Figura 26) se muestra el direccionamiento multizona que es el enfoque repetido desde diferentes ubicaciones de aparatos de alumbrado a ubicaciones idénticas en el campo de juego. El enfoque repetido desde ubicaciones diferentes limita la formación de sombras de contornos duros creadas por los jugadores.

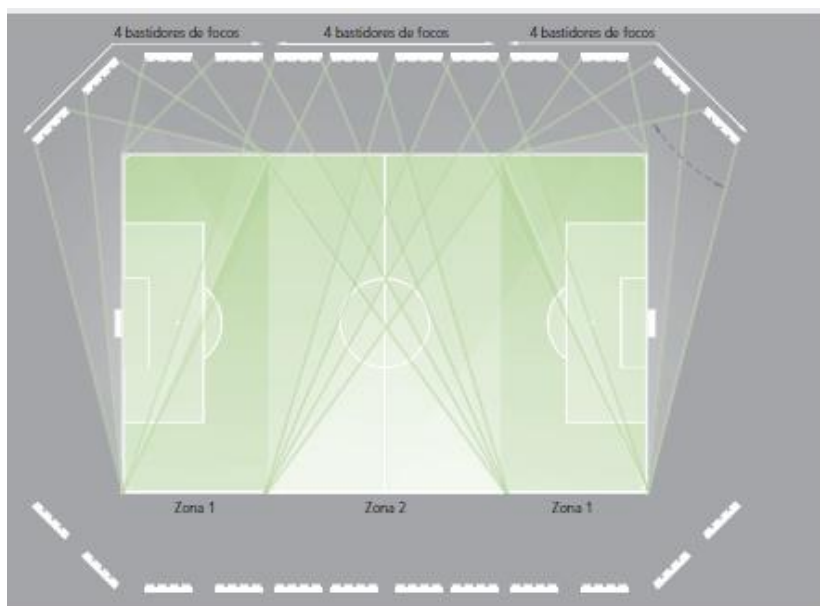


Figura 25. Direccionamiento de la luz en eventos internacionales

Fuente: (FIFA, 2007)

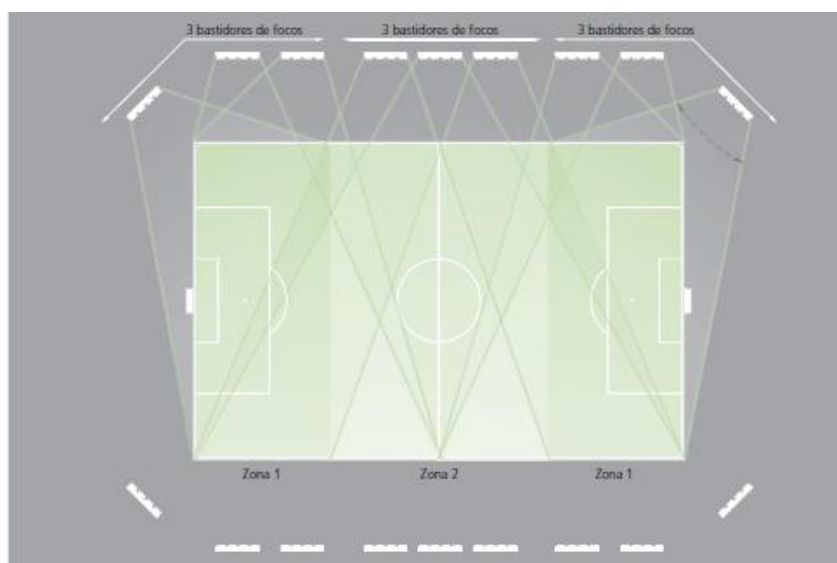


Figura 26. Direccionamiento de la luz eventos no televisados

Fuente: (FIFA, 2007)

La (Figura 25) y (Figura 26) dividen el campo en tres zonas; la zona 1 representa las zonas de ambos extremos, y la zona 2, el centro del campo. El direccionamiento para cada zona deberá tener un mínimo de cuatro dispositivos de iluminación superpuestos por cada lado para el caso de eventos internacionales televisados, y de tres dispositivos para el caso de eventos nacionales televisados. Se logra el resultado deseado cuando un jugador en acción está rodeado de iluminación desde diferentes ubicaciones, creándose un ambiente de iluminación equilibrada. Se logrará un ambiente libre de

sombras cuando no existan sombras de contornos duros sobre el campo de juego. (FIFA, 2007)

4.3.6 PLANIFICACIÓN DE LAS INSTALACIONES

Para encuentros internacionales y nacionales televisados, los aparatos de iluminación se posicionan sobre el estadio para crear una iluminación correspondiente a los videos de calidad digital. No se requiere un direccionamiento multizona para un campo no televisado. En el caso de partidos nacionales, de liga, y de entrenamiento, no televisados, se aplicarán las siguientes directrices estándar para el diseño de la iluminación (Figura 27, Figura 28, Figura 29):

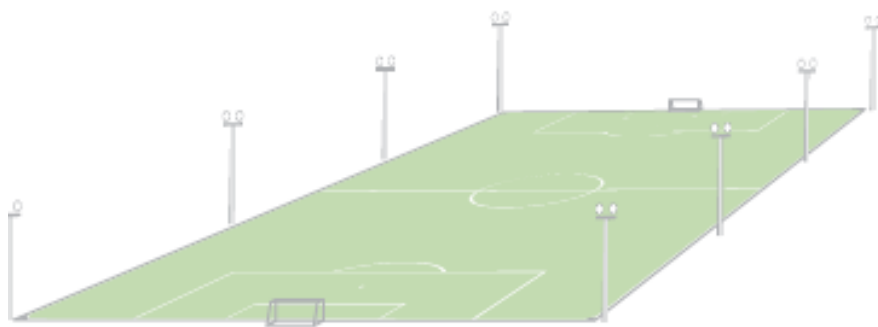


Figura 27. Eventos no televisados clase III, partidos nacionales

Fuente: (FIFA, 2007)



Figura 28. Eventos no televisados clase II, partidos de ligas y clubes

Fuente: (FIFA, 2007)

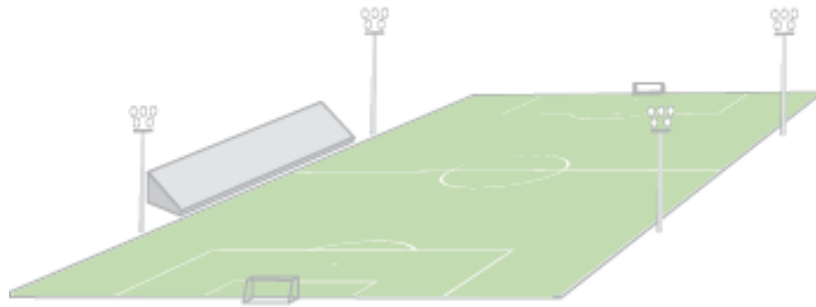


Figura 29. Eventos no televisados clase I, entrenamiento y recreo

Fuente: (FIFA, 2007)

4.3.7 NORMATIVA FIFA PARA SISTEMAS DE ILUMINACIÓN

4.3.7.1 ALTURA DE MONTAJE DE LAS LUMINARIAS

La altura de montaje de los aparatos de alumbrado es crucial para un exitoso sistema de iluminación deportiva (Figura 30). La geometría de la altura de montaje para los bastidores de focos laterales y postes es de 25 grados sobre el horizonte, visto desde el centro del campo y mirando hacia las tribunas. Los bastidores de focos y la estructura de alumbrado podrán exceder esta recomendación mínima de 25 grados, pero no superar los 45 grados.

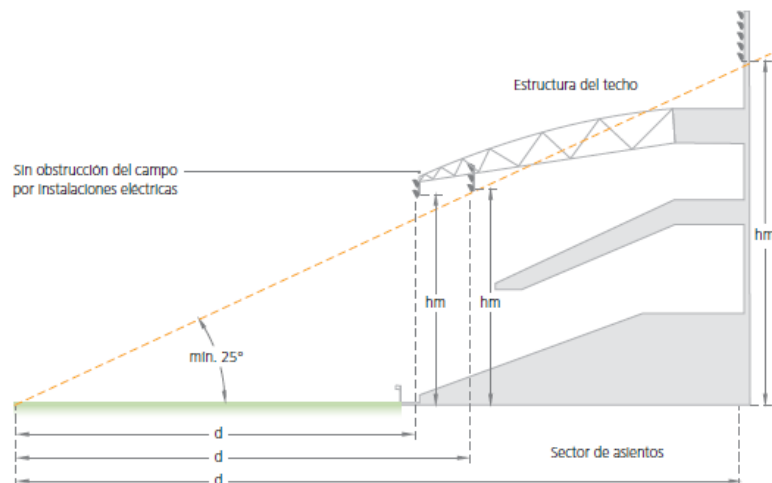


Figura 30. Altura de montaje de luminarias

Fuente: (FIFA, 2007)

4.3.7.2 ILUMINANCIA HORIZONTAL

La iluminancia horizontal constituye una medida de la luz que alcanza un plano, a un metro de altura sobre la superficie de juego (Figura 31). Se emplea una rejilla de 10 m x 10 m en toda la extensión del campo de juego como base para recopilar estas mediciones y calcular la iluminación máxima, mínima y media del campo de juego. El valor de iluminación horizontal que requiere el sistema dependerá del nivel de competición que se lleven a cabo en el escenario (Tabla 8).



Figura 31. Iluminación horizontal

Fuente: (FIFA, 2007)

4.3.7.3 VARIACIÓN

El fútbol es un deporte de gran velocidad, así que mantener una iluminación uniforme en toda la extensión del campo de juego mejorará el rendimiento del jugador y contribuirá a crear videos de alta resolución de excelente calidad, los niveles de uniformidad dependerá del nivel de competición que se realice en el escenario deportivo. (FIFA, 2007)

4.3.7.4 ILUMINACIÓN VERTICAL

La iluminación vertical a nivel de campo es la cantidad de iluminación que recibe la superficie vertical de los jugadores (Figura 32). Esta iluminación ayuda a presentar detalles de primer plano de los jugadores particularmente sus caras en momentos críticos de los partidos. Tales imágenes son capturadas por cámaras de campo, tanto manuales, como motorizadas.

Las variaciones de la iluminación vertical producirán imágenes de video digital de baja calidad. El responsable del diseño ha de considerar un equilibrio de la iluminación a

fin de reducir las áreas sobre/subexpuestas durante la operación de las cámaras de campo.



Figura 32. Iluminación vertical

Fuente: (FIFA, 2007)

4.3.7.5 VERTICAL DE LA CÁMARA FIJA

La luz vertical sobre el campo; capturada por las cámaras de la línea de banda y la línea de meta opuestas se denomina iluminación vertical de cámara fija, estas cámaras que enfocan todo el terreno deberán capturar el juego entero durante el evento. Las variaciones de iluminación producirán videos digitales de baja calidad. El responsable del diseño ha de considerar un equilibrio de la iluminación a fin de reducir las áreas sobre/subexpuestas durante la operación de las cámaras fijas.



Figura 33. Luz vertical sobre el campo

Fuente: (FIFA, 2007)

4.3.7.6 TEMPERATURA DEL COLOR

La temperatura del color describe la sensación de caliente (rojo) o frío (azul) que produce un determinado tipo de iluminación. Se mide en Kelvin (K). La tecnología

existente de cámaras digitales permite alterar los videos producidos por los medios a fin de ‘ganar’ color y contraste, de acuerdo con la calidad de color deseada. La temperatura de color aceptable para estadios al aire libre, para toda clase de competiciones, es $\geq 4\ 000\ K$. (FIFA, 2007)

4.3.7.7 ÍNDICE DE REPRODUCCIÓN DE COLOR (RENDERING)

La reproducción de color es la capacidad de una fuente de iluminación artificial de reproducir una iluminación natural. La escala práctica de reproducción de color es de Ra20 a Ra100, y cuanto mayor sea dicho índice, tanto mejor la calidad del color. Un color de buena calidad producido por un sistema de iluminación artificial deberá tener un índice $Ra \geq 65$, tanto para eventos televisados, como no televisados. (FIFA, 2007)

4.3.7.8 ESPECIFICACIONES PARA EVENTOS TELEVISADOS

La (Tabla 7) es un resumen de los criterios a considerar para eventos televisados; expone las recomendaciones para la iluminancia vertical y horizontal, la uniformidad, y las propiedades de color de las lámparas para cada clase de actividad.

Tabla 7. Requerimientos de iluminación para eventos televisados

Actividad		Iluminación vertical			Iluminación horizontal			Propiedades de las lámparas	
		Lux	U1	U2	Lux	U1	U2	Temperatura de color [°K]	Rendimiento del color [Ra]
Internacional	Cámara Fija	2 400	0,5	0,7	3 500	0,6	0,8	>4 000	≥ 65
	Cámara a nivel campo	1 800	0,4	0,7					
Nacional	Cámara Fija	2 000	0,5	0,7	2 500	0,6	0,8	>4 000	≥ 65
	Cámara a nivel campo	1 400	0,35	0,6					

Fuente: (FIFA, 2007)

Notas:

- La iluminancia vertical se refiere a la iluminancia hacia una posición de cámara fija, o de campo.
- La uniformidad de la iluminancia vertical para cámaras de campo puede ser evaluada en cada cámara, considerando la variación de este estándar.

- Todos los valores de iluminancia indicados representan valores constantes. Se recomienda una constante de 0,7; por tanto, los valores iniciales serán aproximadamente 1,4 veces el valor de los antes indicados.
- En todas las clases, el índice de deslumbramiento será de $GR \leq 50$ para los jugadores en el campo, dentro del ángulo visual primario del jugador. Tal índice se cumple si se cumplen los ángulos visuales del jugador.
- Se acepta y recomienda el empleo de la tecnología de lámparas de iluminación constante. (FIFA, 2007)

4.3.7.9 ESPECIFICACIONES PARA EVENTOS NO TELEVISADOS

La (Tabla 8) es un resumen de los criterios a considerar para eventos no televisados; expone las recomendaciones para la iluminancia horizontal, la uniformidad, y las propiedades de las lámparas, para cada clase de actividad.

Tabla 8. Requerimientos de iluminación para eventos no televisados

Actividad	Iluminancia [Lux]	Coeficiente de uniformidad		Propiedades de la lámpara	
	E_{med}	U1	U2	Temperatura de color [K]	Rendimiento del color [Ra]
Nacionales	750	0,5	0,7	>4 000	≥ 65
Ligas y clubes	500	0,4	0,6	>4 000	≥ 65
Entrenamientos	200	0,3	0,5	>4 000	≥ 65

Fuente: (FIFA, 2007)

NOTAS:

- Todos los valores de iluminancia indicados representan valores constantes.
- Se recomienda una constante de 0,70; por tanto, los valores iniciales serán aproximadamente 1,4 veces el valor de los antes indicados.
- La desigualdad de iluminancia no deberá exceder de 30% cada 10 metros.
- Los ángulos visuales primarios del jugador han de estar libres de deslumbramiento directo. Tal índice de deslumbramiento se cumple si se cumplen los ángulos visuales del jugador. (FIFA, 2007)

4.3.8 IMPACTO AMBIENTAL

La contaminación lumínica y la proyección lumínica involuntaria se dividen en dos categorías: la iluminación invasiva, luz mensurable que traspasa el perímetro del estadio, y el resplandor (Figura 34), que es brillantez excesiva que afecta al campo

visual normal de los peatones y automovilistas fuera del estadio. Este impacto sobre la comunidad local es crítico para la seguridad, la oscuridad normal del cielo durante la noche y el bienestar de países y ciudades a cuyo servicio se hallan los estadios. Debe realizarse todo esfuerzo para limitar tanto la iluminación excesiva como el resplandor, tanto dentro como fuera del estadio. Las nuevas especificaciones del diseño deberán incluir reflectores “cut off”, y reflectores de alta eficiencia para eventos televisados. La iluminación invasiva proveniente del estadio puede ser calculada y medida. Estos factores se expresan en términos de iluminancia horizontal y de iluminancia vertical máxima. En ausencia de directrices locales, se ha de considerar disposición representada en la (Tabla 9).

Tabla 9. Valores permitidos de contaminación lumínica

Angulo de iluminación	Distancia desde el perímetro del estadio	Lux
Invasión horizontal	50m	25
Invasión horizontal	200m	10
Máximo vertical	50m	40
Máximo vertical	200m	20

Fuente: (FIFA, 2007)

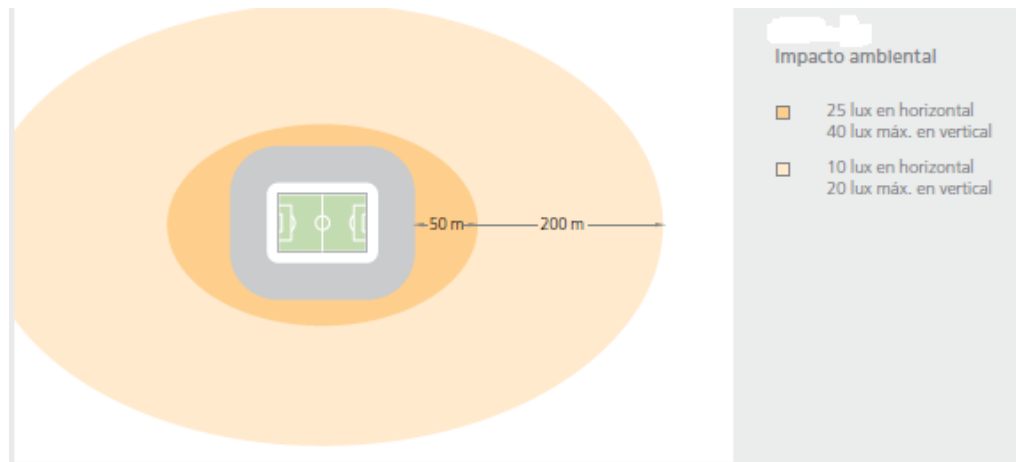


Figura 34. Contaminación lumínica

Fuente: (FIFA, 2007)

4.4 NORMATIVA PARA LA CONSTRUCCIÓN DE REDES ELÉCTRICAS DE MT Y BT

4.4.1 HOMOLOGACIÓN DE LAS UNIDADES DE PROPIEDAD (UP) EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE REDES SUBTERRÁNEAS

Debido a la variedad de elementos utilizados actualmente a nivel nacional en las unidades de propiedad y unidades constructivas del sistema de distribución de energía eléctrica, el Ministerio de Electricidad y Energía Renovable junto con otras empresas se han visto en la necesidad de crear la “Comisión de Homologación de Unidades de Propiedad” con el fin de unificar la identificación de los materiales y accesorios usados en la construcción y el montaje de equipos que conforman las unidades constructivas, tales como estructuras aéreas, puestas a tierra, montaje de transformadores alumbrado público etc. Esta homologación será adoptada e implantada por las empresas eléctricas del país con la opción de realizar modificaciones permanentemente con el objetivo de mejorar el sistema de distribución de acuerdo a las necesidades que se presenten. (MEER, 2011)

4.4.1.1 INTERRUPTOR PARA REDES SUBTERRÁNEAS

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.

Tabla 10. Principales especificaciones técnicas para interruptor de redes subterráneas

ESPECIFICACIONES PARTICULARES DE INTERRUPTORES DE DISTRIBUCIÓN SUBTERRÁNEA				
DESCRIPCIÓN TÉCNICA	FRECUENCIA NOMINAL	CORRIENTE NOMINAL	VOLTAJE MAX. (Ur)	NIVEL DE AISLAMIENTO (Bil)
	Hz	Amp.	kV	kV (valor pico)
Interruptores para 15 kV	60	100	15,5	95
Interruptores para 27 kV	60	95	27	125

Fuente: (MEER, 2011)

4.4.1.2 DUCTOS

a) 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.

b) Material de relleno de banco de ductos

- 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 Kg/cm² 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 último 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 la zanjas hacia los ductos será de 10 cm.

- 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 Kg/cm², 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.

c) Distancias de separación entre banco de ductos eléctricos y otros servicios

La separación horizontal mínima entre bancos de ductos eléctricos y otros servicios será de 25 cm, no se instalará ductos de otros servicios paralelamente por encima o debajo de ductos eléctricos, en casos excepcionales la separación vertical será la misma indicada anteriormente.

d) Profundidad

La siguiente tabla 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 11. Profundidad mínima de zanjas

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

Fuente: (MEER, 2011)

En los casos que no se puedan obtener estos valores de profundidad mínimas, se deberá colocar en todo el trayecto de la zanja hormigón de resistencia mecánica tal que garantice la misma protección al banco de ductos que con las condiciones de profundidades mínimas establecidas en el cuadro anterior.

e) 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 para lo cual se usa la siguiente ecuación:

$$Bd = (N * D) + (N - 1) * e + 2x \quad \text{Ecuación 11}$$

Donde:

Bd= Ancho de la zanja.

N= Número de tubos (vías) en sentido horizontal.

D= Diámetro exterior del tubo.

E= Espacio entre tubos (Mínimo 5 cm).

X= Distancia entre la tubería y la pared de la zanja. (Mínimo 10 cm)

f) Cintas de señalización

Para indicar la existencia de ductos eléctricos se debe colocar una cinta o banda de PVC en toda la trayectoria del banco de ductos (Figura 35). La cinta o banda se colocará a una profundidad de 20 cm medidos desde el nivel del piso terminado de la acera o calzada. Cuando el ancho de la zanja es menor o igual a 0.5 m se colocará una cinta de señalización, si la zanja es mayor a 0.5 m se colocará dos cintas de señalización.



Figura 35. Cinta de señalización para instalaciones eléctricas subterráneas

Fuente: (MEER, 2011)

La cinta de señalización deberá contener la siguiente información:

- Señal de advertencia de peligro de riesgo eléctrico. (ISO 3864)
- Leyenda de advertencia de la presencia de cables eléctricos.
- Logotipo de la empresa distribuidora.

g) Ductos

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.

h) Tipo de ducto

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 MT y BT (diámetro de 110 y 160 mm) y tubo PVC del tipo II pesado para alumbrado público y acometidas domiciliarias (diámetro 50 mm).

i) Características

Los ductos con conductores y de reserva deben taponarse a fin de mantenerlos libres de basura, roedores, agua, etc.

Los accesorios como pegamento, anillos de goma y tapones tienen que ser diseñados para uso con la tubería arriba especificada.

Se utilizará únicamente los materiales provenientes de fábricas que tengan el sello de calidad INEN. El color del ducto para instalaciones eléctricas subterráneas será de color naranja.

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.

Tabla 12. Ductos y tubería a emplear en las canalizaciones y transiciones

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	50	50

Fuente: (MEER, 2011)

Nota: En todos los casos incluyendo las redes y acometidas en bajo voltaje, el número máximo de conductores no puestos a tierra (fases), por ducto será 3, más el neutro.

j) Configuración de ductos

La configuración de los ductos dentro de una misma zanja estará dada en base al número de filas por número de columnas.

Se pueden utilizar las siguientes configuraciones de ductos, donde el primer dígito indica el número de filas y el segundo dígito indica el número de columnas.

Tabla 13. Configuración de ductos

Fila x Columna	Fila x Columna	Fila x Columna
1x2	1x3	1x4
2x2	2x3	2x4
3x2	3x3	3x4
4x2	4x3	

Fuente: (MEER, 2011)

Nota: Para los sistemas de comunicación de equipos eléctricos, se colocará en toda canalización un triducto de polietileno de pared exterior lisa e interior con estrías longitudinales, de 40 mm de diámetro. (MEER, 2011)

4.4.1.3 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.

Las paredes interiores de los pozos construidos de mampostería de ladrillo o bloque serán enlucidas con mortero 1:3 y alisadas con cemento.

Las tapas de los pozos podrán ser de:

- Hormigón armado: Tendrá un marco y brocal metálico. El espesor de la losa de la tapa será de 70 mm (solamente para acera).
- Acero dúctil o grafito esferoidal: Clase D400-400 kN (para calzada o acera).

a) Dimensiones

Dependiendo del tipo, los pozos se construirán según las dimensiones interiores establecidas en esta homologación.

Tabla 14. Dimensiones de los pozos de revisión

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	MT-BT-AP
Tipo C	1,2	1,2	1,2	MT-BT-AP
Tipo D	1,6	1,2	1,5	MT-BT-AP
Tipo E	2,5	2	2	MT-BT-AP

Fuente: (MEER, 2011)

b) Forma

Los pozos se construirán de forma cuadrada o rectangular según el ángulo que forme el banco de ductos.

En caso de ser necesario se construirá pozos de forma octogonal.

c) Consideraciones

En las calles y veredas en donde se construyen los pozos y ductos, generalmente existen instalaciones de agua potable, alcantarillado, teléfonos, energía eléctrica, etc., por lo cual, durante el diseño y la construcción se deberá consultar y coordinar con las entidades responsables de estos servicios para contar con los planos e información correspondientes de las instalaciones existentes.

La distancia entre la parte inferior de los ductos más profundos y la base del pozo debe ser mínimo de 10 cm. El banco de ductos debe estar centrado con respecto a las paredes laterales del pozo.

El banco de ductos no podrá rebasar el nivel de pared terminada del pozo, quedaran a 5 cm antes de salir a la superficie interior del pozo para dar una curvatura con radio de 3 cm (chaflán) para que ingresen los cables al ducto sin daño a la chaqueta.

d) Tapas

Tapas de hormigón:

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. La resistencia del hormigón de la tapa será de 210 kg/cm², de 70 mm de espesor en vereda y 150 mm en calzada con armadura Ø=12 mm cada 100 mm, en ambas direcciones.

El marco y brocal deberá tener un recubrimiento de pintura anticorrosiva, mínimo de dos capas. Con el fin de que el brocal se empotre correctamente este dispondrá de anclajes que irán embebidos al contorno del pozo.

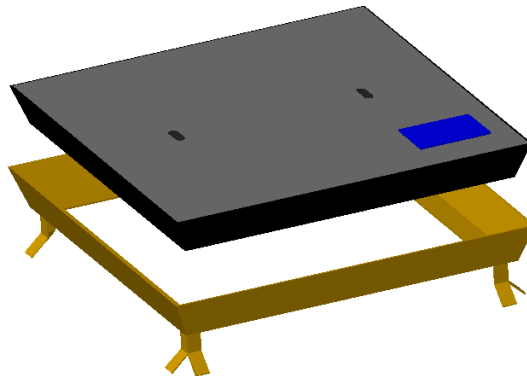


Figura 36. Tapa de hormigón

Fuente: (MEER, 2011)

e) Apertura de la tapa de hormigón

Para el levantamiento de la tapa de los pozos se dejara dos orificios sin fundir formados por tubo metálico rectangular de $\frac{3}{4}$ 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.

f) Tapas de grafito esferoidal

Los pozos ubicados en calzada obligatoriamente deberán tener una tapa de grafito esferoidal (acero dúctil) clase D400-400 kN, pudiendo ser de una o dos tapas articuladas de acuerdo a la dimensión del pozo. Estas tapas dispondrán de un seguro de cierre de $\frac{1}{4}$ de vuelta con su llave respectiva.

Las tapas en fundición dúctil, están soportadas en un marco de acero galvanizado, que provee el soporte y bisagras para las tapas. El diseño de la tapa provee un soporte antideslizante para los vehículos y peatones.

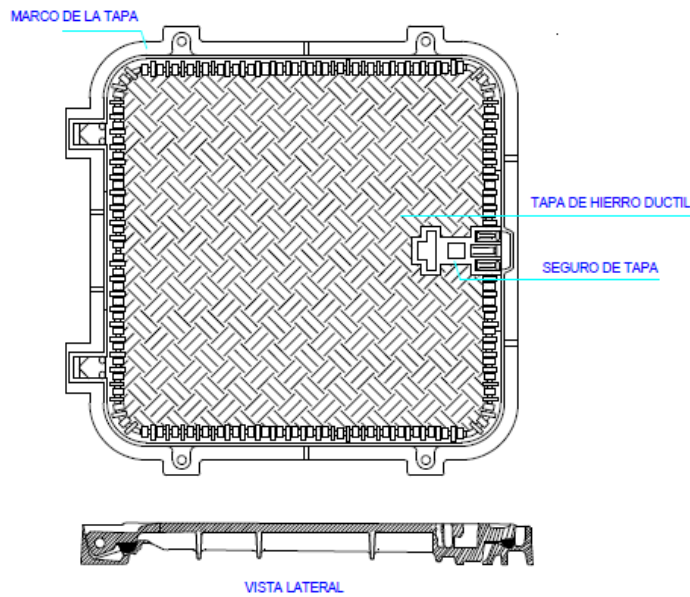


Figura 37. Tapa de grafito esferoidal

Fuente: (MEER, 2011)

g) Pisos de los pozos

Dependiendo del nivel freático de la zona donde se esté construyendo el sistema subterráneo, el piso de los pozos podrá ser:

- Piso con hormigón y drenaje

El piso de los pozos se fundirá con una capa de hormigón de 10 cm mínimo y se ubicará un drenaje, el cual es opcional a juicio de la empresa, dependiendo del nivel freático de la zona donde se esté instalando el sistema subterráneo. Este drenaje constará de un sifón el cual estará conectado al sistema de alcantarillado público mediante una tubería de PVC de 50 mm de diámetro mínimo, preferiblemente pluvial. En la losa de piso se dará la inclinación del 1,5 % hacia el drenaje.

- Piso sin hormigón y material filtrante

El piso del pozo estará constituido por una capa de material filtrante de 10 cm mínimo (grava) que ocupará toda su área.

- Piso con hormigón y material filtrante

El piso de los pozos estará constituido por una loseta de hormigón de 10 cm mínimo con una inclinación del 1,5 % para evacuar el agua hacia una franja sin fundir rellena de material filtrante (grava), esta cubrirá al menos el 10 % del área total del piso del pozo.

h) Soportes

- Los cables dentro de los pozos deben quedar fácilmente accesibles y soportados de forma que no sufran daño debido a su propia masa, curvaturas o movimientos durante su operación, para ello los pozos dispondrán de soportes de acero galvanizado o fibra de vidrio para sujetar y ordenar los conductores que se encuentren dentro de este.
- Los soportes de los cables deben estar diseñados para resistir la masa de los propios cables y de cargas dinámicas; mantenerlos separados en claros específicos y ser adecuados al medio ambiente.
- Los cables deben quedar soportados cuando menos 10 cm arriba del piso para estar adecuadamente protegidos.
- La ubicación de los soportes debe permitir el movimiento del cable sin que exista concentración de esfuerzos destructivos.

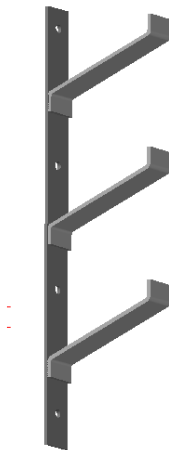


Figura 38. Soporte para cables en pozos de revisión

Fuente: (MEER, 2011)

4.4.1.4 CÁMARAS ELÉCTRICAS

Los proyectos de diseño y construcción de cámaras eléctricas para el empleo de las empresas distribuidoras, se regirá por las presentes especificaciones técnicas, las cuales tienen por objeto definir las características que deben satisfacer las obras necesarias para la adecuada utilización de dichas cámaras, parámetros eléctricos requeridos, los materiales de construcción, diseños propuestos, iluminación interior, ventilación, drenaje, planos de distribución, detalles constructivos y otros según su aplicación.

a) Requerimientos básicos

Las especificaciones de cámaras, deben contemplar entre otros aspectos, la estética, seguridad, operatividad y la necesidad eléctrica.

En general, una vez terminada la construcción de las cámaras, se deberán comprobar que las obras civiles cumplan con el objetivo de alojar técnicamente los equipos eléctricos de acuerdo a las normas especificadas.

Todos los aspectos técnicos de construcción y diseño contendrán planos y documentos del proyecto.

b) Normas y reglamentos

El diseño y la construcción de la obra civil se ejecutarán de acuerdo con la última versión vigente de las siguientes normas y reglamentos:

- INEN Instituto Ecuatoriano de Normalización.
- ACI Código de Construcción para Concreto Reforzado.
- ASTM Organismo internacional de Normalización de EEUU.
- AAHSTO Sistema de clasificación de suelos.

Las normas y reglamentos de obra eléctrica son los siguientes:

- IEC Comisión Electrotécnica Internacional.
- ISO Organización Internacional de Normalización.
- INEN Instituto Ecuatoriano de Normalización.
- NEC Código Eléctrico Nacional.
- ASTM Organismo internacional de Normalización de EEUU.
- ICEA Asociación de Ingenieros de Cables.
- NEMA Asociación de Fabricantes Eléctricos.
- NTE – IET Norma Tecnológica de Edificación.
- IEEE Institute of Electrical and Electronics Engineers

c) Equipos y materiales

Los equipos, materiales y demás componentes a utilizar en las obras, deberán ser nuevos y de primera calidad, además deberán estar certificados por organismos de certificación acreditados.

d) Especificaciones técnicas generales para obras civiles de las cámaras eléctricas

- La cámara estará diseñada para uso exclusivo de energía eléctrica.

- Será construida previa verificación de las especificaciones técnicas de los equipos a instalar.
- Se construirá en el sitio más idóneo desde el punto de vista eléctrico y considerando las estructuras existentes en el lugar, ejecutando las obras civiles para la cimentación, instalaciones eléctricas, seguridad y el equipamiento completo indicado en estas especificaciones.
- Las cámaras cumplirán las especificaciones que se detallan más adelante, debiéndose entender éstas como características mínimas, pudiendo la empresa distribuidora sugerir especificaciones similares o que superen las mismas de acuerdo a su necesidad.
- La cámara será resistente a esfuerzos externos, ventilada adecuadamente, resistente a cualquier medio ambiente, resistente al fuego, impermeable y hermética, con acabados adecuados.
- Se dispondrá de un acceso libre desde la vía pública para el personal de la empresa distribuidora.

e) Dimensiones

Las dimensiones interiores de las cámaras dependerán directamente de la potencia, número de transformadores y de las medidas de los equipos a instalarse, pudiendo variar sus medidas en función de las distancias mínimas de seguridad para evitar accidentes de las personas que trabajen dentro de ésta.

f) Parámetros y consideraciones para la determinación de las dimensiones de las cámaras eléctricas

Las dimensiones interiores mínimas de las cámaras de las empresas distribuidoras y particulares con celdas o interruptores de MT de tres vías y tablero de distribución de BT para potencias de 250 hasta 800 kVA, se dan en el cuadro siguiente, en función del número de transformadores y del voltaje nominal que alimenta a la cámara.

Tabla 15. Dimensiones de las cámaras eléctricas

Número de transformadores	Voltaje nominal de línea de distribución en MT	Dimensiones mínimas (cm)		
		A	B	C
1	< 24 kV	420	540	300
2	< 24 kV	420	600	300

Fuente: (MEER, 2011)

Las dimensiones interiores mínimas de las cámaras eléctricas con un transformador menor a 250 kVA están dadas en función de la medida de los equipos y de las

distancias de seguridad. En este tipo de cámaras estarán instaladas exclusivamente el transformador de distribución y su respectivo seccionamiento o protección con barrajes desconectables o celdas de MT, mínimo 3 circuitos de MT.

Ninguna cámara podrá ser inferior a estas medidas:

Largo= 3 m

Ancho= 2.2 m (Transformador Monofásico)

Ancho= 3.7 m (Transformador Trifásico)

Alto= 3 m

g) Equipos a instalarse

Los equipos subterráneos que se instalen dentro de pozos y cámaras deben ser del tipo sumergible. (NEC Artículo 923-7b)

Las Cámaras eléctricas de distribución pueden ser subterránea ó a nivel. Las mismas pueden estar conformadas por equipos de maniobra, protección y transformadores.

h) Equipos de maniobra y protección

En cámaras subterráneas deberá utilizarse equipos de seccionamiento y protección tipo sumergible como: módulos pre moldeados (conectores tipo codo, tipo “T” o codo porta fusible), barrajes desconectables e interruptores de MT aislados en SF6.

En Cámaras a nivel deberá utilizarse equipos de seccionamiento y protección como: celdas de MT, módulos pre moldeados (conectores tipo codo, tipo “T” o codo porta fusible), barrajes desconectables y tableros de distribución de BT.

Transformadores:

En Cámaras Subterráneas deberá utilizarse transformadores tipo sumergible.

En Cámaras A nivel deberá utilizarse transformadores convencionales con frente muerto.

En cámaras a nivel construidas en pisos superiores al primero y en lugares de alto riesgo de incendio que imposibilitan el uso de transformadores refrigerados en aceite deberá utilizarse transformadores tipo seco.

En lugares a la intemperie deberá utilizarse transformadores tipo pedestal instalado sobre una base de hormigón.

i) Acceso a las cámaras eléctricas

Cámaras a Nivel:

Las cámaras a nivel tendrán una puerta de acceso que abrirá hacia el exterior, de 2.30 m de altura y 1.4 m de ancho, como mínimo.

Las puertas deberán ser metálicas con una cerradura que impida el ingreso a personal no autorizado.

Para ayudar a la ventilación de la cámara eléctrica, la puerta de acceso deberá tener rendijas para el ingreso o salida de aire en la parte superior e inferior de la misma.

Las puertas de la cámara se construirán en lámina metálica de espesor 1.5 mm y con una resistencia al fuego mínimo de 3 horas. (NEC 450.43).

En todos los casos el espacio de trabajo será adecuado para permitir la apertura de las puertas en un ángulo de 90 grados por lo menos.

En el diseño de los accesos a la cámara se tendrá en cuenta las dimensiones del mayor de los equipos a albergar, de tal forma que no presenten dificultades en la entrada y salida de los mismos.

j) Acceso de los equipos a las cámaras eléctricas

El espacio físico para el ingreso de los equipos a la cámara eléctrica subterránea podrá ser:

- Losas de hormigón móviles. (2 losas)
- Tapas de acceso metálicas de dimensiones apropiadas para el ingreso de los equipos que servirá también para el acceso del personal

Las losas de hormigón móviles deberán situarse preferentemente sobre el área de instalación del transformador para facilitar la entrada de este equipo, en forma equidistante en cada losa se dejara 4 orificios de una pulgada de diámetro debidamente sellados los cuales servirán para introducir un sistema que permita el izado de las mismas en caso de reposición de equipos, tendrá un refuerzo de perfil metálico de acero galvanizado alrededor de ésta. Será construido con hormigón armado $f'c = 240$ Kg/cm² con doble refuerzo al igual que la losa fija. Las dimensiones mínimas de las losas de las tapas serán de 0.70m de ancho por 2.30m de largo. (MEER, 2011)

4.4.1.5 SISTEMA DE PUESTA A TIERRA PARA CENTRO DE TRANSFORMACIÓN

La resistencia de puesta a tierra tendrá un valor máximo de 10 ohmios, de tenerse valores superiores podrá colocarse un mayor número de varillas cooperweld, mejorarse el terreno o diseñarse mallas de puesta a tierra. (EERSSA, 2012)

Las partes metálicas de la cámara eléctrica que no transporten corriente se conectarán a tierra en las condiciones prevista de la norma NEC. La malla de puesta a tierra se

debe construir antes de fundir el piso destinado a la cámara. Esta será construida con cable desnudo de cobre suave #2/0 AWG. Se deberán utilizar soldadura exotérmica. A la malla de tierra se deberán instalar varilla de acero recubierta de cobre de 2,40 m por 5/8" de diámetro. El número de varillas dependerá de la resistividad del terreno y de la resistencia de la malla a tierra. La resistencia de la malla de puesta a tierra medida de la cámara debe ser menor o igual a 10 ohmios.

En el punto de conexión del conductor de puesta a tierra a la malla se deben dejar cajas de inspección o pozos de inspección de libre acceso, donde se pueda medir, revisar y mantener la resistencia de la malla. Esta caja o pozo de inspección será un cuadrado o un círculo de mínimo 30 cm de lado o 30 cm de diámetro, esto se construirá donde el nivel freático lo permita.

Si la cámara está construida sobre un piso alto, debe existir una malla o anillo perimetral que garantice una superficie equipotencial, instalando las varillas fuera del local, en un sitio donde se garantice una buena puesta a tierra, conectando la malla y las varillas mediante conductor de puesta a tierra a través de ducto independiente.

Los elementos que se deben conectar a tierra en una cámara son los siguientes:

- La pantalla metálica de los cables de MT.
- Los herrajes de soporte de los cables.
- Las celdas e interruptores de MT.
- El tanque y neutro del transformador.
- Los tableros de BT.
- Equipos de medición.
- Puertas metálicas
- Ventanas
- Rejillas
- Escaleras

4.4.1.6 CABLES

a) Cables para red de MT

En el sistema de distribución subterráneo para medio voltaje, se utilizarán cables monopares con conductor de cobre aislados (100% y 133% de nivel de aislamiento)

con polietileno reticulado termoestable (XLPE) o polietileno reticulado retardante a la arborescencia (TRXLPE) para voltajes de 15 kV, 25 kV y 35 kV.

Niveles de Aislamiento:

- Nivel de 100%. - Los cables de esta categoría 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. También pueden utilizarse en otros sistemas para los cuales sean aceptables, siempre y cuando se cumpla con los requisitos del párrafo anterior.

Tabla 16. Características de los cables para MT

Características principales	
Conductor	Cobre suave
Forma del Conductor	Cableado concéntrico
Tipo de Aislamiento	Polietileno Reticulado XLPE ó 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

Fuente: (MEER, 2011)

- Nivel de 133%. - Los cables de esta categoría corresponden a los anteriormente designados para sistemas con neutro aislado. Estos cables pueden ser utilizados en los casos en que no puedan cumplirse los requisitos de eliminación de falla de la categoría I (100 % nivel de aislamiento), pero en los que exista una seguridad razonable de que la sección que presenta la falla se desenergiza en un tiempo no mayor que una hora. Además se pueden usar cuando es deseable un aislamiento adicional superior a la categoría del nivel del 100%.

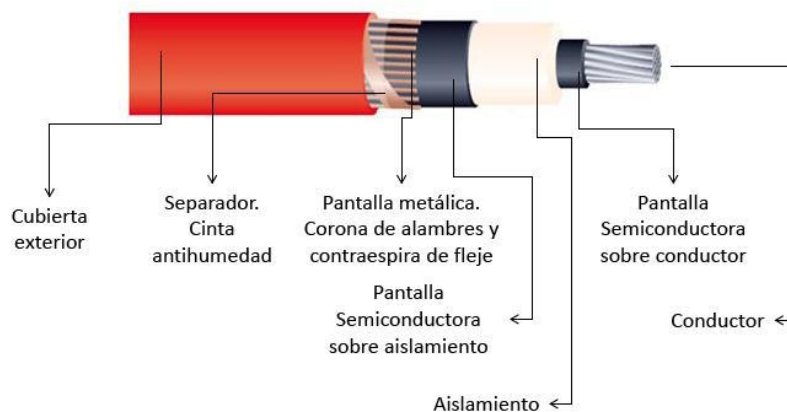


Figura 39. Partes de cable para MT

Fuente: (MEER, 2011)

b) Cables para red de BT

Para red secundaria subterránea se utilizan cables con conductor de cobre, aislamiento de 2 000 V con polietileno (PE) y chaqueta de policloruro de vinilo (PVC) resistente a la humedad.

Tabla 17. Características de los cables para BT

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

Fuente: (MEER, 2011)

4.4.1.7 TRANSICIÓN DE RED AÉREA A SUBTERRÁNEA

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.

En toda transición se instalará puntas terminales de uso exterior para los extremos de los cables mono polares de medio voltaje, debidamente instalados con todos los elementos que los proveedores recomiendan. Las puntas terminales serán seleccionadas adecuadamente para el voltaje y el calibre del conductor.

a) Transición subterránea de Media tensión

La transición subterránea de medio voltaje que se deriven de redes aéreas incluirá:

- Estructura con dos crucetas para instalación de seccionadores tipo abierto y pararrayos.

- Estructura con una cruceta para sujeción de los cables de MT.
- Kit para sujeción de los cables.
- Cable de cobre desnudo, cableado suave #2 AWG 7 hilos, para puesta a tierra.
- Pararrayos. El conductor de puesta a tierra de los pararrayos se alojará dentro del poste.
- Seccionadores tipo abierto.
- Punta terminal tipo exterior, seleccionada según el voltaje de la red y el calibre del cable mono polar de medio voltaje.
- Conector de cobre, tipo espiga u ojo, seleccionado según el calibre del cable mono polar de medio voltaje.
- Codo metálico reversible o tapón de salida múltiple, para sellar la tubería en su punto superior, seleccionada según el número y diámetro de los conductores de la transición.
- Tubería rígida de acero galvanizado con un diámetro mínimo de 4", asegurada al poste con cinta metálica y hebillas, de acero inoxidable. La tubería deberá ser aterrizada con un conector de aterrizamiento tubo-cable.
- Codo metálico rígido con curva amplia de 90°, de igual diámetro que la bajante, para unir al pozo que se instala al pie del poste. El codo no debe ser cortado y no sobrepasará la pared terminada del pozo. Se colocará una tuerca corona en el ingreso del codo metálico al pozo para la protección contra fricción del cable. La distancia de la parte superior del pozo al codo será mínimo 30 cm.
- La puesta a tierra estará conformada por una varilla de acero recubierta de cobre de 1,80 m por 15.87 mm (5/8") de diámetro. La conexión se realizará mediante suelda exotérmica.

b) Transición subterránea de Bajo Voltaje

La transición subterránea de bajo voltaje que se deriven de redes aéreas incluirá:

- Cable de cobre desnudo, cableado suave #2 AWG 7 hilos, para puesta a tierra.
- Codo metálico reversible o tapón de salida múltiple, para sellar la tubería en su punto superior, seleccionada según el número y diámetro de los conductores de la transición.
- Tubería rígida de acero galvanizado con un diámetro mínimo de 2", asegurada al poste con cinta metálica y hebillas, de acero inoxidable. La tubería deberá ser aterrizada con un conector de aterrizamiento tubo-cable.

- Codo metálico rígido con curva amplia de 90°, de igual diámetro que la bajante, para unir al pozo que se instala al pie del poste. El codo no debe ser cortado y no sobrepasará la pared terminada del pozo.
- Se colocará una tuerca corona en el ingreso del codo metálico al pozo para la protección contra fricción del cable. La distancia de la parte superior del pozo al codo será mínimo 30 cm.
- La puesta a tierra estará conformada por una varilla de acero recubierta de cobre de 1,80 m por 15.87 mm (5/8") de diámetro. La conexión se realizará mediante suelda exotérmica. (MEER, 2011)

5. MATERIALES Y MÉTODOS

5.1 MATERIALES

Con el propósito de cumplir con los objetivos planteados, se utilizó diversos materiales como:

a) Equipos utilizados para la medición de resistividad de suelo

- Medidor de resistividad

b) Materiales Tecnológicos

- Software DIALux evo ®
- Software AUTOCAD 2014 ®
- Geo portal de la EERSSA (SIG.)
- Microsoft Word
- Microsoft Excel.
- Microsoft Power Point.
- Adobe Reader

5.2 MÉTODOS

En este apartado se presenta una descripción de la metodología usada durante la elaboración del presente proyecto que trata sobre el diseño del sistema de iluminación del estadio de la Universidad Nacional de Loja.

Para el dimensionamiento del sistema de iluminación fue necesaria previamente la selección de equipos de alumbrado, torres para el montaje de los equipos y todos los equipos y accesorios que conforman el sistema de distribución eléctrica, los cuales deben cumplir parámetros normados.

Para la selección de equipos de iluminación fue necesario la recolección de información para determinar qué tipos de luminarias pudieron ser usadas en el proyecto, entre los equipos seleccionados se efectuó una evaluación técnico económico de tres propuestas.

Referente a la ubicación de las torres de iluminación a más de cumplir con la normativa establecida se determinó el sistema que mejor se acople a la infraestructura física existente para lo cual se visitó las instalaciones. En la (Figura 40) se observa las condiciones actuales en las que se encuentra el estadio de la Universidad Nacional de Loja.



Figura 40. Estadio de la Universidad Nacional de Loja

Fuente: El autor

Para la selección del sistema de torres de iluminación se usó el método inductivo ya que nos basamos en casos similares de estadios nacionales e internacionales donde se usan el tipo de torres seleccionadas.

Previo a la simulación se realizaron cálculos luminotécnicos manuales a través del método de los lúmenes, una vez obtenido estos valores se procede a la corrección de estos mediante la simulación del sistema de iluminación con la ayuda del software DIALux evo ® para lo cual se necesitó de una revisión del manual de dicho software.

Basamos en el manual de la EERSSA “Normas Técnicas Para el Diseño de Redes Eléctricas Urbanas y Rurales” se dimensiona la cabina de transformación, ductos, pozos de revisión, los sistemas de puesta a tierra y todo lo referente al sistema de distribución eléctrica.

En la (Figura 41) se muestra el flujograma del proceso que se llevó a cabo durante la realización del presente proyecto.

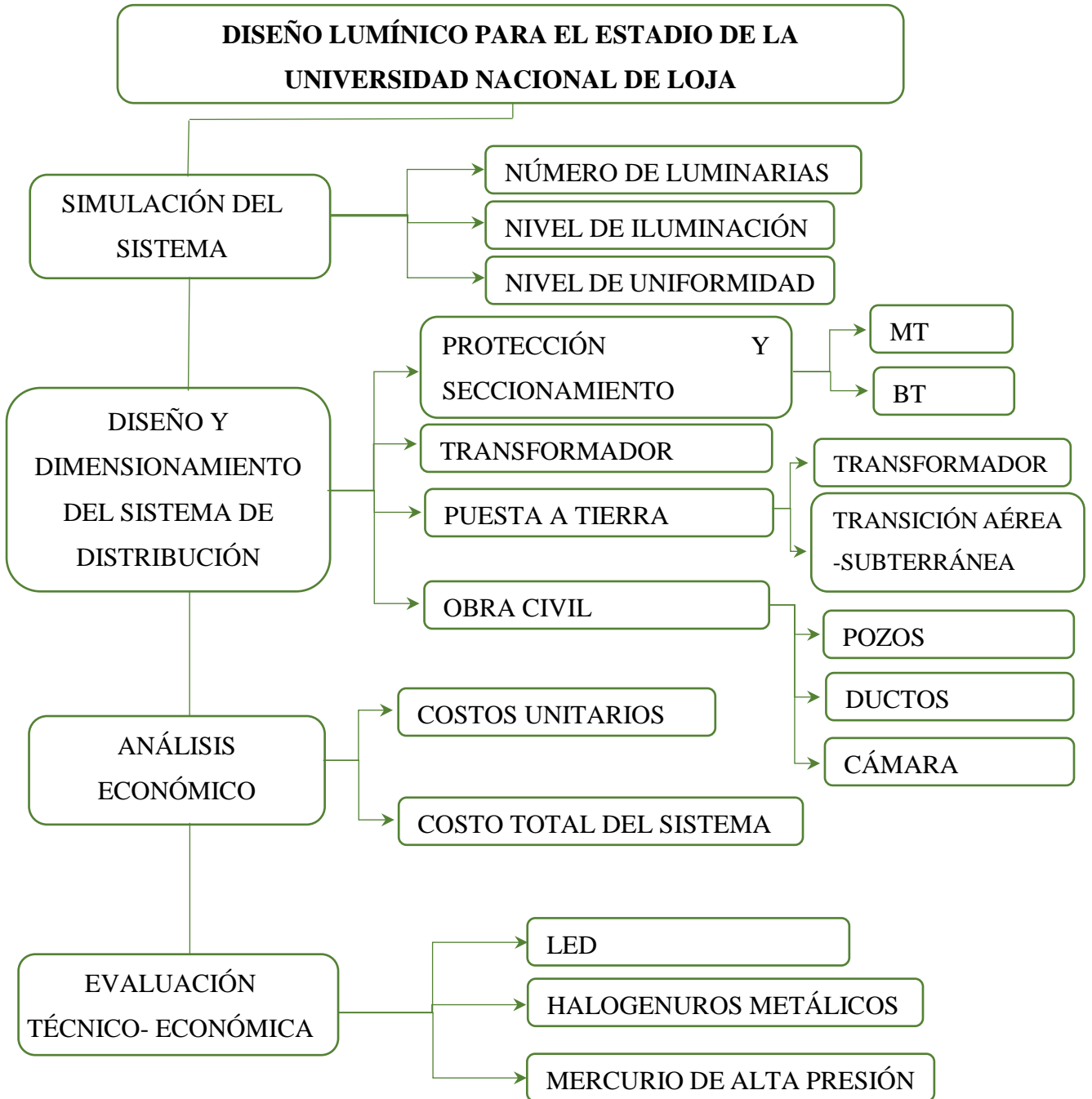


Figura 41. Flujograma del proceso de desarrollo de proyecto

Fuente: El autor

6. RESULTADOS

6.1 CÁLCULO LUMINOTÉCNICO

Para el cálculo lumínico se desarrolla el método de los lúmenes ya que este método se acopla al escenario, el dimensionamiento lumínico con este método arrojan valores aproximados a la realidad, cabe resaltar que los cálculos se lo hacen de forma manual para posteriormente ser comprobados en la simulación con la ayuda del software DIALux evo ®.

Los cálculos luminotécnicos por el método de los lúmenes para la luminaria Philips Lighting - HNF207 1xHPI-T2000W/220V son los siguientes:

a) Dimensiones del área a iluminar

La cancha del estadio tienen las siguientes dimensiones:

Largo: 100 m

Ancho: 64 m

b) Determinar nivel de iluminación

Según la (Tabla 8) la FIFA establece que este tipo de escenarios deben alcanzar una iluminación horizontal de 750 lux.

c) Selección del tipo de lámparas

Para la selección de lámparas se consideraron las que cumplan con las siguientes características:

- Temperatura calor 4 000 K
- Reproduccion de color ≥ 65 %

d) Altura de aparatos

Altura mínima

$$h \geq x \tan 25^\circ$$

$$h \geq 70 \tan 25^\circ$$

$$h \geq 32$$

Altura máxima

$$h \leq x \tan 45^\circ$$

$$h \leq 70 \tan 45^\circ$$

$$h \leq 70$$

Conclusión

$$32 \leq h \leq 70$$

e) Determinar la superficie a iluminar

$$S = Largo \times Ancho$$

$$S = (100 * 64) m^2$$

$$S = 6\,400 m^2.$$

f) Determinar el coeficiente de utilización

$$fu = 0,43 \text{ (Tabla 5)}$$

g) Factor de mantenimiento

Suponiendo limpieza cada año y suciedad normal, se tiene:

$$f = 0,7$$

h) Cálculo flujo luminoso total

$$\varphi_T = \frac{E \times S}{f \times \mu}$$

Ecuación 12

$$\varphi_T = \frac{750lux \times 6\,400 m^2}{0,7 \times 0,43} = 15\,946\,843.85 lum$$

i) Cálculo número de luminarias

Haciendo uso de Ecuación 8 la tenemos:

$$N = \frac{15\,946\,843,85}{103\,823} = 153$$

El método expuesto se lo ha realizado para los tres sistemas propuestos para posteriormente ser corregidos mediante el software DIALux evo ® con lo cual se obtuvo el número de luminarias requerido para la cancha para cada sistema (Anexo 3).

Tabla 18. Número de luminarias

PROPUESTA	NÚMERO DE LUMINARIAS
LED	294
Halogenuros metálicos	160
Mercurio de alta presión	258

Fuente: Informe DIALux evo ®

6.2 EVALUACIÓN TÉCNICO ECONÓMICA

6.2.1 INTRODUCCIÓN

Se realizará la evaluación técnico económico de tres propuestas de sistemas de iluminación: LED, halogenuros metálicos y mercurio de alta presión.

Se realizará la evaluación técnico económico a estas tres propuestas ya que estos tipos de luminarias cumplen con los requerimientos de la normativa FIFA los cuales son: Temperatura de color igual o mayor a 4 000 K y una reproducción de color mayor a 65 %, además de cumplir con los parámetros de funcionamiento bajo los niveles de voltaje y frecuencia con los que se trabaja en la localidad.

6.2.2 EVALUACIÓN TÉCNICA

En la evaluación técnica se describen las características fotométricas, cromáticas, técnicas y vida útil de las tecnologías de iluminación propuestas, estos factores influyen a la hora de elegir las fuentes luminosas.

6.2.2.1 COMPARACIÓN DE LAS CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS Y FOTOMÉTRICAS DE LAS LUMINARIAS PROPUESTAS

En la (Tabla 19), (Tabla 20) y (Tabla 21) se presenta las características técnicas, dimensiones y fotometrías de las luminarias LED, halogenuros metálicos y mercurio de alta presión respectivamente para comprobar que cumpla con los requerimientos mínimos de la normativa FIFA.

Tabla 19. Datos técnicos de luminaria LED

DESCRIPCIÓN	LUMINARIA LED (BVP651 T25 1 X LED750-4S/740 DM10)
ESPECIFICACIONES GENERALES	
Tipo de luminaria	Modulo Led
Temperatura de color (K)	4 000
Voltaje de alimentación (V)	220-240
Frecuencia (Hz)	50/60
Potencia nominal de la luminaria (W)	520
Flujo útil total por luminaria (lm)	56 953
Eficacia luminosa (lm/W)	122
Vida útil (h)	>100 000
Marca	Philips
Modelo	700-4S/740
Cantidad de Leds por luminaria	48
Reproducción de color (CRI)	> 70 %
Corriente de trabajo (mA)	340

Fuente: Catálogo PHILIPS

Tabla 20. Datos técnicos de luminaria de halogenuros metálicos

DESCRIPCIÓN	LÁMPARA DE HALOGENUROS METÁLICOS (HNF207 1XHPI-T2000W/220V NB)
ESPECIFICACIONES GENERALES	
Tipo de luminaria	Halogenuros metálicos
Temperatura de color (K)	4 000
Factor de potencia	>0,95
Voltaje de alimentación (V)	220
Frecuencia (Hz)	50/60
Potencia nominal de la luminaria (W)	2 000
Potencia de la lámpara (W)	1 960
Flujo útil total por luminaria (lm)	103 823
Eficacia luminosa (lm/W)	26,3
Vida útil (h)	>15 000
Marca	Philips
Modelo	HNF207-HPI-T2000W/220V
Reproducción de color (CRI)	> 70 %
Corriente de trabajo (mA)	350 – 700

Fuente: Catálogo PHILIPS

Tabla 21: Datos técnicos de luminaria de mercurio de alta presión

DESCRIPCIÓN	MERCURIO DE ALTA PRESIÓN (MVF024 1XMHN-LA2000W/400V/482 MB)
ESPECIFICACIONES GENERALES	
Tipo de luminaria	Mercurio de alta presión
Temperatura de color (K)	4 200
Factor de potencia	>0,95
Voltaje de alimentación (V)	400
Frecuencia (Hz)	50/60
Potencia nominal de la luminaria (W)	2123
Flujo útil total por luminaria (lm)	148 819
Eficacia luminosa (lm/W)	70.1
Vida útil (h)	>15 000
Marca	Philips
Modelo	MVF024-MHN-LA2000W/400V/842
Reproducción de color (CRI)	> 70 %
Corriente de trabajo (mA)	350 – 700

Fuente: Catálogo PHILIPS

Las características técnicas de las luminarias led, halogenuros metálicos y mercurio de alta presión se muestran en las tablas 19, 20 y 21 respectivamente, las tablas muestran que dichas características técnicas están por encima de lo requerido en la norma FIFA, es decir una temperatura de color \geq a 4 000 K y un índice de reproducción cromática mayor a 65 %.

6.2.2.2 DISTRIBUCIONES FOTOMÉTRICAS

En la (Figura 42), (Figura 43) y (Figura 44) se muestran las distribuciones fotométricas de las luminarias led, halogenuros metálicos y mercurio de alta presión respectivamente.

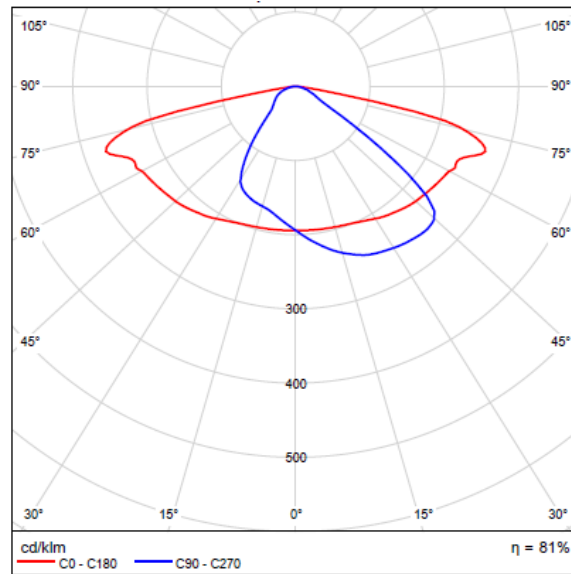


Figura 42. Esquema de fotometría luminaria led Philips BVP651 T25

Fuente: Informe DIALux evo ®

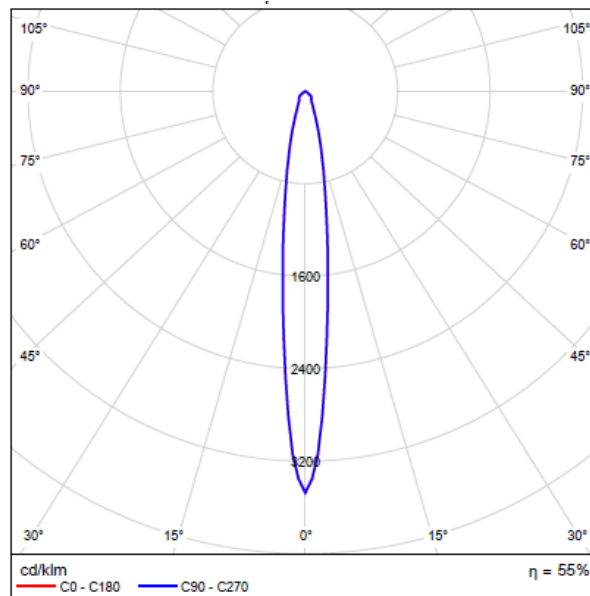


Figura 43. Esquema de fotometría luminaria de halogenuros metálicos Philips HNF207

Fuente: Informe DIALux evo ®

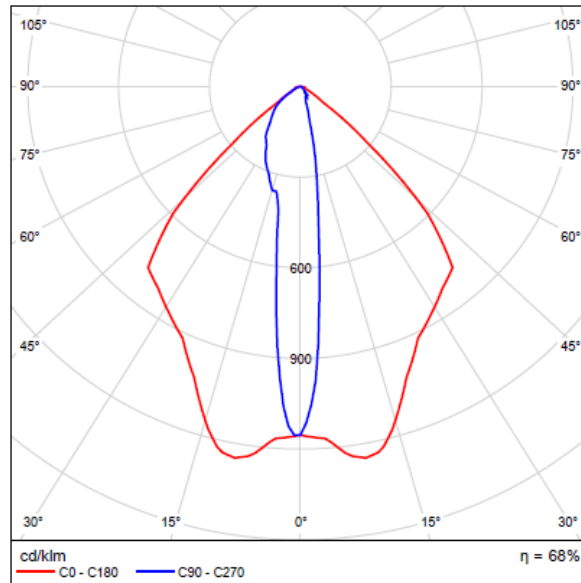


Figura 44. Esquema de fotometría lumínica de mercurio Philips MVF024

Fuente: Informe DIALux evo ®

Las distribuciones fotométricas de las luminarias servirán a la hora de simular el sistema de iluminación ya que cada luminaria tiene distintas distribuciones fotométricas por lo que en direccionamiento de cada tipo de luminaria será diferente, las luminarias led y las de mercurio de alta presión muestran distribuciones fotométricas distintas en los dos planos mientras la luminaria de halogenuros metálicos muestra un distribución simétrica.

6.2.2.3 VIDA ÚTIL

En la (Tabla 22) se observa el tiempo en horas de vida útil de las luminarias a utilizar para las tres propuestas.

Tabla 22. Vida útil de las lámparas

TIPO DE LUMINARIA	VIDA ÚTIL (horas)
Led	70 000
Halogenuros metálicos	12 000
Mercurio de alta presión	12 000

Fuente: Catálogo PHILIPS

La vida útil expresada en años:

$$\text{Vida útil lámpara halogenuros y mercurio} = \frac{12\,000}{365 \times 24} = 1,37 \text{ años}$$

$$\text{Vida útil lámpara LED} = \frac{70\,000}{365 \times 24} = 7,99 \text{ años}$$

La vida útil de las luminarias led son seis veces mayor que las luminarias de halogenuros metálicos y mercurio de alta presión.

6.2.3 EVALUACIÓN ECONÓMICO

Se debe hacer una comparación de los costos de operación de los distintos sistemas para lo cual se obtuvieron los precios de las luminarias, costos de mantenimiento y costo del consumo eléctrico.

6.2.3.1 EVALUACIÓN DE COSTOS DE LAS PROPUESTAS DE SISTEMAS DE ILUMINACIÓN

En este apartado se presenta la evaluación del presupuesto que representa la implementación de los distintos sistemas de iluminación propuestos, los costos fueron determinados con respecto al formato de proyectos de EERSSA, los costos unitarios de los materiales y los rubros se los presenta en el (Anexo 9) .

La (Tabla 23), (Tabla 24) y (Tabla 25) muestran los valores que representan la implementación de cada sistema de iluminación.

Tabla 23. Costo de propuesta led

COSTO TOTAL DEL PROYECTO (USD)		
1	Subtotal materiales	836 284,62
2	Rubros, unidades, cantidades y precios	14 598,63
TOTAL COSTOS DIRECTOS		850 883,25
3	Administración y dirección técnica 5%	42 544,1625
4	Utilidades 10%	85 088,325
TOTAL COSTOS		978 515,738

Fuente: El autor

Tabla 24. Costo propuesta halogenuros metálicos

COSTO TOTAL DEL PROYECTO (USD)		
1	Subtotal materiales	245 688,79
2	Rubros, unidades, cantidades y precios	174 79,77
TOTAL COSTOS DIRECTOS		263 168,56
3	Administración y dirección técnica 5%	13 158,428
4	Utilidades 10%	26 316,856
TOTAL COSTOS		302643,844

Fuente: El autor

Tabla 25. Costo propuesta mercurio de alta presión

COSTO TOTAL DEL PROYECTO (USD)		
1	Subtotal materiales	231402,79
2	Rubros, unidades, cantidades y precios	18706,19
TOTAL COSTOS DIRECTOS		250108,98
3	Administración y dirección técnica 5%	12505,449
4	Utilidades 10%	25010,898
TOTAL COSTOS		287625,327

Fuente: El autor

6.2.3.2 COSTOS DE CONSUMO DE ENERGÍA

El valor de energía eléctrica según el pliego tarifario para las empresas eléctricas es de 0,093 USD/kWh. Los costos del consumo de energía para las tres propuestas se presentan en la (Tabla 26), (Tabla 27) y (Tabla 28).

Tabla 26. Costos de consumo de energía con propuesta LED

CONSUMO DE ENERGÍA LED	
N° de Lámparas	- 294 Led 520 W - 48 Led 85 W - 25 Fluorescentes 36 W
Valor de energía eléctrica (USD/kWh)	0,093
Tiempo de encendido por año (h)	400
Costo anual de energía (USD)	5 885,412

Fuente: El autor**Tabla 27.** Costos de consumo de energía con propuesta de halogenuros metálicos

CONSUMO DE ENERGÍA HALOGENUROS METÁLICOS	
N° de Lámparas	- 160 Hal. Metálicos 2000 W - 48 Led 85 W - 25 Fluorescentes 36 W
Valor de energía eléctrica (USD/kWh)	0,093
Tiempo de encendido por año (h)	400
Costo anual de energía (USD)	12 102,276

Fuente: El autor**Tabla 28.** Costos de consumo de energía con propuesta de Mercurio de alta presión

CONSUMO DE ENERGÍA MERCURIO DE ALTA PRESIÓN	
N° de Lámparas	- 258 Mercurio 2123 W - 48 Led 85 W - 25 Fluorescentes 36 W
Valor de energía eléctrica (USD/kWh)	0,093
Tiempo de encendido por año (h)	400
Costo anual de energía (USD)	20 573,9808

Fuente: El autor

6.2.3.3 COSTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO

Además de los precios de consumo eléctrico se debe considerar el precio del mantenimiento preventivo que requiere el sistema el cual tendrá una frecuencia de al

menos una vez por año, el precio del mantenimiento preventivo por luminaria es de 31,53 USD (IMECORS S.A., 2018).

Los costos de operación y mantenimiento para las tres propuestas se encuentran detallados en la (Tabla 29).

Tabla 29. Costos de operación y mantenimiento

	LED	HALOGENUROS METÁLICOS	MERCURIO DE ALTA PRESIÓN
Ítem	Costo (USD)	Costo (USD)	Costo (USD)
Costo de energía anual	5 885,412	12 102,276	20 573,98
Mantenimiento	2 940	1 600	2 580
Total Anual	8 825,412	13 702,276	23 153,981

Fuente: El autor

6.2.3.4 VALOR ACTUAL NETO (VAN)

El VAN es un indicador financiero que mide los flujos de los futuros ingresos y egresos que tendrá un proyecto, para determinar, si luego de descontar la inversión inicial, existiría algún rédito económico. Si el resultado es positivo, el proyecto es viable, para el presente proyecto se establece una tasa de descuento del 12%.

$$VAN = \frac{D}{(1+d)} + \frac{D}{(1+d)^2} + \frac{D}{(1+d)^3} + \dots + \frac{D}{(1+d)^n} - I \quad \text{Ecuación 13}$$

Donde:

D= Representa el valor de los flujos de caja para cada uno de los ejercicios.

d= La tasa de descuento.

n= El número de periodos.

I= Inversión inicial.

Cuando el VAN es mayor a cero el proyecto es rentable; igual a cero el proyecto es rentable, porque ya está incorporado ganancia y cuando el VAN es menor a cero el proyecto no es rentable. (Alvardo, 2017)

6.2.3.5 VALOR ACTUAL NETO DE LAS PROPUESTAS DE ILUMINACIÓN

Utilizando la (Ecuación 13) se procede a realizar el cálculo del VAN, en la (Tabla 30) se presenta los resultados del cálculo del valor actual neto para las tres propuestas de iluminación.

Tabla 30. Resultados VAN

PROPUESTA	VAN
LED	-912 594,82
HALOGENUROS METÁLICOS	-200295,46
MERCURIO DE ALTA PRESIÓN	-114 677,97

Fuente: El autor

Para las tres propuestas el VAN es negativo lo que demuestra que el proyecto no es rentable, por esta razón se buscó hacer una evaluación económica con enfoque social, en estos casos, se reconoce que los beneficios son deseados por la sociedad, por lo tanto, se realizará una evaluación bajo un enfoque costo-eficiencia en donde no se valoran los beneficios, sino sólo sus costos involucrados.

6.2.3.6 EVALUACIÓN SOCIAL DEL PROYECTO

La evaluación social de proyectos determina la conveniencia de ejecutar un proyecto desde la perspectiva de la sociedad. Para esta evaluación se utiliza como metodología la propuesta, para proyectos sociales.

Los indicadores económicos típicamente utilizados para la evaluación de los proyectos son:

- El enfoque costo - beneficio: donde su indicador principal es el (VAN, TIR)
- El enfoque costo - eficiencia: donde su indicador principal es el (VAC, CAE), en donde comúnmente en proyectos de iluminación se utiliza este tipo de enfoque ya que los beneficios son difíciles de cuantificar o valorar.

Para este caso, vamos a utilizar un enfoque costo eficiencia, esta perspectiva se aplica cuando existe dificultad para cuantificar y/o valorar los beneficios del proyecto, especialmente cuando esto conlleva la aplicación de juicios de valor. En estos casos, se reconoce que los beneficios son deseados por la sociedad y por lo tanto, el criterio

a aplicar será el de mínimo costo. Por lo tanto, para la evaluación bajo un enfoque costo-eficiencia no se valoran los beneficios, sino sólo sus costos involucrados (Alvarado, 2017).

VALOR ACTUAL DE COSTOS (VAC)

El valor actual de los costos, es un indicador para aquellos proyectos en que se hace imposible la valoración de beneficios o si, entre dos alternativas, solo existen diferencias en los costos. El VAC es similar al VAN pero tomando solo los egresos del proyecto. Por tanto serán seleccionados aquellos proyectos en que presenten el menor VAC. Su fórmula es similar a la del VAN (Alvarado, 2017).

$$VAC\ social = IS + \sum_{t=1}^n \frac{CS_t}{(1 + r_s)^n} \quad \text{Ecuación 14}$$

Donde:

IS= inversión valorada a precios sociales

CS_t= costos de operación y mantención de cada año, valorados a precios sociales

PRECIOS SOCIALES

En la evaluación socio económico deberán utilizarse precios sociales o los factores de corrección social (Tabla 31).

Tabla 31. Factores de corrección

NOMBRE DEL PARÁMETRO	VALOR
Factor de corrección para la inversión	0,83
Factor de corrección para la operación y mantenimiento	0,846
Mano de Obra Calificada	0,909

Fuente: (Alvarado, 2017)

Los precios sociales se definen como el costo económico o de oportunidad de los bienes y servicios producidos y consumidos en la sociedad (Tabla 32).

Tabla 32. Precios sociales

Ítem	LED		HALOGENUROS METÁLICOS		MERCURIO	
	Costo privado	Costo social	Costo privado	Costo social	Costo privado	Costo social
	(USD)	(USD)	(USD)	(USD)	(USD)	(USD)
Inversión inicial	978 516	812 168	302 644	251 194	287 625	238 729
Costo de energía	5 885,41	5 000,25	12 102,3	10 238,5	20 574	17 405,6
Mantenimiento	2 940	2 487,24	1 600	1 353,6	2 580	2 182,68

Fuente: El autor

6.2.3.7 TASA SOCIAL DE DESCUENTO

La Tasa Social de Descuento (TSD) representa el costo en que incurre la sociedad cuando el sector público extrae recursos de la economía para financiar sus proyectos.

Se usa para transformar a valor actual los flujos futuros de beneficios y costos de un proyecto en particular. El uso de una única tasa de descuento permite la comparación del valor actual neto de los proyectos de inversión pública (Alvarado, 2017).

TASA SOCIAL DE DESCUENTO GENERAL

La Tasa Social de Descuento General es equivalente a 10% y la Tasa Social de Descuento Nominal es 12%.

Si la evaluación del proyecto se realiza a precios reales o constantes se debe utilizar la Tasa Social de Descuento General. Si la evaluación se realiza a precios nominales o corrientes se debe utilizar la Tasa Social de Descuento Nominal (Alvarado, 2017).

6.2.3.8 EVALUACIÓN SOCIAL CON ENFOQUE COSTO – EFICIENCIA PARA LAS PROPUESTAS.

Se debe evaluar las tecnologías antes señaladas mediante el indicador de rentabilidad VAC, se ha supuesto una vida útil de los sistemas de 20 años la evaluación para las tres propuestas será de ese tiempo, con una tasa social de descuento del 10% y los valores de inversión, operación y mantenimiento valorados a precios sociales (Alvarado, 2017).

Tabla 33. Costos de operación y mantenimiento en valores de precios sociales

ÍTEM	PROPUESTAS		
	LED	HALOGENUROS METÁLICOS	MERCURIO
Inversión (USD)	812168	251194	238729
Costos de operación y mantenimiento (USD)	7487,49	11592,1	19588,3

Fuente: El autor

Se construye los flujos actualizados a una tasa social de descuento del 10% desde el año cero al año veinte para obtener el VAC. Utilizando la (Ecuación 14) encontramos el VAC para cada una de las propuestas como se muestra en la (Tabla 34).

Tabla 34. Flujo de costos para las propuestas de iluminación

AÑOS	LED		HALOGENUROS METÁLICOS		MERCURIO DE ALTA PRESIÓN	
	Flujo neto	Flujo actualizado	Flujo neto	Flujo actualizado	Flujo neto	Flujo actualizado
	(USD)	(USD)	(USD)	(USD)	(USD)	(USD)
0	812168	812168	251194	251194	238729	238729
1	7487,49	6806,81	11592,1	10538,3	19588,3	17807,5
2	7487,49	6188	11592,1	9580,27	19588,3	16188,7
3	7487,49	5625,46	11592,1	8709,34	19588,3	14717
4	7487,49	5114,05	11592,1	7917,58	19588,3	13379,1
5	7487,49	4649,14	11592,1	7197,8	19588,3	12162,8
6	7487,49	4226,49	11592,1	6543,45	19588,3	11057,1
7	7487,49	3842,26	11592,1	5948,59	19588,3	10051,9
8	7487,49	3492,97	11592,1	5407,81	19588,3	9138,07
9	7487,49	3175,42	11592,1	4916,19	19588,3	8307,34
10	7487,49	2886,75	11592,1	4469,27	19588,3	7552,13
11	7487,49	2624,32	11592,1	4062,97	19588,3	6865,57
12	7487,49	2385,74	11592,1	3693,61	19588,3	6241,43
13	7487,49	2168,86	11592,1	3357,83	19588,3	5674,02
14	7487,49	1971,69	11592,1	3052,57	19588,3	5158,2
15	7487,49	1792,44	11592,1	2775,06	19588,3	4689,28
16	7487,49	1629,5	11592,1	2522,78	19588,3	4262,98
17	7487,49	1481,36	11592,1	2293,44	19588,3	3875,43
18	7487,49	1346,69	11592,1	2084,95	19588,3	3523,12
19	7487,49	1224,26	11592,1	1895,41	19588,3	3202,84
20	7487,49	1112,97	11592,1	1723,1	19588,3	2911,67
VAC	875913,2516		349884,6896		405494,9871	

Fuente: El autor

Se concluye que lo más conveniente económicamente es seleccionar la propuesta de iluminación con luminarias de halogenuros metálicos, donde el criterio de decisión al utilizar el VAC es la alternativa evaluada que presente menor valor actual de costos.

6.3 SELECCIÓN DEL SISTEMA DE TORRES

Para la selección del sistema de torres nos regimos en la normativa FIFA expuesta en el apartado del marco teórico donde indica que para escenarios con un nivel de competición de entrenamiento se debe implementar un sistema de torres de iluminación de cuatro torres ubicadas a los laterales del terreno de juego, además de estar ubicadas de tal manera que no afecten la visibilidad de los espectadores.

El tipo de torres que se usarán son las de gran altura con plataforma superior fija de acero de alta resistencia ya que estas están diseñadas para alturas de hasta 60 metros y permiten ser colocados 70 reflectores o más independientemente de su potencia, siempre y cuando sean simétricos.

La plataforma estará montada en la parte superior de la columna y fabricada en acero, soporta los proyectores y permite orientarlos.

Todos los detalles de los componentes de las torres de iluminación se encuentran en los planos del (Anexo 2).

La torre será de sección circular variable compuesta de tres tramos para lo cual se hace a continuación la comprobación de resistencia.

El cálculo de las fuerzas provocadas por el viento, se determinaran de acuerdo a la norma NEC-11, es decir en la Norma Ecuatoriana de la Construcción y se calculará también en base a normas internacionales como la TIA/EIA-222-F

Para el cálculo de la presión causada por el viento sobre las torres de iluminación se usa la siguiente ecuación:

$$P = 0.5 \times \rho \times Vb^2 \times Ce \times Cf \quad \text{Ecuación 15}$$

Donde:

ρ = Densidad del aire

Vb= Velocidad básica del viento

Ce= Coeficiente de entorno de altura

Cf= Coeficiente de forma

En general para la densidad del aire se puede adoptar un valor de $1.25\text{Kg}/\text{m}^3$ mientras que la velocidad básica del viento se la obtiene del instituto nacional de meteorología e hidrología INAMHI donde indica que en el sector de la Argelia registra una velocidad máxima del viento de $12\text{m}/\text{s}$, el coeficiente de entorno Cf se lo obtiene de la (Tabla 35), mientras que el coeficiente de forma lo obtenemos de la (Tabla 36).

Tabla 35. Factor de forma

Construcción	Barlovento	Sotavento
Superficies verticales de edificios	+0,8	
Anuncios, muros aislados, elementos con una dimensión corta en el sentido del viento	+1,5	
Tanques de agua, chimeneas y otros de sección circular elíptica	+0,7	
Tanques de agua, chimeneas y otros de sección cuadrada o rectangular	+2,0	
Arcos y cubiertas cilíndricas con ángulo de inclinación que no exceda los 45 grados	+0,8	-0,5
Superficies inclinadas a 15 grados o menos	+0,3 – 0,7	-0,6
Superficies inclinadas entre 15 y 60 grados	+0,7 – 0,3	-0,3
Superficies inclinadas entre 60 grados y la vertical	+0,8	-0,6
En signo positivo (+) indica presión		
El signo negativo (-) indica succión		

Fuente: (REINOSO, 2015)

Tabla 36. Coeficiente de entorno/altura

Entorno del edificio	Altura del elemento sobre el nivel de suelo exterior (m)					
	3	5	10	20	30	50
Centro de grandes ciudades	1,63	1,63	1,63	1,63	1,68	2,15
Zonas urbanas	1,63	1,63	1,63	1,96	2,32	2,82
Zonas rurales	1,63	1,63	1,89	2,42	2,75	3,2
Terreno abierto con obstáculos	1,64	1,93	2,35	2,81	3,09	3,47

Fuente: (REINOSO, 2015)

Los resultados obtenidos de la presión causada por el viento en los distintos tramos de la torre aplicando la (Ecuación 16) se presentan en la (Tabla 37).

Tabla 37. Resultados de cargas por viento

H (m)	V max (m/s)	Vb (m/s)	Ce	Cf	P (N/m ²)	P (Kg/m ²)
10	12	10,8	1,63	0,7	83,18	8,49
25		11,64	2,32	0,7	137,52	14,03
32,5		12,36	2,32	0,7	155,06	15,82
37		12,36	2,82	1,5	403,88	41,21

Fuente: El autor

Para el cálculo de la resistencia de la torre se adoptará las cargas distribuidas ocasionadas por el viento como cargas puntuales al multiplicar el valor de la carga distribuida por la unidad de área en la que actúa cada fuerza.

Tabla 38. Cargas puntuales sobre torres de iluminación

Tramo	Denominación	Magnitud (kg)	Magnitud (N)
1	F1	43,13	422,674
2	F2	28,5	279,3
3	F3	12,05	118,09
4	F4	2184,13	21404,474

Fuente: El autor

Las fuerzas están ubicadas en el centro de gravedad (Figura 45).

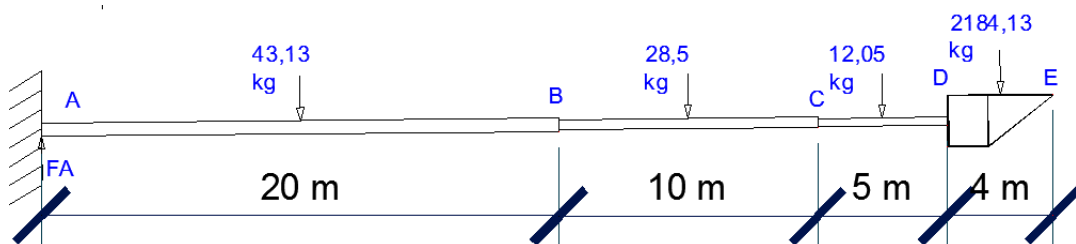


Figura 45. Distribución de cargas puntuales

Fuente: El autor

Procedemos a los cálculos de esfuerzos cortantes y momentos flectores para la obtención de sus respectivos diagramas.

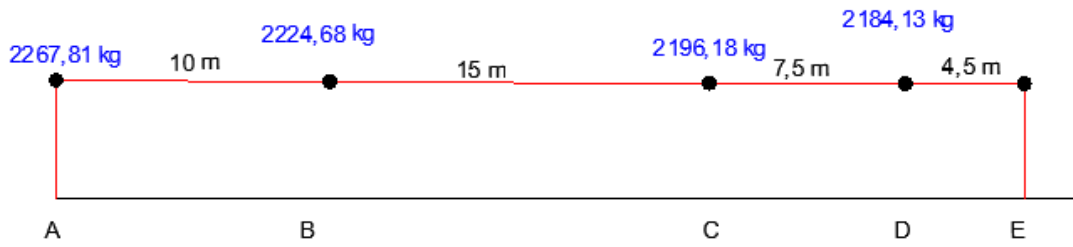


Figura 46. Diagrama de esfuerzos cortantes

Fuente: El autor

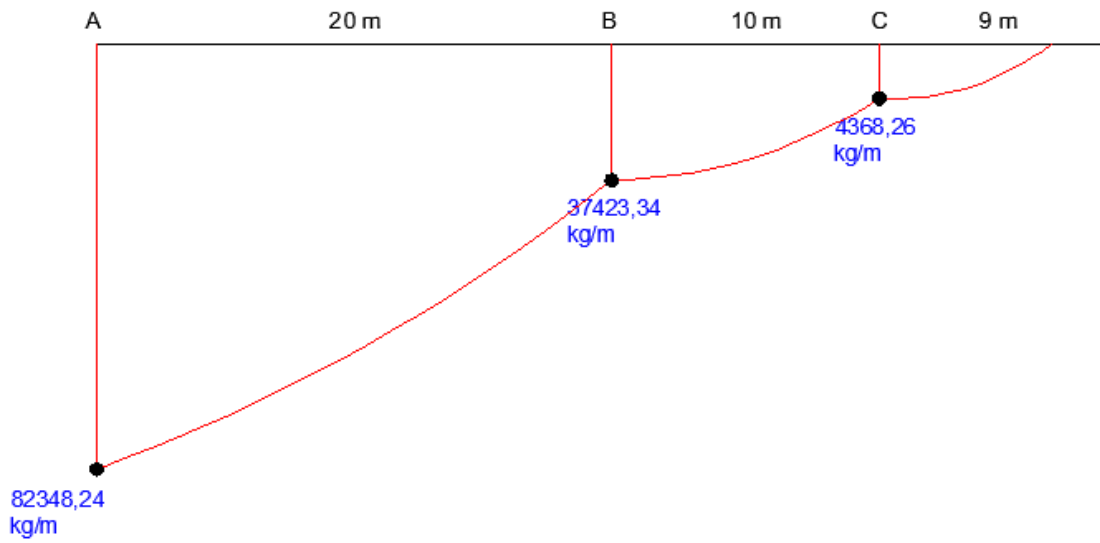


Figura 47. Diagrama de momentos flectores

Fuente: El autor

Los puntos críticos de cada tramo se presentan en la (Tabla 39).

Tabla 39. Puntos críticos

Tramo	Diámetro (Pulgadas)	Momento máximo (Kg/m ²)
1	26	82348,24
2	16	37423,34
3	10	4368,26

Fuente: El autor

El material de que se construyen las torres de iluminación son de acero S355 el cual tiene un límite a la fluencia de 355N/mm², para lo cual se calcula el esfuerzo que soportara cada tramo de la torre debido a las cargas anteriormente calculadas.

Para el cálculo del esfuerzo de las torres se hace uso de la siguiente ecuación:

$$\sigma_{MAX} = \frac{M}{S} \quad \text{Ecuación 16}$$

Donde:

M= Momento flector

S= Modulo de sección

El módulo de sección para vigas de sección tubular se calcula con la siguiente ecuación:

$$S = \frac{\pi}{4R} (R^4 - r^4) \quad \text{Ecuación 17}$$

Donde:

R= Radio exterior

r= Radio interior

Aplicando la (Ecuación 16) y (Ecuación 17) obtenemos los siguientes resultados:

Tabla 40. Resultados de esfuerzos y factor de seguridad

Tramo	Diámetro exterior (Pulgadas)	Espesor (mm)	S (m ³)	σ (Kg/m ²)	σ (N/mm ²)	Fs
1	26	22	3,583 x 10 ⁻³	2,978 x 10 ⁶	225,187	1,576
2	16	20	1,2045 x 10 ⁻³	21,784 x 10 ⁶	213,48	1,66
3	10	8	1,933x 10 ⁻⁴	22,597 x 10 ⁶	221,45	1,603

Fuente: El autor

Los esfuerzos de todos los tramos de las torres son inferiores a los admisibles de tal manera que tienen un factor de seguridad aproximado de 1,6 por lo que se puede asegurar que dichas estructuras serán seguras.

6.4 SIMULACIÓN DEL SISTEMA DE ILUMINACIÓN

Para la simulación del sistema de iluminación fue necesario la revisión del manual de DIALux evo ® así como los respectivos tutoriales que permitieron obtener los resultados.

En el (Anexo 3) se encuentra la simulación del sistema de iluminación, la (Figura 48) y (Figura 49) muestran la simulación de la iluminación del estadio de la Universidad Nacional de Loja con un sistema de cuatro torres con luminarias de halogenuros metálicos con la cual tenemos una idea del aspecto que tendrá el escenario.

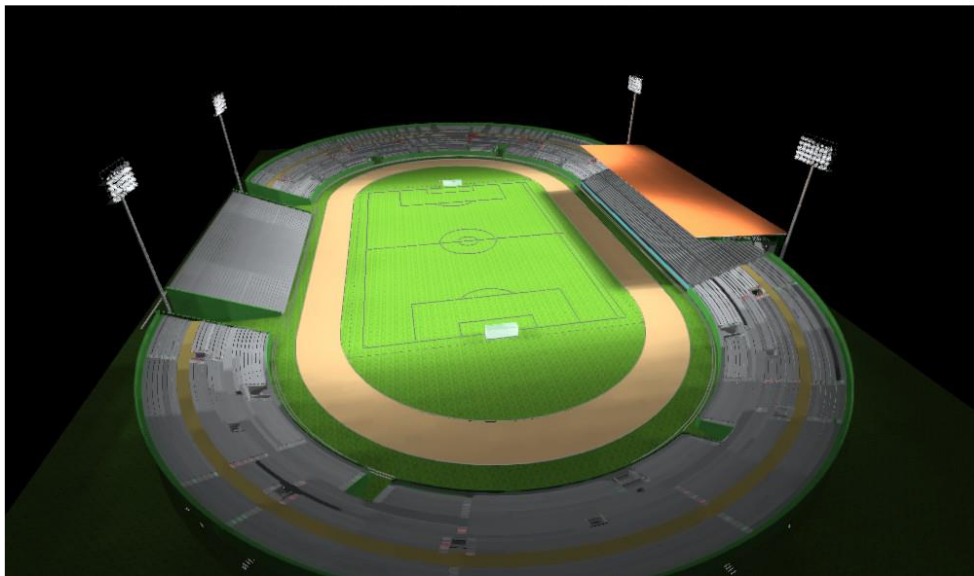


Figura 48. Estadio U.N.L. iluminado con luminarias de halogenuros metálicos

Fuente: Simulación DIALux evo ®

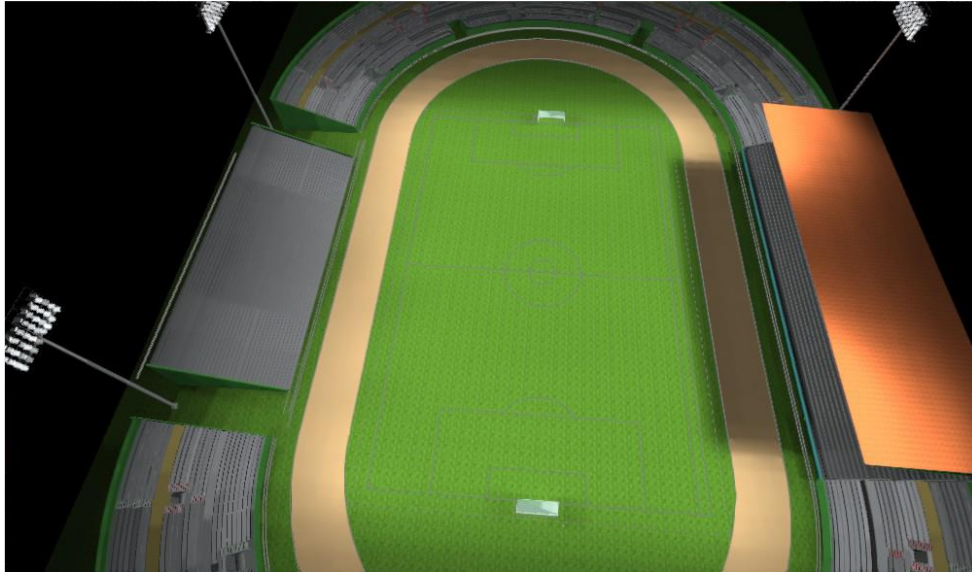


Figura 49. Estadio U.N.L. Iluminado con luminarias de halogenuros metálicos

Fuente: Simulación DIALux evo ®

La (Figura 50) y (Figura 51) son una representación del sistema de iluminación en colores falsos que se obtuvo de la simulación donde se puede representar las áreas donde la luz incide con mayor o menor intensidad.

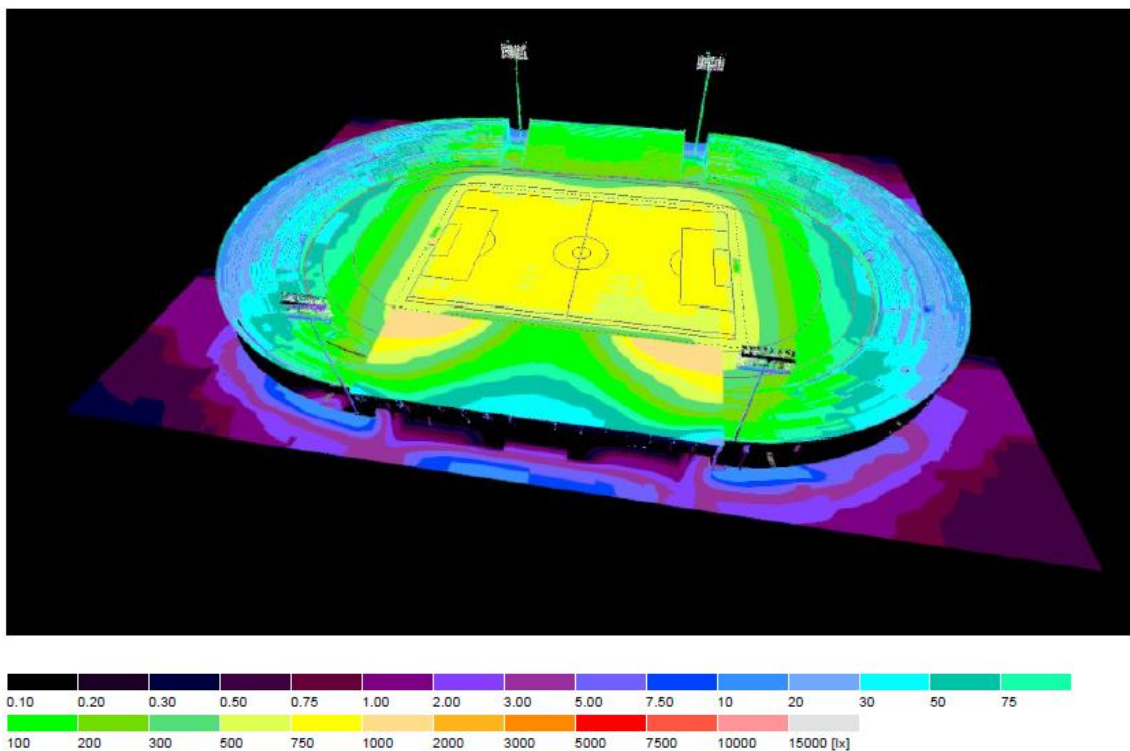


Figura 50. Iluminación estadio U.N.L. con luminarias de halogenuros metálicos en colores falsos

Fuente: Simulación DIALux evo ®

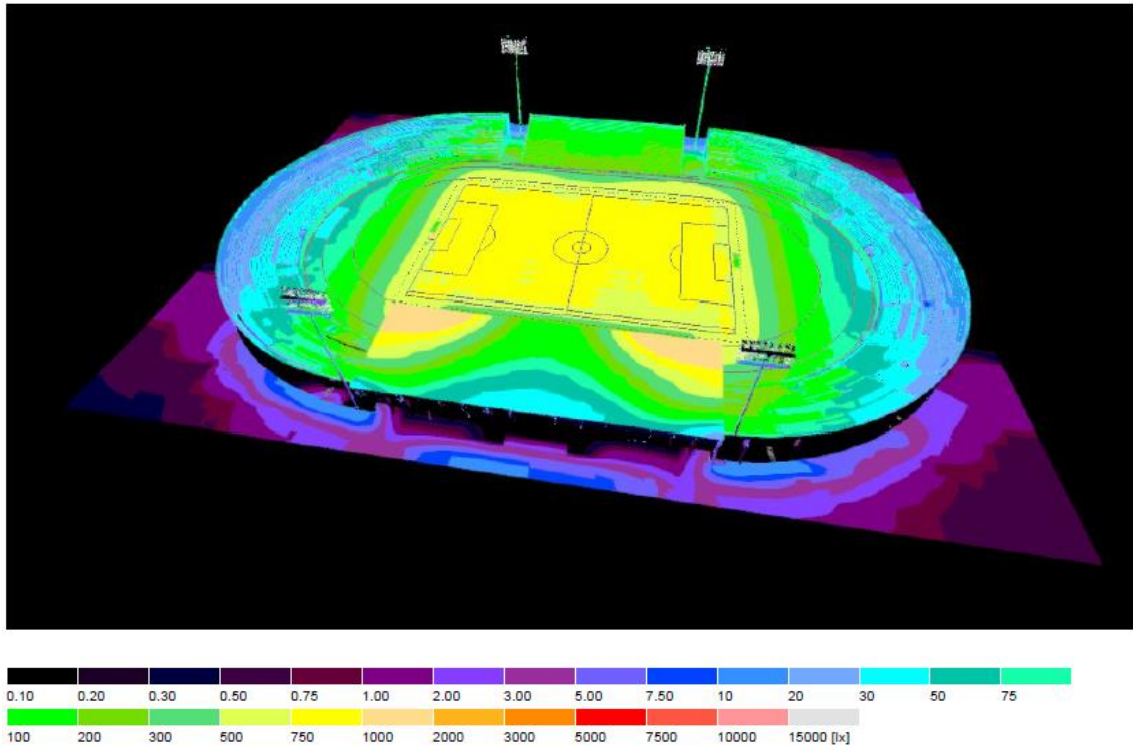


Figura 51. Iluminación estadio U.N.L. con luminarias de halogenuros metálicos en colores falsos

Fuente: Simulación DIALux evo ®

El direccionamiento de la luz es de gran importancia ya que su correcto posicionamiento permitirá un aprovechamiento adecuado y eficiente de la luz que emite cada luminaria, además de ser vital para alcanzar los niveles de uniformidad que establece la normativa FIFA.

En la (Figura 52) y (Figura 53) se observa el direccionamiento de luz que se utilizó en cada luminario con lo cual se obtuvo los valores de uniformidad que están dentro de los rangos permitidos.

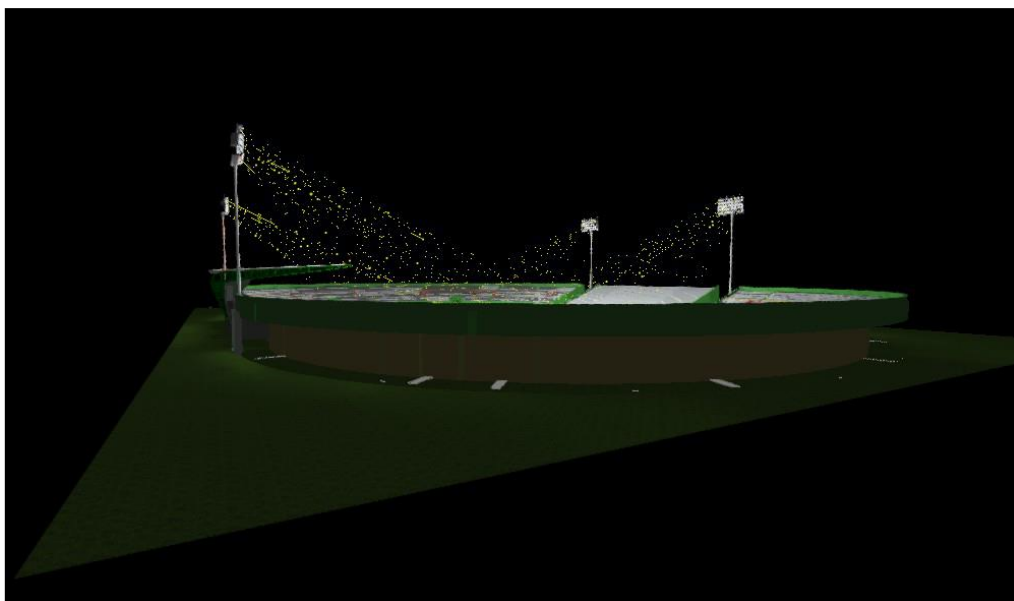


Figura 52. Direccionamiento de la luz

Fuente: Simulación DIALux evo ®

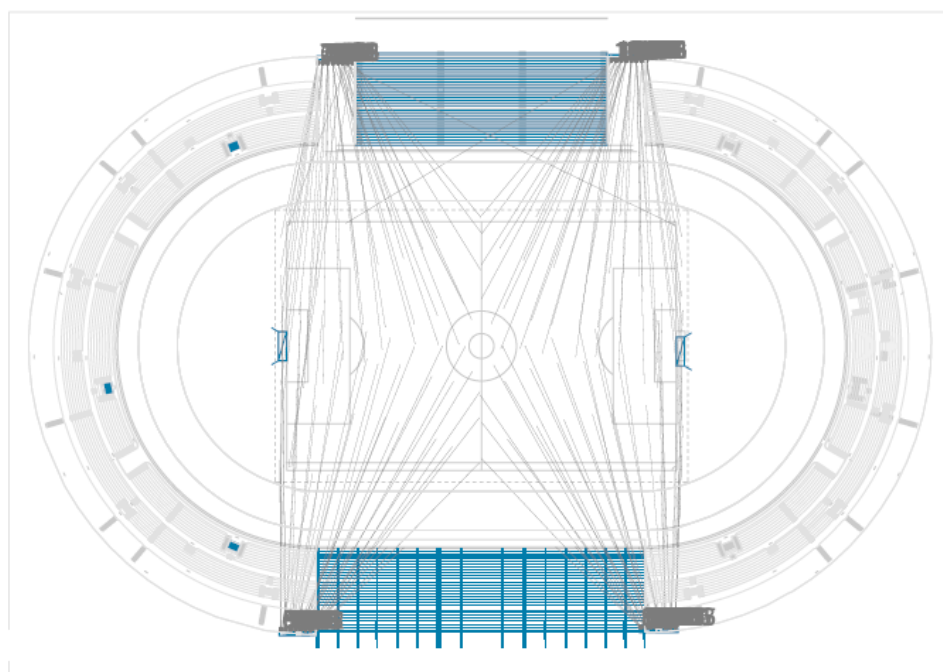


Figura 53. Direccionamiento de la luz 2D

Fuente: Simulación DIALux evo ®

En el (Anexo 3) se presenta la simulación del sistema de iluminación donde se puede observar más detalladamente dicho sistema puesto funcionamiento, además del informe emitido por el software DIALux evo ® donde se encuentran todos los detalles

del sistema de iluminación como: número y tipo de luminarias, nivel de iluminación, nivel de uniformidad etc.

6.5 DISEÑO Y DIMENSIONAMIENTO DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA

6.5.1 CONSIDERACIONES GENERALES

El diseño del circuito de distribución proyectado seguirá las normas establecidas por la Empresa Eléctrica Regional del Sur S.A. (EERSSA).

Se utilizará conductores con calibres que permitan mantener los valores de caída de tensión dentro de los parámetros exigidos por la Empresa Eléctrica Regional del Sur S.A., es decir un valor que sea inferior al 3,5%.

El arranque de la red en media tensión (MT) del sistema se lo hará desde los postes existentes, los cuales se encuentran ubicados junto al escenario deportivo.

La red proyectada será subterránea la cual partirá de una red aérea, teniendo en cuenta las necesidades a cumplir y los parámetros establecidos por la EERSSA.

6.5.2 TRANSFORMADOR

Cumpliendo con el procedimiento establecido por el MEER se realizó el cálculo de la potencia del transformador el cual se lo presenta en el (Anexo 4), se selecciona un transformador trifásico tipo pedestal de 350 kVA.

Características generales:

El transformador seleccionado es de tipo pedestal o pad mounted, estos se fabrican especialmente para aquellos sitios donde la distribución de medio voltaje es subterránea, será ubicado en su respectiva cabina de transformación misma que debe cumplir las normas establecidas. (MEER, 2011).

6.5.3 ACCESORIOS DEL TRANSFORMADOR

Los accesorios con los que cuenta el transformador son los siguientes:

- Cambiador de derivación de 5 posiciones, operable con el transformador desenergizado.

- Termómetro del líquido refrigerante 0-120 °C.
- Indicador del nivel del líquido refrigerante.
- Válvula de sobre-presión.
- Conjunto de radiadores fijos.
- Base para anclaje sobre losa de hormigón.
- Desplazamiento 1 eje.
- Cáncamos para izado de la parte activa y del transformador completo.
- Placa de características.
- Conjunto de válvulas de drenaje, filtrado, relleno y muestreo del líquido refrigerante.
- Carga completa de líquido aislante.
- 3 conector inserto clase 25 kV, 200 A.
- 3 conector codo clase 25 kV, 200 A.
- 1 Interruptor MITSUBISHI (* detalle según tipo potencia).
- 1 Interruptor Mitsubishi 800 A., NF 800 CEW.

Características constructivas:

- Serán del tipo malla o radial.
- Los bushings de medio voltaje serán de tipo elastoméricos de accionamiento bajo carga y frente muerto.
- La estructura de los tanques deberá ser construidos con láminas de acero al carbón.
- La protección de MT del transformador pedestal consiste en un fusible de expulsión tipo bayoneta en serie con el fusible limitador de corriente. La protección en BT consiste en un interruptor automático.
- El fusible limitador de corriente es un fusible de respaldo que solo actúa en caso de fallas internas del transformador. Las fallas externas de BT deben ser despejadas por el interruptor automático de bajo voltaje y como respaldo el fusible tipo bayoneta.
- Para proteger el transformador contra sobre voltajes por maniobra se podrá exigir de acuerdo con la ubicación, la instalación de pararrayos tipo codo. (MEER, 2011)



Figura 54. Transformador tipo pedestal

Fuente: Catálogo INATRA

Aplicación:

Es apto para las aplicaciones que requieran una unidad de transformación compacta y auto protegida, que armonice con el medio ambiente, sin necesidad de construir una cámara, constituyendo una alternativa de menor costo.

En el (Anexo 7) se presenta las dimensiones de los transformadores INATRA.

6.5.4 PROTECCIÓN Y SECCIONAMIENTO

En las transición de red aérea a red subterránea se instalará un seccionador fusible unipolar de porcelana en cada fase, tipo abierto para 15 kV- 100 A, de BIL 95 kV (SPT-1S100_95) (Tabla 10), con su respectivo tira fusible tipo Slow Fast de 20 A, soportado en una estructura independiente, además se instalará un juego de tres pararrayos para proteger las instalaciones (EERSSA, 2012).

En el circuito de BT se usarán los elementos descritos en la (Tabla 41)

Tabla 41. Elementos de protección (Tablero de distribución)

ELEMENTOS DE PROTECCIÓN					
	DESCRIPCIÓN	CANTIDAD	INTENSIDAD NOMINAL (In)	N° POLOS	CURVA
Tablero de distribución general	Interruptor termomagnético	4	400	3	C
Tablero de distribución parcial	Interruptor termomagnético	40	40	2	C

Fuente: El autor

El tablero de distribución general consta de 4 interruptores termomagnéticos el cual cada uno de ellos energiza el sistema eléctrico de una torre, mientras que cada torre de iluminación es activada a través de botoneras ubicadas en la tapa del tablero de distribución general.

Se ha optado por la colocación de tableros de distribución parcial en cada una de las torres para de esta manera seccionar los circuitos de las torres de manera que se pueda reducir el nivel de iluminación para actividades que se puedan llevar a cabo dentro del escenario que no sean de altas exigencias en cuanto a la iluminación.

Los elementos de los tableros de distribución general y parcial serán acomodados del modo que se encuentran en los planos del (Anexo 4).

6.5.5 PUESTA A TIERRA

Para el diseño y cálculo del sistema de puesta a tierra se usó la norma IEEE 80 std-2 000, teniendo presente las condiciones y requerimientos que indica el Ministerio de electricidad y energías renovables (MEER).

6.5.5.1 PUESTA A TIERRA DEL TRANSFORMADOR

La resistencia de puesta a tierra tendrá un valor máximo de 10 ohmios, de tenerse valores superiores podrá colocarse un mayor número de varillas cooperweld, mejorarse el terreno o diseñarse mallas de puesta a tierra (EERSSA, 2012).

Se efectuaron mediciones de resistividad del terreno donde se determinó que es necesario la construcción la malla de puesta a tierra debido a su alto valor de

resistencia, para el diseño de la malla se lleva a cabo el procedimiento establecido por la norma IEEE 80.

a) Cálculo de corrientes nominales

$$I_{pri} = \frac{kVA \times 1000}{\sqrt{3} \times E} \quad \text{Ecuación 18}$$

Donde:

I_{pri} = Corriente nominal en el primario.

E = Voltaje de operación del transformador en el primario.

Usando la Ecuación 18 calculamos la corriente primaria:

$$I_{pri} = \frac{350 \times 1000}{\sqrt{3} \times 13800} A$$

$$I_{pri} = 14,64 A$$

Para la corriente secundaria usamos la siguiente ecuación:

$$I_{sec} = \frac{kVA \times 1000}{\sqrt{3} \times E} \quad \text{Ecuación 19}$$

Donde:

I_{sec} = Corriente nominal en el secundario.

E = Voltaje de operación del transformador en el secundario.

$$I_{sec} = \frac{350 \times 1000}{\sqrt{3} \times 220} A$$

$$I_{sec} = 918,5 A$$

b) Corrientes de cortocircuito

El valor de la corriente de cortocircuito obtenido de la EERSSA es:

$$I_{cc_{MT}} = 3935 A$$

Para obtener el valor de la corriente de cortocircuito en baja tensión se usa la siguiente ecuación:

$$I_{cc_{BT}} = \frac{U}{\sqrt{3} \times Z_{cc}} \quad \text{Ecuación 20}$$

Donde:

I_{cc}= Corriente de cortocircuito [Amp].

U= Voltaje nominal de baja tensión [V].

Z_{cc}= Impedancia equivalente a todas las impedancias recorridas por I_{cc} [Ω].

b1. Impedancia del transformador

- Cálculo de la resistencia del transformador (Componente resistiva) (RT):

Tabla 42. Transformadores trifásicos de 15 a 350 kVA

POTENCIA NOMINAL	I _o	P _o	P _c	P _t	U _{zn}
50	3,4	197	776	973	3
60	3,2	225	903	1128	3,5
75	2,6	266	1094	1360	3,5
100	2,6	330	1393	1723	3,5
112,5	2,6	361	1539	1900	3,5
125	2,4	390	1682	2072	3,5
150	2,4	447	1959	2406	4
160	2,5	486	2211	2697	4
200	2,1	569	2630	3199	4
225	2,1	618	2892	3510	4
250	2,1	666	3153	3819	4
300	2	758	3677	4435	4,5
350	2	846	4200	5046	4,5

Fuente: (INEN 2115,2004)

A partir del valor de pérdidas totales del transformador según la (Tabla 42) (INEN 2115:2004), un transformador de 350 kVA presenta pérdidas igual a 5 046 W.

Para el cálculo de la resistencia del transformador hacemos uso de la siguiente ecuación:

$$P_t = 3 \times R_T \times (I_{sec})^2 \quad \text{Ecuación 21}$$

Donde:

P_t= Pérdidas totales del transformador [W].

R_T = Resistencia del transformador [Ω].

Despejando la Ecuación 21 se tiene:

$$R_T = \frac{P_t}{3(I_{sec})^2}$$

$$R_T = \frac{5046}{3(918,5)^2}$$

$$R_T = 0,00199 \Omega$$

- **Cálculo de la impedancia del transformador (Z_T)**

$$Z_T = \frac{U_{cc}}{100} \times \frac{U^2}{S_n * 1000} \quad \text{Ecuación 22}$$

Donde:

Z_T = Impedancia del transformador [Ω].

U_{cc} = Voltaje de corto circuito del transformador [%].

U = Voltaje nominal del transformador [V].

S_n = Capacidad del transformador [kVA].

$$Z_T = \frac{4,5}{100} \times \frac{220^2}{350 * 1000}$$

$$Z_T = 0,00622 \Omega$$

- **Cálculo de la reactancia del transformador (Componente reactiva) (X_T):**

$$X_T = \sqrt{Z_T^2 - R_T^2} \quad \text{Ecuación 23}$$

$$X_T = \sqrt{0,00622^2 - 0,00199^2}$$

$$X_T = 0,005896$$

b2. Impedancia en BT por efecto de la impedancia de MT (líneas de transmisión)

$$R_{BT} = R_{MT} \left(\frac{U_{BT}}{U_{MT}} \right)^2 \quad \text{Ecuación 24}$$

$$X_{BT} = X_{MT} \left(\frac{U_{BT}}{U_{MT}} \right)^2 \quad \text{Ecuación 25}$$

El cuadrado de la relación de tensiones es:

$$\left(\frac{U_{BT}}{U_{MT}}\right)^2 = \left(\frac{220}{13800}\right)^2 = 0,0003$$

Donde:

UBT= Voltaje nominal en baja tensión [V].

UMT= Voltaje nominal en media tensión [V].

El valor de impedancias y corrientes de falla de las líneas de media tensión (MT) en los principales puntos de transición del presente proyecto, son:

$$R_1 = 1,0368; R_2 = 1,0368; R_0 = 2,3073 [\Omega]$$

$$X_1 = 1,7468; X_2 = 1,7468; X_0 = 5,2720 [\Omega]$$

De esta manera se obtiene:

El valor de la resistencia de media tensión:

$$R_{MT} = 4,3809 \Omega$$

El valor de la reactancia de media tensión:

$$X_{MT} = 8,7656 \Omega$$

Para obtener el valor de la componente resistiva en BT se hace uso de la (Ecuación 24):

$$R_{BT} = R_{MT} \times 0,0003 = 0,00131 \Omega$$

Para obtener el valor de la componente reactiva en BT se hace uso de la (Ecuación 25):

$$X_{BT} = X_{MT} \times 0,0003 = 0,00263 \Omega$$

Se procede al cálculo del valor de la impedancia con la siguiente ecuación:

$$Z_{BT} = \sqrt{R_{BT}^2 + X_{BT}^2} \quad \text{Ecuación 26}$$
$$Z_{BT} = 0,003 \Omega$$

b3. Cálculo de la corriente de cortocircuito

Hacemos uso de la (Ecuación 20).

$$I_{CC_{BT}} = \frac{220}{\sqrt{3}(0,00622 + 0,003)}$$

$$I_{CC_{BT}} = 13776,25 \text{ A}$$

c) Cálculo de la corriente asimétrica de falla

$$I_f = I_{CC_{BT}} \times Df \quad \text{Ecuación 27}$$

Donde:

I_f = Corriente asimétrica de falla.

Df = Factor de decremento, llamado también factor de asimetría.

El valor de la relación X/R para mallas de puesta a tierra en subestación transformadora es 10 y el tiempo de duración de la falla es $t_f = 0,5$ segundos según lo recomienda la IEEE 80, obteniéndose un valor $Df = 1,026$ (Tabla 43)

Tabla 43. Duración de falla y factor de decremento

Duración de falla, t_f		Factor de decremento, Df			
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	1,168
0,05	3	1,232	1,378	1,462	1,515
0,1	6	1,125	1,232	1,316	1,378
0,2	12	1,064	1,125	1,181	1,232
0,3	18	1,043	1,085	1,125	1,163
0,4	24	1,033	1,064	1,095	1,125
0,5	30	1,026	1,052	1,077	1,101
0,75	45	1,018	1,035	1,052	1,068
1	60	1,013	1,026	1,039	1,052

Fuente: IEEE 80

Aplicando la (Ecuación 27) se tiene:

$$I_f = 13776,25 \times 1,026 = 14134,44 \text{ Amp. Asimetricos}$$

d) Cálculo del calibre del conductor de puesta a tierra

El cálculo del calibre del conductor de puesta a tierra se efectúa haciendo uso de la siguiente ecuación:

$$A = I_f \times \sqrt{\frac{33 \times S}{\log\left(\frac{T_m - T_a}{234 + T_a} + 1\right)}} \quad \text{Ecuación 28}$$

Donde:

A= Sección del calibre conductor para malla de puesta a tierra. [cmil]

If= Corriente de falla asimétrica. [Amp]

S= Tiempo durante el cual fluye la corriente de falla. [seg]

Tm= Temperatura máxima de fusión del cobre. [°C]

Ta= Temperatura ambiente [°C]

$$A = 14134,44 \times \sqrt{\frac{33 \times 0,5}{\log\left(\frac{1083 - 30}{234 + 30} + 1\right)}}$$

$$A = 68722,43 \text{ cmils}$$

El calibre del conductor se obtiene en ‘cmil’, para transformarlo a mm² se aplica la siguiente relación: 1 cmil = 0,0005067 mm².

Teniendo un calibre de conductor de 34,8 mm²; el calibre de conductor cercano a este valor es 1/0 = 53,5 mm². En el presente caso se utilizará el calibre mínimo del conductor recomendado por la IEEE 80, conductor de cobre 2/0 AWG.

e) **Datos de campo**

Para el diseño de la malla de puesta a tierra, se procedió a la obtención de datos del suelo donde se va a construir la malla, según la normativa de la EERSSA se debe tener una resistencia de 10Ω o menos.

Tabla 44. Datos de resistividad del terreno

MUESTRA	a (m)	ρ (Ω . M.)
1	1	581
2	2	641
3	3	436
4	4	375
5	5	313
6	6	263
7	7	419
	Total	3028
	ρ Promedio	432,571429

Fuente: El autor

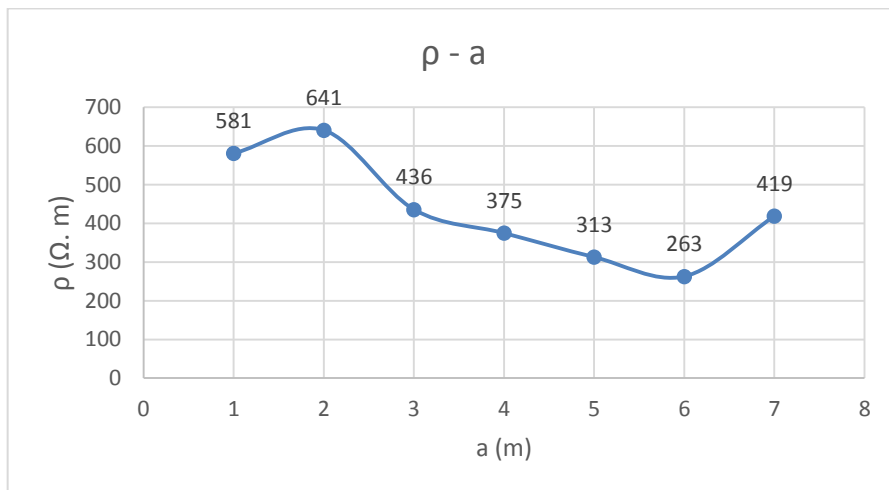


Figura 55. Grafica ρ -a

Fuente: El autor

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

$$\rho_a = \frac{\sum_{i=1}^5 \rho_{ai}}{n} \quad \text{Ecuación 29}$$

$$\rho_a = \frac{3\,028}{7} = 432,57 \, \Omega \, m$$

Al tratarse de un centro de transformación sobre un terreno cuya base (o suelo) es de concreto se considera la resistividad del mismo para los próximos cálculos,

siendo resistividad del concreto $\rho_s = 3\,000\Omega m$ según la IEEE 80, con un espesor de 0,15 m.

f) **Tensiones de paso y contacto máximos tolerables**

Se recomienda usar las ecuaciones de tensiones de contacto y paso para personas de 50 Kg. por ser más conservadoras.

$$C_s = 1 - \frac{0,09(1 - \frac{\rho_a}{\rho_s})}{2h_s + 0,09} \quad \text{Ecuación 30}$$

$$C_s = 1 - \frac{0,09(1 - \frac{432,57}{3000})}{2(0,15) + 0,09} = 0,803$$

Donde:

h: Es la profundidad de enterramiento del conductor de la malla, tiene un valor de 0,5m para este tipo de sistemas según la IEEE-80.

Las máximas tensiones de contacto y de paso permisibles, están determinadas por lo siguiente.

Tensión de Paso Tolerable

$$V_{p_{tolerable}} = (1\,000 + 6C_s \times \rho_s) \frac{0,116}{\sqrt{ts}} \quad \text{Ecuación 31}$$

$$V_{p_{tolerable}} = (1\,000 + 6 \times 0,803 \times 3\,000) \frac{0,116}{\sqrt{0,5}} = 2\,535,2\,V$$

Tensión tolerable de contacto

$$V_{c_{tolerable}} = (1\,000 + 1,5 C_s \times \rho_s) \frac{0,116}{\sqrt{ts}} \quad \text{Ecuación 32}$$

$$V_{c_{tolerable}} = (1\,000 + 1,5 \times 0,803 \times 3\,000) \frac{0,116}{\sqrt{0,5}} = 756,83$$

g) **Diseño de la malla para puesta a tierra**

La malla de puesta a tierra se colocaría dentro de un cuadrado de $L_x=3,2\,m$ $L_y=3,2\,m$ para los cálculos del diseño. Por tanto:

Área de la Malla:

$$A = 3,2 \text{ m} \times 3,2 \text{ m} = 10,24 \text{ m}^2$$

Debido al poco espacio para la malla de puesta a tierra se utilizara un espaciamiento entre varillas de $D= 0,8$ metros.

Número de conductores en el eje x:

$$N_{cx} = \frac{Lx}{D} + 1 \quad \text{Ecuación 33}$$

$$N_{cx} = \frac{3,2}{0,8} + 1 = 5$$

Número de conductores en el eje y:

$$N_{cy} = \frac{Ly}{D} + 1 \quad \text{Ecuación 34}$$

$$N_{cy} = \frac{3,2}{0,8} + 1 = 5$$

Longitud total de los conductores:

$$L_c = N_{cx} \times Lx + N_{cy} \times Ly \quad \text{Ecuación 35}$$

$$L_c = 5 \times 3,2 + 5 \times 3,2 = 32 \text{ m}$$

$$L_t = L_c + N \times L_v \quad \text{Ecuación 36}$$

$$L_t = 32 \text{ m} + 4 \times 1,8 \text{ m}$$

$$L_t = 39,2$$

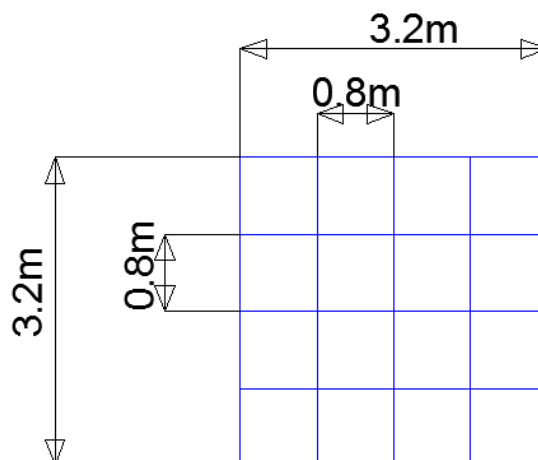


Figura 56. Geometría de la malla de puesta a tierra

Fuente: El autor

h) Resistencia de la malla de puesta a tierra

A partir de la expresión utilizada para calcular la elevación de potencial de la red, la resistencia de la red será:

$$R_g \leq R_g = \rho \left[\frac{1}{L_t} + \frac{1}{\sqrt{20A}} \left(1 + \frac{1}{1 + h\sqrt{\frac{20}{A}}} \right) \right] \quad \text{Ecuación 37}$$

$$R_g = 432,57 \left[\frac{1}{39,2} + \frac{1}{\sqrt{20 \times 20}} \left(1 + \frac{1}{1 + 0,15\sqrt{\frac{20}{20}}} \right) \right]$$

$$R_g = 51,47 \Omega \geq 10 \Omega$$

La malla de puesta a tierra no cumple con la norma de la EERSSA ya que la resistencia es mayor a 10Ω por lo que se requiere tratar el suelo para disminuir la resistividad del terreno hasta un valor de $30 \Omega\text{m}$.

i) Cálculo de malla de puesta a tierra con cambio de terreno

Factor de reducción de la resistividad (Ecuación 30):

$$C_s = 1 - \frac{0,09 \left(1 - \frac{30}{3000} \right)}{2(0,15) + 0,09} = 0,772$$

Tensión tolerable de paso (Ecuación 31):

$$V_{p_{tolerable}} = (1\,000 + 6 \times 0,772 \times 3\,000) \frac{0,116}{\sqrt{0,5}} = 2\,442,3 \text{ V}$$

Tensión tolerable de contacto (Ecuación 32):

$$V_{c_{tolerable}} = (1\,000 + 1,5 \times 0,772 \times 3\,000) \frac{0,116}{\sqrt{0,5}} = 733,95 \text{ V}$$

Resistencia de la malla de puesta a tierra (Ecuación 37):

$$R_g = 30 \left[\frac{1}{39,2} + \frac{1}{\sqrt{20 \times 20}} \left(1 + \frac{1}{1 + 0,15\sqrt{\frac{20}{20}}} \right) \right]$$

$$R_g = 3,57 \Omega \leq 10 \Omega \text{ Cumple segun EERSSA}$$

$$R_g = 3,57 \Omega \leq 20 \Omega \text{ Cumple segun IEEE 80}$$

j) Corriente máxima a disipar por la malla

$$I_G = 3I_{CC_{MT}} \times D_f \times S_f \times C_p \quad \text{Ecuación 38}$$

Donde:

Df= Factor de decremento (Factor de asimetría).

Sf= Factor divisor de la corriente de falla

Cp= Factor de crecimiento

$$I_G = 3 \times 3935 \times 1,026 \times 0,2 \times 1$$

$$I_G = 2422,38 \text{ A}$$

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

El GPR se calcula de la siguiente manera:

$$GPR = I_G \times R_g \quad \text{Ecuación 39}$$

$$GPR = 2422,38 \times 3,57 \Omega = 8\,647,9 \text{ V}$$

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

l) Cálculo de la Tensión de malla y la Tensión real de paso (Vm, Vp).

Los valores de la tensión de paso y tensión de malla son obtenidos mediante la (Ecuación 31) y la (Ecuación 32) respectivamente 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, la resistividad del suelo y la densidad de corriente promedio por unidad de longitud del conductor (IG/LM).

• Tensión de Malla.

$$V_m = \frac{\rho \times I_G \times K_m \times K_i}{L_c + \left[1,55 + 1,22 \left(\frac{L_v}{\sqrt{L_x^2 + L_y^2}} \right) \right] \times N \times L_v} \quad \text{Ecuación 40}$$

Donde Km:

$$K_m = \frac{1}{2\pi} \left[\ln \left(\frac{D^2}{16hd_c} + \frac{(D + 2h)^2}{8Dd_c} - \frac{h}{4d_c} \right) + \frac{K_{ii}}{k_h} \ln \left(\frac{8}{\pi(2n - 1)} \right) \right] \quad \text{Ecuación 41}$$

$$n = n_a \times n_b = \frac{2L_t}{L_p} \sqrt{\frac{L_p}{4\sqrt{A}}} \quad \text{Ecuación 42}$$

$$n = \frac{2(39.2m)}{12.8 m} \sqrt{\frac{12.8}{4\sqrt{10,24}}} = 6,125$$

$$K_{ii} = \frac{1}{(2n)^{2/n}} \quad \text{Ecuación 43}$$

$$K_{ii} = \frac{1}{2 \times 6,125^{\frac{2}{6,125}}} = 0,441$$

$$K_h = \sqrt{1 + h} \quad \text{Ecuación 44}$$

$$K_h = \sqrt{1 + 0,5} = 1,2247$$

$$K_m = \frac{1}{2\pi} \left[\ln \left(\frac{0.8^2}{16 \times 0,5 \times 0.0093} + \frac{(0.8 + 2 \times 0,5)^2}{8 \times 0.8 \times 0.0093} - \frac{0,5}{4 \times 0.0093} \right) + \frac{0,441}{1,228} \ln \left(\frac{8}{\pi(2 \times 6,125 - 1)} \right) \right]$$

$$K_m = \frac{1}{2\pi} [\ln(8,6 + 54,44 - 13,44) - 0,534]$$

$$K_m = \frac{1}{2\pi} [3,9 - 0,534]$$

$$K_m = 0.536$$

Donde Ki y LM:

$$K_i = 0.644 + 0.148n = 0.644 + 0.148(6,125) = 1,55$$

$$L_M = L_t + L_R = 39.2 m + 3.5 m = 42.7 m$$

La Tensión de la Malla es:

$$V_m = \frac{30 \times 2422,38 \times 0,536 \times 1,55}{32 + \left[1,55 + 1,22 \left(\frac{1,8}{\sqrt{3,2^2 + 3,2^2}} \right) \right] 4 \times 1,8} = 1294 \text{ V}$$

m) Cálculo de tensión de paso en caso de falla

La tensión de paso en caso de falla del sistema de puesta a tierra se lo obtiene aplicando la siguiente ecuación:

$$V_p = \frac{\rho \times I_G \times K_s \times K_i}{0.75(L_c + 0.85)N \times L_v} \quad \text{Ecuación 45}$$

$$K_s = \frac{1}{\pi} \left(\frac{1}{2h} + \frac{1}{D+h} + \frac{1}{D} (1 - 0,5^{n-2}) \right) \quad \text{Ecuación 46}$$

$$K_s = \frac{1}{\pi} \left(\frac{1}{2 \times 0,5} + \frac{1}{0,8 + 0,5} + \frac{1}{0,8} (1 - 0,5^{6,125-2}) \right)$$

$$K_s = 0,748$$

$$V_p = \frac{30 \times 2422,38 \times 0,748 \times 1,55}{0.75 \times (32 + 0.85)4 \times 1,8}$$

$$V_p = 474,97 \text{ V}$$

Al tener un valor de $V_p = 474,97$ y $V_{p_{tolerable}} = 2442,3 \text{ V}$ se comprueba que el diseño cumple con la ecuación $V_p \leq V_{p_{tolerable}}$, por lo que se puede afirmar que el sistema es totalmente seguro.

Los planos que detallan la construcción de la malla de puesta a tierra para el centro de transformación se encuentran en el (Anexo 4).

6.5.5.2 PUESTA A TIERRA EN CIRCUITO DE BT

Los finales de circuito en baja tensión serán aterrados mediante conductor de cobre desnudo # 2 AWG - cableado, este conductor a la vez, se conectará a una varilla cooperweld de 5/8" x 1,8 metros por medio de suelda exotérmica.

6.5.5.3 CÁLCULO DE PUESTA A TIERRA EN TRANSICIÓN AÉREA A SUBTERRÁNEA

Para el cálculo de la puesta a tierra de la transición aérea a subterránea se hace uso de la siguiente ecuación.

$$R_{varilla} = \frac{\rho}{4\pi L} \ln \left[\frac{(a + L)^2 - x^2}{x - (a - L)^2} \right] \quad \text{Ecuación 47}$$

Donde:

ρ = Resistividad del terreno [Ω m].

L= Longitud del electrodo de puesta a tierra [m].

x= Distancia entre electrodos [m].

a= Hipotenusa que forman los electrodos desde una punta de uno hasta la cabeza del otro [m].

Datos:

Distancia entre electrodos de 2m, longitud del electrodo de 1,8m y resistividad mínima del terreno de 84 Ω m.

Haciendo uso de la (Ecuación 47) se tiene:

$$R_{varilla} = \frac{84}{4\pi \times 1,8} \ln \left[\frac{(2,69 + 1,8)^2 - 2^2}{2 - (2,69 - 1,8)^2} \right]$$

$$R_{varilla} = 9,63 \Omega < 10 \Omega \text{ Cumple según EERSSA}$$

$$R_{varilla} = 9,63 \Omega < 20 \Omega \text{ Cumple según IEEE 80}$$

6.5.5.4 PARARRAYOS EN TORRES DE ILUMINACIÓN

Se procede evaluación de riesgo de rayos para determinar si es necesario la instalación de pararrayos sobre las torres de iluminación:

Calculamos el promedio anual de frecuencia de un rayo usando la siguiente ecuación:

$$Ne = Ng \times Ae \times C1 \times 10^{-6} / \text{año} \quad \text{Ecuación 48}$$

Donde:

Ng = Densidad anual de relámpagos de la región, este valor lo obtenemos del mapa isoceraunico del Ecuador (Anexo 8).

Ae = Área de captura equivalente

$$Ae = LW + 6H(L + W) + 9\pi H^2 \quad \text{Ecuación 49}$$

Donde:

L= Largo

W= Ancho

H= Altura

Haciendo uso de la (Ecuación 49) obtenemos el área equivalente:

$$Ae = 46321,26m^2$$

El coeficiente ambiental C1 lo obtenemos de la (Tabla 45).

Tabla 45. Determinación del coeficiente ambiental, C1

Localización relativa de estructuras	C1
Estructura localizada en un espacio donde hay otras estructuras o árboles de la misma altura o más alto	0,25
Estructuras rodeadas por estructuras bajas	0,5
Estructuras aisladas: No hay otras estructuras en una distancia menor a 3H	1
Estructura aislada en la cumbre de una colina o promontorio	2

Fuente: (NF C 17-10, 2011)

Haciendo uso de la (Ecuación 48) tenemos:

$$Ne = 0,4632$$

Se procede al cálculo de frecuencia Nc aceptable usando la siguiente ecuación:

$$Na = \frac{5,5 \times 10^{-3}}{C2 \times C3 \times C4 \times C5} \quad \text{Ecuación 50}$$

Donde:

C2= Representa el tipo de construcción

C3= Representa el material y equipo contenido en el edificio

C4= Representa la ocupación de un edificio

C5= Representa las consecuencias de la caída de un rayo

Tabla 46. Determinación del coeficiente estructural, C2

C2. Coeficiente estructural			
Techo	Metal	Común	Inflamable
Estructura			
Metal	0,5	1	2
Común	1	1	2,5
Inflamable	2	2,5	3

Fuente: (NF C 17-10, 2011)

Tabla 47. Determinación del coeficiente de contenido de estructura, C3

C3. Contenido de estructura	
Sin valor o no inflamable	0,5
Valor común o normalmente inflamable	1
Valor alto y particularmente inflamable	2
Valor excepcional, irremplazable o altamente inflamable, explosivo	3

Fuente: (NF C 17-10, 2011)

Tabla 48. Determinación del coeficiente de ocupación de estructura, C4

C4. Ocupación de estructura	
Desocupada	0,5
Normalmente ocupada	1
Evacuación dificultosa o riesgo de pánico	3

Fuente: (NF C 17-10, 2011)

Tabla 49. Determinación del coeficiente de consecuencias de la caída de un rayo, C5

C5. Consecuencias de la caída de un rayo	
Continuidad de servicio no requerido y ninguna consecuencia en el ambiente	1
Continuidad de servicio requerido y ninguna consecuencia en el ambiente	5
Consecuencias en el ambiente	10

Fuente: (NF C 17-10, 2011)

Haciendo uso de la (Ecuación 50) obtenemos el valor de N_a :

$$N_a = 0.011$$

Se cumple con la siguiente condición:

$$N_e \geq N_a$$

Por lo que se determina que es necesario la instalación de un pararrayos.

Determinamos el nivel de protección la ayuda de la (Tabla 50).

$$E = 1 - \frac{Na}{Ne} \quad \text{Ecuación 51}$$

$$E = 0,976$$

Tabla 50. Valores críticos de E inefectivo

E Inefectivo Calculado	Nivel de protección asociado	Corriente pico I (kA)	Distancia de iniciación D (m)
$E > 0,98$	Nivel I + medidas adicionales	-----	-----
$0,95 < E \leq 0,98$	Nivel I	2,8	20
$0,8 < E \leq 0,95$	Nivel II	9,5	45
$0 < E \leq 0,8$	Nivel III	14,7	60

Fuente: (NF C 17-10, 2011)

Se quiere un nivel de protección 1, se opta por el sistema de pararrayos Pulsar de Helita misma que tienen las siguientes características:

Tabla 51. Radios de protección del pararrayos Pulsar Helita

Nivel de protección	Nivel I			Nivel II			Nivel III		
PULSAR	25	40	60	25	40	60	25	40	60
T (µs)	25	40	60	25	40	60	25	40	60
H (metros)	Rp (metros)								
2	17	24	32	23	30	40	26	33	44
3	25	35	48	34	45	59	39	50	65
4	34	46	64	46	60	78	52	57	87
5	42	58	79	57	75	97	65	84	107
6	43	58	79	58	57	97	66	84	107
8	43	59	79	59	77	98	67	85	108
10	44	59	79	61	77	99	69	87	109
15	45	59	80	63	79	101	72	89	111
20	45	60	80	65	81	102	75	92	113
45	45	60	80	70	85	105	84	98	119
60	45	60	80	70	85	105	85	100	120

Fuente: Catálogo Helita

Donde:

D= Distancia de cebado

T= Avance en el cebado

H= Altura de la punta pulsar encima del área a proteger

Rp= Radio de protección dentro de un plano horizontal

La punta de la barra de un pararrayo estará ubicada por lo menos a 1,00 m por sobre las partes más elevadas de un edificio, torres, tanques, chimeneas y mástiles aislados. Las bajantes del sistema de protección contra rayos deben cumplir los requerimientos de la siguiente tabla:

Tabla 52. Bajantes para pararrayos

Altura de la estructura	Número mínimo de bajantes	Calibre mínimo del conductor
Menor que 28 m	1	2 AWG
Mayor que 28 m	2	1/O AWG

Fuente: (NEC, 2013)

El trazado debe ser lo más rectilíneo posible utilizando el camino más corto posible, evitando curvas bruscas o remontes. Los radios de curvatura no serán inferiores a 20 cm. El bajante debe ser elegido de forma que evite el cruce o proximidad de líneas eléctricas o de señal.

Cuando no sea posible evitar el cruce, la línea debe ubicarse en el interior de un blindaje metálico que se prolongue un metro a cada lado del cruce. Se debe evitar el contorno de cornisas o elevaciones.

Los bajantes de los pararrayos deben ser conducidos, debidamente protegidos, por sitios de fácil revisión y mantenimiento.

6.5.6 TRANSICIÓN DE RED AÉREA A SUBTERRÁNEA

Sobre la transición de una línea aérea a subterránea, el MEER indica que se realizará en un poste de altura mínima de 12 m para medio voltaje y 10 m para bajo voltaje, aunque lo óptimo es establecer una altura del poste de 14 m. garantizando una aceptable distancia de seguridad; los cables utilizados en ella se alojarán en tubería rígida de acero galvanizado.

En toda transición se instalará puntas terminales de uso exterior para los extremos de los cables mono polares de medio voltaje. Las puntas terminales serán seleccionadas adecuadamente para el voltaje y el calibre del conductor. (MEER, 2011).

Los planos de la transición aérea a subterránea se presentan en el (Anexo 4).

).

La transición subterránea de medio voltaje que se deriven de redes aéreas incluirá:

- Estructura con dos crucetas para instalación de seccionadores tipo abierto y pararrayos; asimismo para la sujeción de aisladores con doble cruceta.
- Estructura con una cruceta para sujeción de los cables de MT.
- Kit para sujeción de los cables.
- Cable de cobre desnudo, cableado suave #2 AWG 7 hilos, para puesta a tierra.
- Pararrayos. El conductor de puesta a tierra de los pararrayos se alojará dentro del poste.
- Seccionadores tipo abierto.
- Punta terminal tipo exterior, seleccionada según el voltaje de la red y el calibre del cable mono polar de medio voltaje.
- Conector de cobre, tipo espiga u ojo, seleccionado según el calibre del cable mono polar de medio voltaje.
- Codo metálico reversible o tapón de salida múltiple, para sellar la tubería en su punto superior, seleccionada según el número y diámetro de los conductores de la transición.
- Tubería rígida de acero galvanizado con un diámetro mínimo de 4", asegurada al poste con cinta metálica y hebillas, de acero inoxidable. La tubería deberá ser aterrizada con un conector de aterrizamiento tubo-cable.
- Codo metálico rígido con curva amplia de 90°, de igual diámetro que la bajante, para unir al pozo que se instala al pie del poste. El codo no debe ser cortado y no sobrepasará la pared terminada del pozo. Se colocará una tuerca corona en el ingreso del codo metálico al pozo para la protección contra fricción del cable. La distancia de la parte superior del pozo al codo será mínimo 30 cm.
- La puesta a tierra estará conformada por una varilla de acero recubierta de cobre de 1,80 m por 15,87 mm (5/8") de diámetro. La conexión se realizará mediante suelda exotérmica.

La transición aérea a subterránea partirá desde el poste proyectado donde se instalaran todos los componentes que lo conforman mismos que se detallan en el (Anexo 4), la red de media tensión tendrá una longitud de 35 m para alimentar el transformador padmounted que estará en la cámara de transformación (Figura 57).

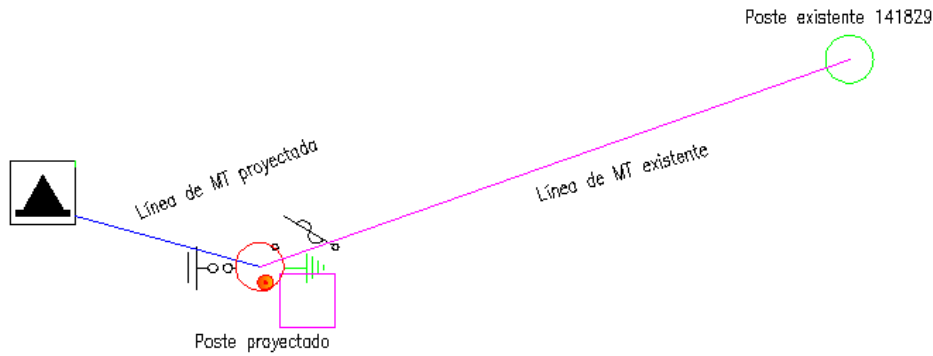


Figura 57. Recorrido de la red de MT

Fuente: El autor

Los planos del tendido eléctrico y los detalles de la transición aérea a subterránea que se instalará en el poste proyectado se encuentran en el (Anexo 4).

6.6 SELECCIÓN DE CABLES

a) Cables para red de MT

Para el sistema de distribución subterráneo de media tensión se utiliza cable unipolar de aluminio 1/0 AWG de 13,8 kV. El nivel de aislamiento de estos conductores será de 100%, es decir, poseerá un sistema 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 (MEER, 2011).

Características principales:

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

b) Cables para red de BT

Para red secundaria subterránea se utilizan cables con conductor de cobre, aislamiento de 2 000 V con polietileno (PE) y chaqueta de policloruro de vinilo (PVC) resistente a la humedad. (MEER, 2011).

Características principales:

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

La (Tabla 53) muestra el área mínima que debe tener los cables en baja tensión con respecto a la corriente.

Tabla 53. NEC 310-16

CAPACIDAD DE CONDUCCIÓN DE CORRIENTE EN AMPERES DE CONDUCTORES AISLADOS DE 0 A 2000 VOLTS, 60 A 90 °C, NO MAS DE 3 CONDUCTORES EN UN CABLE, EN UNA CANALIZACIÓN O DIRECTAMENTE ENTERRADOS Y PARA UNA TEMPERATURA AMBIENTE DE 30							
ÁREA DE LA SECCIÓN TRANSVERSAL (AWG-MCM)	ÁREA DE LA SECCIÓN TRANSVERSAL (mm²)	TEMPERATURAS MÁXIMA DE OPERACIÓN					
		COBRE			ALUMINIO		
		60 C	75 C	90 C	60 C	75 C	90 C
18	0,82			14			
16	1,31			18			
14	2,08	20	20	25			
12	3,31	25	25	30	20	20	25
10	5,26	30	35	40	25	30	35
8	8,37	40	50	55	30	40	45
6	13,3	55	65	75	40	50	60
4	21,2	70	85	95	55	65	75
2	33,6	95	115	130	75	90	100
1	42,4	110	130	150	85	100	115
1/0	53,5	125	150	170	100	120	135
2/0	67,4	145	175	195	115	135	150
3/0	85	165	200	225	130	155	175
4/0	107	195	230	260	150	180	205
250	127	215	255	290	170	205	230
300	152	240	285	320	190	230	255
350	177	260	310	350	210	250	280
400	203	280	335	380	225	270	305
500	253	320	380	430	260	310	350
600	304	355	420	475	285	340	385
750	380	400	475	535	320	385	435
1000	507	455	545	615	375	445	500

Fuente: NEC

La (Tabla 54) muestra los el tipo de aislamiento, calibre y material de los cables utilizados para el presente proyecto.

Tabla 54. Cables seleccionados para el proyecto

Aplicación	Material	Configuración	Calibre del conductor	Tipo de aislamiento
Media tensión (13,8 kV)	Cobre suave	3F4C	# 1/0	XLPE (95 Kv)
Baja tensión acometida (220 V)	Cobre suave	3F4C	# 500	TTU (2 Kv)
Baja tensión cableado (220 V)	Cobre suave	3F4C	# 250	TTU (2 Kv)

Fuente: El autor

6.7 OBRA CIVIL

Las estructuras homologadas en redes subterráneas para sistemas de distribución son:

- Banco de ductos
- Pozos
- Cámaras

6.7.1 BANCO DE DUCTOS

Según la (Tabla 11) la profundidad mínima de los ductos será de 0,6 m, mientras que el ancho se determina aplicando la Ecuación 11, para el proyecto se efectuó el siguiente cálculo.

$$Bd = (N \times D) + (N - 1)e + 2x$$

$$Bd = (1 \times 110) + (1 - 1)5 + 2(10)$$

$$Bd = 130 \text{ cm}$$

En el (Anexo 4) se presenta los planos de detalle de los ductos requeridos para este sistema.

6.7.2 POZOS

Siguiendo las normas establecidas por el MEER que indica que los pozos sean ubicados cuando se presente un cambio de dirección o en trayectorias que se encuentren entre 30 y 60 metros para lo cual se requerirá un total de 12 pozos.

En el (Anexo 4) se presenta los planos de detalle de los pozos tipo B y C que serán usados en este proyecto.

6.7.3 CÁMARA

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. (EERSSA, 2012)

Los planos de la cámara eléctrica se presentan en el (Anexo 4) mismos que cumplen con la normativa EERSSA.

6.8 ANÁLISIS DE PRECIOS

Para la obtención del costo total del proyecto se realizó el análisis de precios unitarios en cual se encuentra en el (Anexo 9).

La (Tabla 55) muestra el resumen del análisis de precios referente a los materiales que se requiere para que se efectuó el proyecto, el precio de los rubros individuales se encuentran detallados en la (Tabla 56).

Tabla 55. Costos materiales

MATERIALES					
ÍTEM	DESCRIPCIÓN	UNIDAD	CANTIDAD	PRECIO UNITARIO	COSTO
				(USD)	(USD)
1	TORRES	u	4	8 000	32000
2	LUMINARIAS	u	160		162370
3	TRANSICIÓN AÉREA A SUBTERRÁNEA	u	1	604	604
4	POSTE DE HORMIGÓN ARMADO 12m 500 kg	u	1	240	240
4	TABLERO DE DISTRIBUCIÓN	u	5	5288,556	26442,78
5	POZOS TIPO C	u	5	128,52	642,8
6	POZOS TIPO B	u	6	90,7	544,21
7	TRASFORMADOR	u	1	10 198,8	10198,8
8	PUESTA A TIERRA TRANSFORMADOR	u	1	344,14	344,14
9	PARARRAYOS	u	4	551,52	2594,88
10	CÁMARA ELÉCTRICA	u	1	2 045,87	2045,87
11	TUBERÍAS GALVANIZADAS	u	1	3159,96	3159,96
12	CONDUCTOR PARA ACOMETIDA BT TTU 500	m	75	7,25	543,75
13	CONDUCTOR PARA MT ASCR 1/0	m	110	6,16	677,6
14	CONDUCTOR TTU 250	m	2000	1,52	3040
15	CONDUCTOR TTU 14	m	2000	0,23	240
SUBTOTAL					245688,8

Fuente: El autor

Tabla 56. Costos de rubros

TABLA DE DESCRIPCIÓN DE RUBROS, UNIDADES, CANTIDADES Y PRECIOS					
ÍTEM	DESCRIPCIÓN	UNIDAD	CANTIDAD	PRECIO UNITARIO (USD)	COSTO TOTAL (USD)
1	INSTALACIÓN SECCIONADOR FUSIBLE, UNIPOLAR PARA 15 KV TIPO ABIERTO,, CORRIENTE NOMINAL 100 A, BIL DE 95 KV	u	1	210,08	210,08
2	INSTALACIÓN DE TRANSFORMADOR TRIFÁSICO DE 350 KVA	u	1	2 393,39	2 393,39
3	PUESTA A TIERRA TRANSICIÓN AÉREA SUBTERRÁNEA	u	1	171,5	171.5
4	TENDIDO DE RED TRIFÁSICO DE MT 1/0 AWG	m	35	14,22	497,7
5	TENDIDO DE RED TRIFÁSICO DE BT 250	m	419	14,22	5 958,18
6	INSTALACIÓN TORRES	u	4	100	400
7	INSTALACIÓN LUMINARIAS	u	160	13,24	2 118,4
8	TRANSICIÓN AÉREA A SUBTERRÁNEA	u	1	120,8	120,8
9	INSTALACIÓN DE TABLEROS DE DISTRIBUCIÓN	u	1	4 826,8	4 826,8
10	POZOS DE REVISIÓN TIPO C	u	6	21,43	128,58
11	POZOS DE REVISIÓN TIPO B	u	6	18,14	108,84
12	PUESTA A TIERRA TRANSFORMADOR	u	1	172	172
13	INSTALACIÓN PARARRAYOS	u	4	130	520
SUBTOTAL RUBROS					17 479,77

Fuente: El autor

La (Tabla 57) muestra el costo de la inversión necesaria para que el proyecto se pueda llevar a cabo donde se incluye los valores de materiales, rubros, administración y dirección técnica y utilidades, donde el costo total del proyecto sería de 302 643,844 dólares.

Tabla 57. Costo total del proyecto

COSTO TOTAL DEL PROYECTO		
1	SUBTOTAL MATERIALES (USD)	245 688,79
2	RUBROS, UNIDADES, CANTIDADES Y PRECIOS (USD)	17 479,77
TOTAL COSTOS DIRECTOS		263 168,56
3	ADMINISTRACIÓN Y DIRECCIÓN TÉCNICA 5% (USD)	13 158,428
4	UTILIDADES 10% (USD)	26 316,856
TOTAL COSTOS (USD)		302 643,844

Fuente: El autor

7. DISCUSIÓN

El diseño lumínico para el estadio de la Universidad Nacional de Loja busca cumplir con las normas FIFA que es una entidad a nivel internacional que determina cuales escenarios están aptos para su funcionamiento, para lo cual se requiere que se cumplan los niveles de iluminación horizontal, coeficiente de uniformidad 1, coeficiente de uniformidad 2 e índice de deslumbramiento (UGR).

El diseño del sistema de iluminación fue desarrollado atendiendo los criterios de normas y parámetros a nivel nacional e internacional de manera que se tomaron en consideración los sistemas de iluminación más usados como son el sistema con luminarias de halogenuros metálicos y el sistema con luminarias de mercurio de alta presión, además del sistema con luminarias LED.

Realizado el análisis económico, se determinó que se debe utilizar la propuesta con luminarias de halogenuros metálicos que nos otorga un índice de reproducción cromática mayor al 60%, que permite que la visión del ojo humano se adapte mejor a la luz, además de costos inferiores en un periodo de 20 años en comparación con las propuestas de iluminación LED y la propuesta con luminarias de mercurio de alta presión, por estas razones la mejor alternativa es la iluminación con luminarias de halogenuros metálicos.

Para la determinación del número de luminarias se usó el método de los lúmenes donde debíamos obtener una iluminación horizontal de 750 lux, luego se procedió a la corrección del número de luminarias con la ayuda del software DIALux evo, además el software utilizado permitió el arreglo de las luminarias de manera que se obtuvo una iluminación horizontal de 765 Lux, uniformidad media de 0,92, una uniformidad mínima de 0,85 y un UGR inferior a 10. De esta manera el sistema cumplirá tanto con los estándares nacionales como los internacionales.

Para el dimensionamiento eléctrico se usó el manual de construcciones de la EERSSA “Normas Técnicas Para El Diseño De Redes Eléctricas Urbanas y Rurales” para sistemas de distribución subterránea donde se determinó el número de pozos que se deben utilizar, así como la cantidad y el tipo de material que se debe utilizar.

Para el análisis económico se utilizó el indicador VAC que es un análisis económicos que determinan los costos, en este caso se lo realizó para un periodo de 20 años obteniendo una rentabilidad negativa por lo que se efectuó la rentabilidad del proyecto desde un enfoque social.

Uno de los puntos de mayor importancia a la hora de la selección del sistema es el punto de vista económico por lo cual se utilizó un enfoque social (costo eficiencia) debido a la dificultad de cuantificar beneficios del proyecto se utilizó el indicador VAC que es un análisis económico que determina los costos, en este caso se lo realizó para un periodo de 20 años, de esta manera se selecciona el sistema que produzca menos gastos para este periodo.

8. CONCLUSIONES

- Se requieren 160 luminarias de halogenuros metálicos HPI-T2000W/220V que tienen una reproducción de color mayor al 70%, seleccionadas y distribuidas en un sistema de 4 torres de acero de alta resistencia con plataforma fija permiten que la cancha tenga una iluminación horizontal de 765 lux cumpliendo lo establecido en la normativa FIFA.
- Para el sistema seleccionado se determinó un VAN de -20 0295,46 USD, el proyecto no presenta un beneficio económico por lo que se usó el VAC obteniéndose un valor de este de 349 884,69 USD para el sistema seleccionado, con lo cual se determinaron que las luminarias de halogenuros metálicos ocasionan un menor gasto con respecto a las otras dos propuestas.
- El software DIALux evo ® permitió simular el sistema de iluminación propuesto, facilitando el dimensionamiento de las cargas necesarias alcanzando en total (iluminación de pasillos, cancha y los graderíos) 353,24 kVA.
- El monto de inversión necesario para construir el sistema de iluminación del estadio de la Universidad Nacional de Loja alcanza a 302 643,84 USD. Este valor comprende la implementación de la iluminación de los pasillos, la cancha, y graderíos; además de las redes de media y baja tensión, protección, transformación, obras civiles, entre otros.

9. RECOMENDACIONES

- Analizar el uso de otras tecnologías de iluminación con mayor eficiencia (lm/W) que permita disminuir el número de luminarias, disminuir el monto de inversión y la optimización de componentes (obras civiles y eléctricas).
- Analizar diferentes direccionamientos de los puntos de luz (información que se ingresa al sistema DIALux evo ®) para optimizar los resultados y a su vez desechar los que no cumplen con las expectativas de diseño.
- Realizar una evaluación técnico económico exclusivamente para luminarias tipo LED de tal manera que permita determinar la mejor alternativa en relación al sistema seleccionado en el presente trabajo de tesis.

10. BIBLIOGRAFÍA

- Alvardo, C. (2017). Propuesta de iluminacion aplicando nuevas tecnologias para el sendero ecologico sur-norte de la ciudad de Loja. Loja: UNL.*
- Colombo Elisa, O. B. (2002). Iluminacion Eficiente. En O. B. Colombo Elisa, Iluminacion Eficiente. Buenos aires: Efficient Lighting.*
- Comité Español de Iluminación. (2001). Presente y futuro de la iluminación profesional con LED's. Madrid: IDAE.*
- EERSSA. (2012). "NORMAS TÉCNICAS PARA EL DISEÑO DE REDES ELÉCTRICAS URBANAS Y RURALES". LOJA.*
- FIFA. (2007). Estadios de futbol. En FIFA, Estadios de futbol.*
- IMECORSA S.A. (10 de SEPTIEMBRE de 2018). IMECORSA. Obtenido de www.imecorsa.com*
- Leon, J. A. (2007). Lighting. En J. A. Leon, Lighting. Honolulu.*
- Magnetron. (2016). Guia para el manejo del transformador tipo pedestal o caja de maniobra. 11.*
- Marrufo Gonzalez, E. C. (2010). Instalaciones Electricas Interiores. En E. C. Marrufo Gonzalez, Instalaciones Electricas Interiores. Mc Graw Hill.*
- MEER. (2011). Ministerio De Electricidad y Energía Renovable . Ecuador.*
- Moreno Jose, R. M. (2010). Reglamento de eficiencia energetica en instalaciones de alumbrado exterior. Madrid: Paraninfo S.A.*
- Muñoz, J. (2012). Uso eficiente de la energia electrica en el sector de la iluminacion publica. Loja.*
- NEC. (2013). Instalaciones electromecanicas. Quito.*
- NF C 17-10. (2011). French standar.*
- Ramirez Vasquez, J. (1989). Sistemas de iluminacion proyectos de alumbrado.*

REINOSO, E. E. (2015). Analisis y diseño comparativo entre torre autosoportada triangular de 40m de altura con montajes UV y una con montajes circulares. Cuenca.

Romero J, Q. C. (3 de Mayo de 2018). Studylib. Obtenido de <https://studylib.es/doc/4497559/cap%C3%ADtulo-2-unidades-y-conceptos-de-iluminaci%C3%B3n>

Serret Alcaide, J. (2007). Elaboracion de material para manual de luminacio. Barcelona: Universidad Politecnica de Cataluña 2007.

11. ANEXOS

En la (Tabla 58) se presenta los anexos, la forma de visualizar los archivos del presente proyecto, debido al tamaño de algunos de los archivos no pueden ser presentados en físico, estos se presentarán en formato digital.

Tabla 58. Lista de anexos

ANEXO	CONTENIDO	ARCHIVO	TIPO
1	Precios referenciales de mantenimiento de luminarias	Físico	
2	Detalle torre de iluminación	Físico	
3	Simulación del sistema de iluminación	Digital	EVO
4	Memoria técnica	Físico	
5	Mantenimiento preventivo del transformador	Físico	
6	Modelo de transformador tipo pedestal	Físico	
7	Dimensiones de los transformadores	Físico	
8	Mapa isoceraunico de Ecuador	Físico	
9	Análisis de precios unitarios (Rubros)	Físico	

Fuente: El autor

Anexo 1:

Precios referenciales de mantenimiento de luminarias

Tabla 59. Precios referenciales del mantenimiento de luminarias

CÓDIGO	ACTIVIDAD	UNIDAD	PRECIO UNITARIO
M1	Cambio de lámpara	c/u	5,88
M2	Cambio de luminaria	c/u	13,24
M3	Reparación de luminaria	c/u	
M4	Cambio de fotocontrol	c/u	4,41
M5	Cambio de equipo de control	c/u	5,88
M6	Cambio de acometida en poste y luminaria	c/u	17,65
M7	Reemplazo de reflectores en escenarios deportivos	c/u	23,53
M8	Regulación de reflectores en escenarios deportivos	c/u	17,65
M9	Reparación de equipo de control automático	c/u	23,53
M10	Limpieza de luminarias en poste	c/u	11,77

Fuente: Catalogo internet

Anexo 2:
Detalle torre de iluminación

Anexo 3:

Simulación del sistema de iluminación

Anexo 4:
Memoria técnica

MEMORIA TÉCNICO - DESCRIPTIVA

**MEMORIA TÉCNICA Y DESCRIPTIVA: MONTAJE DE UN TRANSFORMADOR TRIFÁSICO
DE 350 KVA, PARA LA UNIVERSIDAD NACIONAL DE LOJA**

PROYECTISTA : **BYRON CARPIO**

MEMORIA TÉCNICA DESCRIPTIVA

1. ANTECEDENTES

El diseño de la red de distribución eléctrica ha sido desarrollado de tipo industrial en la Ciudad Universitaria Guillermo Falconí Espinosa al sur de la ciudad en el sector La Argelia, parroquia Punzara, perteneciente al cantón Loja.

Se ha previsto la instalación de un centro de transformación para suplir las necesidades de energía eléctrica, requerida para el funcionamiento de varios equipos.

Por este motivo, se ha realizado el presente proyecto eléctrico, con la finalidad de determinar los requerimientos de energía eléctrica, tomando como base las regulaciones para la presentación de proyectos eléctricos que mantiene vigente la Empresa Eléctrica Regional del Sur S.A.

2. RED ELÉCTRICA ACTUAL

En la actualidad, existe una red trifásica que llega hacia un poste con denominación POHR11_500 (P# 141829). La red en mención presenta una configuración CO0-0B3x2/0(2), y pertenece al Alimentador Cajauma

Para los requerimientos del proyecto de iluminación del estadio de la Universidad Nacional de Loja, se hace necesaria la instalación de un transformador trifásico, cuya capacidad se determinó en el presente estudio.

3. RED ELÉCTRICA PROYECTADA.

3.1 CONSIDERACIONES GENERALES DE DISEÑO.

El diseño del centro de transformación proyectado seguirá las normas establecidas por la Empresa Eléctrica Regional del Sur (EERSSA).

Se utilizará conductor tipo ACSR con los calibres que permitan mantener los valores de caída de tensión dentro de los parámetros exigidos por la Empresa Eléctrica. Se instalara un transformador trifásico tipo padmounted de 350 KVA.

El arranque de la red trifásica se lo hará desde el poste existente P# 141829 hacia el poste proyectado P1 donde se instalaran los elementos que componen la transición aérea a subterránea que esta a 30 metros del poste existente, posteriormente hacia el transformador padmounted en su respectiva cámara que estará ubicada a 5 metros del poste proyectado P1.

3.2 ESTUDIO DE LA DEMANDA.

Una vez realizado el estudio de demanda se llegó a determinar una carga instalada de 353,24 kW, toda la demanda será alimentada por un transformador trifásico de 350 KVA, a montarse en su respectiva cámara de transformación, a ubicarse en las coordenadas que se describen en anexos, el transformador que alimentara toda la carga tendrá una relación de transformación de 13800 / 220-127 V.

Se ha determinado la demanda máxima de cada circuito aplicando el factor de demanda para cada uno de los circuitos de iluminación.

Una vez determinada la demanda máxima del tablero con su respectivo factor de coincidencia o simultaneidad, se calculó la demanda máxima total como la suma de las demandas parciales, obteniéndose un valor en kW, para obtener la demanda en kVA se aplica un factor de potencia de 0.92 y se obtuvieron los resultados que se presentan en la siguiente tabla.

Tabla 60. Estudio de la demanda del transformador

RESUMEN GENERAL		
CARGA TOTAL INSTALADA	324 980,00	W
CARGA TOTAL DIVERSIFICADA	324 980,00	W
FACTOR DE COINCIDENCIA	1	
DEMANDA TOTAL DIVERSIFICADA	324 980,00	W
FACTOR DE POTENCIA	0,92	
DEMANDA TOTAL EN KVA	353,24	KVA
TRANSFORMADOR ADOPTADO EN KVA	350,00	KVA

3.3 DERIVACIÓN TRIFÁSICA:

La derivación de la red de media tensión trifásica, se la realizará desde la red existente en el poste P# 141829, las estructuras utilizadas son las establecidas por la Empresa Eléctrica, se emplean conductores CO0-0B3x1/0(2).

3.4 POSTE:

Se utilizara un poste con denominación POHC12_500 es decir, sección circular, de hormigón armado de 12 metros, con una tensión a la rotura de 500 Kg/cm², donde se instalaran los elementos que conforman la transición aérea a subterránea.

La transición aérea a subterránea partirá desde el poste proyectado P1 donde se instalaran todos los componentes que lo conforman, mismo que se detallan en anexos.

La transición subterránea de medio voltaje que se deriven de redes aéreas incluirá:

- Estructura con dos crucetas para instalación de seccionadores tipo abierto y pararrayos; asimismo para la sujeción de aisladores con doble cruceta.
- Estructura con una cruceta para sujeción de los cables de MT.
- Kit para sujeción de los cables.
- Cable de cobre desnudo, cableado suave #2 AWG 7 hilos, para puesta a tierra.
- Pararrayos. El conductor de puesta a tierra de los pararrayos se alojará dentro del poste.
- Seccionadores tipo abierto.
- Punta terminal tipo exterior, seleccionada según el voltaje de la red y el calibre del cable mono polar de medio voltaje.
- Conector de cobre, tipo espiga u ojo, seleccionado según el calibre del cable mono polar de medio voltaje.
- Codo metálico reversible o tapón de salida múltiple, para sellar la tubería en su punto superior, seleccionada según el número y diámetro de los conductores de la transición.
- Tubería rígida de acero galvanizado con un diámetro mínimo de 4", asegurada al poste con cinta metálica y hebillas, de acero inoxidable. La tubería deberá ser aterrizada con un conector de aterrizamiento tubo-cable.
- Codo metálico rígido con curva amplia de 90°, de igual diámetro que la bajante, para unir al pozo que se instala al pie del poste. El codo no debe ser cortado y

no sobrepasará la pared terminada del pozo. Se colocará una tuerca corona en el ingreso del codo metálico al pozo para la protección contra fricción del cable. La distancia de la parte superior del pozo al codo será mínimo 30 cm.

- La puesta a tierra estará conformada por una varilla de acero recubierta de cobre de 1,80 m por 15,87 mm (5/8") de diámetro. La conexión se realizará mediante suelda exotérmica

3.5 TENSOR

Se instalarán dos tensores TATTS, uno en el poste existente P# 141829 y otro en el poste proyectado P1.

3.6 CENTRO DE TRANSFORMACIÓN.

Se utilizará un transformador de distribución de 350 KVA para un voltaje primario de 13800 V, trifásico, tipo autoprotegido (CSP), refrigerado en aceite tipo OA, de BIL 95 KV, 60 Hz, con cambiador de taps, fusible incorporado en alta tensión y en baja tensión con interruptor termomagnético, apropiado para la instalación a más de 2000 m.s.n.m.

El transformador debe cumplir con la norma NTE INEN 2 114, los valores de corriente sin carga, las pérdidas sin carga, las pérdidas con carga, las pérdidas totales y el voltaje de cortocircuito, deben estar dentro de los valores máximos permisibles por la mencionada norma.

3.7 ACOMETIDA EN BAJA TENSIÓN.

La acometida se realizará con tubería galvanizada de 4 pulgadas de diámetro, se utilizará conductor COO-0P3x500(500), partirá desde la cámara de transformación hasta el tablero que contiene el medidor, el mismo que estará ubicado en el tablero general de medición, en un sitio adecuado para el efecto, donde se permita tomar la lectura del consumo de energía por parte del personal de la EERSSA. La protección general se realizará a través de un interruptor de caja moldeada de tres polos de 1 000 A.

3.8 PROTECCIÓN Y SECCIONAMIENTO.

En el arranque poste P#141829, se instalará tres seccionadores fusible para 15 KV- 100 A, de BIL 95 KV, con un tirafusible tipo Slow Fast de 20 A, soportado en una estructura independiente de acuerdo a la caracterización de las Unidades de Propiedad, además se instalará un juego de tres pararrayos para proteger las instalaciones.

3.9 POZOS DE REVISIÓN Y CANALIZACIÓN.

Se construirán un total de 11 pozos de revisión, 6 tipo B y cinco tipo C, un pozo se construirán en la base del poste P1, los siguiente pozos se ubicara de acuerdo al plano que se presenta en anexos, a través de la canalización a realizarse en tubería PVC flexible se llegará a cada uno de los pozos, y al pozo construido cerca al TDP, donde se instalará el tablero de medición de energía.

Los pozos de revisión tipo B, C, y las zanjas para canalización serán construidos respetando las normas de la EERSSA, y las normas establecidas por la “Homologación de las Unidades de Propiedad (UP).

3.10 SISTEMA DE MEDICIÓN.

Para la medición del consumo de energía eléctrica se utilizará un medidor electrónico trifásico TC 20/5 clase 20, forma 9S, tipo ARLQ, el cual deber ser instalado por la EERSSA, y se instalará en un gabinete de acuerdo a las normas establecidas.

3.11 TABLEROS Y ALIMENTADORES PRINCIPALES.

El tablero principal será el tablero General de medición (TGM) desde el cual se distribuirá la energía proveniente del transformador de 350 KVA, hacia el tablero que se encontrará en las instalaciones del estadio de la Universidad Nacional de Loja.

El tablero estará alimentado por conductores CO0-0P3x500(500) que se alojarán en tubería PVC de 4”.

Detalles de los tableros principales pueden verse en los diagramas unifilares presentados en los planos que se encuentran en anexos.

3.12 TABLEROS Y ALIMENTADORES SECUNDARIOS.

Para la alimentación de los diferentes circuitos de baja tensión en las instalaciones, se instalara un tablero de distribución en un sitio estratégico, el cual tendrá una tensión de servicio de 220/127 V; y tienen el objeto de controlar y proteger los diferentes circuitos de distribución interna. En el tablero se instalarán las protecciones termomagnéticas necesarias.

Estos tableros serán armarios metálicos, tipo Centro de Carga para empotrar en la pared, con barras de cobre y número de polos de capacidad suficiente para satisfacer las cargas que se indican en los cuadros de tableros.

3.13 TUBERÍA.

Los conductores de las diferentes instalaciones irán protegidos dentro de tubería PVC, de diámetros adecuados al número y calibre de los conductores que transporte, debiendo utilizarse para su instalación todos los accesorios estandarizados del mismo material.

Las tuberías irán empotradas tanto en los tumbados, paredes, como en el piso según los requerimientos del proyecto.

3.14 PUESTAS A TIERRA.

La resistencia de puesta a tierra tendrá un valor máximo de 10 ohmios, de tenerse valores superiores podrá colocarse un mayor número de varillas cooperweld, mejorarse el terreno o diseñarse mallas de puesta a tierra.

Para el presente proyecto el centro de transformación requiere el diseño de una malla de puesta a tierra, los planos se lo presenta en anexos.

Los finales de circuito en baja tensión serán aterrados mediante conductor de cobre desnudo # 2 AWG - cableado, este conductor a la vez, se conectará a una varilla cooperweld de 5/8" x 1,8 metros por medio de suelda exotérmica.

3.15 CÁMARA DE TRANSFORMACIÓN

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, Los detalles de la construcción de la cámara de transformación se los presente en anexos.

4. RESUMEN DEL PROYECTO:

Conforme consideraciones de orden técnico y ajustado a las exigencias de la EERSSA, el proyecto se resume como sigue:

- Poste de hormigón POHC12_500
- Transición aérea a subterránea
- 11 pozos de revisión
- 35 metros de extensión de Derivación Trifásica M/T, CO0-0B3x1/0(2).
- 25 metros de red en B/T acometida, CO0-0P3x500(500).

- Estación de Transformación: Se instalara un transformador de 350 KVA.

5. ANEXOS MEMORIA TÉCNICA

Anexo 1 memoria técnica. Cuadro de cargas

Desc.	Circ.	Carga Total Instalada (w)	Factor de utilidad	Carga Útil (w)	Fase	Voltaje (V)	Corriente Normal (Amp x Fase)	Protección Breakers) (A/P)	Cond.
TORRE 1	1	8 000	1	8 000	A - B	220	36,36	40A/2P	8
	2	8 000	1	8 000	A - B	220	36,36	40A/2P	8
	3	8 000	1	8 000	A - B	220	36,36	40A/2P	8
	4	8 000	1	8 000	A - B	220	36,36	40A/2P	8
	5	8 000	1	8 000	A - B	220	36,36	40A/2P	8
	6	8 000	1	8 000	A - B	220	36,36	40A/2P	8
	7	8 000	1	8 000	A - B	220	36,36	40A/2P	8
	8	8 000	1	8 000	A - B	220	36,3636	40A/2P	8
	9	8 000	1	8 000	A - B	220	36,36	40A/2P	8
	10	8 000	1	8 000	A - B	220	36,3636	40A/2P	8
TOTAL		80 000		80 000			363,64		400

Desc.	Cir.	Carga Total Instalada (w)	Factor de utilidad	Carga Util (w)	Fase	Voltaje (V)	Corriente Normal (Amp x Fase)	Protección Breakers) (A/P)	Cond.
TORRE 2	1	8 000	1	8 000	A - B	220	36,36	40A/2P	8
	2	8 000	1	8 000	A - B	220	36,36	40A/2P	8
	3	8 000	1	8 000	A - B	220	36,36	40A/2P	8
	4	8 000	1	8 000	A - C	220	36,36	40A/2P	8
	5	8 000	1	8 000	A - C	220	36,36	40A/2P	8
	6	8 000	1	8 000	A - C	220	36,36	40A/2P	8
	7	8 000	1	8 000	B - C	220	36,36	40A/2P	8
	8	8 000	1	8 000	B - C	220	36,3636	40A/2P	8
	9	8 000	1	8 000	B - C	220	36,36	40A/2P	8
	10	8 000	1	8 000	B - C	220	36,3636	40A/2P	8
TOTAL		80 000		80 000			363,64		

Desc.	Circ.	Carga Total Instalada (w)	Factor de utilidad	Carga Útil (w)	Fase	Voltaje (V)	Corriente Normal (Amp x Fase)	Protección Breakers) (A/P)	Con d.
TORRE 3	1	8 000	1	8 000	A - C	220	36,36	40A/2P	8
	2	8 000	1	8 000	A - C	220	36,36	40A/2P	8
	3	8 000	1	8 000	A - C	220	36,36	40A/2P	8
	4	8 000	1	8 000	A - C	220	36,36	40A/2P	8
	5	8 000	1	8 000	A - C	220	36,36	40A/2P	8
	6	8 000	1	8 000	A - C	220	36,36	40A/2P	8
	7	8 000	1	8 000	A - C	220	36,36	40A/2P	8
	8	8 000	1	8 000	A - C	220	36,3636	40A/2P	8
	9	8 000	1	8 000	A - C	220	36,36	40A/2P	8
	10	8 000	1	8 000	A - C	220	36,3636	40A/2P	8
TOTAL		80 000		80 000			363,64		

Desc.	Circ.	Carga Total Instalada (w)	Factor de utilidad	Carga Útil (w)	Fase	Voltaje (V)	Corriente Normal (Amp x Fase)	Protección Breakers) (A/P)	Cond.
TORRE 4	1	8 000	1	8 000	B - C	220	36,36	40A/2P	8
	2	8 000	1	8 000	B - C	220	36,36	40A/2P	8
	3	8 000	1	8 000	B - C	220	36,36	40A/2P	8
	4	8 000	1	8 000	B - C	220	36,36	40A/2P	8
	5	8 000	1	8 000	B - C	220	36,36	40A/2P	8
	6	8 000	1	8 000	B - C	220	36,36	40A/2P	8
	7	8 000	1	8 000	B - C	220	36,36	40A/2P	8
	8	8 000	1	8 000	B - C	220	36,36	40A/2P	8
	9	8 000	1	8 000	B - C	220	36,36	40A/2P	8
	10	8 000	1	8 000	B - C	220	36,36	40A/2P	8
TOTAL		80 000		80 000			363,64		

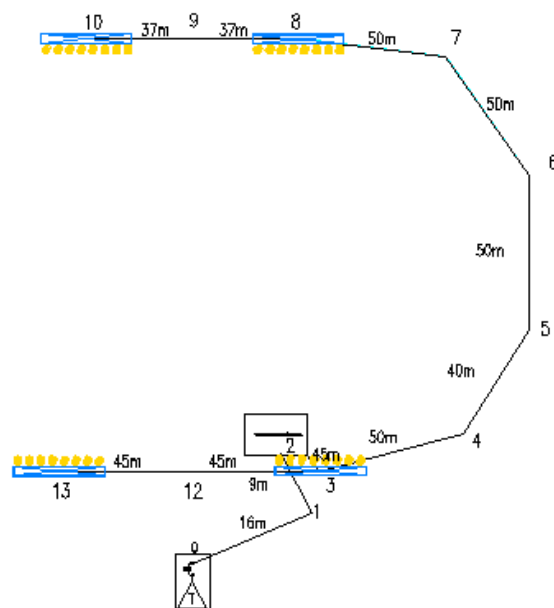
Desc.	Circ.	Carga Total Instalada (w)	Factor de utilidad	Carga Útil (w)	Fase	Voltaje (V)	Corriente Normal (Amp x Fase)	Protección Breakers) (A/P)	Cond.
PASILLOS	1	1 615	1	1 615	B - C	220	7,34	10A/2P	14
	2	1 615	1	1 615	B - C	220	7,34	10A/2P	14
	3	900	1	900	B - C	220	4	5A/2P	14
	4	680	1	680	B - C	220	3,09	5A/2P	14
TOTAL		4 810		4 810			21,77		

Anexo 2 memoria técnica. Cómputos de caída de tensión

ALIMENTADOR PRIMARIO Cajanuma		PROYECTO DE ELECTRIFICACIÓN CÓMPUTO DE CAÍDA DE VOLTAJE REDES PRIMARIAS			ANEXO: HOJA:			
PROVINCIA: Loja	CANTÓN: Loja	PARROQUIA: Sucre	BARRIO: Argelia	FECHA: 8/03/2019				
LONGITUD TOTAL: VOLTAJE NOMINAL: NÚMERO DE FASES:	0.035 km 13.8 kV 3F4C	NUMERO DE CLIENTES: No SECCIÓN SICAP: DV DE ARRANQUE: 0,54	PROYECTISTA: RESPONSABLE: REVISO:					
ESQUEMA:								
TRAMOS	LONGITUD (km)	CARGA kVA	Nº FASE/ Nº COND.	CALIBRE AWG	FDV kVAxkm	MP. kVAxKm	DV% PARCIAL	DV ACUMULADO %
A	B	C	D	E	F	G=BxC	H=G/F	Í
0-1	0.03	353,24	3F4C	1/0	2379	10,6272	0,00467	0,009867
1-2	0.005	353,24	3F4C	1/0	2379	1,7662	0,00074	0,0106
NOTAS:							DV MÁXIMO: 1.06 [%]	

ALIMENTADOR PRIMARIO	PROYECTO DE ELECTRIFICACIÓN CÓMPUTO DE CAÍDA DE VOLTAJE REDES SECUNDARIAS			ANEXO: HOJA:
PROVINCIA: Loja	CANTÓN: Loja	PARROQUIA: Sucre	BARRIO: Argelia	FECHA: 08/03/2019
LONGITUD TOTAL: VOLTAJE NOMINAL: NÚMERO DE FASES:	0.3435 km 220 kV 3F4C	NUMERO DE CLIENTES: No SECCIÓN SICAP: DV DE ARRANQUE:	PROYECTISTA: RESPONSABLE: REVISO:	

ESQUEMA:



TRAMOS	LONGITUD (km)	CARGA kVA	N° FASE/ N° COND.	CALIBRE AWG	FDV kVAxkm	MP. kVAxkm	DV% PARCIAL	DV % ACUMULADO
A	B	C	D	E	F	G=BxC	H=G/F	Í
0-1	0,016	353,24	3F4C	500	2889	5,65184	0,001956331	0,001956331
1-2	0,009	353,24	3F4C	500	2889	3,17916	0,001100436	0,003056767
2-3	0,0045	80	3F4C	250	2485	0,36	0,000144869	0,003201636
3-4	0,05	80	3F4C	250	2485	4	0,001609658	0,004811294
4-5	0,04	80	3F4C	250	2485	3,2	0,001287726	0,006099021
5-6	0,05	80	3F4C	250	2485	4	0,001609658	0,007708679
6-7	0,05	80	3F4C	250	2485	4	0,001609658	0,009318336
7-8	0,05	80	3F4C	250	2485	4	0,001609658	0,010927994
8-9	0,037	80	3F4C	250	2485	2,96	0,001191147	0,012119141
9-10	0,037	80	3F4C	250	2485	2,96	0,001191147	0,013310288
NOTAS:							DV MÁXIMO:	
							1.33 [%]	

Anexo 3 memoria técnica:

Detalles constructivos

Anexo 5:

Mantenimiento preventivo del transformador

Tabla 61. Mantenimiento preventivo del transformador

Piezas a inspeccionar	Periodicidad	Observación
Termómetros	Una vez al año	
Accesorios con contactos de alarma y/o disparo	Una vez al año	Verifique las condiciones de operación de los contactos
Resistencia de aislamiento de los devanados	Una vez al año	Registrar los datos para un buen seguimiento
Medición de los terminales B.T.	Una vez al año	Registrar los datos para un buen seguimiento
Rigidez aceite dieléctrico	Una vez al año	
Accesorios externos	Cada 6 meses	Condiciones físicas

Fuente: (Magnetron, 2016)

Tabla 62. Torques de apriete

Accesorio	Torque (Nm)
Cambiador de derivaciones	10,8
Buje A.T.	24,4
Buje B.T.	31,2
Seccionador	20,3

Fuente: (Magnetron, 2016)

Anexo 6:

Modelo de transformador tipo pedestal

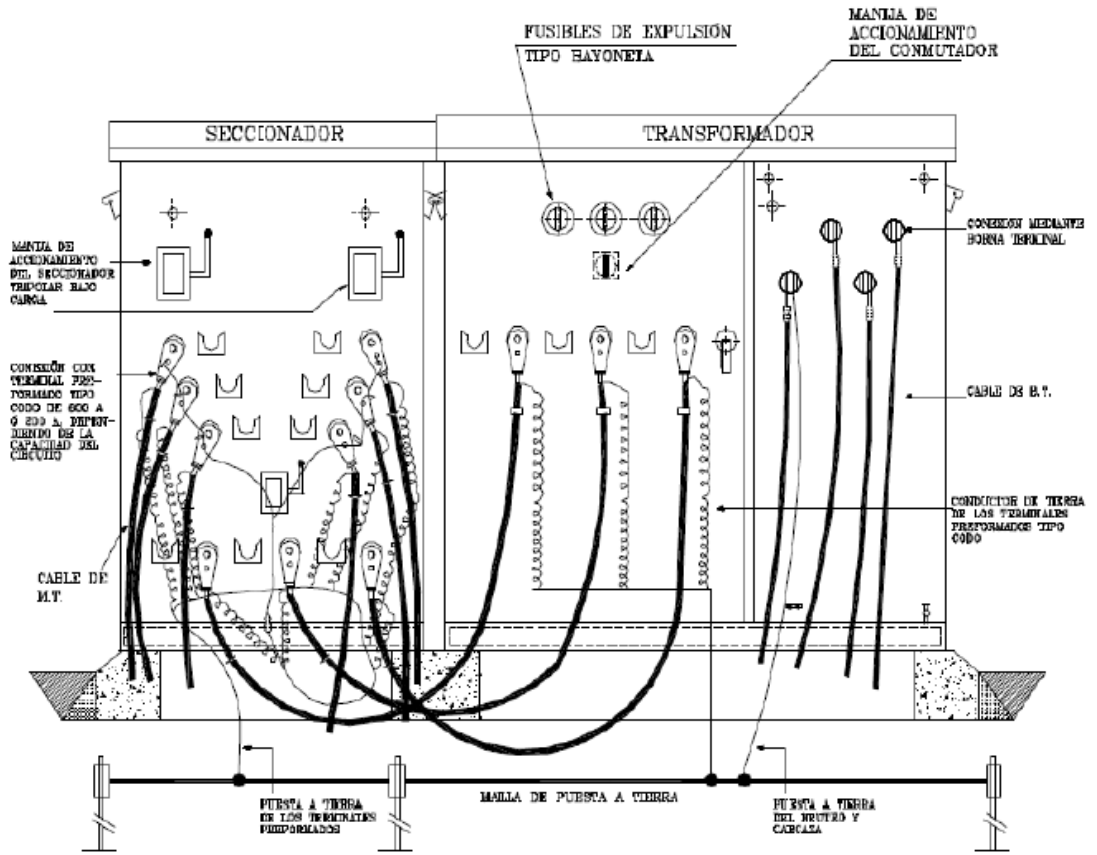


Figura 58. Transformador tipo pedestal

Fuente: (Magnetron, 2016)

Anexo 7:

Dimensiones de los transformadores INATRA

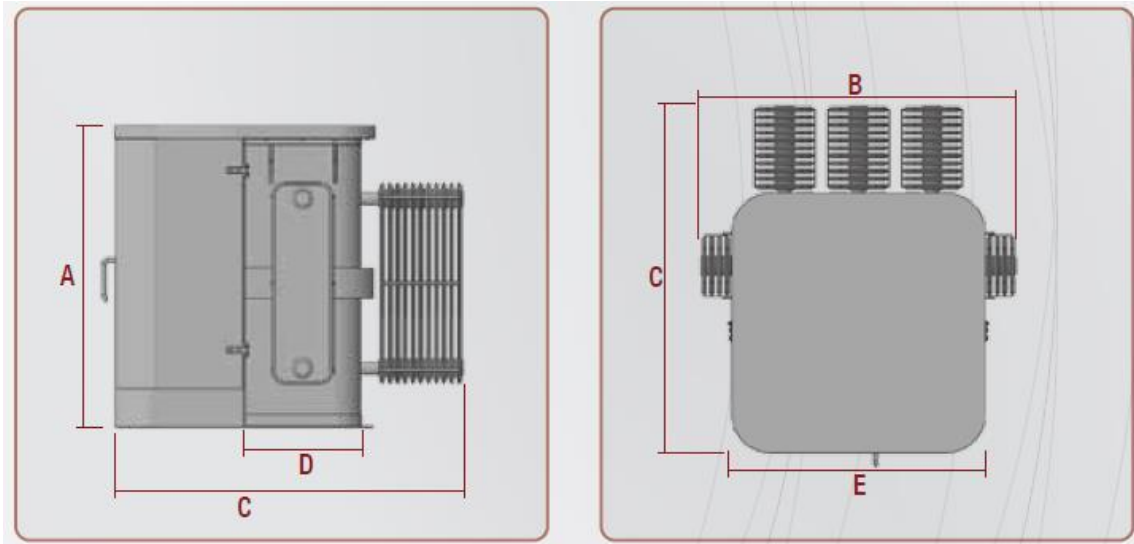


Figura 59. Vista lateral y superior de transformador INATRA

Fuente: Catalogo INATRA

Tabla 63. Dimensiones de transformadores INATRA

VOLTAJE ALTA TENSION: 6000V HASTA 13800V BIL: 95KV-110KV VOLTAJE BAJA TENSION: 208V HASTA 480V BIL: 30KV TIPO: RADIAL								VOLTAJE ALTA TENSION: 6000V HASTA 13800V BIL: 95KV-110KV VOLTAJE BAJA TENSION: 208V HASTA 480V BIL: 30KV TIPO: MALLA							
KVA CONTINUOS A.T. 65 ° C	DIMENSIONES EN MILÍMETROS					PESO TOTAL KG	ACEITE EN LITROS	KVA CONTINUOS A.T. 65 ° C	DIMENSIONES EN MILÍMETROS					PESO TOTAL KG	ACEITE EN LITROS
	A	B	C	D	E				A	B	C	D	E		
30	1150	900	950	450	900	630	330	30	1150	1400	950	450	1400	780	435
50	1150	900	950	450	900	686	350	50	1150	1400	950	450	1400	860	455
75	1150	900	950	450	900	720	400	75	1150	1400	950	450	1400	900	520
100	1150	900	950	450	900	750	440	100	1150	1400	950	450	1400	938	572
125	1150	900	1000	500	900	772	470	125	1150	1400	1000	500	1400	965	605
150	1150	900	1000	500	900	860	485	150	1150	1400	1000	500	1400	1075	615
200	1150	1400	1140	640	1400	1040	510	200	1150	1400	1140	640	1400	1300	640
250	1150	1400	1150	650	1400	1100	595	250	1150	1400	1150	650	1400	1375	704
300	1150	1400	1360	860	1400	1360	675	300	1150	1400	1360	860	1400	1700	800
400	1150	1500	1410	910	1400	1685	760	400	1150	1500	1470	970	1400	1940	910
500	1150	1500	1930	1430	1400	1780	890	500	1150	1500	1930	1430	1400	2065	1055

Fuente: Catalogo INATRA

Anexo 8:
Mapa isoceraunico de Ecuador

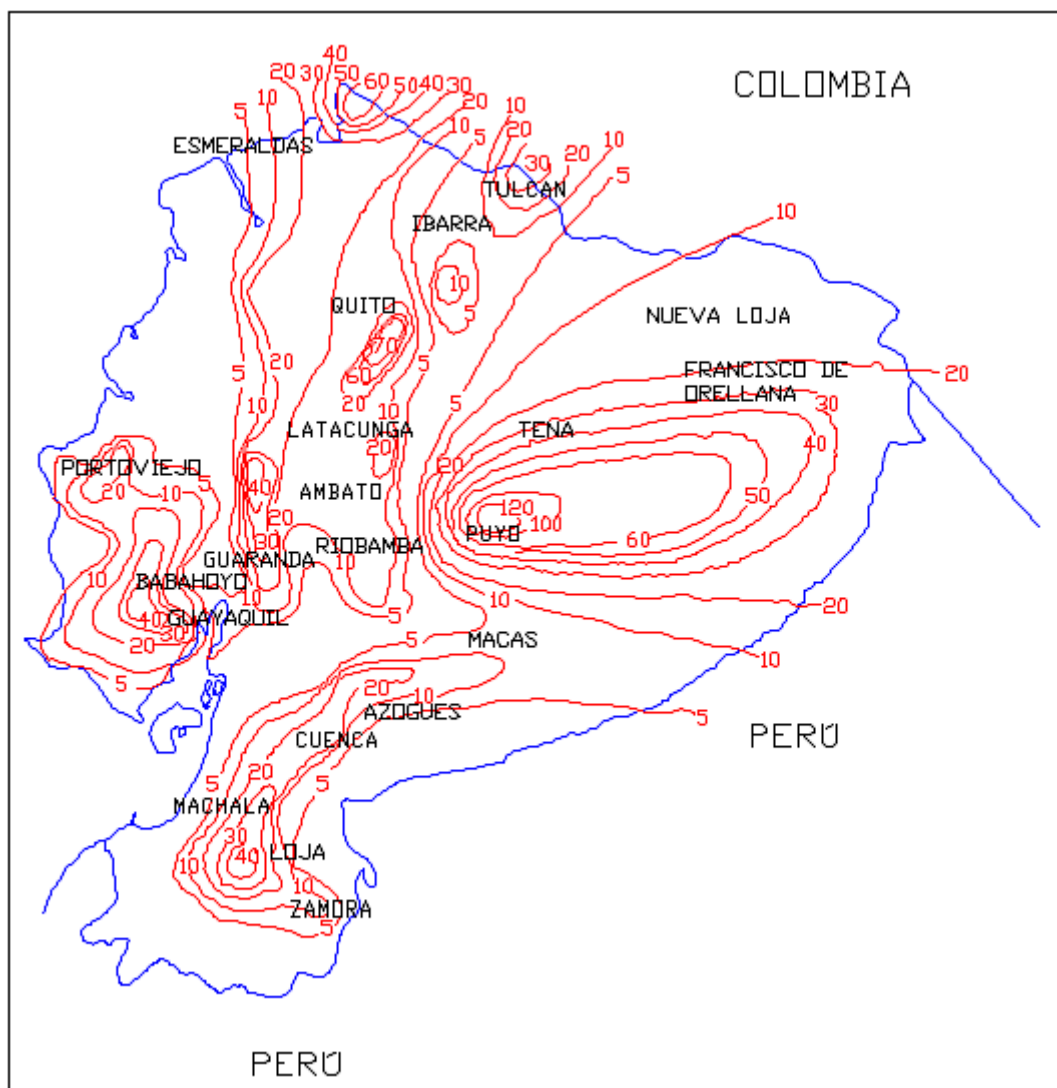


Figura 60. Mapa isoceraunico del Ecuador

Fuente: INAMHI

Anexo 9:
Análisis de precios unitarios

LUMINARIAS Y TORRES					
ÍTEM	DESCRIPCIÓN	UNIDAD	CANTIDAD	PRECIO UNITARIO	COSTO
1	Torre	u	4	8 000	32 000
2	Luminaria	u	160	879,05	140 648
SUBTOTAL					172 648

Fuente: El autor

TRANSICIÓN DE RED AÉREA A SUBTERRÁNEA					
ÍTEM	DESCRIPCIÓN	UNIDAD	CANTIDAD	PRECIO UNITARIO	COSTO
1	Cruceta Acero Galvanizado, Perfil "L" 75 X 75 X 6 X 1200 mm	u	2	17	34
2	Perno "U" Acero Galvanizado, con 2 Tuerca, Arandelas: 2 Planas y 2 Presión de 16 X 150 mm (5/8" X 6"), Ancho dentro	u	1	7	7
3	Pie Amigo de Acero Galvanizado, Perfil "L" 38 X 38 X 6 X 711 mm (1 1/2 X 1/4 X 28")	u	3	8,32	24,96
4	Perno Máquina Acero Galvanizado, Tuerca, Arandela Plana Y Presión, 16 X 38 mm (5/8 X 1,5")	u	3	0,9	2,7
5	Perno espárrago o de rosca corrida de acero galvanizado, 16 mm (5/8") de diámetro x 300 mm (12") de long., con 4 tuercas, 2 arandelas planas y 2 de presión	u	2	5	10
6	Perno ojo de acero galvanizado, 16 mm (5/8") de diámetro x 245 mm (10") de longitud, con 4 tuercas, 2 arandelas planas y 2 de presión	u	1	5,22	5,22
7	Seccionador Fusible Unipolar, Tipo Abierto 15 KV – 100	u	1	75	75
8	Aislador de suspensión, porcelana, clase ANSI 52-1	u	1	6,46	6,46

9	Tirafusible cabeza removible tipo k 4ª	u	1	3,2	3,2
10	Pararrayos Clase Distribución Polimérico, Óxido Metálico, 10 kV, con desconectador	u	1	76,25	76,25
11	Cable unipolar de Cu, Aislado 15 kV, XLPE, 2 AWG, 19 hilos, 100% #2	m	10	6,75	67,5
12	Terminal de medio voltaje para exteriores con aislamiento 15 kV (juego 3 und)	u	1	110	110
13	Cable de Cu, cableado aislado 600 V, TW, 10 AWG	m	3	1,5	4,5
14	Conector tipo estribo para derivación, aleación Cu-Sn	u	1	3,5	3,5
15	Grapa terminal apernada tipo pistola de aleación de Al	u	1	12	12
16	Grapa de aleación de Al (tipo perico), Derivación para línea en caliente, Rango 4 - 2/0	u	1	11,79	11,79
17	Reversible EMT 110 mm	u	1	25	25
18	Tubo Rígido de acero galvanizado 110mm - 6 metros	u	1	60	60
19	Fleje de acero inoxidable, 0,76mm de espesor x 19,05mm de ancho + Hebilla	m	3	0,8	2,4
20	Codo de acero galvanizado inoxidable de 110mm curva amplia de 90 grados.	u	1	5	5
21	Unión para Tubo Rígido Conduit de acero galvanizado 110mm	u	1	4	4
22	Abrazadera acero galvanizado, pletina, 3 pernos, 38 X 4 X 140 - 160 mm (1 1/2 X 11/64 X 5 1/2 - 6 1/2")	u	2	9,26	18,52
23	Accesorio de sujeción para terminal	u	1	35	35
SUBTOTAL					604

Fuente: El autor

PUESTA A TIERRA EN TRANSICIÓN AÉREA SUBTERRÁNEA

ÍTEM	DESCRIPCIÓN	UNIDAD	CANTIDAD	PRECIO UNITARIO	COSTO
1	Cable de Cu, Desnudo, Cableado Suave, # 2 AWG, 19 hilos	m	10	4,5	45
2	Varilla para puesta a tierra , Acero con Recubrimiento de Cu, 16 X 1 800 mm (5/8 X 71")	u	6	7,85	47,1
3	Suelda Exotérmica 35mm (2 AWG) 90	u	6	12	72
4	Conector aleación de Cu-Sn, de compresión tipo "H", Principal 2 - 4/0 AWG, DERIVADO 2 - 4/0 AWG	u	2	3,7	7,4
SUBTOTAL					171,5

Fuente: El autor

POZOS PARA REDES SUBTERRÁNEAS TIPO C

ÍTEM	DESCRIPCIÓN	UNIDAD	CANTIDAD	PRECIO UNITARIO	COSTO
1	Mampostería de ladrillo con enlucido	m2	35	7,7	269,8
3	Soporte para cables	u	24	3,85	92,4
4	Tapón ciego para ductos libres	u	24	0,25	6
5	Tapón para ductos con cables	u	24	0,25	6
6	Tapa para pozos de hormigón armado con losa de 70mm de espesor con marco y brocal metálico galvanizado espesor de 4mm y 50mm de base x 75mm de alto ,abertura de 110° de 700mm x 700mm interior y 755mm x 755mm exterior	u	6	40	240
7	Material filtrante para piso de pozo (grava)	m3	0,12	13,2	1,584
SUBTOTAL					642,8

Fuente: El autor

POZOS PARA REDES SUBTERRÁNEAS TIPO B					
MATERIALES					
ÍTEM	DESCRIPCIÓN	UNIDAD	CANTIDAD	PRECIO UNITARIO	COSTO
1	Mampostería de ladrillo con enlucido	m2	22,08	7,7	170
2	Hormigón para piso y soporte de tapa 180kg/cm2	m3	0,334	85	28,39
3	Soporte para cables	u	24	3,85	92,4
4	Tapón ciego para ductos libres	u	24	0,25	6
5	Tapón para ductos con cables	u	24	0,25	6
6	Tapa para pozos de hormigón armado con losa de 70mm de espesor con marco y brocal metálico galvanizado espesor de 4mm y 50mm de base x 75mm de alto, abertura de 110°.	u	6	40	240
7	Material filtrante para piso de pozo (grava)	m3	0,108	13,2	1,4256
SUBTOTAL					544,21

Fuente: El autor

TRANSFORMADOR					
ÍTEM	DESCRIPCIÓN	UNIDAD	CANTIDAD	PRECIO UNITARIO	COSTO TOTAL
1	TRANSFORMADOR 3 FASE RADIAL/MALLA-240/120 V DE 350KVA	u	1	10 000	10 000
2	CONDUCTOR DE AL. CABLEADO, DESNUDO. AWG # 1/0 AWG	m	30	2,06	61,8
3	CONDUCTOR DE COBRE 250	m	40	2,5	100
4	CONECTOR RANURA PARALELA # 2/0 AWG AL – AL	u	4	3	12
5	V/RET.PREF.ACSR-5005.DG	u	1	2	2
6	CINTA DE ARMAR, SUAVE	m	100	0,23	23
SUBTOTAL					10198,8

Fuente: El autor

PUESTA A TIERRA TRANSFORMADOR

ÍTEM	DESCRIPCIÓN	UNIDAD	CANTIDAD	PRECIO UNITARIO	COSTO
1	Cable de Cu, Desnudo, Cableado Suave, 2/0 AWG, 19 hilos	m	32	8	256
2	Varilla para puesta a tierra, Acero con Recubrimiento de Cu, 16 X 1 800 mm (5/8 X 71")	u	4	7,85	31,14
3	Suelda Exotérmica 35mm (2/0 AWG) 90	u	4	12	48
4	Terminal aleación de Cu, de compresión tipo ojo, calibre 2/0 AWG	u	4	2,25	9
SUBTOTAL					344,14

Fuente: El autor

PARARRAYOS

ÍTEM	DESCRIPCIÓN	UNIDAD	CANTIDAD	PRECIO UNITARIO	COSTO
				(USD)	(USD)
1	Puntas Pulsar 45 INOX X2m Helita # IMH 4512	u	4	234	936
2	Mástil de 35mmX2M Helita # HRI 3502	u	4	15,5	62
3	Trípode Helita # TSH 4525	u	4	21,3	85,2
4	Tarugos de expansión de ½"	u	12	0,12	1,44
5	Tornillos de 1/2"X2" galvanizados	u	12	0,05	0,6
6	Arandelas planas de 1/2" galvanizadas	u	12	0,02	0,24
7	Roldanas de presión de ½" galvanizadas	u	12	0,02	0,24
8	Fleje de 30X2 mm Helita # cpc 2712	m	100	0,85	85
9	Coplas múltiples de cobre Helita # BRX 3780	u	16	3,18	50,88
10	Ruberalu Helita # HBR 2717	u	80	0,1	8
11	Lañas Helita # HCM 2704	u	720	0,17	122,4
12	Tarugos de plomo Helita # HCC 2696	u	720	0,04	28,8
13	Abrazaderas Helita # HCI 2419	u	16	0,45	7,2
14	Juntas de control # Helita JCH 2708	u	8	4,13	33,04
15	Protectores planos Helita # TPH 2705	u	8	4,13	33,04
16	Ganchos Helita # HTP 2782	u	24	0,55	13,2
17	Cajas para conexión equipotencial Helita # BLH 2707	u	8	8,77	70,16
18	Patas de pato Helita # RPO 2840	u	8	6,3	50,4
19	Varillas de tierra cooperweld de 5/8"X8'	u	24	0,65	15,6
20	Mordazas Helita # CRH 4020	u	24	2	48
21	Soldaduras cadweld variedad	u	24	2,86	68,64
22	Cable de cobre sin forro No. 1/0	m	360	2,43	486
SUBTOTAL					2 594,88

Fuente: El autor

TABLERO DE DISTRIBUCIÓN					
ÍTEM	DESCRIPCIÓN	UNIDAD	CANTIDAD	PRECIO UNITARIO	COSTO
1	Tablero metálico para alojamiento de barras BT e interruptores termomagnéticos en caja moldeada (1200x600x400)	u	5	327,3	1636,5
2	Interruptor termomagnético SIEMENS B240 3 polos 600 V. 400 Amp.	u	1	3646,6	14586
3	Interruptor termomagnético SIEMENS 3WL11162EB341AA2 3 polos 600 V. 40 Amp.	u	1	238,7	9548
4	Barraje preformado para baja tensión 60x10 mm	u	3	51,35	154,05
5	Barraje preformado para baja tensión 100x10 mm.	u	1	21,39	21,39
6	Barraje preformado para baja tensión 50x5 mm	u	1	85,59	85,59
7	Barraje preformado para baja tensión 25x5 mm	u	2	10,69	33,38
8	Barraje preformado para baja tensión 20x10 mm	u	1	17,12	17,12
9	Barraje preformado para baja tensión 15x3 mm	u	1	3,85	3,85
10	Contactador Schneider LC1D32P7	u	4	51,89	207,56
11	Botonera	u	4	18,66	149,28
SUBTOTAL					26442,72

Fuente: El autor

CÁMARA ELÉCTRICA					
ÍTEM	DESCRIPCIÓN	UNIDAD	CANTIDAD	PRECIO UNITARIO	COSTO
1	Hormigón armado de 240 Kg/cm ² (losa fija)	m ³	5,16	96,00	495,36
2	Hormigón armado de 180 Kg/cm ² (pisos)	m ³	3,87	85,00	328,95
3	Impermeabilizador para hormigón /Plastocrete DM	kg	20,00	1,43	28,6
4	Hormigón armado de 210 Kg/cm ² para base del transformador y canal de recolección de aceite	m ³	2,80	90,00	252,00
5	Malla electrosoldada 10mm @ 100 mm (piso) - Piso: 25,8m ²	m ²	25,8	10,58	272,96
6	Malla electrosoldada 12mm @ 100 mm (losa fija) - Losa fija: 31,2m ²	m ²	31,2	15,00	468
7	Bandeja galvanizada apaga fuegos	u	1,000	200,00	200,00
SUBTOTAL					2045,87

Fuente: El autor

TUBERÍA					
ÍTEM	DESCRIPCIÓN	UNIDAD	CANTIDAD	PRECIO UNITARIO	COSTO
1	Tubería Galvanizada de 4"	m	8	11,60	92,8
2	Tubería Galvanizada de 3 1/2"	m	51	9,16	467,16
3	Tubería Galvanizada de 3"	m	195	8,00	1 560
4	Tubería Galvanizada de 2 1/2"	m	165	6,50	1 040
SUBTOTAL					3159,96

Fuente: El autor