

Impacto técnico y económico por parte de un operador de red debido a la subterranización de redes eléctricas en los niveles de tensión III, II y I establecido por los planes de ordenamiento territorial (POT)

Ray Hayder Rosales Delgado, Javier Ignacio López Maestre

Monografía presentada como requisito para optar al título de Especialista en Sistemas de Distribución de Energía Eléctrica

Director:

Jaime Galindo Cárdenas

MSc. en Potencia Eléctrica

Universidad Industrial de Santander

Facultad de Ingenierías Físico-Mecánicas

Escuela de Ingenierías Eléctrica, Electrónica y de Telecomunicaciones

Especialización en Sistemas de Distribución de Energía Eléctrica

Bucaramanga

2019

Contenido

	Pág.
Introducción	13
1. Antecedentes y Estado del Arte	15
1.1 Estado del arte de planes de ordenamiento territorial	15
1.2 Normatividad y normas técnicas	25
2. Implicaciones Técnicas	26
2.1 Aspectos técnicos de obra civil	26
2.2 Aspectos técnicos de obra eléctrica	39
2.3 Propuesta y consideraciones de construcción	50
3. Caracterización económica de redes eléctricas	54
3.1 Costo de inversión para redes subterráneas	55
3.1.1 Inversión de obra civil y obra eléctrica en redes de nivel de tensión III.	55
3.1.2 Inversión de obra civil y obra eléctrica en redes de nivel de tensión II.	55
3.1.3 Inversión de obra civil y obra eléctrica en redes de nivel de tensión I.	56
3.1.4 Inversión de obra civil y obra eléctrica en acometidas.	56
3.1.5 Inversión de obra civil y obra eléctrica en redes de alumbrado público.	57
3.1.6 Inversión de obra civil y obra eléctrica en redes de alumbrado público	59
3.2 Otras consideraciones por la subterranización de redes	60
3.2.1 Otros impactos por la subterranización de redes.	60

3.2.2 DNA – Demanda No Atendida.	60
3.2.3 No reconocimiento de activos fijos actuales (redes aéreas) según resol CREG 015 de 2018.	60
3.2.4 Telemáticos.	61
3.2.5 Acometida.	61
3.2.6 Impacto en la movilidad.....	61
3.2.7 Impacto tarifario.....	62
3.3 Costo de inversión para redes aéreas	62
3.3.1 Redes aéreas de nivel de tensión III.....	63
3.3.2 Redes aéreas de nivel de tensión II.	63
4. Reconocimiento en unidades constructivas en redes subterráneas y aéreas	63
4.1 Unidades Constructivas en redes subterráneas	64
4.2 Unidades Constructivas en redes aéreas	66
5. Comparación económica y remunerativa.....	68
5.1 Comparativo UC vs CAPEX redes subterráneas	68
5.2 Comparativo UC vs CAPEX redes aéreas	71
5.3 Comparativo UC vs CAPEX redes aéreas	72
6. Implicaciones positivas y negativas por la subterraneanización de redes	73
6.1 Impactos positivos	74
6.2 Impactos positivos	74
7. Conclusiones	78
8. Recomendaciones	80
Referencias Bibliográficas	81

Lista de Figuras

	Pág.
Figura 1. Infraestructura eléctrica soterrada – Canadá.	23
Figura 2. Configuración ducteria en zanja de obra civil.	27
Figura 3. Corte vertical de obras civil y obras eléctricas dependiendo del terreno.	28
Figura 4. Corte vertical Caja de inspección sencilla de media tensión.....	30
Figura 5. Vista Isométrica Caja de inspección sencilla de media tensión.	31
Figura 6. Corte vertical de Caja de inspección doble de media tensión.	32
Figura 7. Vista Isométrica Caja de inspección doble de media tensión.....	33
Figura 8. Corte vertical de Caja de inspección tipo vehicular de media tensión.	34
Figura 9. Vista Isométrica Caja de inspección tipo vehicular de media tensión.	35
Figura 10. Vista Isométrica Caja de inspección sencilla de baja tensión.	37
Figura 11. Corte vertical Caja de inspección sencilla de baja tensión.....	38
Figura 12. Características conductor XLPE de Aluminio.	40
Figura 13. Sección transversal conductor XLPE de Aluminio.	41
Figura 14. Conductor XLPE de Aluminio.	42
Figura 15. Conductor 1/0 AWG S8000 THHD/THWN.	42
Figura 16. Conductor 4 AWG S8000 THHD/THWN.	43
Figura 17. Transformador de distribución sumergibles.....	44
Figura 18. Codos de conexión sumergibles.	45

Figura 19. Codos de conexión sumergibles.	46
Figura 20. Elementos y equipos de conexión eléctrica subterráneos.....	46
Figura 21. Conexión de derivación de conexión eléctrica subterráneos.....	47
Figura 22. Codo de Conexión de aterrizado a tierra.	48
Figura 23. Codo de derivación tipo T.	49
Figura 24. Obras civiles necesarias para soterrar las redes eléctricas.....	76

Lista de Tablas

	Pág.
Tabla 1. Resumen regulatorio sobre el soterramiento de redes eléctricas	16
Tabla 2. Tipo de cajas de inspección de media tensión y su uso	36
Tabla 3. Tipo de cajas de inspección de baja tensión y su uso	38
Tabla 4. Costos de inversión para acometidas	56
Tabla 5. Marco normativo que regula el servicio de alumbrado público	58
Tabla 6. Caracterización redes subterráneas de costos Nivel III según UCs – CREG 015 de 2018.....	64
Tabla 7: Caracterización redes subterráneas de costos Nivel II según UCs – CREG 015 de 2018.....	65
Tabla 8: Caracterización redes subterráneas de costos Nivel I según UCs – CREG 015 de 2018.....	65
Tabla 9: Caracterización redes aéreas de costos Nivel III según UCs – CREG 015 de 2018	66
Tabla 10: Caracterización redes aéreas de costos Nivel II según UCs – CREG 015 de 2018.....	67
Tabla 11. Comparativo según CREG vs CAPEX Nivel III según UCs – CREG 015 de 2018	68
Tabla 12. Comparativo según CREG vs CAPEX Nivel II según UCs – CREG 015 de 2018	69
Tabla 13: Comparativo según CREG vs CAPEX Nivel I según UCs – CREG 015 de 2018.....	70
Tabla 14: Comparativo según CREG vs CAPEX Transformadores según UCs – CREG 015 de 2018.....	71

Tabla 15: Comparativo según CREG vs CAPEX Redes aéreas según UCs – CREG 015 de 2018.....	71
Tabla 16: Comparativo Redes Subterráneas con aéreas según UCs – CREG 015 de 2018	72
Tabla 17: Comparativo Redes Subterráneas con aéreas según valoración CAPEX.....	73

Resumen

TÍTULO: IMPACTO TÉCNICO Y ECONÓMICO POR PARTE DE UN OPERADOR DE RED DEBIDO A LA SUBTERRANIZACIÓN DE REDES ELÉCTRICAS EN LOS NIVELES DE TENSIÓN III, II Y I ESTABLECIDO POR LOS PLANES DE ORDENAMIENTO TERRITORIAL (POT)*.

AUTORES: ING. RAY HAYDER ROSALES DELGADO
ING. JAVIER IGNACIO LOPEZ MAESTRE**

PALABRAS CLAVE: Subterranización de redes eléctricas, Unidades Constructivas, Metodología de remuneración CREG 015 de 2018, especificaciones técnicas de redes subterráneas, CAPEX, normatividad, regulación.

DESCRIPCIÓN:

Debido a las obligaciones, exigencias o lineamientos estructurales respecto al tema de subterranización de las redes, definidos en los planes de ordenamiento territoriales – POT, esquemas de ordenamiento territorial – EOT u otro medio, los entes gubernamentales incentivan el mejoramiento y embellecimiento del espacio público, adicionalmente determinar mejoras en aspectos urbanísticos de la ciudad. Por tal razón, se realiza un análisis técnico y económico considerando las redes eléctricas de nivel de tensión III, II, I y redes de telecomunicaciones soterradas, según experiencia en construcción y metodología de remuneración definida en la resolución CREG 015 de 2018, mediante la valoración en unidades constructivas. El anterior estudio se realiza con el fin de comprar y determinar los impactos positivos y negativos que perciben los operadores de red los cuales son los que administran, operaran y mantienen estos activos y los usuarios finales que poseen el servicio de energía, ratificando la inviabilidad de la subterranización generalizada de redes.

* Monografía

** Facultad de Ingenierías Físico-Mecánicas. Escuela de Ingenierías Eléctrica, Electrónica y Telecomunicaciones. Especialización en Sistema de Distribución de Energía Eléctrica. Director: Jaime Galindo Cárdenas

Abstract

TITLE: TECHNICAL AND ECONOMIC IMPACT BY A NETWORK OPERATOR DUE TO THE SUBTERRANIZATION OF ELECTRICAL NETWORKS AT VOLTAGE LEVELS III, II AND I ESTABLISHED BY THE TERRITORIAL PLANNING PLANS (POT).*

AUTHORS: ING. RAY HAYDER ROSALES DELGADO
ING. JAVIER IGNACIO LOPEZ MAESTRE**

KEYWORDS: Subterraneanization of electrical networks, Constructive Units, remuneration methodology CREG 015 of 2018, technical specifications of underground networks, CAPEX, regulations, regulation.

DESCRIPCIÓN:

Due to the obligations, requirements or structural guidelines regarding the issue of underground networks, defined in the territorial planning plans - POT, territorial planning schemes - EOT or other means, government entities encourage the improvement and beautification of public space, additionally determine improvements in urban aspects of the city. For this reason, a technical and economic analysis is carried out considering the voltage level III, II, I electrical networks and underground telecommunications networks, according to construction experience and remuneration methodology defined in CREG resolution 015 of 2018, through the assessment in constructive units. The previous study is carried out in order to buy and determine the positive and negative impacts that network operators perceive which are the ones that manage, operate and maintain these assets and the end users that own the energy service, ratifying the unfeasibility of the widespread undergroundization of networks.

* Monograph

** Facultad de Ingenierías Físico-Mecánicas. Escuela de Ingenierías Eléctrica, Electrónica y Telecomunicaciones. Especialización en Sistema de Distribución de Energía Eléctrica. Director: Jaime Galindo Cárdenas

Introducción

El concejo nacional de planeación y el plan nacional de desarrollo de Colombia, establece mecanismos con el fin de organizar y generar lineamientos del territorio, contemplando la sostenibilidad del mismo y su estructura organizacional, política y física. Uno de estos mecanismos es la Ley 388 de 1997 la cual establece los mecanismos que permitan a los municipios y distritos a promover el ordenamiento del territorio, en ejercicio de la autonomía.

Por la anterior razón todos los municipios están en la obligación en definir planeas o esquemas de ordenamiento territorial en los municipios, los cuales definen los lineamientos que todos los actores deben cumplir para dicho municipio, uno de los más importantes es la iniciativa al mejoramiento y embellecimiento del espacio público, exigiendo a las empresas de distribución de energía eléctrica y telemáticos a subterranizar sus redes existentes y futuras.

La obligación de subterranizar las redes existentes y futuras pueden generar impactos positivos y negativos, tanto para los operadores de red como para el usuario final del servicio de energía eléctrica. Por esta razón, en el contenido de este documento se desarrolla un análisis detallado del costo estimado - CAPEX de soterrar una red eléctrica de diferentes niveles de tensión y comparándolo con los valores reconocidos mediante unidades constructivas según las metodologías de remuneración establecidas por las entidades gubernamentales que regulan este servicio público y esencial. Adicionalmente se enumeran los posibles impactos que pueden generar este soterrado de redes, visto desde un operador de red y los usuarios finales.

El contenido de este documento se presenta en seis capítulos, los cuales son:

Capítulo 1. Antecedentes y estado del arte: En este capítulo se revisa los planes de ordenamiento territorial de las ciudades más importantes de Colombia, los cuales establecen parámetros o lineamientos para la subterranización de redes en sus municipios, adicionalmente una revisión internacional para conocer las implicaciones, formas y mecanismos establecidas para dicho soterrado de redes.

Capítulo 2. Implicaciones técnicas: En este capítulo se revisa características y condiciones técnicas tanto en obras civiles como eléctricas, las cuales se deben cumplir en el diseño y construcción de las redes subterráneas, con estos lineamientos se realiza la estimación del costo o también llamado CAPEX que se realiza en el capítulo 3. Adicionalmente se describen equipos eléctricos que son de gran importancia en redes.

Capítulo 3. Caracterización económica de redes eléctricas: En este capítulo se caracteriza el costo de inversión según experiencia – CAPEX tanto para redes aéreas como subterráneas para un kilómetro estándar. Lo anterior se realizó para los diferentes niveles de tensión.

Capítulo 4. Reconocimiento de unidades constructivas de redes aéreas y subterráneas: En este capítulo se caracteriza el reconocimiento que percibe un operador de red, mediante las unidades constructivas definidas por la actual metodología de remuneración CREG 015 de 2018 del kilómetro estándar caracterizado en el capítulo 3.

Capítulo 5. Comparación económica y remunerativa: En este capítulo se compara los costos de inversión según experiencia CAPEX y el valor reconocido según UC, esto con el fin de conocer los sobrecostos que se pueden presentar y observar un operador de red. De igual forma poder hacer un comparativo con una referencia definida como los son las unidades constructivas.

Capítulo 6. Implicaciones positivas y negativas por la subterranización de redes: En este capítulo se describen los impactos positivos y negativos que puede generar la subterranización de redes, esto desde el punto de vista del operador de red y del usuario final.

Con el desarrollo del presente documento, se observa que tanto en redes subterráneas como redes aéreas tiene un sobre costo del CAPEX en comparación con los valores según reconocimiento unidades constructivas para los diferentes niveles de tensión. De igual forma se concluye que en la valoración del CAPEX como en Unidades constructivas, las redes subterráneas son aproximadamente 6 o 10 veces más costosas que las redes aéreas, además que los mayores porcentajes de sobre costos se presentan en redes subterráneas, esto demostrando que el valor reconocido por la Comisión de Regulación de Energía y Gas con respecto a redes subterráneas es menor al costo real.

1. Antecedentes y Estado del Arte

1.1 Estado del arte de planes de ordenamiento territorial

Actualmente el desarrollo y crecimiento acelerado de las ciudades, y la presión por parte de la sociedad en contra de las líneas aéreas conocido como el efecto NIMBY (Not In My Back Yard), requieren la modernización de sus sistemas eléctricos para reducir el impacto visual y propiciar un paisaje urbano más limpio.

A continuación, se relacionan algunos planes de ordenamiento territorial de diferentes municipios de Colombia, los cuales obligan a los operadores de red a realizar la subterranización de redes eléctricas y de telecomunicaciones de forma parcial o total, ya sea por los Plan de Ordenamiento Territorial o algún ente regulador. adicionalmente se relacionan los artículos descritas en dichos documentos.

Tabla 1.

Resumen regulatorio sobre el soterramiento de redes eléctricas

Documento	Descripción
Acuerdo 018 de septiembre de 2002 – Municipio de Bucaramanga	No estipulaba el soterramiento de redes, sino proponía concertación entre las entidades prestadoras de servicio y entes particulares o Alcaldías (Acuerdo 018 , 2002)
Acuerdo 011 de 21 de mayo de 2014 POT – Municipio de Bucaramanga	Define que en el Municipio de Bucaramanga todas las redes eléctricas, actuales y futuras, deben ser soterradas en un tiempo de 5 años (Acuerdo 011, 2014)
Acuerdo 048 de 2014 de 2014 – Municipio de Medellín	En el documento se plantea el máximo aprovechamiento de los espacios públicos, por esto propone soterrar las redes aéreas que hacen parte de la infraestructura de servicios públicos. Y cuando se desean realizar micro proyectos la Administración Municipal y entidades prestadoras de servicio formulara un plan de infraestructura que incorpore las estrategias y mecanismos de financiación para la reposición y ampliación de redes (Pacific Gas and Electric Company – Suthern California Edison,, 2002).
Plan de ordenamiento territorial para Bogotá, Decreto Distrital 190 de 2004 – Resolución 033 de 2001	Determina un porcentaje de cumplimiento de la totalidad de redes a un determinado periodo de tiempo, siempre y cuando se garantice el equilibrio económico entre el plan de subterranización y el reconocimiento de la infraestructura por

Documento	Descripción
	parte del ente regulador para garantizar la viabilidad de su ejecución.

De igual forma se relacionan los artículos descritos en los documentos analizados anteriormente.

- **ACUERDO 018 DE SEPTIEMBRE DE 2002 – Municipio de Bucaramanga**

A continuación, se relacionan los artículos que describen en este acuerdo (Acuerdo 018 , 2002).

***Artículo 40°.** De las Acciones a desarrollar en el Servicio de Energía eléctrica. Dentro de las acciones a desarrollar en el Servicio de Energía eléctrica, se tienen:*

....

3. Concertar con las entidades prestadoras de servicios públicos la subterranización de redes de media tensión y de baja tensión para las zonas de desarrollo comercial, institucional y de renovación urbana, fortaleciendo y ayudando a conservar la imagen de la ciudad.

....

- **ACUERDO 011 DEL 21 DE MAYO DE 2014 –POT – Municipio de Bucaramanga**

A continuación, se relacionan los artículos que describen en este acuerdo (Acuerdo 011, 2014).

***Artículo 10°.** Objetivos y estrategias del sistema de espacio público. Son objetivos y estrategias del sistema de espacio público las siguientes:*

1. Consolidar el espacio público como eje articulador de la transformación de la ciudad:

b. Generar nuevo espacio público y/o recualificar el existente, mediante la optimización de los perfiles viales normativos, soterración de redes de servicios públicos, la incorporación de

los deberes urbanísticos para espacio público y la creación de nuevos parques entre otros, con el fin de aumentar el espacio público efectivo.

Artículo 40°. *Independencia de los servicios. Queda expresamente establecido que la infraestructura para conducir energía eléctrica debe ser independiente de aquella que se conforme para la transmisión de telecomunicaciones. En consecuencia, es obligación de los prestadores de estos dos servicios, en coordinación con la administración municipal implementar el programa de soterración de las redes existentes según lo previsto en el presente plan.*

Artículo 41°. *Acciones a desarrollar en los servicios de energía eléctrica y telecomunicaciones. Los prestadores y comercializadores de los servicios públicos de energía eléctrica y telecomunicaciones entre otras deben adelantar las siguientes acciones:*

....

4. Definir y ejecutar los programas para soterrar o subterranizar las redes aéreas.

....

Artículo 42°. *Instalación de redes dentro el perímetro urbano, zonas de expansión urbana, áreas suburbanas y parcelaciones rurales del Municipio. Para estos efectos se observarán los siguientes parámetros:*

1. Las empresas prestadoras y comercializadoras de servicios públicos de energía y telecomunicaciones, deben realizar la soterración de sus redes de media y baja tensión y de telecomunicaciones en los siguientes casos:

a. El desarrollo de todo nuevo proyecto de construcción o ampliación de los existentes con usos comercial, industrial y dotacional en cualquier zona de la ciudad.

- b. En los nuevos desarrollos residenciales en zonas con estratos socioeconómicos 1, 2, 3, 4, 5 y 6, o cuando se trate de una ampliación de los mismos, incluidos las obras que se adelanten para el SITM Metrolínea.*
- c. En la totalidad de las áreas con tratamiento de renovación urbana, desarrollo y suelos de expansión urbana, así como en las áreas suburbanas y parcelaciones rurales del Municipio*
- 2. Las nuevas redes eléctricas tanto de baja, muy baja, media tensión y redes de telecomunicaciones (telefonía, radio, televisión, transmisión de voz y datos, entre otros) deben ser subterráneas en zonas urbanas y de expansión urbana con estratos socioeconómicos 1, 2, 3, 4, 5 y 6.*
- 3. En las zonas de nuevos desarrollos en área urbana y de expansión urbana para estratos socioeconómicos 3, 4, 5 y 6 se debe realizar la soterración de todas las redes construyendo y/o usando los cárcamos o ductos de acuerdo con lo especificado en el Decreto municipal 067 de 2008 “Manual para el Diseño y Construcción del Espacio Público de Bucaramanga (MEPB)” o la norma que lo modifique, adicione o sustituya.*
- 4. Las empresas prestadoras y comercializadoras de servicios públicos de energía y telecomunicaciones, deben estructurar antes del 31 de diciembre de 2015 y ejecutar en un cien por ciento (100%) antes del 31 de diciembre de 2020 como plazos improrrogables, los programas de soterración de todas las redes existentes y nuevas en las zonas urbanas clasificadas como estratos socioeconómicos 1, 2, 3, 4, 5 y 6 y en las vías arterias urbanas de la ciudad.*
- 5. En zonas donde se han ejecutado o se vayan a ejecutar proyectos de soterración no se permite la instalación de redes aéreas.*

- **ACUERDO 048 DE 2014 – POT – Municipio de Medellín**

A continuación, se relacionan los artículos que describen en este acuerdo (Pacific Gas and Electric Company – Southern California Edison, 2002).

Artículo 73. Criterios Generales del Subsistema.

Para el manejo integral de los espacios públicos de esparcimiento y encuentro que conforman el presente Subsistema, se consideran los siguientes criterios:

4. Propender por el aprovechamiento del subsuelo y del aire para evitar el agotamiento del espacio público. Velar por la preservación del espacio público en superficie, las condiciones ambientales de la zona y propender por soterrar las redes aéreas, que hacen parte de la infraestructura de servicios públicos.

- **PLAN DE ORDENAMIENTO TERRITORIAL PARA BOGOTÁ, REGLAMENTADA POR EL DECRETO DISTRITAL 190 DE 2004 Y POR LA RESOLUCIÓN 033 DE 2001**

A continuación, se relacionan los artículos que describen en este acuerdo.

Artículo 23. Subterranización de Redes. - *El objeto de este proyecto es el cumplimiento de la legislación gubernamental estipulada en el Plan de Ordenamiento Territorial para Bogotá, reglamentada por el Decreto Distrital 190 de 2004 y por la Resolución 033 de 2001, la cual expidió la reglamentación técnica para el diseño, construcción, preparación y aprobación de programas y subterranización en el espacio público de Bogotá Distrito Capital.*

La meta de subterranización indica que al final de la vigencia del POT, diciembre de 2019, las empresas de servicios públicos deberán tener subterranizado el 35% del cableado sobre el Sistema Vial y sobre los componentes del Espacio Público Construido, meta que incluye el 100% del cableado sobre la malla vial arterial principal y complementaria, acorde con el

equilibrio económico entre el plan de subterranización y el reconocimiento de la infraestructura por parte del ente regulador para garantizar la viabilidad de su ejecución.

Parágrafo: *La presente actividad se desarrollará de forma coordinada entre las siguientes entidades: Instituto de Desarrollo Urbano IDU y CODENSA S.A. ESP.*

Se analizan diferentes entidades internacionales, las cuales proponen el soterrado de redes mediante diferentes mecanismos.

- **QUEBEC, CANADÁ**

En Quebec se ha desarrollado una política de soterramiento que contempla la interacción entre las empresas, los municipios y los órganos fiscalizadores, a fin de concordar mecanismos para llevar adelante estos proyectos.

Se considera que el soterramiento es un aspecto estratégico para los municipios, por cuanto es una herramienta que permite recuperar sectores deteriorados, realizar sectores patrimoniales, y valorizar económicamente otros espacios urbanos (Réseaux, 2004).

Por otra parte, también se considera que el soterramiento puede tener consecuencias negativas para los municipios, representadas principalmente en el aumento de los costos, la operación y mantención de las vías y de los servicios públicos ubicados en ellas.

Por estas razones se establece que el soterramiento se realice siempre que sea posible ponerlo en práctica, y se generaron los siguientes parámetros:

1. Los municipios entregarán una regulación adecuada para el desarrollo de iniciativas de esta naturaleza, en las áreas urbanas.
2. Las empresas públicas de servicios propondrán proyectos de soterramiento que traten de reducir los costos de implementación y, por otra parte, participarán activamente en los procesos de planificación y gestión que permitan optimizar su realización.

Desde el punto de vista técnico, la distribución subterránea implica un sistema de distribución más complejo que el aéreo, con otro tipo de requerimientos de materiales y personal, e implica otro tipo de obras sobre las áreas urbanas. Estos elementos varían en número y ubicación, en relación al tipo de redes, a naturaleza de la clientela servida y los servicios que se deba entregar.

Respecto del financiamiento, la regulación establece que todos los involucrados, las empresas de servicios, los municipios y los desarrolladores inmobiliarios- según sea el caso- deben contribuir para el financiamiento de este tipo de obras, ya sea directamente, a través de la disposición de sus servicios u optimizando el costo y la gestión de ellos (Réseaux, 2004).

- Si se trata de proyectos de nuevas redes, estas deberán ser financiadas por el desarrollador inmobiliario.
- Si se trata del soterrado de redes existentes, será de cargo del municipio o de quien los solicite, y de la empresa de servicios.

Así en los casos en que el municipio u otro solicitante, requiere el soterramiento éste debe proporcionar los recursos necesarios para toda la obra

Adicionalmente la infraestructura eléctrica solo contempla los conductores subterráneos, los transformadores u equipos de protección o maniobra se encuentran ubicadas a nivel de piso, como se observa en la siguiente figura (Réseaux, 2004).

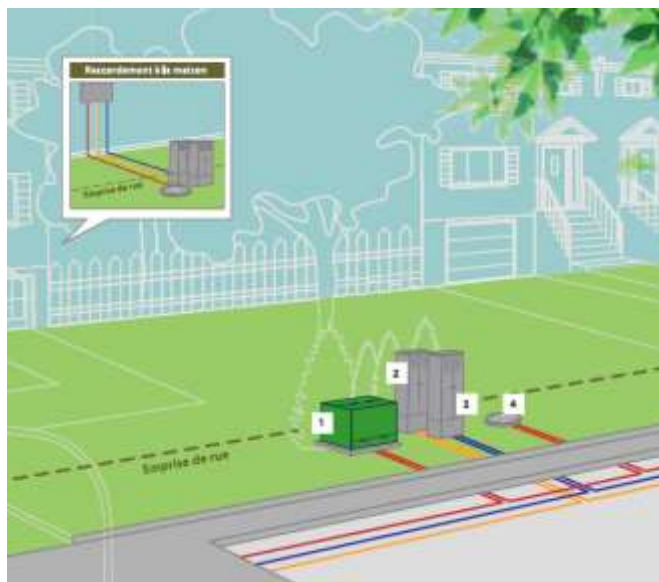


Figura 1. Infraestructura eléctrica soterrada – Canadá. Tomado de. Hydroquebec (s.f.) Dis Guide municipal
Recuperaod de.
http://www.hydroquebec.com/quartiersansfil/docs/DIS_DE_guide_municipal.pdf

- **PANAMÁ**

En Panamá se generó una polémica la Ley 15 de 26 de abril de 2012, el cual obliga a los clientes de los servicios de telecomunicaciones y televisión por cable a pagar un porcentaje del impuesto mensual, con el fin de financiar el soterramiento el sistema de cableado e infraestructuras de telecomunicaciones y TV cable en cinco zonas específicas del país (Ley 15, 2012).

Resueltamente, no existe una ley o norma que exija a los Operadores de Red de energía eléctrica en la ciudad de Panamá (Gas Natural Fenosa y ENSA) soterrar las redes aéreas existentes. Desde hace tres años, el regulador exige a los OR que en las zonas donde existen redes soterradas no pueden construir redes aéreas, de otra parte, obliga a las constructoras a que en adelante todas las redes asociadas al proyecto sean soterradas, exceptuando los barrios de interés social, de esta manera garantizan que los promotores contemplan en sus diseños los espacios necesarios para transformadores de distribución sobre pedestal, así como la canalización de redes de distribución.

- **POLÍTICA DE LA REGLA 20 DE CALIFORNIA**

La regla 20 de California es un conjunto de políticas creada por las empresas de servicios públicos en California, EE.UU. (Southern California Edison, PG&E, and SDG&E), con el objetivo de regular la conversión de las redes de distribución aéreas a redes subterráneas (Pacific Gas and Electric Company – Southern California Edison, 2002). A continuación, se relacionan los artículos que describen en este acuerdo:

Sección A – Proyectos de interés público: La empresa de servicios públicos o el ente regulador pueden establecer una asignación menor o limitar de otro modo la cantidad de dinero que se gastará en el servicio eléctrico de un solo cliente o la cantidad total que se gastará en todas las instalaciones de servicio eléctrico de un proyecto en particular.

El soterramiento se extenderá hasta la mínima distancia entre una cuadra o 182,88 m y a solicitud del ente regulador, la empresa de servicios públicos pagará por el soterramiento de no más de 30,48 m y también la conversión del contador del cliente para aceptar el servicio subterráneo, excluyendo los honorarios del permiso. El dinero faltante lo pagan los clientes a través de las futuras tarifas de electricidad.

Sección B – grandes proyectos privados: El solicitante paga el costo de toda la infraestructura menos un crédito por un equivalente del sistema aéreo más impuestos, mientras el costo de remoción de la red aérea la paga las empresas de servicios públicos.

Sección C – pequeños proyectos: En circunstancias diferentes a las presentadas en la Sección A y B y los cuales son usualmente proyectos pequeños, la empresa de servicios públicos reemplazara las redes de distribución aéreas por subterráneas, siempre y cuando el solicitante pague por adelantado una suma no reembolsable igual al costo del soterramiento, menos una suma estimada con depreciación de las redes aéreas a reemplazar.

- **POLÍTICA DE LA COMISIÓN DE SERVICIOS PÚBLICOS DE NUEVA YORK**

Cuando el solicitante requiera la instalación de una red subterránea residencial, la cual no es requerida que sea subterránea por el ente regulador, la empresa de servicios públicos deberá pagar su equivalente de red aérea y el solicitante la diferencia de los costos entre la red subterránea y la aérea. Para los requerimientos donde el ente regulador autoriza el soterramiento de la red, los costos de este servicio se reflejarán en la tarifa de energía con su equivalente de red aérea (Office of Long-Term Planning and Sustainability, 2013).

1.2 Normatividad y normas técnicas

Con el fin de analizar el impacto económico de un operador de red, se debe considerar la normativa legal vigente impuesta por los entes gubernamentales que realizan definen y control en el mercado de energía eléctrica, por esta razón se relacionan las normas y entidades que se deben considerar para este estudio.

- **Comisión de Regulación de Energía y Gas – CREG**

Entidad encargada de definir y regular los diferentes negocios del sistema eléctrico, esto mediante resoluciones que definen metodologías que las empresas prestadoras del servicio deben cumplir (Ley 142, 1993) (Ley 143, 1993) .

Los artículos 73 y 74 de la Ley 142 de 1994 describe las funciones y generalidades que definió el estado colombiano a la Comisión de Regulación de Energía y Gas – CREG, el cual se encarga de definir las políticas o metodologías generales para la administración y control eficiente de los servicios públicos domiciliarios.

- **Resolución CREG 015 de 2018**

Define la metodología de remuneración de distribución de activos e inversión que un operador de red posee y debe cumplir para realizar la actividad de distribución de energía eléctrica. Adicionalmente en el capítulo 14 y 15 relaciona los valores de las unidades constructivas para las redes existentes y redes futuras, las cuales la comisión reconoce al propietario de dichos activos (Resolución 015, 2018).

- **Norma técnica de la Electrificadora de Santander SA ESP**

Determina las exigencias, especificaciones y características que se deben considerar para el cálculo, diseño y construcción de cualquier sistema de distribución, garantizando los objetivos y parámetros definidos por el Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas – RETIE (Electrificadora de Santander S.A E.S. P, 2007)

De igual manera se consideraron las normas del grupo EPM, normas de CODENSA, ENERTOLIMA, CENS y EPSA (Empresas Publicas de Medellin E.S.P., 2013).

2. Implicaciones Técnicas

2.1 Aspectos técnicos de obra civil

Se define la canalización de redes de energía como el trayecto por donde se transporta la red subterránea. De esta forma las obras civiles que se deben realizar son zanjas de 0.6 mts de ancho

y 1.2 mts de profundidad para redes de nivel III y II. Y para redes de nivel I, alumbrado público y telemáticos la profundidad es de 0.6mts.

- **Configuración de Ducteria.**

La configuración de la Ducteria es de un conductor por ducto, con esto se reduce la temperatura producida por los conductores. La configuración que se va a usar contemplar es la siguiente imagen:

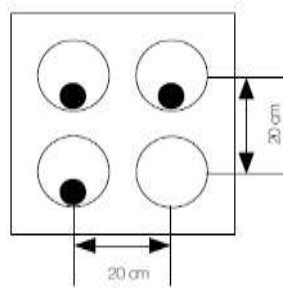


Figura 2. Configuración ducteria en zanja de obra civil. Tomado de: Norma técnica de la Electrificadora de Santander (Electrificadora de Santander S.A E.S. P, 2007)

- **Disposición del Terreno**

La topología de obra civil para la instalación de ducteria debe contemplar las disposiciones técnicas dispuestas en la NTC 2050, RETIE, Normas ESSA y sus respectivas adendas. A continuación, se observan una disposición del terreno según la norma técnica de ESSA:

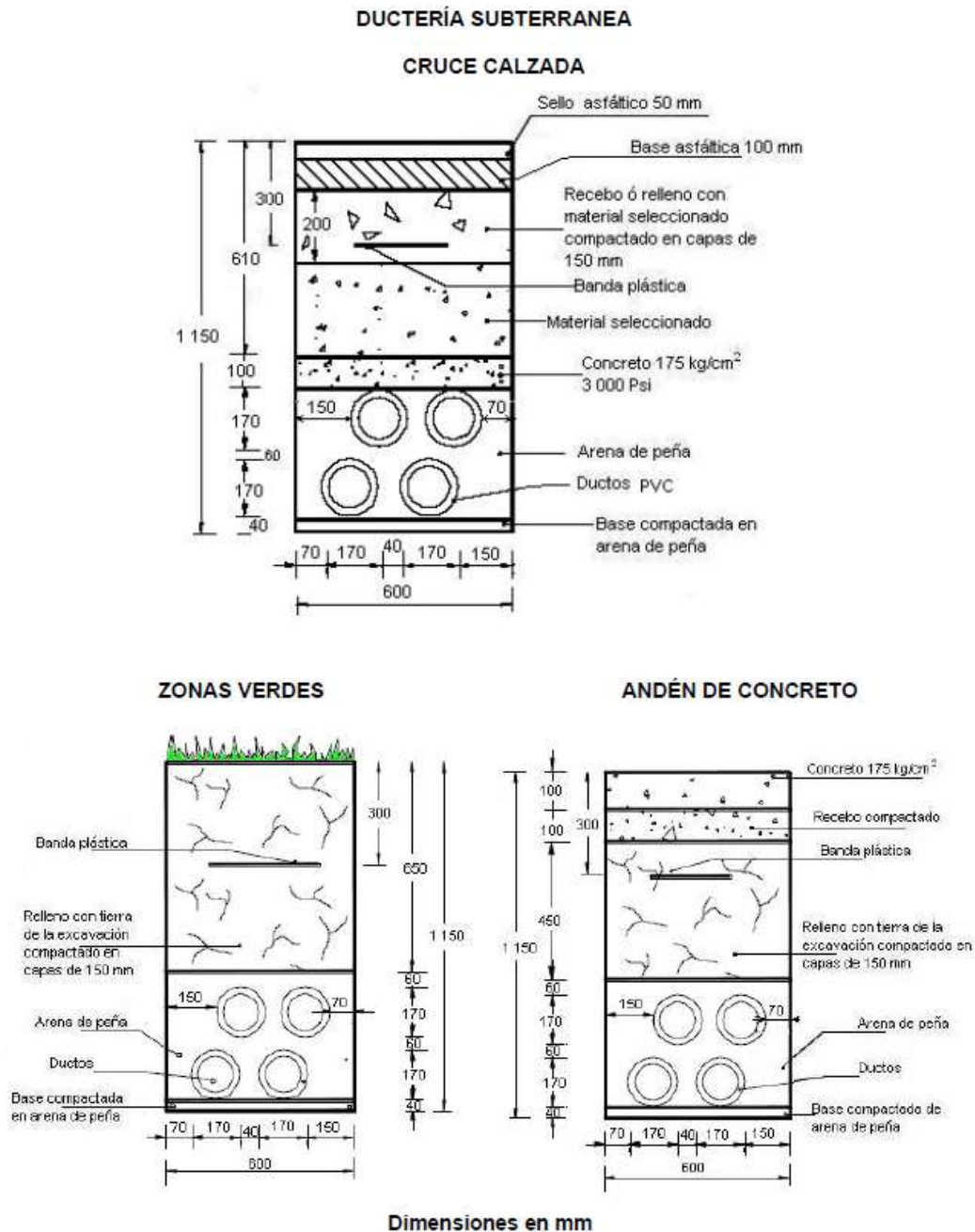


Figura A.13

Figura 3. Corte vertical de obras civil y obras eléctricas dependiendo del terreno. Tomado de: Norma técnica de la Electrificadora de Santander (Electrificadora de Santander S.A E.S. P, 2007)

- **Caja de Inspección**

Las Cajas de la Red de Distribución cuya función es derivar alimentadores primarios a ramales secundarios y acometidas. Puede contener elementos de protección como interruptores y también transformadores.

Hay varios tipos de cajas que depende del uso y lugar donde se vaya a instalar. A continuación, se observan diferentes tipos de cajas y el uso de estas en los niveles de tensión III y II según la Norma Técnica ESSA:

- **Caja de Inspección sencilla MT**

Su uso es para andenes y se instala en tramos rectos o en distancias no mayores a 40 mts. Adicionalmente en cada cruce de vía se deben instalar estas cajas de inspección a cada lado de la vía.

En caso de derivación de redes aéreas a redes subterráneas o viceversa, se debe instalar una caja de inspección cerca a la base del poste.

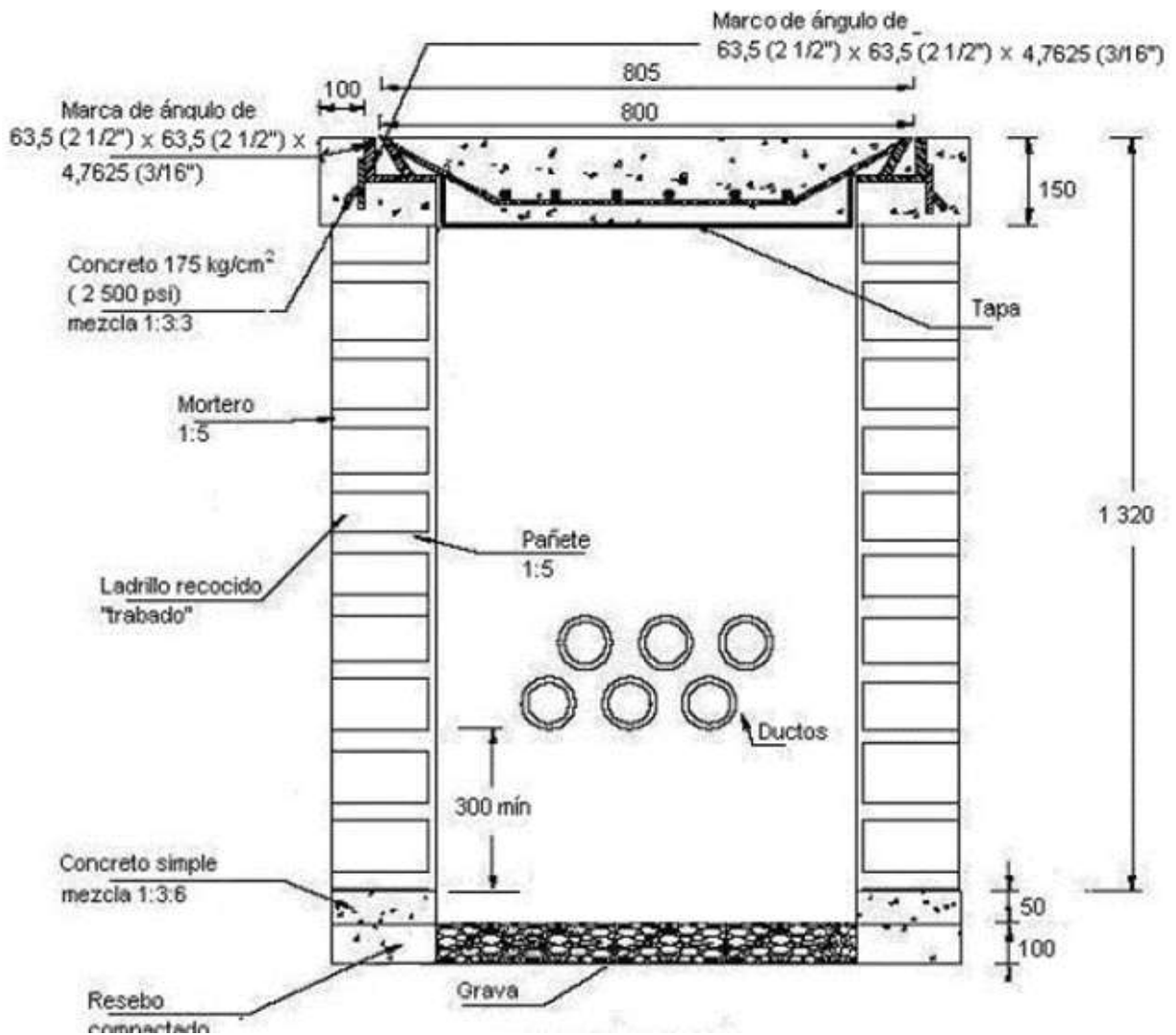


Figura 4. Corte vertical Caja de inspección sencilla de media tensión. Tomado de: Norma técnica de la Electrificadora de Santander (Electrificadora de Santander S.A E.S. P, 2007)

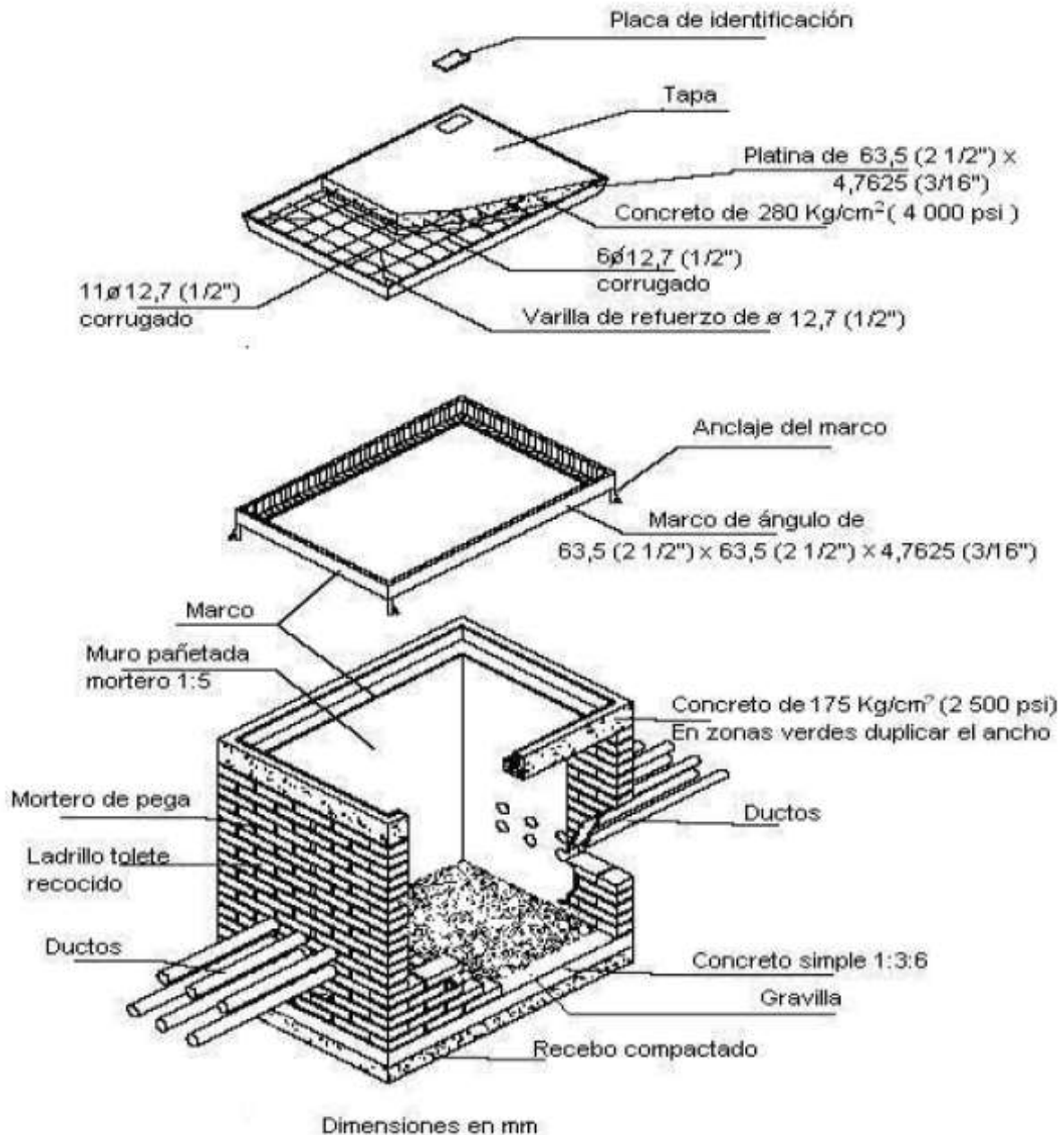


Figura 5. Vista Isométrica Caja de inspección sencilla de media tensión. Tomado de: Norma técnica de la Electrificadora de Santander (Electrificadora de Santander S.A E.S. P, 2007)

- **Caja de Inspección doble MT**

Su uso es para andenes y se instala estas cajas de inspección dobles, donde la empresa lo considere necesario para futuras ampliaciones o cuando se va a instalar barrajes pre-moldeados u otro tipo de elementos. Y si es necesario se instalará en acometidas subterráneas.

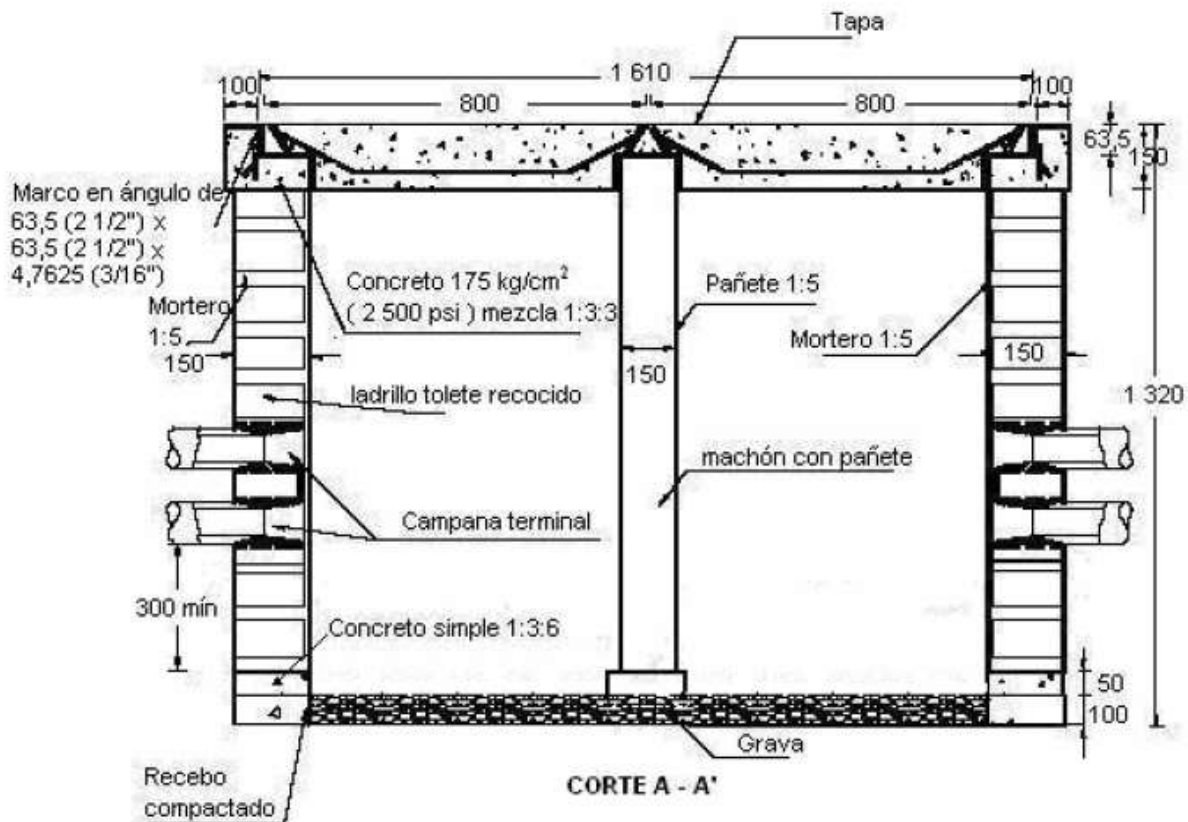


Figura 6. Corte vertical de Caja de inspección doble de media tensión. Tomado de: Norma técnica de la Electrificadora de Santander (Electrificadora de Santander S.A E.S. P, 2007)

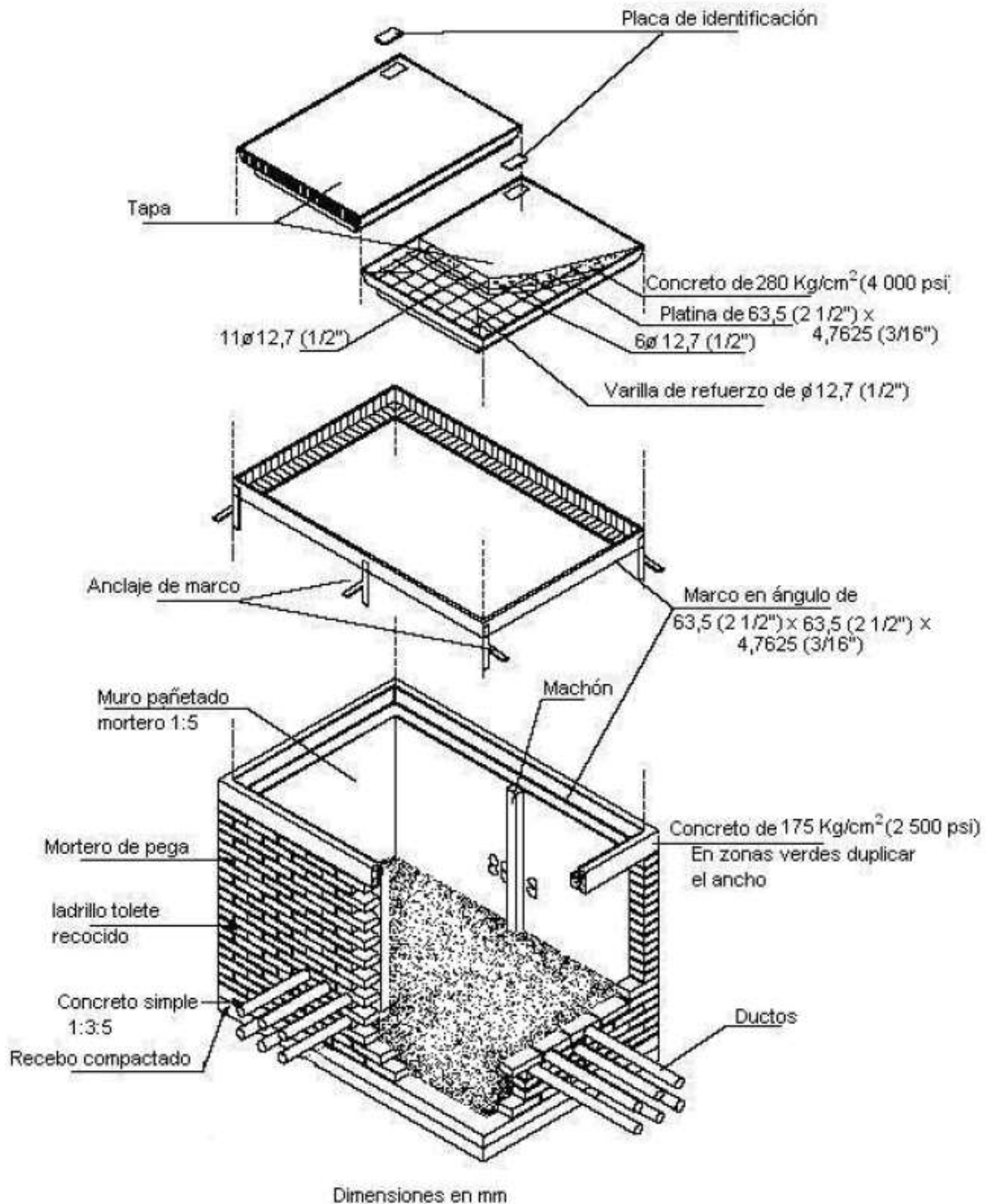


Figura 7. Vista Isométrica Caja de inspección doble de media tensión. Tomado de: Norma técnica de la Electrificadora de Santander (Electrificadora de Santander S.A E.S. P, 2007)

- **Caja de Inspección tipo Vehicular**

Se instala este tipo de cajas de inspección vehiculares cuando son cajas de trabajo pesado o que cuya ubicación se sitúa en vías de tránsito.

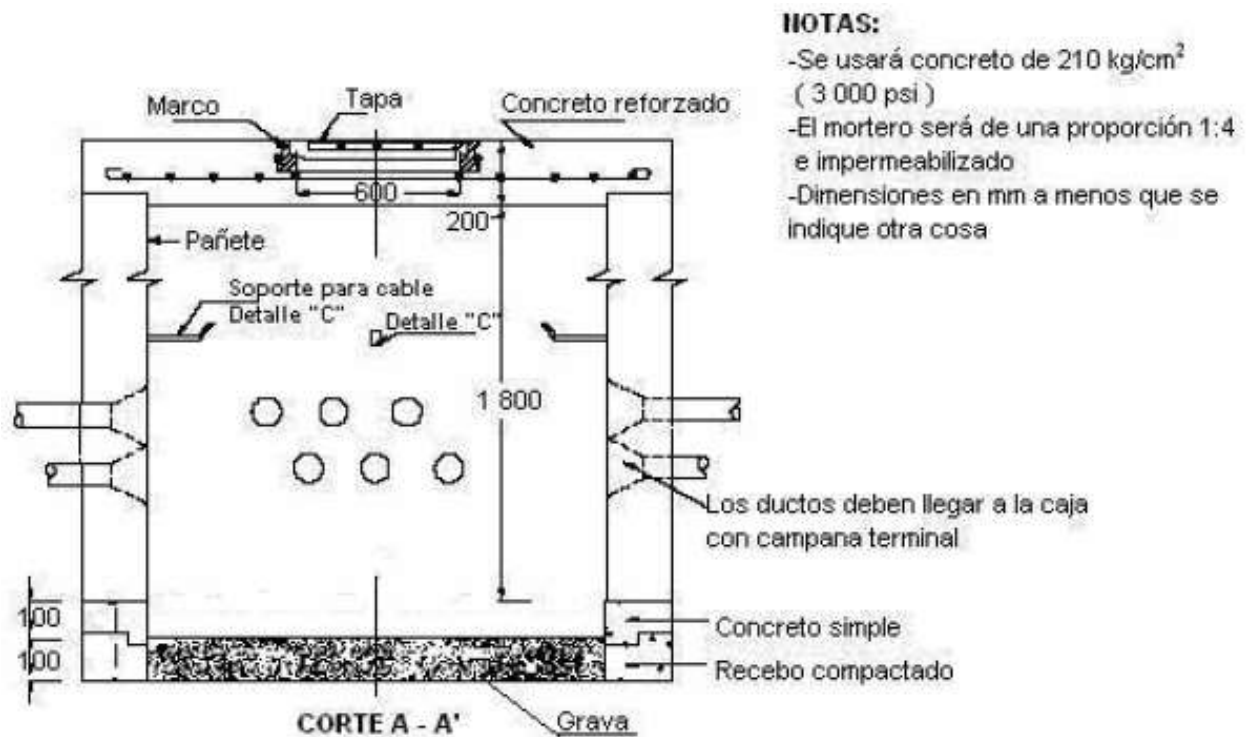


Figura 8. Corte vertical de Caja de inspección tipo vehicular de media tensión. Tomado de: Norma técnica de la Electrificadora de Santander (Electrificadora de Santander S.A E.S. P, 2007)

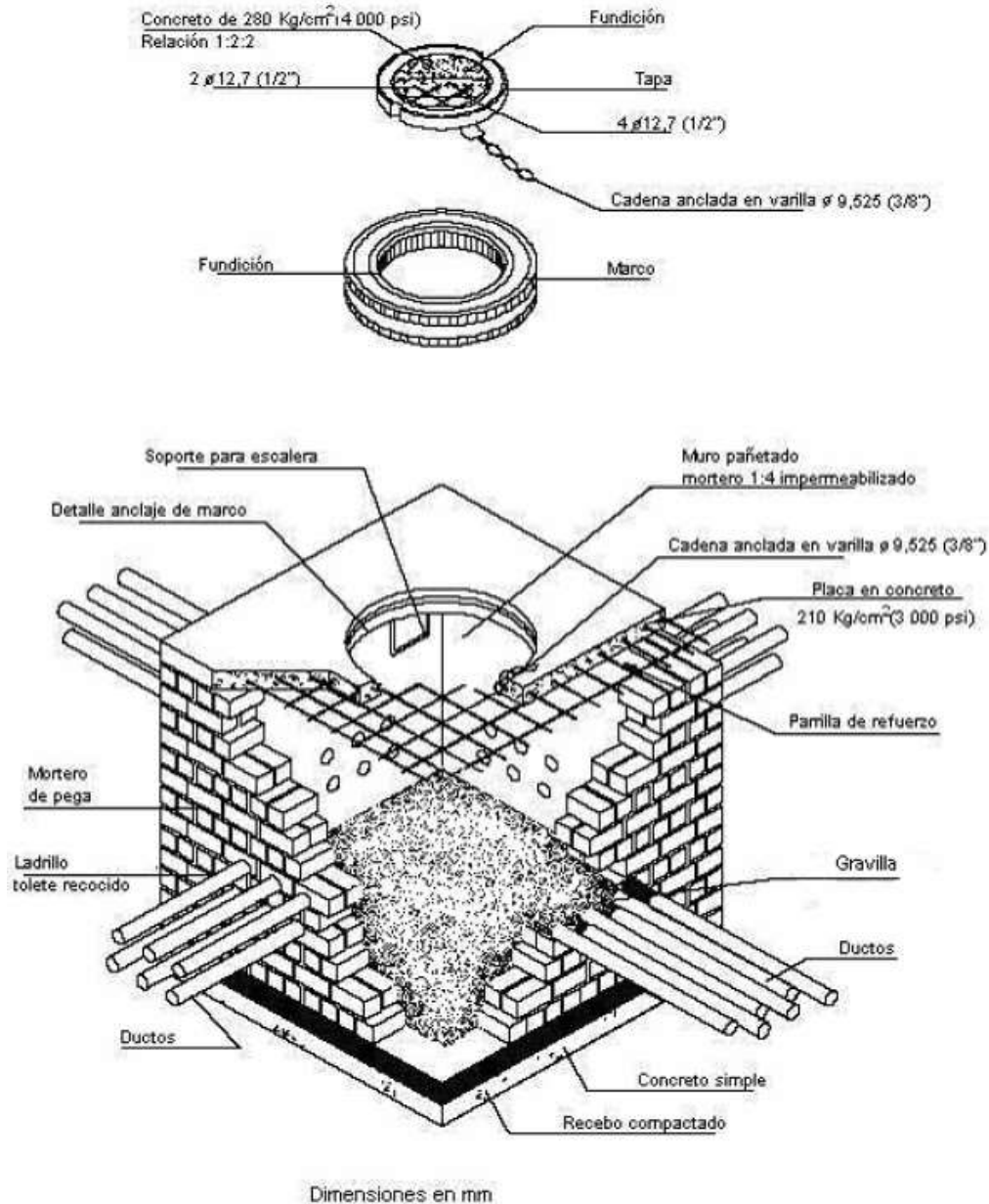


Figura 9. Vista Isométrica Caja de inspección tipo vehicular de media tensión.

Tomado de: Norma técnica de la Electrificadora de Santander (Electrificadora de Santander S.A E.S. P, 2007)

Cabe resaltar que por la Norma Técnica ESSA, las cajas de inspección para redes de media tensión o de niveles III y II, son de uso exclusivo para redes eléctricas. Por lo tal motivo no se permite compartir con otros niveles de tensión u otro sistema.

Para el caso del estudio las cajas y dimensiones usadas son las siguientes:

Tabla 2.

Tipo de cajas de inspección de media tensión y su uso

Descripción	Uso
Caja de inspección sencilla para canalización de MT (0,7x1,2x1,17)	Ubicada en Anden y uso en tramos rectos (paso)
Caja de inspección doble para canalización de MT (1,2x1,5x1,17)	Ubicada en Anden y uso en acometidas o derivaciones
Caja de inspección tipo Vehicular MT (1,5x1,5x2) - Doble	Ubicada en vías de tránsito y uso en tramos rectos (paso)
Caja de inspección tipo Vehicular MT (0,6x0,6x1,2) - Paso	Ubicada en vías de tránsito y uso en acometidas o derivaciones
Caja de transformación tipo Vehicular MT (2,8x4,8x2,7)	Ubicada en vías de tránsito y uso en transformadores y equipos de protección y maniobra.

- **Caja de Inspección para BT, AP y Telemáticos**

Se instala en tramos rectos o en distancias no mayores a 40 mts. Adicionalmente en cada cruce de vía se deben instalar estas cajas de inspección a cada lado de la vía.

En caso de derivación de redes aéreas a redes subterráneas o viceversa, se debe instalar una caja de inspección cerca a la base del poste.

Cabe resaltar que por la Norma Técnica ESSA, las cajas de inspección para redes de baja tensión, permite compartir con alumbrado público, pero no contener ductos o conductores de otro tipo como lo es comunicaciones, televisión, entre otros.

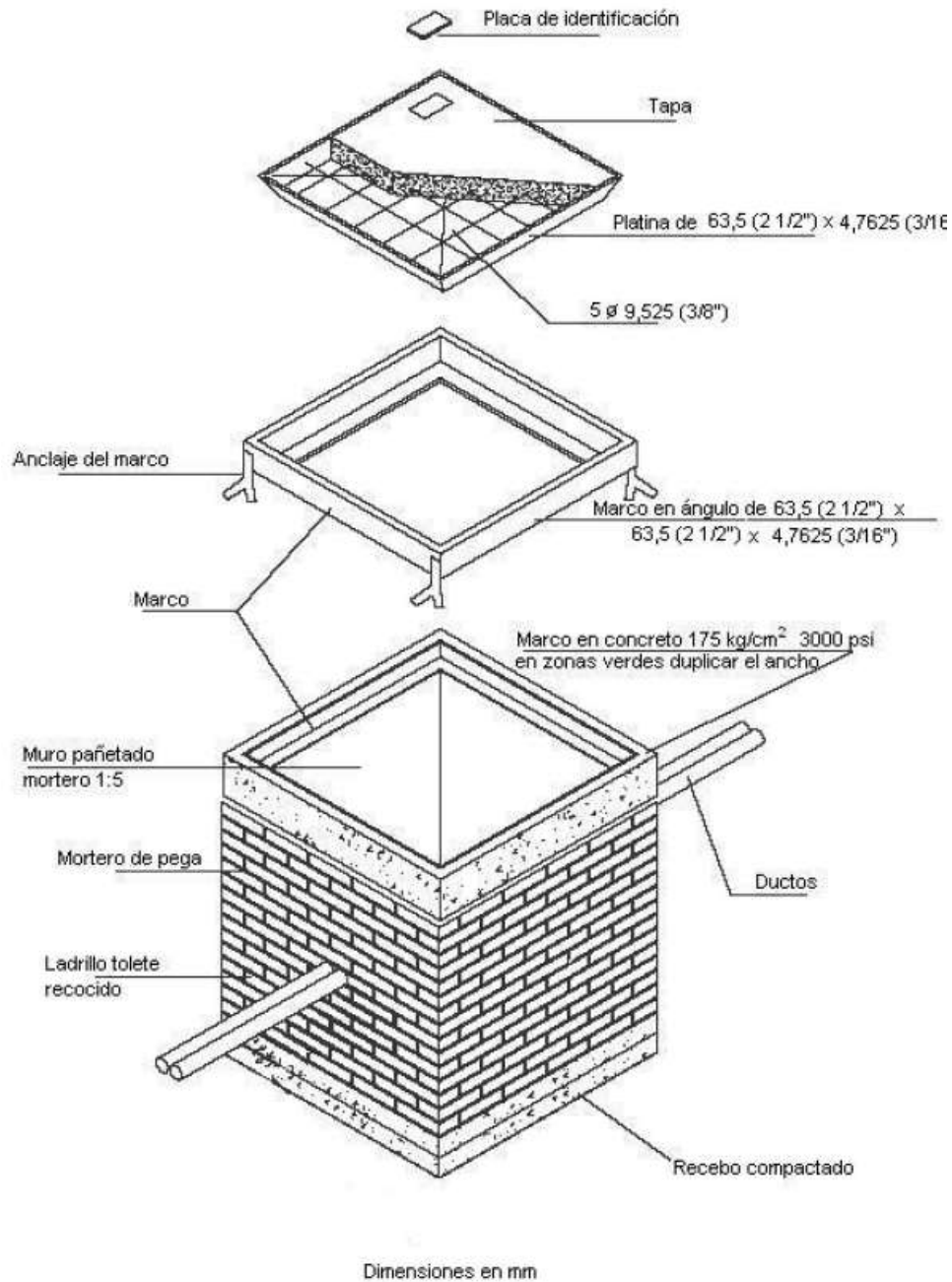


Figura 10. Vista Isométrica Caja de inspección sencilla de baja tensión. Tomado de: Norma técnica de la Electrificadora de Santander (Electrificadora de Santander S.A E.S. P, 2007)

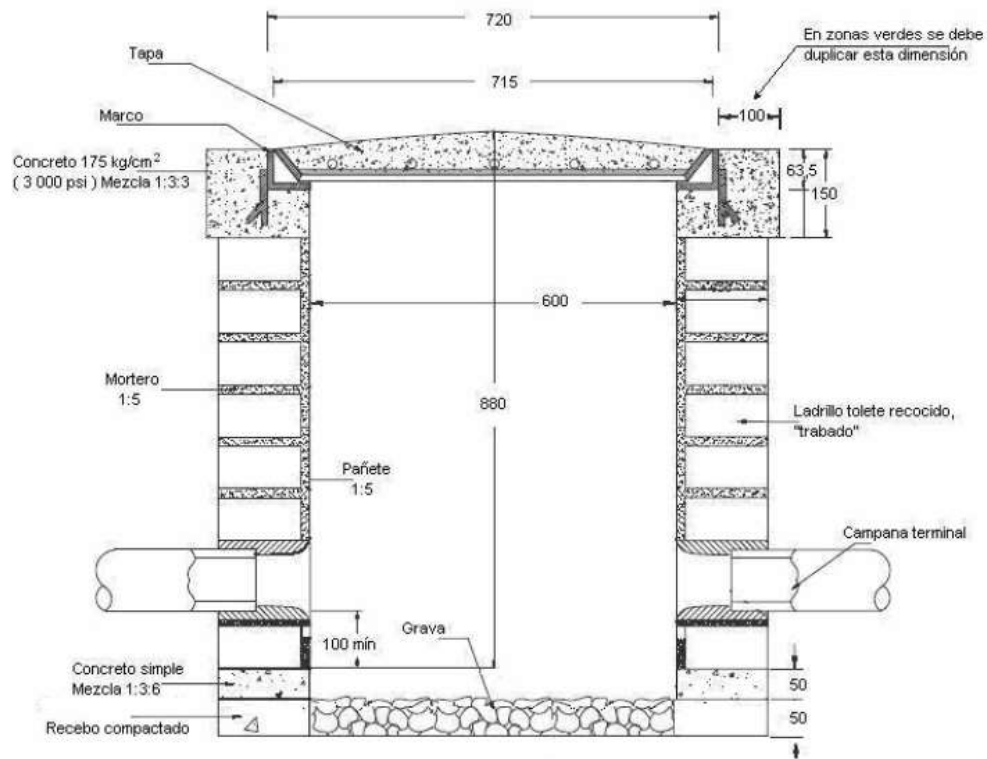


Figura 11. Corte vertical Caja de inspección sencilla de baja tensión. Tomado de: Norma técnica de la Electrificadora de Santander (Electrificadora de Santander S.A E.S. P, 2007)

Para el caso del estudio las cajas y dimensiones usadas son las siguientes:

Tabla 3.

Tipo de cajas de inspección de baja tensión y su uso

Descripción	Uso
Caja de inspección sencilla para canalización de BT (0,6x0,6x0,82)	Ubicada en Anden
Caja de inspección tipo Vehicular BT (0,6x0,6x0,6)	Ubicada en vías de tránsito

2.2 Aspectos técnicos de obra eléctrica

Se define el conductor como el cable monopolar con un neutro concéntrico cubierto de un material dieléctrico aislador XLPE (polietileno de cadena cruzada).

Una característica del cable aislado es tener confinado el campo eléctrico en su interior mediante un neutro concéntrico o una pantalla electrostática.

A continuación, se describe el conductor y ducto calculado para los diferentes niveles de tensión

- **Nivel de tensión III**

Considerando que el conductor promedio en nivel III tipo aéreo es desnudo ACSR 266.5 MCM, donde su capacidad de corriente es de 458 Amp, el conductor tipo subterráneo seleccionado para este estudio, es el 500 MCM en Aluminio AL con una capacidad de corriente de 305 Amp según la NTC 2050 y según fabricante es de 370 Amp.

Tensión de Servicio:
5-8-15-25-35-46 y 69 KV
Temperatura de Servicio:
90° C
Temp. de Sobrecarga de Emergencia:
130° C
Temperatura de Cortocircuito:
250° C
Uso:
Conductores para distribución y fuerza, tendido en forma aérea, subterránea, en ductos, bandejas o bien directamente enterrado.
Norma de fabricación:
ICEA S-93-639. AIEC - CS7, IEC 840
Descripción del conductor:
Cable de aluminio 1350, aislado con Polietileno Reticulado, TR-XLPE retardante a la arborescencia y revestimiento

Figura 12. Características conductor XLPE de Aluminio. Tomado de: Cetelsa (s.f.) Cables para media tensión Recuperado de: <http://www.centelsa.com/cables-para-media-tension/>

El ducto y el afloramiento (transición entre la red de aéreo a subterráneo) que se definió fue el de 3", donde se instala un ducto para cada fase o un conductor en un único ducto.

- **Nivel de tensión II**

- ✓ Se define la troncal principal y salida de circuito como la sección del circuito que transporta toda la corriente de las cargas.

Para este caso considerando que el conductor promedio en nivel II tipo aéreo, es desnudo ACSR 4/0 AWG es la troncal principal, donde su capacidad de corriente es de 340 Amp, el conductor tipo subterráneo seleccionado para este estudio es el 350 MCM en Aluminio AL con una capacidad de corriente de 255 Amp según la NTC 2050 y según fabricante es de 305 Amp.

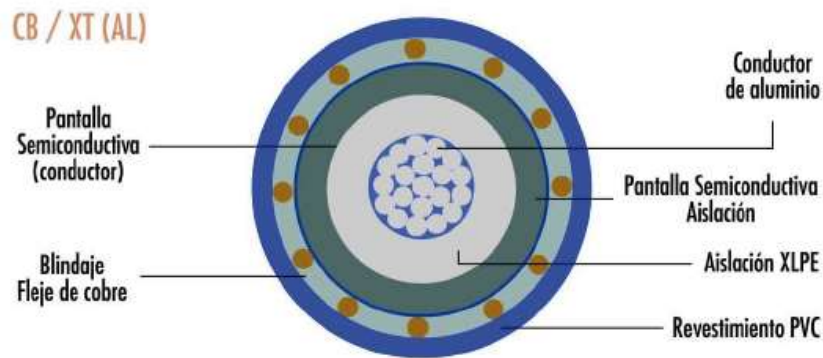


Figura 13. Sección transversal conductor XLPE de Aluminio. Tomado de: Cetelsa (s.f.) Cables para media tensión Recuperado de: <http://www.centelsa.com/cables-para-media-tension/>

El ducto que se definió fue el de 2", lo cual se instalara un ducto para cada fase o un conductor en un único ducto. Y el afloramiento se realiza con ducto de 4", donde se transporta los 3 conductores.

- Se define las redes secundarias o acometidas como la sección del circuito que transporta una pequeña porción de corriente, de una cantidad de cargas específicas.

Para este caso considerando que el conductor promedio en nivel II tipo aéreo, es desnudo ACSR 1/0 AWG es la red secundaria, donde su capacidad de corriente es de 230 Amp. El conductor subterráneo seleccionado para este estudio, es el 4/0 AWG en Aluminio AL con una capacidad de corriente de 195 Amp según al NTC 2050 y según fabricante es de 231 Amp.



Figura 14. Conductor XLPE de Aluminio. Tomado de: Cetelsa (s.f.) Cables para media tensión

Recuperado de: <http://www.centelsa.com/cables-para-media-tension/>

El ducto que se definió fue el de 2", lo cual se instalara un ducto para cada fase o un conductor en un único ducto. Y el afloramiento se realiza con ducto de 4", donde transporta los 3 conductores.

- **Nivel de tensión I**

Se considera el conductor 1/0 AWG aislado de referencia S8000 THHN/THWN.



Figura 15. Conductor 1/0 AWG S8000 THHD/THWN. Tomado de: Cetelsa (s.f.) Cables para

media tensión Recuperado de: <http://www.centelsa.com/cables-para-media-tension/>

El banco de ductos para BT va ser de 2 ductos ya que se contempla uno de reserva. Y el ducto definido es de 3" el cual contemplara 4 conductores 1/0 AWG.

El afloramiento se definió con ducto de 3", donde transporta los 4 conductores.

- **Alumbrado Público**

Se considera el conductor 4 AWG aislado de referencia S8000 THHN/THWN.



Figura 16. Conductor 4 AWG S8000 THHD/THWN. Tomado de: Cetelsa (s.f.) Cables para media tensión Recuperado de: <http://www.centelsa.com/cables-para-media-tension/>

El banco de ductos para BT va ser de 2 ductos, se contempla uno de reserva. Y el ducto que se define es de 1 ½”

El afloramiento se define con ducto de 1 ½”, donde transporta los 4 conductores.

- **Transformadores tipo sumergibles**

Es un transformador de distribución diseñado para operar en un foso, cámara o bóveda, bajo el nivel del suelo y sujeto a posibles inundaciones. El tiempo máximo bajo una columna de agua de hasta 40 cm por encima de la parte superior del transformador es de 24 horas.



Figura 17. Transformador de distribución sumergibles. Tomado de. Rymel (s.f.) transformadores ocasionalmente sumergibles Recuperado de: <http://www.rymel.com.co/index.php/productos/transformadores-ocasionalmente-sumergibles>

- **Equipos eléctricos de conexión**

A continuación, se describen elementos de conexión y otros equipos de tipo subterráneos que son necesarios para la distribución del servicio de energía eléctrica.

Terminales de cable: son dispositivos ubicados al final de los cables para poder conectar otros equipos.



Figura 18. Codos de conexión sumergibles. Tomado de Instalaciones Orlando Recuperado de : <http://instalacionesorlando.blogspot.com/>

Empalmes de cable: son dispositivos usados para conector dos cables.

Codos de ruptura de carga: son terminales de cable que pueden ser conectados y desconectados mientras están energizados. También pueden ser llamados interruptores bajo carga.



Figura 19. Codos de conexión sumergibles. Tomado de Gwelec (s.f.) Recuperado de: <http://www.gwelec.com/pni-p-5-l-en.html>



Figura 20. Elementos y equipos de conexión eléctrica subterráneos. Tomado de Gwelec (s.f.) Recuperado de: <http://www.gwelec.com/pni-p-5-l-en.html>

Barrajes sumergibles: Sistema hermético de distribución que funcionan en derivaciones o acometidas. Son nodos para conexión eléctricas en media o baja tensión en redes soterradas. Estos barrajes se encuentran para los diferentes niveles de tensión, lo único que cambia es su tamaño.



Figura 21. Conexión de derivación de conexión eléctrica subterráneos. Tomado de_: Infraestructura de ESSA

Codo para puesta a tierra: Su función es proveer un aterrizaje visible del cable a través de elementos insertos operables con carga.

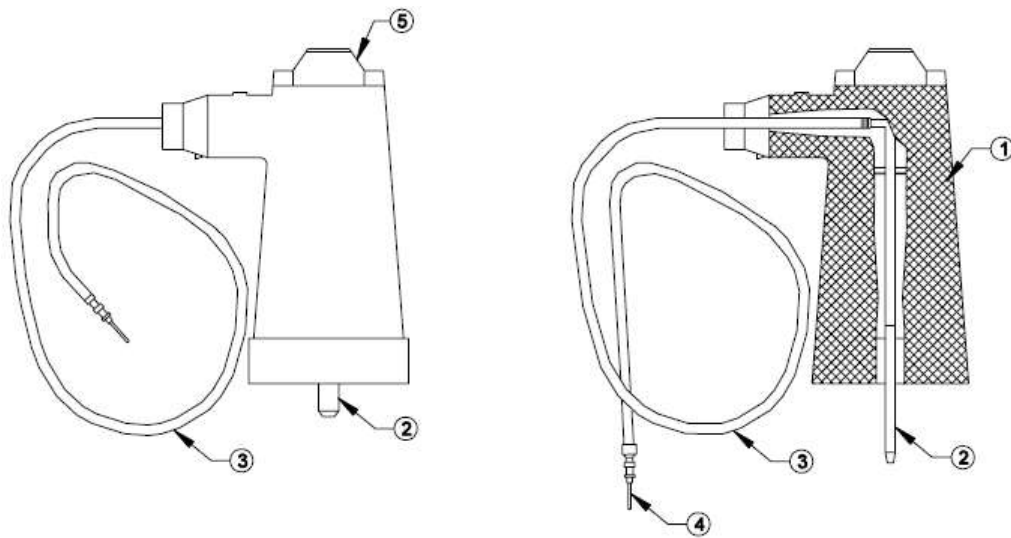


Figura 22. Codo de Conexión de aterrizado a tierra. Tomado de Codensa (s.f.) Especificacion tecnicas termanales bujes tipo IEC 15 KV Recuperado de: https://likinormas.micodensa.com/Especificacion/terminales_empalmes_barrajes_cintas/et724_especificacion_tecnica_terminales_bujes_tipo_iec_15_kv

Empalme en T: Tiene la función de derivar o empalmar circuitos, hacer conexión a transformadores y suiches subterráneos.

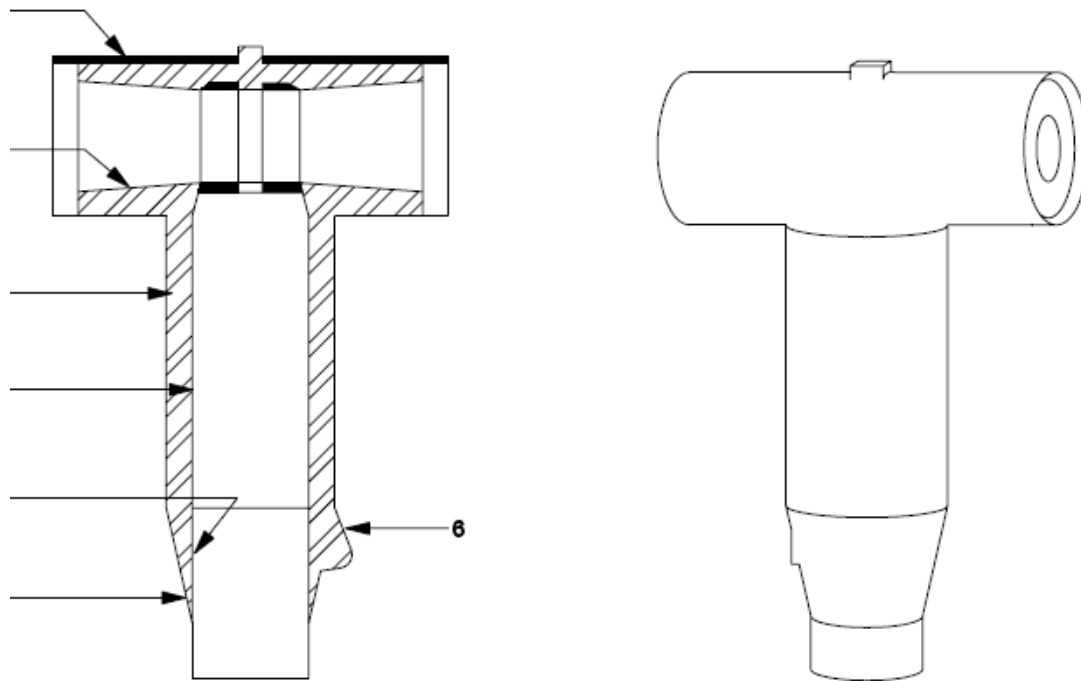


Figura 23. Codo de derivación tipo T. Tomado de Codensa (s.f.) Especificacion tecnicas termanales bujes tipo IEC 15 KV Recuperado de: https://likinormas.micodensa.com/Especificacion/terminales_empalmes_barrajes_cintas/et724_especificacion_tecnica_terminales_bujes_tipo_iec_15_kv

- **Telemáticos**

Para las redes de telemáticos como no es negocio de un operador de red de energía eléctrica, pero está en la obligación de alquilar o arrendar su infraestructura según lo definido en la resolución CREG 071 de 2008 y la CRC 4245 de 2013. Por esta razón solo se contempla cinco ductos exclusivos para telemáticos de 3”.

Cabe mencionar que los telemáticos pueden compartir zanja, pero no cajas de inspección de nivel de tensión I.

- **Acometidas**

Si en la totalidad de las redes de energía eléctrica fueran subterráneas, la acometida de un usuario se debe considera subterránea desde una caja de inspección de Baja tensión conectada a un barraje de 4 puestos.

Por esta razón el conductor de la acometida se define con un Cable concéntrico 2x8 + 8 AWG – CU en ducteria 1” considerando los codos y terminales.

2.3 Propuesta y consideraciones de construcción

Con el fin de presupuestar y determinar algunos parámetros técnicos, se relacionan las consideraciones que se tuvieron presente para el análisis estándar de una obra de red eléctrica subterránea, caracterizando un kilómetro tipo para los diferentes niveles de tensión.

- **Nivel de tensión III**

Se relaciona las consideraciones de obra civil para un kilómetro de red tipo es:

- En la excavación el 50% es terreno tipo Suave
- En la excavación el 30% es terreno tipo medio (duro rocoso medio)
- En la excavación el 20% terreno pesado
- El 20% de relleno es con material en sitio seleccionado
- El 80% de relleno es con recebo nuevo
- El 10% zona verde
- El 70% asfalto o vías
- El 20% andenes
- El 30% adicionales en pisos especiales

- En un kilómetro de red se deben considerar mínimo 28 cajas de inspección simples y 2 cajas de inspección dobles. (no se considera ramales o acometidas a usuarios)

- El porcentaje en vías protegidas es del 5% (intervención de 3 mts adicionales a la zanja afectada)

Las consideraciones de obra eléctrica para un kilómetro de red tipo es:

- Se consideran 3 seccionadores subterráneos para cada línea. Los cuales se instalarían en Suplencias y a lo largo de la línea.

- Se contempla un 5% en Bucles o curvas que se dejan instaladas en las cajas de inspección.

- Se contempla la reserva de ductos adicional del 100 % de las redes, ósea un banco de ductos de reserva para todo el kilómetro de red.

Las consideraciones anteriormente mencionadas hacen referencia a topologías establecidas de construcción.

- **Nivel de tensión II**

Se relaciona las consideraciones de obra civil para un kilómetro de red tipo es:

- En la excavación el 50% es terreno tipo Suave

- En la excavación el 30% es terreno tipo medio (duro rocoso medio)

- En la excavación el 20% terreno pesado

- El 20% de relleno es con material en sitio seleccionado

- El 80% de relleno es con recebo nuevo

- El 10% zona verde

- El 70% asfalto o vías

- El 20% andenes

- El 30% adicionales en pisos especiales

- En un kilómetro de red se deben considerar mínimo 8 cajas de inspección simples y 14 cajas de inspección dobles. (no se considera ramales o acometidas a usuarios)

- El porcentaje en vías protegidas es del 5% (intervención de 3 mts adicionales a la zanja afectada)

Las consideraciones de obra eléctrica para un kilómetro de red tipo es:

- Se consideran cuatro seccionalizadores sumergibles para cada circuito. Los cuales se instalarían en dos suplencias y a lo largo de la línea.

- Se considera un 65% del circuito para la red principal o troncal y el ramal de suplencia, cuyo calibre es de 350 MCM, el 35% restante se considera para los ramales secundarios y acometidas de nivel de tensión II, cuyo calibre es 4/0 AWG.

- Se contempla un 5% en Bucles o curvas que se dejan instaladas en las cajas de inspección.

- Se contempla la reserva de ductos adicional del 150 % de las redes, ósea un banco de ductos de reserva de ducteria para todo la red y otro banco de ductos en el 50% de la red.

Las consideraciones anteriormente mencionadas hacen referencia a topologías establecidas de construcción.

- **Nivel de tensión I**

Se relaciona las consideraciones de obra civil para un kilómetro de red tipo es:

- En la excavación el 50% es terreno tipo Suave

- En la excavación el 30% es terreno tipo medio (duro rocoso medio)

- En la excavación el 20% terreno pesado

- El 20% de relleno es con material en sitio seleccionado

- El 80% de relleno es con recebo nuevo

- El 10% zona verde

- El 70% asfalto o vías
- El 20% andenes
- El 30% adicionales en pisos especiales
- En un kilómetro de red se deben considerar mínimo 25 cajas de inspección simples de baja tensión. (no se considera cajas para acometidas u otras conexiones)
- El porcentaje en vías protegidas es del 5% (intervención de 3 mts adicionales a la zanja afectada)
- Las obras civiles de red de baja tensión no comparte las obras de redes de media tensión.
- El 30% de las obras civiles son asumidas por alumbrado público (las redes de baja tensión y alumbrado público comparten zanja)

Las consideraciones de obra eléctrica para un kilómetro de red tipo es:

- Se contempla un 5% en Bucles o curvas que se dejan instaladas en las cajas de inspección.
- No se contempla reserva en ductos ya que se consideraron dentro del alcance de diseño por baja tensión.

Las consideraciones anteriormente mencionadas hacen referencia a topologías establecidas de construcción.

- **Otras consideraciones**

Se relaciona las consideraciones adicionales para la estimación de acometidas, telemáticos y alumbrado público:

- Se considera que las redes de alumbrado público son el 65% de redes de baja tensión.
- Se considera 40 iluminarias tipo exterior de alumbrado público.
- Se considera una caja de inspección sencilla para BT en cada tres acometida, esta caja se convierte en derivación para conexión de los clientes.

- Los impuestos del municipio por uso de espacio público son:

Impuesto emitido por la Alcaldía por la utilización o intervención de espacio público, con un costo de \$ 12.300,00 por metro cuadrado.

Póliza de cumplimiento del 10% del valor de obra civil

Póliza de Calidad de los materiales por 20% del valor de obra civil

Estabilidad de la obra por 20% del valor de obra civil

Responsabilidad civil extracontractual del 20% del valor de obra civil.

Y se debe considerar la obligación de pavimentar 3 metros de vía adicionales cuando se intervenga vías protegidas (se define las vías protegidas como vías o andenes que se hayan intervenido 5 años atrás).

- Se debe realizar un Plan de seguridad vial – PMT Plan de Manejo de Transito: Se debe realizar un estudio y tramitarlo en la Dirección de tránsito donde se especifique los riesgos y acciones que se deben realizar al momento de ejecutar una obra en espacio público.

- Se considera un 30% del costo directo para administración por parte del OR y 30% por imprevistos.

3. Caracterización económica de redes eléctricas

Para cada nivel de tensión y contemplando las consideraciones mencionadas en el capítulo 2.3, se caracteriza el costo de soterrar un kilómetro tipo promedio. Este análisis se observa en el anexo 1.

3.1 Costo de inversión para redes subterráneas

3.1.1 Inversión de obra civil y obra eléctrica en redes de nivel de tensión III. Se caracterizó el costo de soterrar un kilómetro promedio de las redes de nivel de tensión III, teniendo presente las consideraciones anteriormente mencionadas.

El valor por kilómetro promedio para obras civiles es de \$ **1.179´146.039,98 COP**.

El valor por kilómetro promedio de obra eléctrica (solo se considera conductor y ducteria) es de \$ **1.296´419.074,20 COP**.

El costo por seccionadores de línea (incluye caja de inspección y equipo) es de \$ **177´798.476,10 COP**.

Estos valores son a precios colombianos de diciembre de 2017.

3.1.2 Inversión de obra civil y obra eléctrica en redes de nivel de tensión II. Se caracterizó el costo de soterrar un kilómetro promedio de las redes de nivel de tensión II, teniendo presente las consideraciones anteriormente mencionadas.

El valor por kilómetro promedio para obras civiles es de \$ **1.266´268.183,98 COP**.

El valor por kilómetro promedio de obra eléctrica (solo se considera conductor y ducteria) es de \$ **1.421´793.510,29 COP**.

El costo por transformador (incluye caja de inspección y equipo) es de \$ **120´549.574,71 COP** considerando un transformador de 45 kVA tipo.

El costo por seccionadores de circuito (incluye caja de inspección y equipo) es de \$ **273´803.424,47 COP**.

Estos valores son a precios colombianos de diciembre de 2017

3.1.3 Inversión de obra civil y obra eléctrica en redes de nivel de tensión I. Se caracterizó el costo de soterrar un kilómetro promedio de las redes de nivel de tensión I, teniendo presente las consideraciones anteriormente mencionadas.

El valor por kilómetro promedio para obras civiles es de **\$ 520'613.804,20 COP.**

El valor por kilómetro promedio de obra eléctrica (solo se considera conductor y ducteria) es de **\$ 88'455.942,84 COP.**

El costo por caja de derivación para 3 acometidas (incluye barraje) es de **\$ 5'672.640,38 COP.**

Estos valores son a precios colombianos de diciembre de 2017

3.1.4 Inversión de obra civil y obra eléctrica en acometidas. Las acometidas es la parte de la instalación eléctrica que se construye desde las redes de distribución, hasta las instalaciones del usuario. La acometida eléctrica servirá para transportar y utilizar la energía después del punto de conexión de la red de distribución.

El costo de las acometidas es del usuario final, el operador de red se encarga de suministrar el servicio hasta el punto de distribución y se calculó para diferentes tipos de estratos socioeconómicos:

Tabla 4.

Costos de inversión para acometidas

ACOMETIDAS		
S.T.I. DE Acometida monofásica cable concéntrico hasta contador. Estrato 1 y 2 (fachada en concreto)	UND	\$ 1.609.582,57
S.T.I. DE Acometida bifásica cable concéntrico hasta contador. Estrato 3 y 4 (fachada en concreto - estuco - losas)	UND	\$ 2.112.632,36

ACOMETIDAS

S.T.I. DE Acometida bifásica cable concéntrico hasta contador. Estrato 5 y 6 (fachada en concreto - estuco especial - losas especiales)	UND	\$ 2.587.037,49
---	-----	-----------------

Estos costos son a diciembre de 2017

3.1.5 Inversión de obra civil y obra eléctrica en redes de alumbrado público. Se caracterizó el costo de soterrar un kilómetro promedio de las redes de nivel de tensión I, teniendo presente las consideraciones anteriormente mencionadas.

El valor por kilómetro promedio para obras civiles es de **\$ 441'366.335,17 COP.**

El valor por kilómetro promedio de obra eléctrica (solo se considera conductor y ducteria) es de **\$ 63'423.539,80 COP** donde se incluyen las estructura y luminaria.

Estos valores son a precios colombianos de diciembre de 2017

Cabe resaltar que de acuerdo a la normativa vigente la cual se relaciona en la tabla 5, el servicio de alumbrado público es de carácter no domiciliario que se presta con el objeto de proporcionar exclusivamente la iluminación de los bienes de uso público y demás espacios de libre circulación de tránsito vehicular o peatonal dentro del perímetro urbano y rural de un municipio o Distrito. El servicio de alumbrado público comprende las actividades de suministro de energía al sistema de alumbrado público, la administración, la operación, el mantenimiento, la modernización, la reposición y la expansión del sistema de alumbrado público. Así mismo se cuenta con un marco normativo que define los aspectos técnicos, comerciales y contractuales que se enmarcan dentro del Sistema de Alumbrado Público - SALP. A continuación, se presenta cuadro de resumen señalando los contenidos de la normativa vigente:

Tabla 5.

Marco normativo que regula el servicio de alumbrado público

Norma	Contenido
Constitución Política del 91	La responsabilidad directa de garantizar el servicio de AP mediante su prestación directa o indirecta esta en cabeza de los entes territoriales.
Ley 1150 de 2007	Elementos que se deben cumplir en los contratos estatales de Alumbrado Público. (Artículo 29)
Ley 1753 de 2015	El Art. 191 de la Ley 1753 del 9 de Junio de 2015 PND 2014-2018 correspondiente a alumbrado público fue demandado por inconstitucionalidad. La Corte mediante Sentencia C-272/16 del 25 de Mayo de 2016, concluyó que el tributo (contribución) creado por el Artículo 191 era contrario a la Constitución, e igualmente la Sala Plena aclaró que con la decisión no surge vacío normativo alguno, puesto que recobran vigencia las disposiciones tributarias anteriores de alumbrado público.
Ley 1819 de 2016	Por medio de la cual se establece la Reforma Tributaria, la cual en los artículos 349 al 353 define modificaciones asociadas a la destinación específica del tributo y frente al servicio de facturación y recaudo del impuesto, estableciendo que el mismo no tendrá ningún tipo de contraprestación.
Decreto 2424 de 2006	Regula la prestación del servicio de AP, (definiciones, obligaciones, remuneración por costos eficientes de los prestadores del servicio de AP, función de la CREG de establecer una metodología para la determinación de los costos máximos que deben aplicar los municipios.)
Resolución CREG 043 de 1995	Por la cual se regula de manera general el suministro y el cobro que efectúen las empresas de servicios públicos domiciliarios a municipios por el servicio de energía eléctrica que se destine para alumbrado público.
Resolución CREG 123 de 2011	Aprueba la metodología para la determinación de los costos máximos que deberán aplicar los municipios que deberán aplicar los municipios o

Norma	Contenido
	distritos para remunerar a los prestadores del servicio, así como el uso de los activos vinculados al sistema de alumbrado público.
RETILAP	Reglamento Técnico de Iluminación de Alumbrado Público, el cual establece los requisitos y medidas que deben cumplir los SALP, tendientes a garantizar los niveles y calidades de energía lumínica, la seguridad el abastecimiento energético, y la protección y preservación medioambiental, previniendo, minimizando o eliminando los riesgos originados por la instalación y uso de sistemas de iluminación.
Resolución CREG 122 de 2011	Regula el contrato y el costo de facturación y recaudo conjunto con el servicio de energía del impuesto creado por la ley 97 de 1913 y 84 de 1915 con destino a la financiación del servicio de alumbrado público.
Resolución CREG 005 de 2012	Modifica la Resolución CREG 122 de 2011 con respecto a la fórmula del costo de facturación y recaudo.

3.1.6 Inversión de obra civil y obra eléctrica en redes de alumbrado público . La inversión que se tendría que realizar para disponer la ducteria específica para telemáticos, donde no se considera ninguna obra civil es de **\$ 70´195.996,77 COP**.

De igual forma se debe considerar el marco legal vigente que establece que las empresas prestadoras del servicio de energía eléctrica permitan la utilización de su infraestructura por empresas que presten servicios de sistemas de televisión, valor agregado, telemáticos, seguridad, vigilancia, monitoreo remoto y comunicaciones entre otros. Siempre y cuando exista una viabilidad técnica y previo acuerdo o contrato de arrendamiento entre las partes.

A continuación, se relaciona el marco legal que establece lo anterior:

- Artículo 30 y 13 de la Constitución Política Colombiana en El Artículo 30 de la Ley 143 del 11 de julio de 1994 (Ley Eléctrica) (Ley 143, 1993).

- Constitución Política Colombiana en El artículo 57 de la Ley 1450 del 16 de Junio del 2011.
- La Resolución CREG No. 071 del 2008 (Resolución CREG 071, 2008)

3.2 Otras consideraciones por la subterranización de redes

3.2.1 Otros impactos por la subterranización de redes. Adicionalmente a los costos para subterranizar las redes, se debe considerar el costo de desmantelamiento por las redes actuales o aéreas. Este valor debe ser asumido por el operador de red siendo este propietario de dichos activos.

3.2.2 DNA – Demanda No Atendida. Cuando se efectúen los trabajos para trasladar las redes aéreas a subterráneas, se presentará una demanda no atendida por las desconexiones de los usuarios que se deban realizar. Adicionalmente a eso, según la regulación CREG 015 DE 2018, dichas desconexiones perjudican la calidad del servicio del OR cuyos indicadores son medidos por SAIDI y SAIFI o los indicadores de los usuarios DIU y FIU (Resolución 015, 2018).

Se aclara que la cantidad de horas de desconexión depende de la metodología que se proponga para dichos traslados.

3.2.3 No reconocimiento de activos fijos actuales (redes aéreas) según resol CREG 015 de 2018. Es el ingreso que un OR deja de percibir por la inversión que realizó años anteriores, ósea los activos fijos actuales (redes aéreas) que aún poseen años de vida útil. Según la metodología de remuneración CREG 015 de 2018 que define el costo y vida útil de los diferentes activos de un operador de red, determina que los activos que se instalaron antes de Dic 2018 se

consideran como si tuvieran 10 años de vida ya reconocidos y los activos que se instalaron de Dic de 2018 a Dic de 2018 se consideran como nuevos o cero años de vida reconocida (Resolución 015, 2018).

3.2.4 Telemáticos. Adicionalmente del costo que se debe considerar para la nueva infraestructura de los telemáticos, los operadores de red dejan de percibir el ingreso por prestar o alquilar su infraestructura para que cualquier empresa o compañía que esté interesada en hacer uso de esta. Por esta razón la Resolución CREG 071 de 2008 define las condiciones de uso que deberán adecuarse como mínimo en el Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas - RETIE y a las condiciones de seguridad establecidas por Operador de Red de Electricidad (Resolución CREG 071, 2008) (Resolución 90708, 2013).

3.2.5 Acometida. Las acometidas es la parte de la instalación eléctrica que se construye desde las redes de distribución, hasta las instalaciones del usuario. La acometida eléctrica servirá para transportar y utilizar la energía después del punto de conexión de la red de distribución, también es conocida como la frontera entre un operador de red y el usuario (Electrificadora de Santander S.A E.S. P, 2007)

Estas acometidas según la normativa legal vigente es propiedad del usuario, por esta razón, el costo de las acometidas es del usuario final, el operador de red se encarga de suministrar el servicio hasta el punto de distribución o frontera comercial.

3.2.6 Impacto en la movilidad. Antes de iniciar cualquier obra que implique intervenir espacio público como lo son vías o andenes peatonales, se debe realizar el respectivo PMT – Plan

de Manejo de Tránsito la cual debe estar aprobada a la entidad competente (Departamento de Tránsito). Este PMT establece la propuesta técnica que se debe desarrollar como estrategias de mitigación para los impactos generados por obras de infraestructura que afecten el funcionamiento tradicional de la movilidad y el tránsito produciendo problemas de desplazamiento vehicular y peatonal, un ejemplo son los cierres de carril, demarcaciones, semaforización, instalación de señales o simplemente el diseño de esquemas de vías alternas para evacuación vehicular.

Adicionalmente en toda entidad gubernamental (Alcaldía o Gobernación) se debe realizar pagos por el uso del espacio público, los cuales obliga contemplar pólizas de cumplimiento, calidad de los materiales, estabilidad de la obra y responsabilidad civil extracontractual.

3.2.7 Impacto tarifario. Se pueden presentar aumentos significativos en la tarifa en el cargo de distribución dado que en Colombia los cargos de la tarifa son regulada según la comisión de regulación de energía y gas según la CREG 119 de 2007 (Resolución CREG 119, 2007) y su valor es proporcional a los activos existentes e inversiones del operador de red según lo definido en la resolución CREG 015 de 2018 (Resolución 015, 2018). Considerando que los activos subterráneos más costoso que los activos aéreos según la valoración de unidades constructivas reglamentada por la CREG.

3.3 Costo de inversión para redes aéreas

Para estimar el costo de inversión de una red aérea, se considera una red urbana en conductor semi-aislado Ecológico con cable de guarda y un vano promedio de 60 mts, adicionalmente a esto un 60% de estructuras de retención y el 40 % en estructuras de paso.

En el anexo 2 se observa los costos asociados para nivel de tensión III y II.

3.3.1 Redes aéreas de nivel de tensión III. Considerando red compacta ecológica con un calibre 266 MCM y un cable de guarda de ¼”, el precio por kilómetro de red es de \$ 403 797 713.07.

3.3.2 Redes aéreas de nivel de tensión II. Considerando red compacta ecológica con un calibre 4/0 AWG y un cable de guarda de ¼”, el precio por kilómetro de red es de \$ 293 096 812.24

Las redes de nivel de tensión I son muy variables dependiendo del diseño estructural y necesidad técnica.

4. Reconocimiento en unidades constructivas en redes subterráneas y aéreas

Según la resolución CREG 015 de 2018 definida por el Ministerio de Minas y Energía - MME mediante la Comisión de Energía y Gas - CREG, establece la metodología de remuneración que un operador de red percibe por la actividad de distribución de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional – SIN (Resolución 015, 2018)

En el capítulo 14 se definen las Unidades Constructivas – UC que valora las inversiones en todos los niveles de distribución, siendo las UCs el conjunto de componentes o elementos que conforman un activo del sistema eléctrico el cual tiene una función específica (Resolución 015, 2018).

4.1 Unidades Constructivas en redes subterráneas

En el anexo 3 se relacionan las UCs comúnmente usadas en una red subterránea, cabe mencionar que el segundo dígito de la UC es el nivel de tensión al cual corresponde dicho activo.

A continuación, se caracteriza un kilómetro tipo de red subterránea para cada nivel de tensión según UCs, se contempla las consideraciones descritas en el capítulo 3.

- **Nivel de tensión III**

Donde la UCs de canalización corresponde a las obras civiles (incluye ductería y cajas de inspección) y el conductor a las obras eléctricas.

Tabla 6.

Caracterización redes subterráneas de costos Nivel III según UCs – CREG 015 de 2018

UC	DESCRIPCIÓN	VALOR UC [\$ dic 2017]	Uni	Can t	Valor Total [\$ dic 2017]
N3L82	Canalización 4*6"	\$ 512 465 000.00	km	1	\$ 512 465 000.00
	km de conductor (3 fases)				
N3L121	de cobre aislado XLP o EPR, 35 kV- 500 kcmil	\$ 357 310 000.00	km	1	\$ 357 310 000.00
Valor Total kilómetro tipo de Nivel de tensión III					\$ 869 775 000.00

- **Nivel de tensión II**

Donde la UCs de canalización corresponde a las obras civiles (incluye ductería y cajas de inspección) y el conductor a las obras eléctricas.

Tabla 7:

Caracterización redes subterráneas de costos Nivel II según UCs – CREG 015 de 2018

UC	DESCRIPCIÓN	VALOR UC [\$ dic 2017]	Uni	Cant	Valor Total [\$ dic 2017]
N2L77	Canalización urbana 4x4"	\$ 525 751 000.00	km	1	\$ 525 751 000.00
	km de conductor (3 fases)				
N2L132	de cobre aislado XLP o EPR, 15 kV- 350 Kcmil	\$ 233 477 000.00	km	1	\$ 233 477 000.00
N2EQ1	Barraje de derivación subterráneo - N2	\$ 3 199 000.00	und	20	\$ 63 980 000.00
Valor Total kilometro tipo de Nivel de tensión II					\$ 823 208 000.00

- **Nivel de tensión I**

Donde la UCs de canalización y cajas subterráneas corresponde a las obras civiles y el conductor a las obras eléctricas.

Tabla 8:

Caracterización redes subterráneas de costos Nivel I según UCs – CREG 015 de 2018

UC	DESCRIPCIÓN	VALOR UC [\$ dic 2017]	Uni	Cant	Valor Total [\$ dic 2017]
	km de conductor/fase				
N1L137	subterráneo urbano - Aislado - Aluminio - calibre 1/0	\$ 3 072 400.00	km	4	\$ 12 289 600.00
N1C7	Canalización con 3 ductos	\$ 185 000 000.00	km	1	\$ 185 000 000.00
N1C2	Caja para redes subterráneas tipo doble	\$ 3 755 000.00	und	3	\$ 11 265 000.00
N1C1	Caja para redes subterráneas tipo sencillo	\$ 1 519 000.00	und	7	\$ 10 633 000.00
Valor Total kilometro tipo de Nivel de tensión I					\$ 219 187 600.00

Adicionalmente se debe considera la UC de los transformadores de redes subterráneas, una típica es la N1T28 “Transformador Subestación Trifásico urbano de 75 kVA” con un valor a Dic 2017 de \$ 75 852 000.00 COP

4.2 Unidades Constructivas en redes aéreas

En el anexo 3 se relacionan las UCs comúnmente usadas en una red aéreas, cabe mencionar que el segundo dígito de la UC es el nivel de tensión al cual corresponde dicho activo.

A continuación, se caracteriza un kilómetro tipo de red aéreo para cada nivel de tensión según UCs, se contempla las consideraciones descritas en el capítulo 3.3.

- **Nivel de tensión III**

Tabla 9:

Caracterización redes aéreas de costos Nivel III según UCs – CREG 015 de 2018

UC	DESCRIPCIÓN	VALOR UC [\$ dic 2017]	Uni	Cant	Valor Total [\$ dic 2017]
N3L61	Poste de concreto de 14 m 750 kg Poste simple - Circuito sencillo - retención	\$ 6 953 000.00	und	10	\$ 69 530 000.00
N3L60	Poste de concreto de 14 m 750 kg Poste simple - Circuito sencillo - suspensión	\$ 3 943 000.00	und	7	\$ 27 601 000.00
N3L98	km de conductor (3 fases) semiaislado 266 kcmil	\$ 208 008 000.00	km	1	\$ 208 008 000.00
N3L124	Cable de Guarda	\$ 3 655 000.00	km	1	\$ 3 655 000.00
Valor Total kilómetro tipo de Nivel de tensión III					\$ 308 794 000.00

Adicionalmente existes UCs para equipos de protección, corte y maniobra en este nivel de tensión.

- **Nivel de tensión II**

Tabla 10:

Caracterización redes aéreas de costos Nivel II según UCs – CREG 015 de 2018

UC	DESCRIPCIÓN	VALOR UC [\$ dic 2017]	Uni	Cant	Valor Total [\$ dic 2017]
N2L99	km de conductor (3 fases) semiaislado 4/0 AWG	\$ 72 635 000.00	km	1	\$ 72 635 000.00
N2L71	Poste de concreto de 12 m 1050 kg - retención	\$ 4 226 000.00	und	10	\$ 42 260 000.00
N2L70	Poste de concreto de 12 m 510 kg - suspensión	\$ 3 215 000.00	und	7	\$ 22 505 000.00
N2L136	Cable de Guarda	\$ 2 960 000.00	km	1	\$ 2 960 000.00
Valor Total kilometro tipo de Nivel de tensión II					\$ 137 400 000.00

Adicionalmente existes UCs para equipos de protección, corte y maniobra en este nivel de tensión.

5. Comparación económica y remunerativa

Con el fin de observar los impactos económicos que puede percibir un operador de red, se realiza un comparativo de los activos en redes subterráneas como redes aéreas, mediante la valoración de las UCs según CREG 015 de 2018 y según estimación de costo realizado en el capítulo 3.1.

5.1 Comparativo UC vs CAPEX redes subterráneas

A continuación, se relaciona el valor del CAPEX y el valor según UC de un kilómetro tipo para una red subterránea:

- **Nivel de tensión III**

Tabla 11.

Comparativo según CREG vs CAPEX Nivel III según UCs – CREG 015 de 2018

Unidades Constructivas [CREG 015 de 2018]			CAPEX	Porcentaje Sobrecosto
Canalización 4*6"	\$512 465 000.00	Obras civiles	\$ 1 179 146 039.98	130.09%
km de conductor (3 fases) de cobre aislado XLP o EPR, 35 kV- 500 kcmil	\$357 310 000.00	Obras eléctricas	\$ 1 296 419 074.20	262.83%
Total UCs	\$869 775 000.00	Total CAPEX	\$ 2 475 565 114.18	184.62%

Se observa un sobrecosto de 184,62 % en el costo de soterrar un kilómetro de red de nivel de tensión III con respecto al valor reconocido según UC. Adicionalmente se observa que donde mayor se presentan el sobrecosto es en las obras eléctricas.

- **Nivel de tensión II**

Tabla 12.

Comparativo según CREG vs CAPEX Nivel II según UCs – CREG 015 de 2018

Unidades Constructivas [CREG 015 de 2018]			CAPEX	Porcentaje Sobrecosto
Canalización urbana 4x4"	\$525 751 000.00	Obras civiles	\$ 1 266 268 183.95	140.85%
km de conductor (3 fases) de cobre aislado XLP o				
EPR, 15 kV- 350 Kcmil	\$297 457 000.00	Obras eléctricas	\$ 1 421 793 510.29	377.98%
Barraje de derivación subterráneo - N2				
Total UCs	\$823 208 000.00	Total CAPEX	\$ 2 688 061 694.24	226.53%

Se observa un sobrecosto de 226,53 % en el costo de soterrar un kilómetro de red de nivel de tensión II con respecto al valor reconocido según UC. Adicionalmente se observa que donde mayor se presentan el sobrecosto es en las obras eléctricas.

- **Nivel de tensión I**

Tabla 13:

Comparativo según CREG vs CAPEX Nivel I según UCs – CREG 015 de 2018

Unidades Constructivas [CREG 015 de 2018]			CAPEX	Porcentaje Sobrecosto
Canalización con 3 ductos				
Caja para redes subterráneas tipo doble	\$ 206 898 000.00	Obras civiles	\$ 520 613 804.20	151.63%
Caja para redes subterráneas tipo sencillo				
km de conductor/fase subterráneo urbano -				
Aislado - Aluminio - calibre 1/0	\$ 12 289 600.00	Obras eléctricas	\$ 88 455 942.84	619.76%
Total UCs	\$219 187 600.00	Total CAPEX	\$ 609 069 747.04	177.88%

Se observa un sobrecosto de 177,88 % en el costo de soterrar un kilómetro de red de nivel de tensión I con respecto al valor reconocido según UC. Adicionalmente se observa que donde mayor se presentan el sobrecosto es en las obras eléctricas.

- **Equipo de transformación**

Adicionalmente se realiza el comparativo en el equipo de transformación, cabe mencionar que en equipos de protección corte y maniobra no se especifican para redes subterráneas.

Tabla 14:

Comparativo según CREG vs CAPEX Transformadores según UCs – CREG 015 de 2018

Unidades Constructivas [CREG 015 de 2018]			CAPEX		Porcentaje Sobrecosto
Transformador Subestación urbano de 75 kVA	Trifásico	\$ 75 852 000.00	Transformador de distribución sumergible	\$ 120 549 574.71	58.93%

Se observa un sobrecosto del 58,93 % con respecto al valor reconocido según UC, cabe mencionar que el CAPEX considera la caja de inspección especial que debe contener un transformador subterráneo.

5.2 Comparativo UC vs CAPEX redes aéreas

A continuación, se relaciona el valor del CAPEX y el valor según UC de un kilómetro tipo para una red aérea:

Tabla 15:

Comparativo según CREG vs CAPEX Redes aéreas según UCs – CREG 015 de 2018

Red eléctrica tipo aérea	Unidades	CAPEX	Porcentaje Sobrecosto
	Constructivas [CREG 015 de 2018]		
Nivel de tensión III	\$308 794 000.00	\$403 797 713.07	30.77%
Nivel de tensión II	\$137 400 000.00	\$293 096 812.24	113.32%

Se observa que tanto en nivel de tensión III y II se presentan sobrecostos de 30,77 % y 113,32 % respectivamente.

5.3 Comparativo UC vs CAPEX redes aéreas

Con el fin de revisar las diferencias entre redes subterráneas y aéreas, se comparan los precios según unidades constructivas y valoración por CAPEX, con esta forma se puede contemplar la perspectiva desde un operador cuál es su conveniencia en construir redes aéreas o subterráneas.

Tabla 16:

Comparativo Redes Subterráneas con aéreas según UCs – CREG 015 de 2018

Red eléctrica	Unidades Constructivas [CREG 015 de 2018]		
	Subterránea	Aérea	Diferencia subterránea / aérea
Nivel de tensión III	\$869 775 000.00	\$308 794 000.00	2.82
Nivel de tensión II	\$823 208 000.00	\$137 400 000.00	5.99

Se concluye que según la metodología de remuneración CREG 015 de 2018, las redes subterráneas son aproximadamente 5 veces más costosas que las redes aéreas.

Tabla 17:

Comparativo Redes Subterráneas con aéreas según valoración CAPEX

Red eléctrica	CAPEX		
	Subterránea	Aérea	Diferencia subterránea / aérea
Nivel de tensión III	\$ 2 475 565 114.18	\$ 403 797 713.07	6.13
Nivel de tensión II	\$ 2 688 061 694.24	\$ 293 096 812.24	9.17

Se concluye que la valoración técnica y económica, las redes subterráneas son aproximadamente 8 veces más costosas que las redes aéreas.

6. Implicaciones positivas y negativas por la subterraneanización de redes

Pese a que los sistemas de distribución aéreos y subterráneos tienen tantas diferencias, ante la construcción de redes nuevas subterráneas y cambios de redes existentes aéreas a subterráneas, se presentan impactos categorizados en económicos, ambientales, salud y seguridad, socioeconómicos, técnicos, y regulatorios.

A continuación, se relacionan los impactos positivos y negativos que puede observar la comunidad y un operador de red:

6.1 Impactos positivos

- Impacto estético: uno de los principales beneficios que tienen las redes subterráneas es el impacto visible el cual le proporciona satisfacción del servicio al cliente, debido a que mejora la imagen arquitectónica de la zona.
- Impacto ambiental: con las redes subterráneas se elimina el mantenimiento de las redes aéreas por la tala de árboles o podas de estos.
- Salud humana: debido a que las redes aéreas tienen sus conductores desnudos y en otros casos cuando se tiene cables con su aislamiento desgastado, al soterrar las redes se minimiza el riesgo de electrocuciones de las personas que por accidente. Las redes subterráneas disminuyen este riesgo, pero crean uno nuevo cuando otras construcciones subterráneas empiezan a excavar la tierra sin saber la localización y/o existencia de estas redes de distribución subterráneas.

6.2 Impactos positivos

- Costo inicial: los costos para convertir las redes de distribución subterráneas pueden variar dependiendo de la zona, pero normalmente es muy alto, un aproximado puede llegar de 8 veces el valor de red aérea.
- En redes subterráneas se presentan altos costos de operación y mantenimiento debido a los altos tiempos de reparación, ya que las fallas en este tipo de redes no son fáciles de localizar debido a su complejidad operacional y visual. Así trasladando la falta de suministro de energía eléctrica al usuario.

De igual al momento de una reparación ante inundaciones, se debe bombear el agua fuera de las cámaras y canales subterráneos. Por esto los costos de operación y mantenimiento de las redes subterráneas directamente enterradas pueden ser iguales a los costos de las redes aéreas, pero en contraste, las redes subterráneas con bancos de ductos pueden llegar a ser de dos a cinco veces más costoso su operación y mantenimiento en comparación de las redes aéreas.

- Impacto estético en el momento de su construcción: pese al impacto positivo que se tiene de las redes subterráneas con la buena imagen arquitectónica en el largo plazo, en el momento de su construcción se puede presentar un gran caos debido a la obstrucción del espacio público mientras se remueve la tierra y se entierra la red, lo cual obstaculiza el flujo normal de transporte vehicular o el peatonal por esta zona.



Figura 24. Obras civiles necesarias para soterrar las redes eléctricas. Fuente de la figura: Massachusetts Department of Energy Resources, FEASIBILITY STUDY FOR UNDERGROUNDING ELECTRIC DISTRIBUTION LINES IN MASSACHUSETTS, 2014 (Massachusetts Department of Energy Resources, 2014)

- Problemas con las raíces de árboles: pese a que se elimina el mantenimiento de las redes aéreas por la tala de árboles, las raíces de los mismos pueden ocasionar problemas con la red subterránea ya que no son controlables, su crecimiento es arbitrario y podría terminar en el trayecto de una de estas redes afectándolas.

- Interrupciones del servicio: cuando es el cambio de redes aéreas a subterráneas, al momento de la construcción se presenten indisponibilidad del servicio de energía.
- Reducción de vida útil: la vida útil de las redes subterráneas se encuentra aproximadamente en 30 años, el cual es inferior en comparación de una vida útil entre 40 y 50 años para las redes aéreas, lo que significa que aparte de que las redes subterráneas son más costosas hay que reponerlas más rápido en comparación con las aéreas.
- Acceso público a las instalaciones: la finalidad de que las redes de distribución sean aéreas, es que queden alejadas de la manipulación de la población en general debido a sus alturas; a diferencia de estas, las redes subterráneas son diseñadas para que operen a distancias cercanas al nivel del suelo, lo que hace necesario que los elementos de estas redes sean aislados ante el contacto con las personas; esto hace que el acceso a estas sea más fácil y por lo tanto se pueda presentar manipulación indebida. La manipulación indebida a las redes subterráneas se puede presentar en equipos, en postes de transición de red, vandalismo o hurto de conductores, uso de las cámaras como refugios, entre otros.
- Susceptibilidad por inundaciones: Al presentarse una inundación se retrasan las actividades de restauración del servicio de energía, debido a que las cámaras de inspección y cámaras inundadas deben ser bombeadas antes del ingreso. Por otra parte, pueden dejarse restos de contaminación sobre el equipo, lo que aumenta el riesgo de fallas futuras y puede aumentar la tasa de acumulación de electroquímicos en el aislamiento del cable subterráneo lo cual ocasiona una falla.
- Susceptibilidad a las excavaciones de otras construcciones: en el momento de presentarse otro tipo de construcciones cerca de una red subterránea existente, se puede incurrir en un

daño por parte de terceros al no tener conocimiento de la existencia de la red y en la excavación perforar los cables y/o ductos enterrados.

- Sobrecargas: Los equipos aéreos se pueden cargar del 20% al 50% por encima de su pico de capacidad normal hasta por varias horas para mantener el servicio después de un evento de interrupción; el equipo subterráneo no se puede cargar a estos niveles sin riesgo de daños. Ante una sobrecarga en los cables, el aislamiento se deteriora debido a la exposición a las altas temperaturas por largos periodos de tiempo.
- Inversiones no recuperables: para el caso de convertir la red aérea a red subterránea, un operador de red percibe ingresos indirectos como lo son el arriendo de los postes para los servicios de televisión, telefonía e internet, por lo tanto, al realizar la conversión de la red de distribución subterránea se dejarían de recibir estos ingresos.
- Aumento en la tarifa: los usuarios perciben un aumento en la tarifa ya que esta se regula según los activos que un operador de red necesita para su distribución.

7. Conclusiones

En primera instancia, se revisó los alcances de las exigencias de subterranización de redes en los esquemas de ordenamientos territoriales nacionales e internacionales, los cuales promueven el soterrado de las redes en sectores limitados o mínimos, priorizando las áreas de renovación urbano o tratamiento de desarrollo. Lo anterior se considera siempre y cuando haya un equilibrio técnico

y económico de los involucrados, considerando al operador de red como propiedad de los activos hasta el usuario quien es el que paga por el servicio prestado.

De igual forma la subterranización no se promueve de forma generalizada para todas las redes, esto a que genera un gran impacto económico tanto para el operador de red quien realiza las inversiones, considerando que estas acciones no promueven la ampliación de la cobertura o mejoramiento del servicio, igualmente impacta al usuario ya que su tarifa aumentaría considerablemente.

Por otro lado, mediante la caracterización estándar de redes subterráneas y aéreas para los diferentes niveles de tensión, se observa los impactos económicos que pueden ocasionar las exigencias de los planes o esquemas de ordenamiento territorial respecto al soterrado de redes eléctricas.

De lo anterior se observa que el costo por CAPEX de las redes subterráneas son aproximadamente 4 veces el valor de las redes aéreas. Si se compara el valor por unidades constructivas, las redes subterráneas son 7 veces más costosas que las redes aéreas. También se concluye que la valoración en unidades constructivas reconocidas por la CREG mediante su metodología de remuneración CREG 015 de 2018, no reconoce el costo real calculado mediante un CAPEX. Esto genera un sobre costo de aproximadamente el doble en la ejecución con el valor esperado.

Otra implicación económica por el soterrado de redes que se debe considerar es el costo de la desinstalación de los activos existentes, siendo este un valor no necesario y considerable en el proyecto. Estos costos deben ser asumidos por los operadores de red, adicionalmente el OR ya no perciben el ingreso por los activos existentes o aéreos los cuales van a ser transformados a redes soterradas.

Además de tener un impacto económico por las exigencias de los planes de ordenamiento territorial, la subterranización de redes presenta algunos impactos positivos y negativos los cuales se describen a continuación:

- Impacto visual positivamente ya que genera una mejora arquitectónica en la zona, pero se debe considerar que mientras se realiza la ejecución de las obras se van a presentar dificultades de movilidad vial y peatonal, adicionalmente la polución que genera realizar dicha excavación.
- Los usuarios perciben un aumento en la tarifa por las inversiones que debe realizar el OR si ejecuta cualquier soterrado de redes nuevas o existentes ya que dichas inversiones son reflejadas vía tarifa según la metodología de remuneración CREG 015 de 2018.

8. Recomendaciones

Con las anteriores conclusiones, se recomienda que el soterramiento de redes se realice en zonas de renovación urbana, histórica o cultural que sean limitados. Adicionalmente para obtener un equilibrio económico entre los interesados, se debe buscar mecanismos de financiación que permitan las adecuaciones de obra civil ya que este no es negocio para un operador de red.

Referencias Bibliográficas

Acuerdo 011. (2014). *se adopta el Plan de Ordenamiento Territorial para el Municipio de Bucaramanga* . Bucaramanga: Concejo Municipal de Bucaramanga.

Acuerdo 018 . (2002). *Se adopta la revisión parcial extraordinaria del Plan de Ordenamiento Territorial para el Municipio de Bucaramanga*. Bucaramanga: Concejo Municipal de Bucaramanga.

Acuerdo No 048. (2014). *Se adopta el Plan de Ordenamiento Territorial para el Municipio de Medellín*. Medellín: Consejo de Medellín.

Electrificadora de Santander S.A E.S. P. (2007). *Norma para el cálculo y diseño de sistemas de distribución*. Bucaramanga.

Empresas Publicas de Medellin E.S.P,. (2017). *Estudio de soterramiento de redes y equipos de distribución* . Medellín.

Empresas Publicas de Medellin E.S.P. (2013). *Información general para el diseño y construcción de obras civiles de Redes Eléctricas Subterráneas RS0-002*. Medellín.

Ley 142. (1993). *Servicios Públicos Domiciliarios*. Bogotá: Congreso de la Republica.

Ley 143. (1993). *Régimen para generación, interconexión, transmisión, distribución y comercialización de electricidad en el territorio nacional*. Bogotá: Congreso de la Republica.

Ley 15. (2012). *Legislación de la República de Panamá, normas para la ejecución de proyectos de soterramiento de cableado, 2004*. . Panamá.

Ley 388. (1997). *Regimen de Licencias y Sanciones Urbanisticas*. Bogota: Secretaria Distrital de Planeación.

Long Island Poert Authority – Navigant Consulting, Inc. (2005). *A review of electric utility undergrounding pólices and practices*. Westbury.

Massachusetts Department of Energy Resources. (2014). *Feasibility study for undergrounding electric distribution lines in Massachusetts*. Massachusetts.

Office of Long-Term Planning and Sustainability. (2013). *Utilization of Underground and Overhead Power Lines in the City of New York*. New York: Office of the Mayor, .

Pacific Gas and Electric Company – Suthern California Edison,. (2002). *Replacement of overhead with underground electric facilities*. San Francisco, California.

Réseaux, C. (2004). *Guide en matière de distribution souterraine* . Québec: Hydro-Québec.

Resolución 90708. (2013). *Reglamento Técnico de Instalaciones Electricas (RETIE)*. Bogotá: Ministerio de Minas y Energia.

Resolución 015. (2018). *Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional CREG*. Bogotá: Comisión de Regulación de Energía y Gas.

Resolución CREG 071. (2008). *Por el cual se regula el acceso a la infraestructura del servicio de energía para la prestación de los servicios de telecomunicaciones*. Bogotá: Comisión de Regulación de Energía y Gas.

Resolución CREG 119. (2007). *Por la cual se aprueba la fórmula tarifaria general que permite a los Comercializadores Minoristas de electricidad establecer los costos de prestación del servicio a usuarios regulados en el Sistema Interconectado Nacional*. Bogotá: Comisión de Regulación de Energía y Gas.