Marco General para Sistemas de Distribución

NTG-02
MARCO GENERAL NORMA URBANA

ESSA – Área de Proyectos – Equipo CET

CONTROL DE CAMBIOS				
Fecha	**Naturaleza del cambio**	**Elaboró**	**Revisó**	**Aprobó**
21-10-2021	Elaboración	Equipo CET – Área de Proyectos	Equipo CET – Área de Proyectos	Comité técnico ESSA
01-12-2025	Modificar formula de la demanda máxima según NTC 2050 segunda actualización.	Equipo CET – Área de Proyectos	Equipo CET – Área de Proyectos	Comité técnico ESSA
Grupo Homologación y Normalización CET: Álvaro Ayala Rodríguez, Fredy Antonio Pico Sánchez, Adriana Marcela Ortiz Roa, Gema Liliana Carvajal Jiménez				

CONTENIDO

1 OBJETIVO 7
2 ALCANCE 7
3 DEFINICIONES 8
4 DOCUMENTOS DE REFERENCIA 10
5 CONDICIONES GENERALES 11
6 PARÁMETROS DE DISEÑO 12
6.1 CARACTERÍSTICAS DEL SERVICIO 13
6.1.1 Demanda máxima por niveles de tensión 13
6.1.2 Niveles de tensión 13
6.1.3 Niveles de tensión de diseño 13
6.1.4 Porcentajes de regulación por tensión 14
6.2 METODOLOGÍA DEL CÁLCULO 14
6.3 PÉRDIDAS MÁXIMAS 14
6.3.1 Metodología del cálculo 15
6.3.2 Pérdidas en transformadores 16
6.3.3 Porcentaje de pérdidas de potencia en transformadores 17
6.4 DISTANCIAS MÍNIMAS DE SEGURIDAD 17
6.4.1 Distancias de seguridad en redes eléctricas 17
6.4.2 Distancias de seguridad en subestaciones 18
6.5 CARACTERÍSTICAS DE LA DEMANDA 18
6.5.1 Método opcional recomendado para el cálculo y diseño de acometidas y transformador 18
6.5.2 Factores de demanda (Este numeral aplica hasta enero de 2026) 19
6.5.3 Factores de diversidad 19
6.5.4 Metodología para calcular Dmáx (aplica hasta enero de 2026) 20
6.5.5 Metodología para calcular Demanda máxima (aplica desde febrero de 2026) 20
6.5.6 Curvas típicas de demanda diaria 23
7 REDES DE DISTRIBUCIÓN 23
7.1 DISEÑO ELÉCTRICO 23
7.2 NIVELES DE TENSIÓN 23
7.3 TIPOS DE DISTRIBUCIÓN 23
7.3.1 Media tensión 23
7.3.2 Baja tensión 23
7.3.3 Utilización de conductores 23
7.3.4 Tipo de instalación 24
7.3.5 Uso de cable semiaislado – Redes tipo compacta 25
7.3.6 Uso del transformador 25
8 SUBESTACIONES DE DISTRIBUCIÓN 25
8.1 GENERALIDADES 25
8.2 TIPOS DE SUBESTACIÓN 25
8.2.1 Transformador tipo poste 26
8.2.2 Transformador tipo pedestal 26

8.2.3 Transformador tipo interior 26
8.3 CAPACIDAD 27
9 ACOMETIDAS Y MEDIDA DE ENERGÍA 27
9.1 CLASIFICACIÓN DE ACOMETIDAS 27
9.2 UTILIZACIÓN Y SELECCIÓN DE MEDIDORES DE ENERGÍA 28
10 NORMAS ESPECIALES 28
10.1 CONEXIÓN DE AUTOGENERADORES Y GENERADORES DISTRIBUIDOS A LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA 28
10.2 INSTALACIÓN DE SISTEMAS DE CARGA DE VEHÍCULOS 29
10.3 CALIDAD DE POTENCIA 29
10.4 USO COMPARTIDO DE LA INFRAESTRUCTURA ELÉCTRICA – TELEMÁTICOS 29
10.5 PLANTAS DE EMERGENCIA 30
11 INSTALACIONES INTERNAS 31
12 ALUMBRADO PÚBLICO 31
13 PRESENTACIÓN DE PROYECTOS 31
ANEXOS 32

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Demandas máximas por niveles de tensión 13
Tabla 2. Niveles de tensión 13
Tabla 3. Porcentajes de regulación de tensión en B.T 14
Tabla 4. Pérdidas máximas 15
Tabla 5. Expresiones para el cálculo de pérdidas en sistemas trifásicos y monofásicos 15
Tabla 6. Fórmulas para el cálculo del porcentaje de pérdidas 16
Tabla 7. Distancias de seguridad para la figura1 18
Tabla 8. Factores de demanda 19
Tabla 9. Factores de diversidad 19
Tabla 10. Utilización de conductores 24

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Distancias de seguridad contra contactos directos 18
Figura 2. Factor de diversidad estratos 1, 2, 3 y 4 32
Figura 3. Factores de diversidad estratos 5 y 6 33
Figura 4. Factor de diversidad sector comercial 34
Figura 5. Curva de demanda sector residencial, estratos 1 y 2 35
Figura 6. Curva de demanda sector residencial, estrato 3 36
Figura 7. Curva de demanda sector residencial, estrato 4 37
Figura 8. Curva de demanda sector residencial, estrato 5 38
Figura 9. Curva de demanda sector residencial, estrato 6 39
Figura 10. Curva de demanda sector comercial 40

1 OBJETIVO

Establecer el marco general para definir la metodología, exigencias, especificaciones y características mínimas, necesarias para el cálculo y diseño de los sistemas de distribución urbano que satisfagan los requisitos impuestos para la fiabilidad técnica, la eficiencia económica de las instalaciones, la seguridad y calidad del servicio.

Igualmente, es un instrumento técnico legal para la Empresa Electrificadora de Santander S.A. E.S.P., que permite garantizar que el diseño de instalaciones eléctricas cumpla con los objetivos legítimos del Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas que son:

- ✓ La protección de la vida y salud humana.
- ✓ La protección de la vida animal o vegetal.
- ✓ La preservación del medio ambiente.
- ✓ La prevención de prácticas que puedan inducir a error al usuario.

2 ALCANCE

El cubrimiento que hace esta norma abarca las redes y subestaciones de distribución, lo mismo que las acometidas de media y baja tensión. Igualmente, se aplica a toda nueva instalación o ampliación a partir de su entrada en vigencia.

Cuando por razones de adelantos tecnológicos o características especiales de la demanda o de los componentes de un sistema, se requiera la utilización de parámetros, procedimientos o especificaciones de diseño diferentes de las indicadas en esta norma o de las que se sirven de fundamento, se presentará su justificación para revisión y aprobación de la Empresa Electrificadora de Santander S.A. E.S.P.

La presente norma se fundamenta en algunos casos en la normatividad técnica del Grupo EPM, disponible en la página web www.epm.com.co, sin embargo, donde se encuentre alguna diferencia con la presente norma de ESSA (NTG-02 MARCO GENERAL NORMA URBANA), prevalecerá lo dispuesto en esta última.

Cuando la experiencia adquirida en la aplicación de este documento o el desarrollo tecnológico así lo aconsejen, la presente norma podrá ser revisada o ampliada por ESSA.

3 DEFINICIONES

En este capítulo se dan las definiciones de los términos comúnmente usados en el diseño y construcción de sistemas de distribución de energía eléctrica.

Acometida: derivación de la red local del servicio público correspondiente, que llega hasta el elemento de corte del inmueble. En edificios de propiedad horizontal o condominios, la acometida llega hasta el elemento de corte general.

ACSR: conductor de Aluminio Reforzado con Acero.

ACSR/GA: conductor ACSR que usa núcleo de acero recubierto con zinc Clase A de acuerdo con la NTC 461 (ASTM B498).

Baja tensión: nivel de tensión menor o igual a 1000 V.

Cable: conjunto de alambres sin aislamiento entre sí y entorchado por medio de capas concéntricas.

Cable semiaislado (ecológico): cable cuya cubierta proporciona suficiente rigidez dieléctrica para limitar la probabilidad de falla a tierra, pero que tiene un grado de aislamiento menor a la tensión del circuito que usa el conductor.

Capacidad o potencia instalada: también conocida como carga conectada, es la sumatoria de las cargas en kVA continuas y no continuas previstas para una instalación de uso final. Igualmente, es la potencia nominal de una central de generación, subestación, línea de transmisión o circuito de la red de distribución.

Capacidad o potencia instalable: se considera como capacidad instalable, la capacidad en kVA que puede soportar la acometida a tensión nominal de la red, sin que se eleve la temperatura por encima de 60 ºC para instalaciones con capacidad de corriente menor de 100 A, o de 75 ºC si la capacidad de corriente es mayor.

Capacidad nominal: conjunto de características eléctricas y mecánicas asignadas a un equipo eléctrico por el diseñador, para definir su funcionamiento continuo bajo unas condiciones específicas. En un sistema la capacidad nominal la determina la capacidad nominal del elemento limitador.

Carga: la potencia eléctrica requerida para el funcionamiento de uno o varios equipos eléctricos o la potencia que transporta un circuito.

Carga de diseño: carga que para efectos de diseño se considera atendida por una salida.

Carga instalada: suma de las cargas de diseño de los equipos instalados en los predios de los suscriptores, susceptibles a ser conectados al sistema o a la parte del sistema que se considera.

Demanda: carga en los terminales de recepción, promediada normalmente durante 15 minutos.

Demanda máxima: la mayor de todas las demandas ocurridas durante un período determinado.

Factor de carga: razón de la demanda promedio en un cierto periodo a la demanda máxima durante ese periodo.

Factor de demanda: razón de la demanda máxima de un sistema a la carga instalada del mismo.

Factor de diversidad: razón de la suma de las demandas máximas individuales de las varias subdivisiones de un sistema, a la demanda máxima de todo el sistema.

Factor de pérdidas o factor de carga de las pérdidas: Razón de las pérdidas promedio de potencia a las pérdidas máximas de potencia del sistema, en un periodo determinado.

Factor de potencia: razón entre la potencia activa (kW) y la potencia de dimensionamiento (kVA).

Factor de utilización: razón de la demanda máxima del sistema a la capacidad instalada del mismo.

Factor de seguridad: razón entre el esfuerzo máximo permisible y el esfuerzo de trabajo de un componente.

Factor de seguridad mínimo de aislamiento: razón entre el nivel básico de aislamiento al impulso (BIL) del equipo a proteger y el nivel de protección de los pararrayos.

Fase: designación de un conductor, un grupo de conductores, un terminal, un devanado o cualquier otro elemento de un sistema polifásico que va a estar energizado durante el servicio normal.

Fusible: aparato cuya función es abrir, por la fusión de uno o varios de sus componentes, el circuito en el cual está insertado.

Instalación eléctrica: conjunto de aparatos eléctricos y de circuitos asociados, previstos para un fin particular: generación, transmisión, transformación, rectificación, conversión, distribución o utilización de la energía eléctrica.

Instalación eléctrica interna: conjunto de acometidas parciales, tableros de distribución, circuitos ramales y salidas instaladas en el predio de un suscriptor.

Neutro: conductor activo equipotencializado con respecto a varias fases normalmente puesto a tierra, sólidamente o a través de una impedancia limitadora.

Red de distribución: conjunto de conductores que llevan energía desde una subestación a toda el área de consumo.

Red de uso general: redes públicas que no forman parte de acometidas o instalaciones internas.

Red pública: aquella que utilizan dos o más personas naturales o jurídicas independiente de la propiedad de la red.

Subestación: Conjunto de instalaciones, equipos eléctricos y obras complementarias, destinado a la transferencia de energía eléctrica, mediante la transformación de potencia.

Subestación de distribución: Subestación que toma potencia de circuitos de media tensión y la entrega al nivel requerido por el usuario.

Transformador tipo interior: Transformador en la que los equipos, conexiones y barraje se encuentran localizados dentro de las edificaciones

Transformador tipo pedestal o PAD Mounted: transformador para la instalación exterior o interior, utilizado como parte de un sistema de distribución, con compartimientos sellados para alta y baja tensión, instalado sobre una base o pedestal de concreto, cuyos cables de alimentación entran por la parte inferior

Transformador tipo poste: Transformador para transferir energía desde un circuito de distribución primario hasta uno de distribución secundario o de servicio al consumidor, el cual está adecuado para ser instalado en poste o en una estructura similar.

Usuario: persona natural o jurídica que se beneficia con la prestación de un servicio público, bien como propietario del inmueble en donde éste se presta, o como receptor directo del servicio. A este último usuario se le denomina también consumidor.

4 DOCUMENTOS DE REFERENCIA

En la interpretación de esta norma se hace referencia al siguiente reglamento y normas:

Tabla 1. Documentos de referencia

Documento	Nombre
RETIE	"Anexo General Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas." Agosto 30 de 2013 con sus ajustes.
CREG	Resolución Nº.043 de 2003 "Costo Anual por el uso de los Activos del Nivel de Tensión 4 y el Costo Anual de los Activos de Conexión al Sistema de Transmisión Nacional (STN) de los Sistemas de Transmisión Regional (STR), y los Cargos Máximos de los Niveles de Tensión 3, 2 y 1 del Sistema de Distribución Local (SDL), operados por la Electrificadora de Santander S. A. ESP". 18/07/2003.
CREG	Resolución CREG 070 de 1998. "Reglamento de distribución de energía eléctrica" 28/05/2018.
CREG	Resolución Nº 108 de 1997 "Criterios generales sobre protección de los derechos de los usuarios de los servicios públicos domiciliarios de energía eléctrica y gas

Documento	Nombre
	combustible por red física, en relación con la facturación, comercialización y demás asuntos relativos a la relación entre la empresa y el usuario". 03/07/1997.
ICONTEC	NTC 2050 "Código Eléctrico Colombiano - NTC 2050, primera actualización". 25/11/1998.
ICONTEC	NTC 900 "Reglas generales y especificaciones para el alumbrado público". 14/12/2011.
ICONTEC	NTC 2958 "Métodos de ensayo para cajas para instalación de medidores y cajas de derivación". 26/04/2006
ICONTEC	NTC 3444 "Armarios para instalación de medidores de energía eléctrica". 21/10/1992.
ICONTEC	NTC 1340 "Tensiones y frecuencias nominales en sistemas de energía eléctrica en redes de servicio público". 20/02/2013.
ICONTEC	NTC 5019 " Selección de componentes del sistema de medición de energía eléctrica". 18/07/2018.
ICONTEC	NTC 818 "Transformadores monofásicos autor refrigerados y sumergidos en líquido. Corriente sin carga, Eficiencia y Tensión de cortocircuito". 22/05/2019.
ICONTEC	NTC 819 "Electrotecnia. Transformadores trifásicos autor refrigerados y sumergidos en líquido. Corriente sin carga, eficiencia y tensión de cortocircuito". 22/05/2019.
ICONTEC	NTC 3275 "Aisladores compuestos tipo suspensión para distribución". 11/12/2009.
ICONTEC	NTC 1329 "Prefabricados en concreto. Postes de concreto para líneas de energía y telecomunicaciones". 17/07/2013
ICONTEC	NTC 2754 "Símbolos gráficos para diagramas. Planos y diagramas de instalación para arquitectura y topografia".18/09/2002

5 CONDICIONES GENERALES

La organización de este documento base se plantea de tal forma que facilite la consulta y actualización de la información consignada. Para tal efecto la norma se divide en capítulos dentro de los cuales las referencias técnicas propiamente corresponden a los siguientes:

El capítulo quinto contiene la definición de los términos usados.

En el capítulo sexto se incluyen los parámetros de diseño para tener en cuenta por parte del ingeniero.

Los capítulos 7, 8 y 9 incluyen los parámetros conceptuales generales de las redes de distribución, subestaciones de distribución, y acometidas y medida, respectivamente.

Los capítulos finales 10, 11, 12 y 13, contienen solo la enunciación de los temas que se deben tratar con mayor profundidad en documentos complementarios a este marco general, los cuales deben ser consultados en la página web de ESSA. Dicha temática corresponde a:

- Capítulo10. NORMAS ESPECIALES
- Capítulo 11. INSTALACIONES INTERNAS
- Capítulo 12. ALUMBRADO PÚBLICO
- Capítulo 13. PRESENTACIÓN DE PROYECTOS

Igualmente, este documento se complementa también, con otras diferentes Normas y Guías a las que se hace referencia en los diferentes capítulos, las cuales pueden ser consultadas en la página web de ESSA (https://www.essa.com.co/site/proveedores/normatividad/normas-tecnicas/normas-tecnicas-vigentes).

La Norma Urbana de ESSA se fundamenta en algunos casos en la normatividad técnica del Grupo EPM la cual se encuentra disponible en la página web www.epm.com.co, sin embargo, donde se encuentre alguna diferencia con la Norma Urbana de ESSA, prevalecerá lo dispuesto en esta última.

6 PARÁMETROS DE DISEÑO

En este capítulo se dan los parámetros fundamentales para que los ingenieros encargados de calcular y diseñar, bajo un buen entendimiento y criterios propios, encaucen el proyecto hacia un resultado final confiable.

Los valores consignados a continuación son válidos para esta edición, pero sujetos a permanente revisión por parte de la Empresa de acuerdo con las exigencias de su sistema y los adelantos tecnológicos.

En el desarrollo de esta norma las referencias que se hacen de la demanda corresponden a la Demanda Máxima si no existe una especificación diferente.

Para los proyectos eléctricos que se vayan a adelantar exclusivamente por particulares se deberá controlar en la fase de diseño, si los futuros activos van a ser adquiridos por ESSA para la operación y mantenimiento.

Si para los proyectos eléctricos que se vayan a realizar por particulares se manifestara formalmente por escrito por parte del dueño del proyecto la intención de que los activos sean adquiridos por ESSA, la red de distribución deberá construirse estrictamente según lo dispuesto en la presente norma, adicionalmente la red de media tensión debe estar construida en red compacta.

La compra del bien futuro queda supeditada a la viabilidad técnico-económica que ESSA deba realizar.

6.1 Características del servicio

6.1.1 Demanda máxima por niveles de tensión

El nivel de tensión para la alimentación general de un proyecto se seleccionará con base en la demanda máxima del suscriptor o conjunto de suscriptores atendidos, así:

Tabla 2. Demandas máximas por niveles de tensión

Tensión (kV)	Demanda máxima (kVA)
Baja	Hasta … 45
Media (13.2)	Hasta …500
Media (34.5)	Hasta … 5000

Los valores enunciados en la tabla 2 deben ser tomados únicamente como referencia y no constituyen un mandato para ESSA, que podrá asignar un nivel de tensión de conexión diferente al solicitado por el usuario por razones técnicas debidamente sustentadas.

6.1.2 Niveles de tensión

- Baja tensión (BT): Los de tensión nominal ≥ 25 V y ≤ 1000 V.
- Media tensión (MT): Los de tensión nominal mayor a 1000 V y menor a 57,5 kV.

6.1.3 Niveles de tensión de diseño

Toda instalación eléctrica debe asociarse a uno de los niveles de tensión de la Tabla 3. Si en la instalación existen circuitos o elementos en los que se utilicen otras diferentes tensiones, el conjunto del sistema se clasificará, para efectos prácticos, en el grupo correspondiente al valor de la tensión nominal más elevada.

Tabla 3. Niveles de tensión

Clasificación (nivel)	Nivel de tensión	Tensión nominal (V)		Tensión máxima (% de la nominal)	Tensión mínima (% de la nominal)
		Sistemas trifásicos de 3 conductores	Sistemas monofásicos de 2 o 3 conductores		
Baja tensión (nivel 1)	Menor o igual a: 1000 V	120 / 208 127 / 220 254 / 440	120 120 / 240	+5	-10
Media tensión (niveles 2 y 3)	Mayor a: 1000 V y menor a: 57,5 kV	4160 11400(1) 13200 34500			

(**1**) Para esta tensión se debe instalar transformador conmutable para tensión de 13200 V.

6.1.4 Porcentajes de regulación por tensión

La regulación calculada sobre la demanda máxima de diseño será como máximo lo que se expresa a continuación.

- Circuitos en media tensión: Desde la subestación de distribución hasta el transformador más distante, se permite hasta un 3 %.

Para los circuitos en baja tensión; la siguiente tabla define los porcentajes parciales de regulación admitidos:

Tabla 4. Porcentajes de regulación de tensión en B.T

DESCRIPCIÓN	%
Redes de distribución, B.T., zona urbana	3
Acometida de B.T	3
Alimentador desde el tablero de medida hasta el tablero de distribución	2
Alumbrado público (ver RETILAP)	

6.2 Metodología del cálculo

Para el cálculo de regulación de tensión se usará el método de momento eléctrico calculado tramo a tramo, el cual se describe a continuación.

$$R\% = M_e * K$$
$$M_e = kVA * l$$

Donde,

$R\%$: Porcentaje de regulación
M_e: Momento eléctrico
K: Constante de regulación
kVA: Demanda del tramo
l: Longitud del tramo en metros

Las constantes de regulación para las redes de distribución típicas se encuentran en las normas complementarias denominadas REDES AEREAS URBANAS DE BAJA TENSIÓN Y REDES AEREAS URBANAS DE MEDIA TENSIÓN, las cuales se organizaron independientes a este documento base, y se encuentran disponibles en la página web de ESSA.

6.3 Pérdidas máximas

De acuerdo con los artículos de DISEÑO DE INSTALACIONES ELÉCTRICAS, y PÉRDIDAS TÉCNICAS ACEPTADAS, del RETIE, cuando la instalación requiera un diseño detallado, se

deberán calcular las pérdidas técnicas de la instalación eléctrica. Igualmente, se deberán calcular estas cuando la red de distribución sea de uso general.

La tabla 5 define los porcentajes máximos admitidos para las pérdidas en las redes de ESSA:

Tabla 5. Pérdidas máximas

Componente	Pérdidas (%)
Línea de distribución (34.5 kV) – Incluye Transformador	1.85
Línea de distribución (13.2 kV) – Incluye Transformador	1.73
Nivel de tensión 1 (Transformador – red B.T – acometida B.T)	5.22

6.3.1 Metodología del cálculo

La potencia eléctrica activa que se pierde cuando se hace circular corriente por un conductor está dada por las expresiones de la Tabla 6.

Tabla 6. Expresiones para el cálculo de pérdidas en sistemas trifásicos y monofásicos

Tipo de sistema	Tipo de pérdida	Expresión para el cálculo
Trifásico	Pérdidas de potencia activa	$p = 3 * i^2 * R * l * F_{pérdidas}\ [W]$
Monofásico trifilar	Pérdidas de potencia activa	$p = 3/2 * i^2 * R * l * F_{pérdidas}\ [W]$
Monofásico bifilar	Pérdidas de potencia activa	$p = 2 * i^2 * R * l * F_{pérdidas}\ [W]$

Donde:

p: Pérdida de potencia activa en [W]
i: Corriente nominal por el conductor[A]
R: Resistencia del conductor en [Ohm/km]
l: Longitud del tramo considerado en km
$F_{pérdidas}$: Factor de pérdidas

De acuerdo con la expresión experimental desarrollada por Buller y Woodrow, el factor de pérdidas se calcula con la siguiente expresión aproximada:

$$F_{pérdidas} = 0{,}7F_C^2 + 0{,}3F_C$$

Siendo F_C el factor de carga,

$$F_C = \frac{kVA\ promedio}{kVA\ pico}$$

A partir de las expresiones anteriores se define el porcentaje de pérdidas del sistema considerado, como:

$$\%Pérdidas = \frac{Pérdidas\ promedio\ en\ el\ conductor}{Potencia\ promedio\ total\ transportada} * 100$$

Tabla 7. Fórmulas para el cálculo del porcentaje de pérdidas

SISTEMA	CÁLCULO DE PÉRDIDAS
Trifásico	$\%Pérdidas = \frac{\sqrt{3} * i_n * R * l * (0{,}7 * F_C + 0{,}3)}{V_L * FP * No_{conductores/fase}} * 100$
Monofásico Trifilar	$\%Pérdidas = \frac{3 * i_n * R * l * (0{,}7 * F_C + 0{,}3)}{4 * V_{Ln} * FP * No_{conductores/fase}} * 100$
Monofásico Bifilar	$\%Pérdidas = \frac{2 * i_n * R * l * (0{,}7 * F_C + 0{,}3)}{V_{Ln} * FP * No_{conductores/fase}} * 100$

6.3.2 Pérdidas en transformadores

El transformador es el otro elemento principal de las redes de distribución, en el que se presentan altos índices de pérdidas de energía, las cuales se clasifican en:

- Pérdidas en el núcleo (en vacío o sin carga) Po:

Las pérdidas en el núcleo de un transformador se generan por corrientes parásitas e histéresis, producidas por la corriente de excitación. Estas pérdidas son constantes para todos los periodos de operación.
Las pérdidas en el núcleo del transformador son suministradas por el fabricante y obtenidas a partir de la prueba de vacío.

- Pérdidas en los devanados (con carga) PCCD.

Estas corresponden a las pérdidas por efecto Joule en los devanados del transformador.

Las pérdidas con carga varían con el cuadrado de la carga en el transformador y se calculan de la siguiente forma:

$$PCCD = F_u * PCC * F_{pérdidas}$$

$$Fu = \left(\frac{kW_{demandada}}{kVA_{nom} * FP}\right)^2$$

Donde:

PCC: Pérdidas con carga a potencia nominal [kW]
Fu: Factor de utilización

$kW_{demandada}$: Demanda estimada [kW]
kVA_{nom}: Capacidad nominal del transformador [kVA]
FP: Factor de potencia de la carga
$F_{pérdidas}$: Factor de pérdidas

Las pérdidas en el devanado PCC del transformador son suministradas por el fabricante y obtenidas a partir de la prueba de cortocircuito.

6.3.3 Porcentaje de pérdidas de potencia en transformadores

El porcentaje de pérdidas totales en transformadores se definen de la siguiente forma:

$$\%Pérdidas = \frac{Pérdidas\ en\ el\ transformador}{Potencia\ total\ demandada} * 100$$

$$Pérdidas\ en\ el\ transformador = Po + PCCD$$

$$\%Pérdidas = \frac{\left(\frac{kW_{demandada}}{kVA_{nom} * FP}\right)^2 * PCC * (0{,}7F_C^2 + 0{,}3F_C) + Po}{kW_{demandada} * F_C} * 100$$

Las pérdidas de energía estarían dadas por:

$$P_{E\ transformador} = 8760 * p\ [kWh - año]$$

Donde p son las pérdidas en el transformador considerado, expresadas en kW.

6.4 Distancias mínimas de seguridad

6.4.1 Distancias de seguridad en redes eléctricas

Para fijar las distancias de seguridad que deben respetar las redes eléctricas y subestaciones de distribución se debe tener en cuenta en los dispuesto por el Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas (RETIE).

Como complemento explicativo para las distancias de seguridad de las redes eléctricas de distribución, se debe consultar en la web de ESSA la norma técnica NT-06 DISTANCIAS DE SEGURIDAD EN REDES DE DISTRIBUCIÓN.

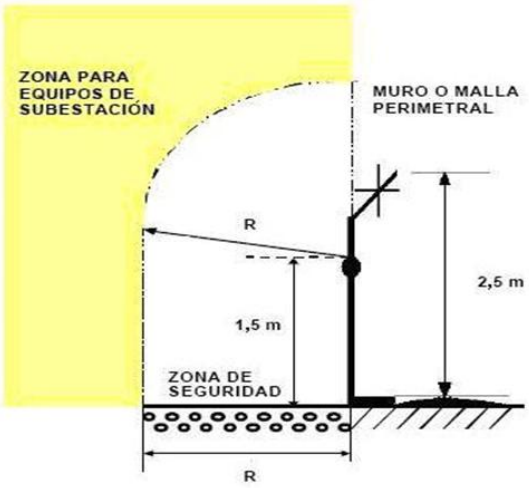
6.4.2 Distancias de seguridad en subestaciones

En subestaciones se deben satisfacer las distancias mínimas definidas en el RETIE mostradas en la tabla 8, asociada a la figura 1.

Tabla 8. Distancias de seguridad para la figura1

Tensión nominal entre fases (kV)	Dimensión "R" (m)
0,151-7,2	3
13,8/ 13,2 /11,4	3,1
34,5	3,2
66 / 57,5	3,5
115 / 110	4

Figura 1. Distancias de seguridad contra contactos directos



6.5 Características de la demanda

Para el cálculo de la demanda máxima de la red de distribución, el transformador, y la acometida, a nivel urbano en general (viviendas individuales, conjuntos residenciales, comercio, agroindustria y similares), se debe aplicar lo establecido en la NTC 2050 a la que refiera el RETIE.

6.5.1 Método opcional recomendado para el cálculo y diseño de acometidas y transformador

De acuerdo con el numeral 220-37 del Código Eléctrico Colombiano, NTC 2050, primera actualización, para la determinación de la demanda máxima en el cálculo y diseño de las redes de distribución, transformadores, y de acometidas, se recomienda la aplicación de los factores y criterios expuestos a continuación, los cuales están basados en estudios realizados del comportamiento real de la demanda de ESSA en los diferentes estratos y sectores socioeconómicos.

6.5.2 Factores de demanda (Este numeral aplica hasta enero de 2026)

Los factores de demanda para los diferentes sectores residencial y comercial se presentan en la tabla 9.

Tabla 9. Factores de demanda

Descripción	Carga (VA)	Factor de demanda (%)
Residencial		
Estratos 1 y 2	Carga aparto mayor potencia Resto	100 50
Estratos 3 y 4	Carga aparato mayor potencia Resto	100 40
Estrato 5 y 6	Carga aparato mayor potencia Resto	100 30
Carga áreas comunes	Motores Resto	100 60
Comercial		
Tomas comunes	Primeros 5000 Sobre 5000	100 50
Alumbrado	Primeros 50000 Sobre 50000	100 50
Cargas especiales y áreas comunes	Total	100
Industrial	Según proyecto en particular	

6.5.3 Factores de diversidad

Las curvas del factor de diversidad para el sector residencial y comercial se muestran en las figuras 2, 3 y 4, y están dadas por las ecuaciones, presentadas en la tabla 10.

Tabla 10. Factores de diversidad

SECTOR	FACTOR DE DIVERSIDAD
ESTRATOS 1, 2, 3 Y 4	$F_{div\ res} = \frac{1}{0{,}2 + 0{,}8 * e^{\left(\frac{1-N}{6}\right)}}$
ESTRATOS 5 Y 6	$F_{div\ res} = \frac{1}{0{,}3 + 0{,}7 * e^{\left(\frac{1-N}{6}\right)}}$
COMERCIAL USUARIOS MONOFÁSICOS BIFILARES	$F_{div\ res} = \frac{1}{0{,}2 + 0{,}8 * e^{\left(\frac{1-N}{4{,}5}\right)}}$
COMERCIAL USUARIOS TRIFILARES Y TETRAFILARES	$F_{div\ res} = \frac{1}{0{,}3 + 0{,}7 * e^{\left(\frac{1-N}{4{,}5}\right)}}$

Donde N: Número de usuarios

6.5.4 Metodología para calcular Dmáx (aplica hasta enero de 2026)

Como requerimiento para el cálculo de la demanda máxima, se recomienda el siguiente método opcional para determinar la carga por usuario, de acuerdo con lo permitido por el artículo 220.37 del Código Eléctrico Colombiano, NTC 2050, primera actualización.

Carga mínima instalada (SI) por usuario:

• 32 VA/m2, para cargas de alumbrado general

• Carga mínima para lavadora y plancha: 1500 VA.

• Carga mínima para uno o más circuitos de pequeños aparatos: 1500 VA por circuito.

$$D_{máx} = \frac{S_R}{F_{div\ res}} + S_{ACR} + \frac{S_C}{F_{div\ com}} + S_{ACC}$$

Donde:

$Dmáx$: Demanda máxima total

SR: Carga demandada sector residencial

$$SR = \{SM + [\ (SI - SM) * Fd]\} * N$$

SM: Carga aparato mayor potencia

SI: Carga mínima instalada por usuario

$SACR$: Carga de áreas comunes sector residencial

N: Número de usuarios

Fd: Factor de demanda

$Fdiv\ res$: Factor de diversidad sector residencial

SC: Carga demandada de sector comercial

$SACC$: Carga de áreas comunes sector comercial

$Fdiv\ com$: Factor de diversidad sector comercial

6.5.5 Metodología para calcular Demanda máxima (aplica desde febrero de 2026)

Como requerimiento para el cálculo de la demanda máxima, se recomienda el siguiente método opcional para determinar la carga por usuario, de acuerdo con lo indicado en el artículo 220 del Código Eléctrico Colombiano, NTC 2050, segunda actualización.

Para determinar la demanda máxima de un proyecto con usuarios residenciales y comerciales, se recomienda calcular cada sector por separado. Esto permite aplicar los factores de diversidad y demanda de forma más precisa, considerando las diferencias en perfiles de consumo.

6.5.5.1 Demanda máxima Sector Residencial (aplica desde febrero de 2026)

En proyectos residenciales, la carga mínima instalada por usuario (S_I), se obtiene sumando iluminación S_{ilum} (33 VA/m²), más la potencia de pequeños aparatos 1500 VA por circuito, lo recomendado es dejar mínimo 2 circuitos para pequeños aparatos y se adiciona la potencia para lavado/planchado donde se requiere un circuito de 1500VA. En caso tal de que existan más las cargas especiales las cuales deben ir al 100%, a excepción de las estipuladas en las tablas 220 de la NTC 2050 segunda actualización.

Carga mínima instalada S_I por usuario:

$$S_I = S_{ilum} + S_{aparatos} + S_{lavi/plan}$$

En unidades de vivienda, la carga S_I se calcula aplicando los factores de demanda de la Tabla 220.42 de la NTC 2050: el 100 % para los primeros 3.000 VA, el 35 % para el excedente hasta 120.000 VA y el 25 % para el excedente sobre 120.000 VA.

Para la demanda máxima:

$$D_{maxR} = \frac{N\ x\ [3000 + (S_I - 3000) x\ 0.35 (hasta\ 120\ kVA) + S_{especiales}}{F_{div_res}}$$

Donde:

$D_{máxR}$: Demanda máxima residencial
N: Número de usuarios
F_{div_res}: Factor de diversidad residencial
$S_{especiales}$: Cargas especiales

De acuerdo con la NTC 2050 (segunda actualización) para las cargas especiales como aires acondicionados y calefacción el factor de demanda debe ser al 100%, estufas eléctricas, hornos de pared y otros electrodomésticos de cocina de más de 1.75 kW usar la tabla 220.55 de la para identificar el factor de demanda y para secadoras eléctricas usar la tabla 220.54.

6.5.5.2 Demanda máxima Sector Comercial (aplica desde febrero de 2026)

Para el dimensionamiento de la demanda comercial se debe calcular la carga de la iluminación según la tabla 220.12 de la NTC 2050, para calcular la carga mínima instalada S_I comercial se debe usar la Tabla 220.42, para el resto de los establecimientos comerciales que no se mencionan en la tabla 220.42 se debe usar un factor de demanda al 100 % de su valor instalado.

Para la demanda máxima:

$$D_{maxC} = \frac{N \; x \; S_I}{F_{div_com}}$$

Donde:

$D_{máxC}$: Demanda máxima comercial
N: Número de usuarios
F_{div_com}: Factor de diversidad comercial

6.5.5.3 Demanda máxima Total (aplica desde febrero de 2026)

Las áreas comunes no se calculan con el mismo tratamiento de “reducción progresiva” de las viviendas, sino que la NTC 2050 las considera como carga independiente y normalmente se toman al 100 % de su valor instalado.

Esto aplica, por ejemplo, a ascensores, pasillos, halls, escaleras, sótanos, cuartos de bombas, salones comunales, garajes y zonas recreativas de edificios residenciales o comerciales. En el cálculo de la demanda máxima del proyecto, las áreas comunes se suman aparte, sin aplicarles el factor de demanda de la tabla de residencias (NTC 2050 Tabla 220.42), porque no están asociadas a una sola unidad habitacional sino al conjunto completo.

La demanda máxima total se calcula según la siguiente formula:

$$\boldsymbol{D_{max} = D_{maxR} + D_{maxC} + D_{maxAC}}$$

Donde:

$D_{máxR}$: Demanda máxima residencial
$D_{máxC}$: Demanda máxima comercial
D_{maxAC}: Demanda máxima áreas comunes

6.5.6 Curvas típicas de demanda diaria

Las curvas de demanda diaria para diferentes tipos de servicio y estrato socioeconómico se encuentran en las figuras 2 a 10 del Anexo de este documento.

7 REDES DE DISTRIBUCIÓN

7.1 Diseño eléctrico

En este capítulo se presentan las exigencias básicas para el diseño de redes de distribución en media y baja tensión urbanas.

7.2 Niveles de tensión

El nivel de tensión de la línea o red lo definirá la demanda máxima de la carga por atender de acuerdo con lo establecido en el numeral 6.1.1.

7.3 Tipos de distribución

7.3.1 Media tensión

La distribución urbana en media tensión podrá ser trifilar (tres fases-3F) o bifilar (dos fases-2F).

7.3.2 Baja tensión

La red de distribución urbana en baja tensión podrá ser trifilar (2F-N) o tetrafilar (3F-N). No obstante, si el transformador de distribución es trifásico, la red de baja tensión deberá ser trifásica a lo largo de los diferentes ramales que pudiesen derivarse.

7.3.3 Utilización de conductores

En la tabla 11 se encuentran los calibres mínimos de los conductores a utilizar de acuerdo con el tipo de red

Tabla 11. Utilización de conductores

Red	Utilización	Instalación	Material	Calibre mínimo (AWG o kcmil)
MT	Urbana	Aérea – Red Troncal	ACSR/AAAC	2/0 (13,2 kV) 266.8 (34,5 kV)
MT	Urbana	Subterránea	Cu; Al – XLPE	2 Cu;1/0 Al (13,2 kV) 2/0 Cu;4/0 Al (34,5 kV)
BT	Urbana(F)	Aérea (trenzada)	AAC THW	2
BT	Urbana (N)	Aérea (trenzada)	AAAC	77.4 kcmil
BT	Urbana (F y N)	Subterránea	Cu; Al – THW	2 Cu; 2/0 Al
BT	Acometida	Aérea Concéntrica	Al; Cu TW o THW	6 (Al) – 8 (Cu)
BT	Acometida	Subterránea Concéntrica	Al; Cu TW o THW	6 (Al) – 8 (Cu)

Nota: Las diferentes configuraciones constructivas de la red de distribución aérea pueden ser consultadas en la página web de ESSA: https://www.essa.com.co/site/proveedores/normatividad/normas-tecnicas/normas-tecnicas-vigentes).

7.3.4 Tipo de instalación

Para todo nuevo proyecto de construcción, las redes de media y baja tensión, lo mismo que los transformadores de distribución serán por lo general de tipo aéreo, excepto en los siguientes casos:

- Todo tipo de instalación (Residencial o No Residencial) localizadas en las áreas urbanas clasificadas en los estratos 4, 5 y 6.
- En sectores clasificados por la Empresa como de distribución subterránea.
- En aquellos sitios donde su ubicación no permita lograr las distancias mínimas de seguridad.

Lo anterior siempre y cuando no contravenga lo dispuesto en el Plan de Ordenamiento Territorial de cada Municipio.

7.3.5 Uso de cable semiaislado – Redes tipo compacta

En cruces o acercamientos peligrosos de la red eléctrica con zonas arborizadas, lo mismo que donde se requiera compactar la red para cumplimiento de distancias de seguridad, se realizará el diseño y posterior construcción, usando conductor semiaislado con sus herrajes asociados.

Las normas de construcción de la red compacta pueden ser consultadas en la página web de ESSA.

7.3.6 Uso del transformador

La capacidad del transformador se seleccionará por lo general, de acuerdo con la demanda diversificada definida en el numeral 6.1.

El transformador deberá cumplir con el porcentaje de perdidas definido en la tabla 5.

En el Capítulo 8. SUBESTACIONES DE DISTRIBUCIÓN, se informan los aspectos constructivos para los diferentes tipos de transformadores o Subestaciones de distribución que se construyan en el área de influencia de ESSA.

8 SUBESTACIONES DE DISTRIBUCIÓN

8.1 Generalidades

En este capítulo se establecen los criterios generales de diseño de subestaciones de media tensión, se dan las normas mínimas de selección de equipo y los procedimientos de instalación teniendo en cuenta lo establecido en la sección 450 del Código Eléctrico Colombiano, NTC 2050, y en el Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas RETIE.

8.2 Tipos de subestación

De acuerdo con su modo de instalación las subestaciones se clasifican de la siguiente manera:

- Tipo poste
- De pedestal o Pad Mounted
- Tipo Interior

El tipo de subestación se seleccionará teniendo en cuenta las características definidas en las respectivas normas, las cuales pueden ser consultadas en la página web de ESSA (https://www.essa.com.co/site/proveedores/normatividad/normas-tecnicas/normas-tecnicas-en-transicion#Grupo-4-TRANSFORMADORES-DE-DISTRIBUCI-N-447).

8.2.1 Transformador tipo poste

La norma de ESSA que define las características de la subestación aérea se denomina “NTT-01 Transformadores de distribución – Transformador tipo poste”.

Esta norma describe los requisitos técnicos para la instalación de los transformadores de distribución tipo poste, entre ellos están definidos los aspectos documentales, las características constructivas, la selección de protecciones y barrajes secundarios de acuerdo con el tipo de transformador y su capacidad en kVA. Además, se indican las especificaciones técnicas que deben cumplir los elementos constitutivos.

Como característica general importante se puede indicar que, se podrá utilizar la subestación tipo poste, siempre que los transformadores no superen una capacidad de 250 kVA y un peso de 800 kg, tal como lo contempla el RETIE.

8.2.2 Transformador tipo pedestal

La norma de ESSA que define las características de esta subestación se denomina “NTT-02 Transformadores de distribución – Transformador tipo pedestal / pad mounted”.

Esta norma tiene como propósito fundamental establecer las características que debe cumplir la instalación de un transformador trifásico tipo pedestal, sumergido en líquido refrigerante que será instalado a partir de redes de distribución subterráneas o aérea que operarán en sistemas con tensiones nominales menores a o iguales a 34.5 kV. De igual manera se establecen algunos detalles que debe cumplir la obra civil de la instalación.

Como característica general importante se puede indicar que, se podrá utilizar la subestación tipo pedestal (Pad Mounted) en el exterior o interior de la edificación, y en espacios públicos abiertos como parques, plazoletas, y similares, sobre una base o pedestal y utilizado como parte de un sistema de distribución subterráneo, donde los cables de media y baja tensión entran y salen respectivamente por la parte inferior y se distribuyen según el caso en el interior del equipo en compartimientos de alta y baja tensión, sellados y separados uno del otro. En todo caso, los transformadores a los que se refiere esta norma deben cumplir lo indicado en las normas NTC 3997 y NTC 5074, y deben ser del tipo frente muerto para operación en sistemas de alimentación radial o anillo.

8.2.3 Transformador tipo interior

La norma de ESSA que define las características de esta subestación se denomina “NTT-03 transformadores de distribución – Transformador tipo interior”.

La presente norma describe los requisitos técnicos para la instalación de los transformadores de distribución al interior de edificaciones, entre los cuales están definidos los aspectos documentales, las características constructivas y selección de protecciones. Además, se indican las especificaciones técnicas que deben cumplir los elementos constitutivos.

Para los transformadores instalados dentro de edificaciones, se declara de obligatorio cumplimiento la sección 450 del Código Eléctrico Colombiano, NTC 2050.

Como característica general importante se puede indicar que, se podrá utilizar la subestación tipo interior si la instalación del transformador de distribución se hace en predios que cumplan uno o varias de los siguientes requisitos:

- ✓ Instalación bajo techo.
- ✓ Donde el POT o regulación Municipal respectiva lo exija.
- ✓ Donde las redes de distribución sean subterráneas de acuerdo al ordenamiento territorial definido en cada municipio o donde ESSA por condiciones técnicas así lo defina.

8.3 Capacidad

La capacidad de la subestación se determinará con base a la demanda máxima de tal manera que se cumpla con la restricción de pérdidas de energía, teniendo en cuenta lo establecido en el numeral 6.1.

Las normas de construcción de las diferentes subestaciones pueden ser consultadas en la página web de ESSA.

9 ACOMETIDAS Y MEDIDA DE ENERGÍA

9.1 Clasificación de acometidas

De acuerdo con la función que desempeñan, las acometidas dentro del sistema de distribución se pueden clasificar en:

a) **Acometida en media tensión**: Las características de diseño y construcción están definidas en el documento de ESSA “NTM-01 Acometidas y medidas de energía - Acometidas de Media Tensión”.

b) **Acometida en baja tensión**: Las características de diseño y construcción están definidas en el documento de ESSA “NTM-02 Acometidas y medidas de energía - Acometida de Baja Tensión”.

Los anteriores documentos normativos tienen como objetivo, establecer la metodología, exigencias, especificaciones y características mínimas, necesarias para el cálculo y diseño de las acometidas eléctricas aéreas y subterráneas de media y baja tensión respectivamente, en el sector urbano del área de influencia de ESSA, satisfaciendo los requisitos impuestos para la fiabilidad técnica, la eficiencia económica de las instalaciones, la seguridad y calidad del servicio, cumpliendo con lo dispuesto en el RETIE.

Las normas respectivas pueden ser consultadas en la página web de ESSA (https://www.essa.com.co/site/proveedores/normatividad/normas-tecnicas/normas-tecnicas-en-transicion#Grupo-3-ACOMETIDAS-Y-SISTEMAS-DE-MEDIDA-446).

9.2 Utilización y selección de medidores de energía

El equipo de medida para un punto de conexión debe colocarse de tal forma que el punto de medición esté lo más cerca posible del punto de conexión, considerando aspectos económicos y de seguridad de la instalación.

Cuando un usuario se conecte al sistema de la Empresa Electrificadora de Santander S.A. E.S.P., mediante un transformador dedicado, tiene la opción de conectar su equipo de medición en el nivel primario del transformador y ser considerado usuario del nivel correspondiente. En este caso el usuario debe cumplir con las normas aplicables y es, además, responsable del mantenimiento del transformador y de las instalaciones y equipos de desconexión en el lado secundario.

Para la selección y conexión de los medidores se debe cumplir lo establecido en la CREG 038 de 2014 y la norma RA8-030, la cual puede consultarse en la página web de ESSA.

Las siguientes normas que reposan igualmente en la página web de ESSA pueden ser consultadas como complemento para la construcción del sistema de medida del usuario:

- RA8-030.Selección y conexión de equipos del sistema de medida de energía eléctrica
- RA8-070.Mantenimiento de los sistemas de medición del grupo EPM
- RA8-028.Sistemas de medición activos de conexión transformadores monousuarios
- NTM-03. Tableros y celdas de medida
- NTM-04. Instalación y montaje de medidor bicuerpo
- NTM-05. Medición centralizada e infraestructura de medición avanzada - AMI
- NTM-06. Medida concentrada por pisos para edificios y centros comerciales
- NTM-07. Medida concentrada en poste
- NTM-08. Instalación o traslado de medidor a poste
- NTM-09. Instalación del sistema de macromedición.

10 NORMAS ESPECIALES

10.1 Conexión de Autogeneradores y Generadores distribuidos a los sistemas de distribución de energía

Esta norma plantea los requisitos técnicos para la conexión de Autogeneradores a Pequeña Escala (AGPE), Generadores Distribuidos (GD) y Autogeneradores a Gran Escala (AGGE) hasta 5 MW, que serán conectados en las instalaciones atendidas por ESSA, considerando lo indicado

por la Resolución CREG 030 de 2018 y proporcionando un mayor detalle en algunos de los aspectos que deben ser considerados en dicha conexión.

La norma respectiva puede ser consultada en la página web de ESSA (https://www.essa.com.co/site/Portals/proveedores/normas-tecnicas-transicion/nte-01-conexion-de-autogeneradores-y-generadores-distribuidos-a-los-SDE.pdf?ver=2021-10-19-171300-583).

10.2 Instalación de sistemas de carga de vehículos

Esta norma describe los lineamientos generales para la instalación de los equipos de suministro de energía para la carga de vehículos eléctricos en los modos de carga 1, 2, 3 y 4 considerados en la norma IEC 61851-1, que serán conectados en las instalaciones atendidas por ESSA.
La norma respectiva puede ser consultada en la página web de ESSA (https://www.essa.com.co/site/proveedores/normatividad/normas-tecnicas/normas-tecnicas-vigentes).

10.3 Calidad de potencia

Esta norma cubre los temas de evaluación de la calidad de la potencia en baja, y media tensión, buscando implementar soluciones óptimas a los problemas de calidad en el servicio de energía, debido a las cargas no lineales generadas por los equipos electrónicos que deterioran la calidad de la potencia eléctrica en el sistema. Los fenómenos electromagnéticos que intervienen en este fenómeno pueden ser de tres tipos:

- Variaciones en el valor RMS de la tensión o la corriente.
- Perturbaciones de carácter transitorio.
- Deformaciones en la forma de onda.

La norma respectiva puede ser consultada en la página web de ESSA (https://www.essa.com.co/site/Portals/proveedores/normas-tecnicas-transicion/nte-02-instalacion-de-sistemas-de-carga-de-vehiculos-electricos.pdf?ver=2021-10-19-171518-960).

10.4 Uso compartido de la infraestructura eléctrica – Telemáticos

Dentro del contenido de esta norma se establece la metodología, condiciones y requisitos a seguir para el uso de la infraestructura de ESSA por parte de las compañías de telecomunicaciones y operadores telemáticos.

La norma se debe aplicar por parte de las compañías, empresas de telecomunicaciones y de televisión por cable que han suscrito un convenio o contrato de arrendamiento para el uso de la infraestructura de postería y ductos que comprenden la red de distribución de energía de ESSA.

Los servicios de telecomunicaciones que se podrán instalar en la infraestructura de la Electrificadora de Santander son: televisión por cable, vigilancia, monitoreo remoto, telemáticos, entre otros. Estas redes pueden ser de tecnología análoga o digital, basadas en transmisión de señales eléctricas u ópticas por cables multiconductores, coaxial o fibra óptica, que no involucre tensiones a tierra superiores a 65 voltios eficaces o continuos.

El Proveedor de Telecomunicaciones al adecuar sus redes deberá tener en cuenta lo siguiente de la Resolución CRC 5890 de 24 de enero de 2020.

La norma respectiva "**NTE-04 - USO COMPARTIDO DE LA INFRAESTRUCTURA ELÉCTRICA – TELEMÁTICOS**", puede ser consultada en la página web de ESSA **(**https://www.essa.com.co/site/Portals/proveedores/normas-tecnicas-transicion/nte-04-uso-compartido-de-la-infraestructura-electrica-telematicos.pdf?ver=2021-10-19-171046-520 **).**

10.5 Plantas de emergencia

Esta norma establecer las exigencias, especificaciones y características eléctricas mínimas, necesarias para el diseño del sistema eléctrico, cuando se hace uso de plantas de emergencia, satisfaciendo los requisitos impuestos para la fiabilidad técnica, la eficiencia económica, la seguridad y calidad del servicio, cumpliendo con lo dispuesto en el RETIE y NTC 2050.

Los sistemas de emergencia son sistemas legalmente exigidos y clasificados como de emergencia por los organismos gubernamentales con jurisdicción. Estos sistemas están proyectados para alimentar automáticamente energía eléctrica a sistemas de iluminación, de potencia o ambos, para las áreas y los equipos designados en caso de falla de la alimentación normal o en caso de accidente en los componentes de un sistema proyectado para alimentar, distribuir y controlar la iluminación y la energía esenciales para la seguridad humana.

Requerirá planta de emergencia, en general, cualquier edificación de las mencionadas en la norma NFPA 101-2015, Life Safety Code y cualquier servicio de energía que posea, al menos, uno de los siguientes tipos de carga eléctrica:

- Bombas de desagüe
- Sistemas de bombeo de agua potable
- Ascensores
- Comunicación y alarmas de seguridad pública
- Equipos de hospitales o clínicas
- Sistemas de detección y bombas de incendios
- Iluminación de zonas de evacuación en edificaciones
- Sistemas de ventilación y extracción de humo
- Aquellas cuya interrupción puede producir serios riesgos de salud y seguridad personal o pueden ocasionar peligro o dificultar operaciones de extinción de incendios y de rescate.

La norma respectiva "**NTE-05 – PLANTAS DE EMERGENCIA**", puede ser consultada en la página web ESSA (https://www.essa.com.co/site/proveedores/normastecnicasvigentes#Grupo-5-NORMAS-ESPECIALES-448).

11 INSTALACIONES INTERNAS

El diseño y construcción de las instalaciones internas satisfará lo establecido en el Código Eléctrico Colombiano, NTC 2050, y en el Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas "RETIE", en los requisitos específicos para los sistemas eléctricos que van desde la acometida de servicio hacia el interior de la edificación.

Las instalaciones internas son responsabilidad de los Usuarios y deberán cumplir las condiciones técnicas que aseguren que las mismas no afecten la seguridad del STR y/o SDL, ni de otros Usuarios.

12 ALUMBRADO PÚBLICO

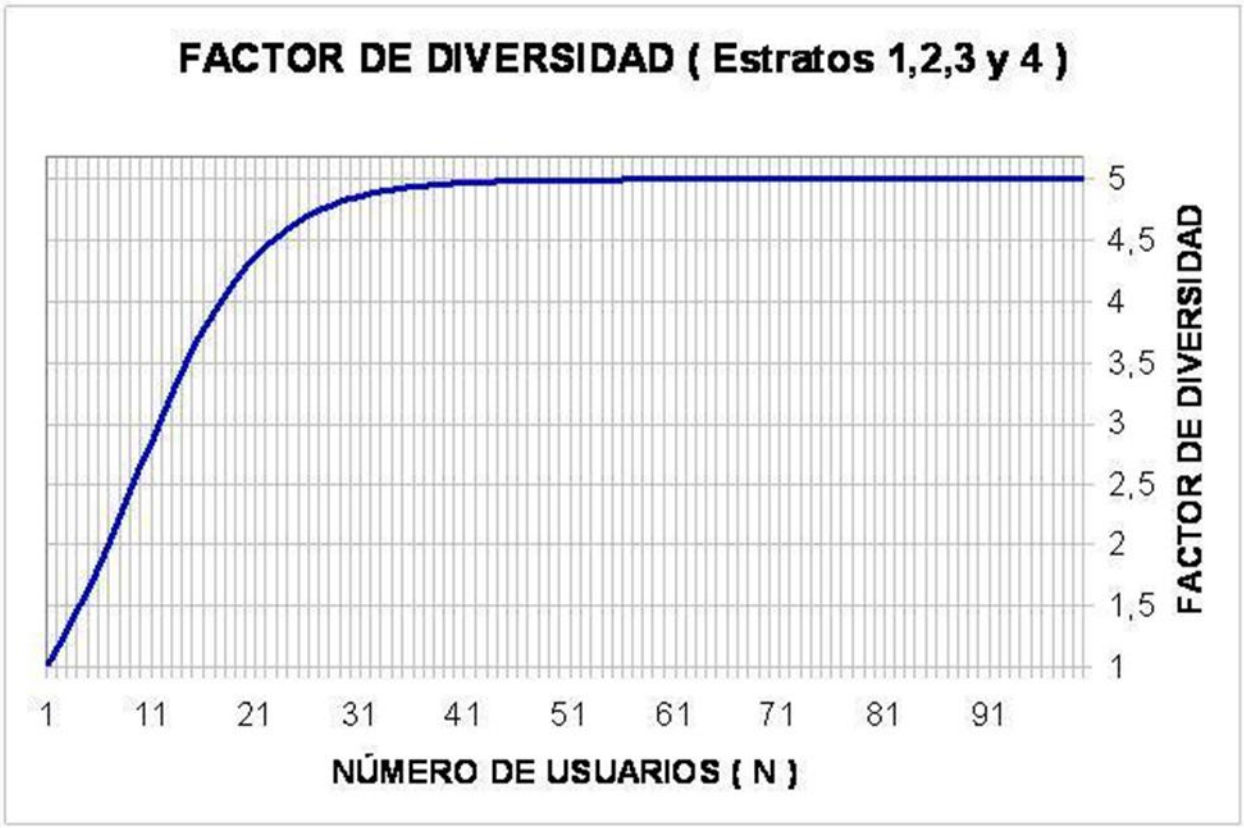
Los proyectos de alumbrado público deberán estar en concordancia con la normatividad legal y reglamentaria vigente, donde los municipios definen los planes de expansión y mantenimiento del alumbrado público armonizado con el plan de ordenamiento territorial, cumpliendo las normas técnicas y de uso eficiente de energía que para tal efecto expida el Ministerio de Minas y Energía, en especial el cumplimiento del Reglamento Técnico de Iluminación y Alumbrado Público – RETILAP.

13 PRESENTACIÓN DE PROYECTOS

La presentación de un proyecto eléctrico ante la ESSA debe obedecer a lo dispuesto en la norma NT-02 de ESSA y en la matriz de requisitos (https://www.essa.com.co/site/matriz-de-requisitos-essa) establecida para tal fin acorde a su competencia.

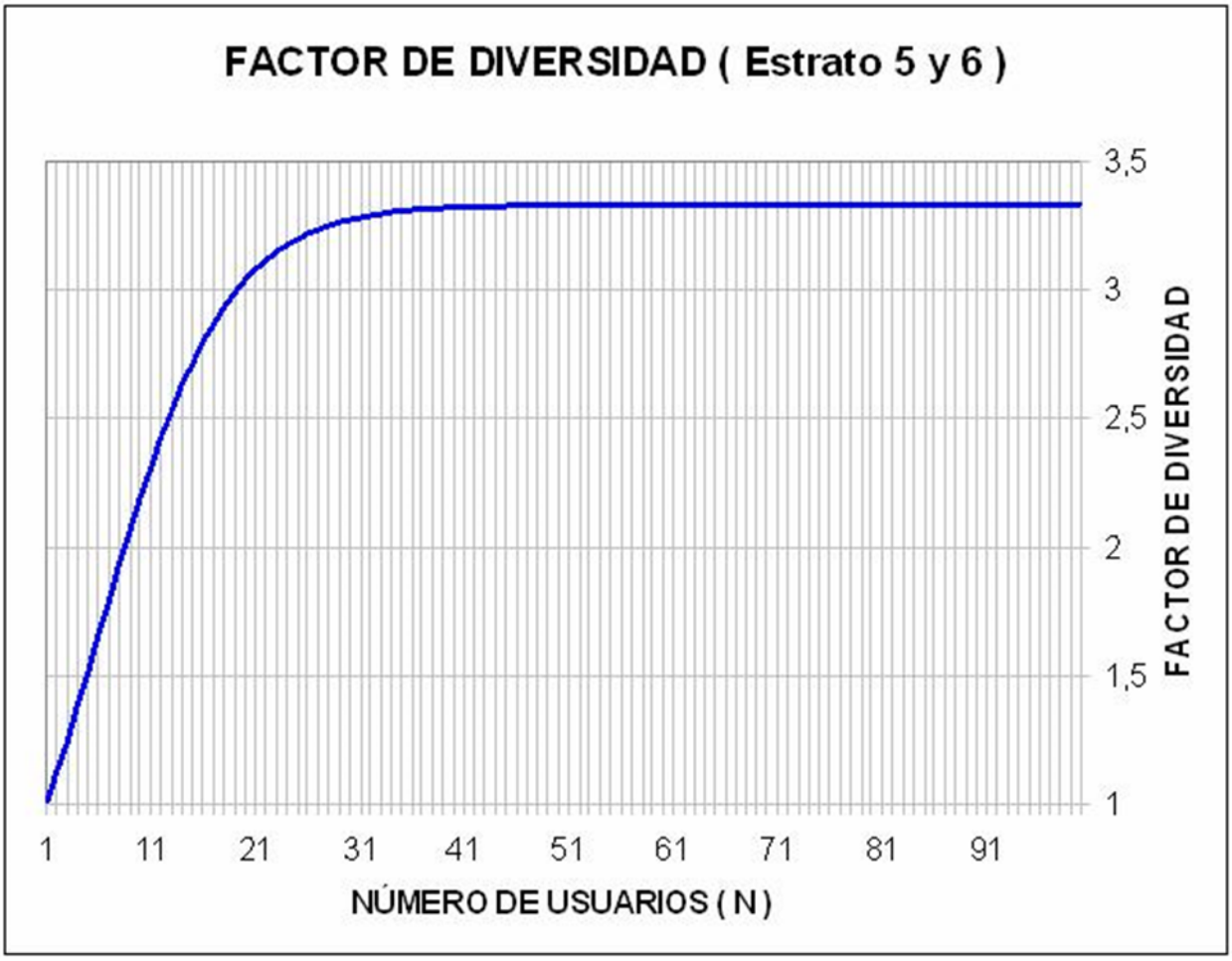
ANEXOS

Figura 2. Factor de diversidad estratos 1, 2, 3 y 4



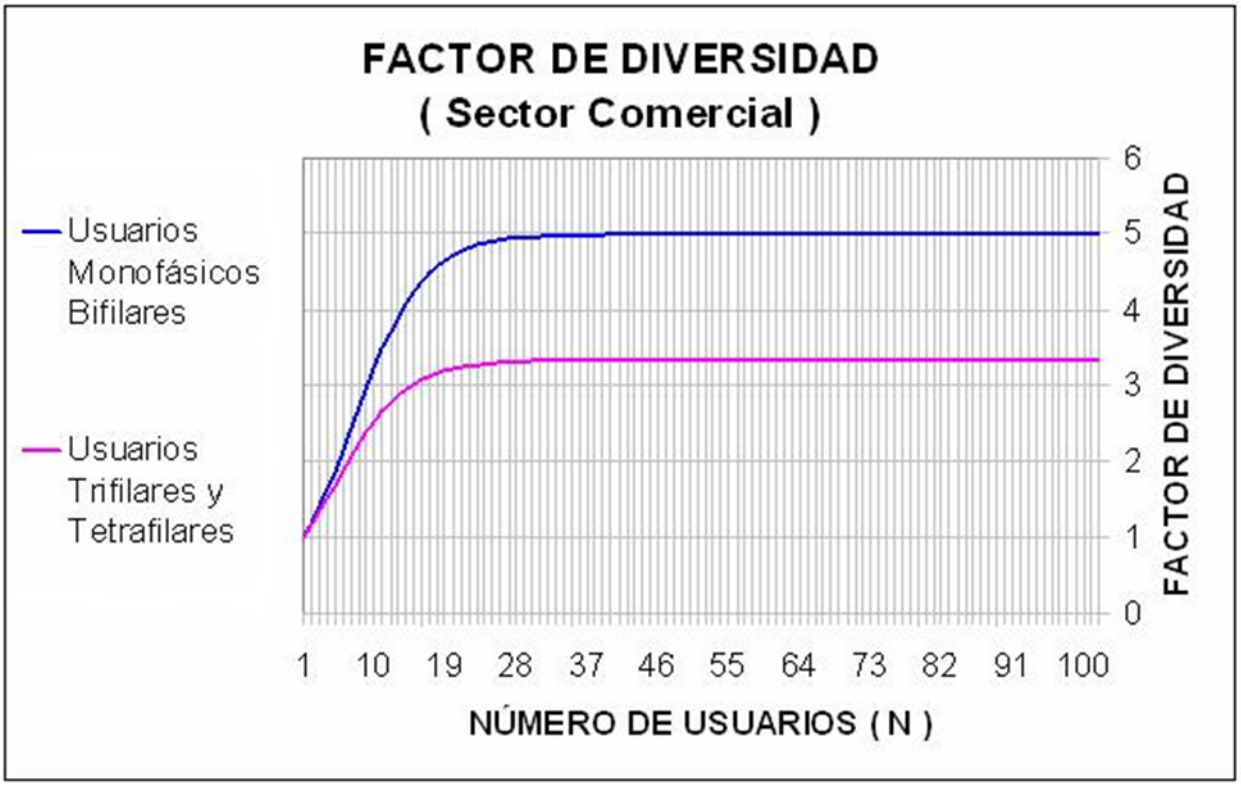
$$F_{div} = \frac{1}{0,2 + 0,8 * e^{\left(\frac{1-N}{6}\right)}}$$

Figura 3. Factores de diversidad estratos 5 y 6



$$F_{div} = \frac{1}{0{,}3 + 0{,}7 * e^{\left(\frac{1-N}{6}\right)}}$$

Figura 4. Factor de diversidad sector comercial



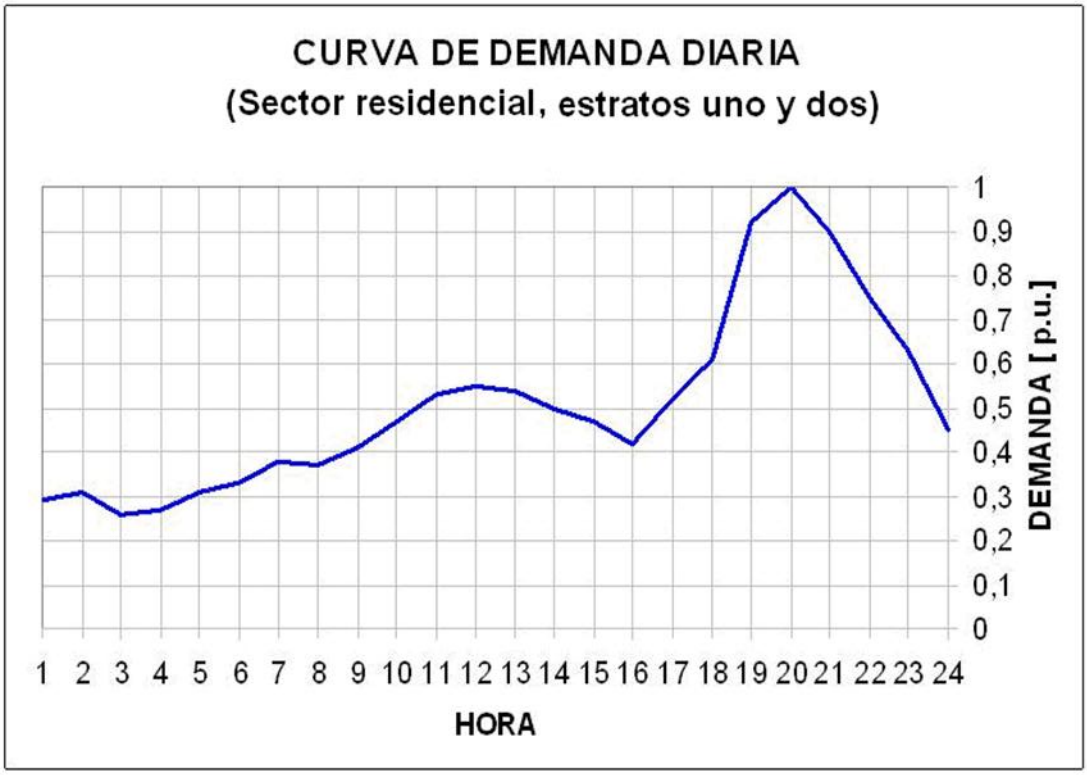
Comerciales usuarios monofásicos bifilares

$$F_{div_com} = \frac{1}{0,2 + 0,8 * e^{\left(\frac{1-N}{4,5}\right)}}$$

Comerciales usuarios trifilares y tetrafilares

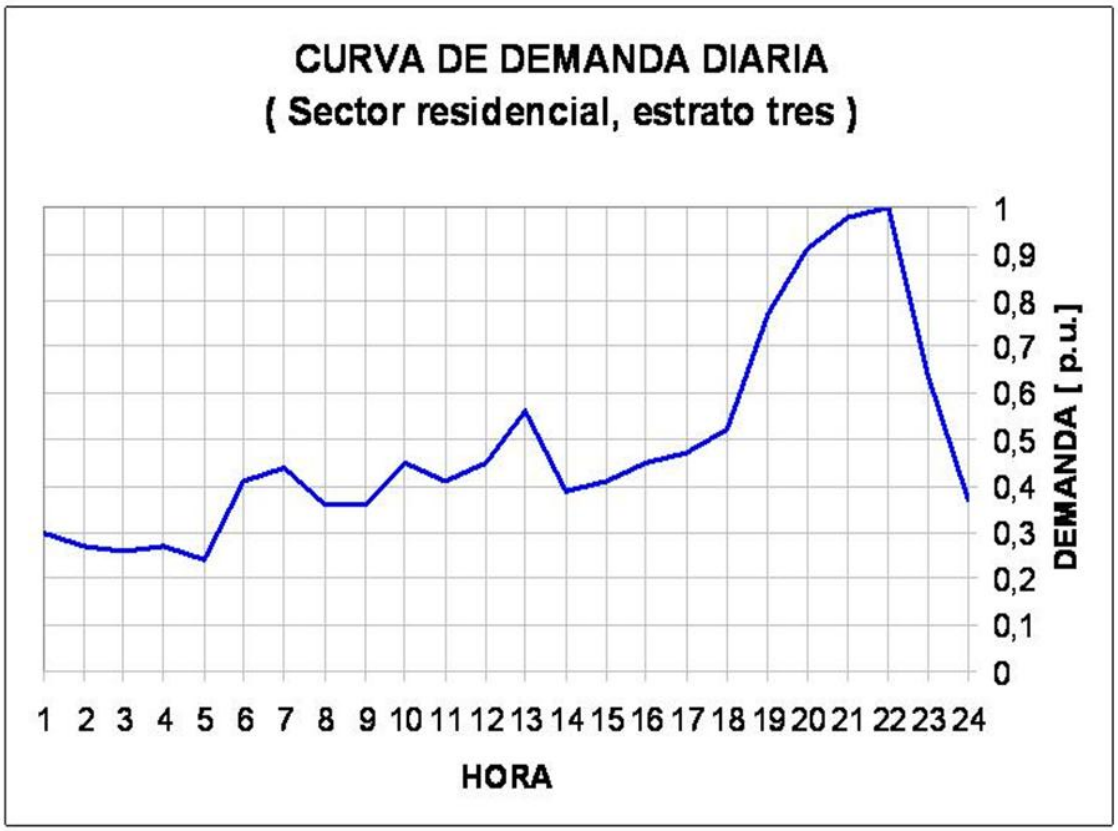
$$F_{div_com} = \frac{1}{0,3 + 0,7 * e^{\left(\frac{1-N}{4,5}\right)}}$$

Figura 5. Curva de demanda sector residencial, estratos 1 y 2



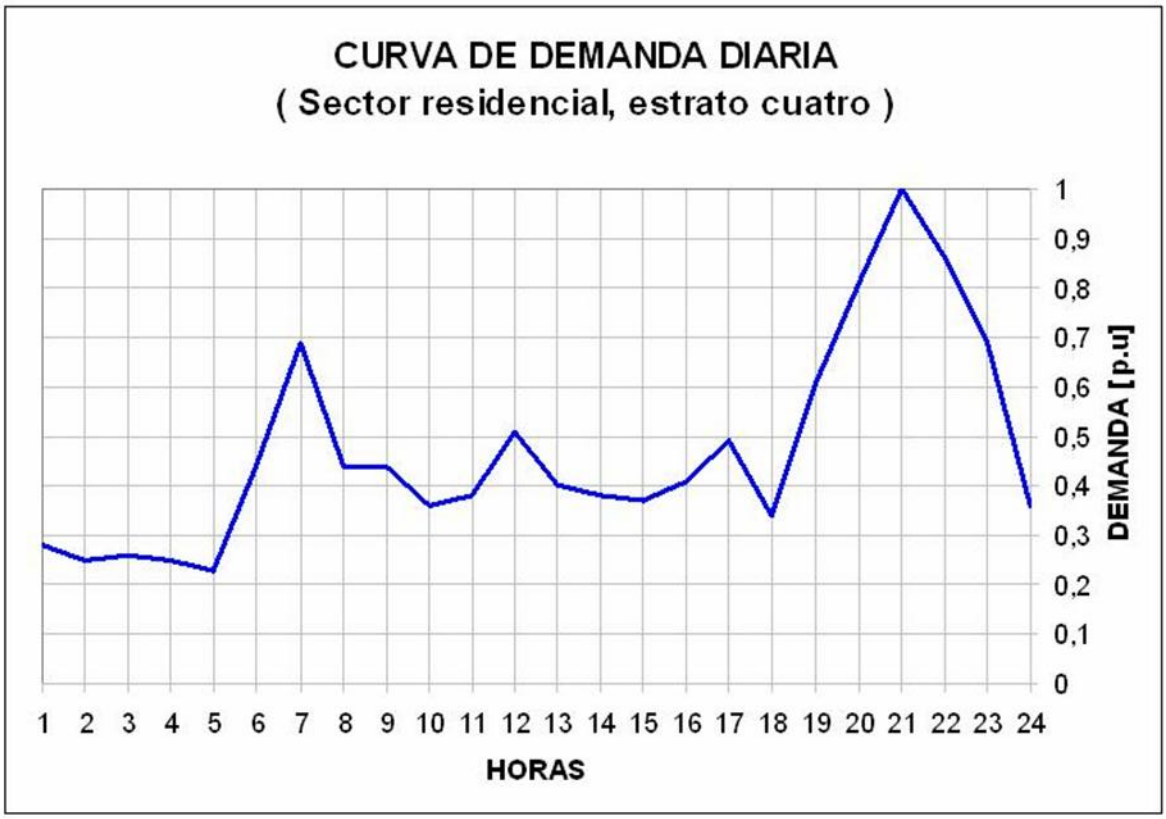
HORA	DEMANDA PROMEDIO
1	0,29
2	0,31
3	0,26
4	0.27
5	0.31
6	0.33
7	0.38
8	0.37
9	0.41
10	0.47
11	0.53
12	0.55
13	0.54
14	0.5
15	0.47
16	0.42
17	0.52
18	0.61
19	0.92
20	1
21	0.9
22	0.75
23	0.63
24	0.45

Figura 6. Curva de demanda sector residencial, estrato 3



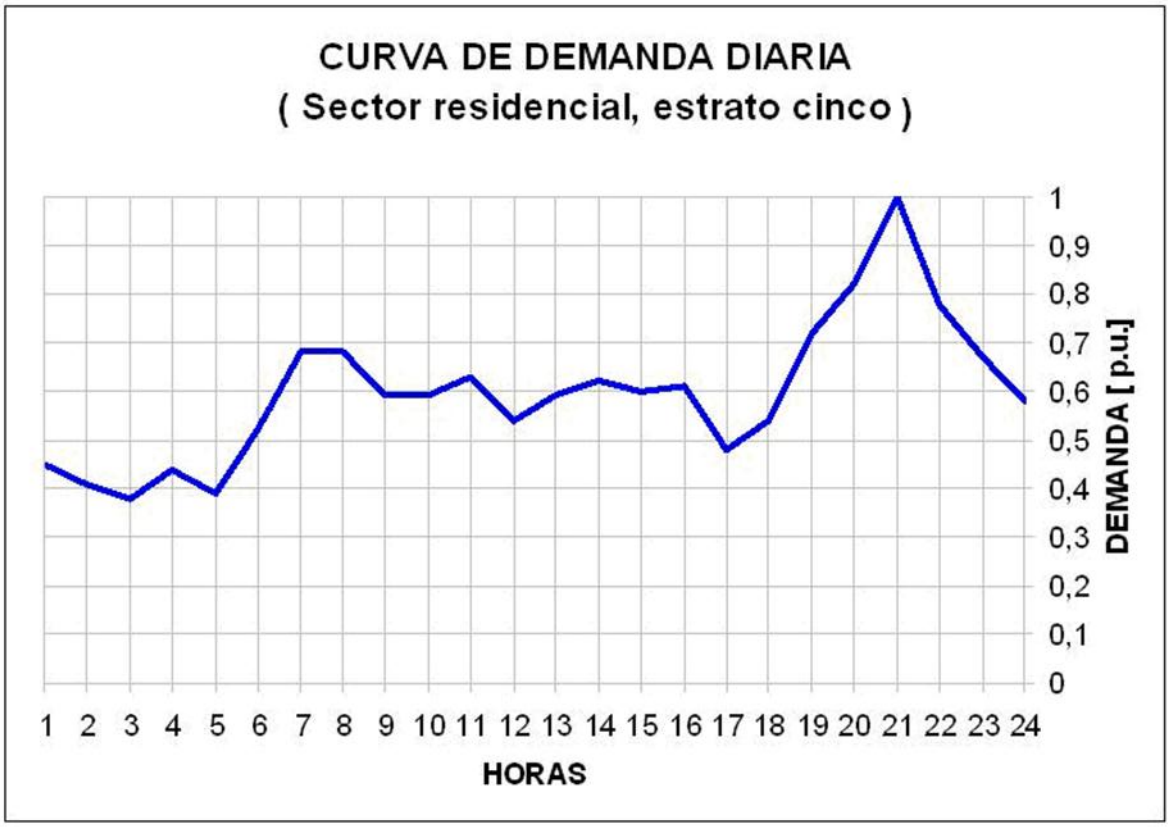
HORA	DEMANDA PROMEDIO
1	0.3
2	0.27
3	0.26
4	0.27
5	0.24
6	0.41
7	0.44
8	0.36
9	0.36
10	0.45
11	0.41
12	0.45
13	0.56
14	0.39
15	0.41
16	0.45
17	0.47
18	0.52
19	0.77
20	0.91
21	0.98
22	1
23	0.64
24	0.37

Figura 7. Curva de demanda sector residencial, estrato 4



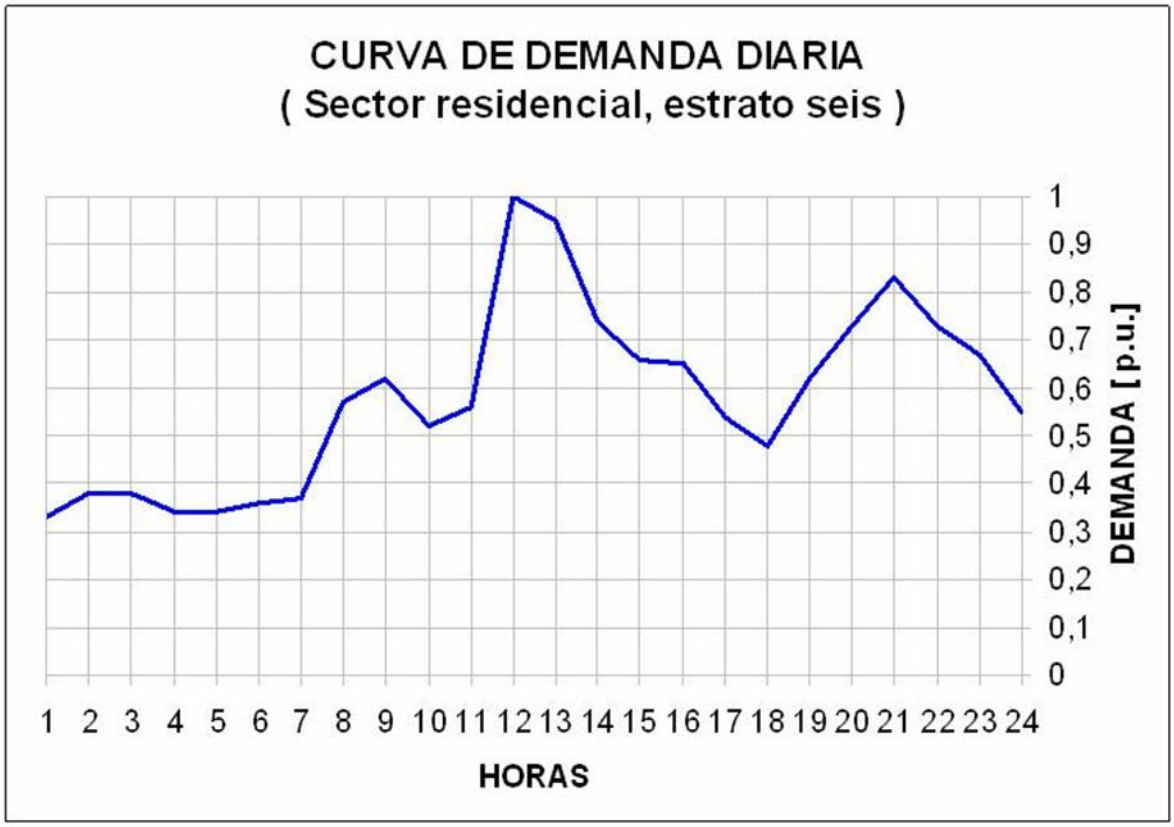
HORA	DEMANDA PROMEDIO
1	0.28
2	0.25
3	0.26
4	0.25
5	0.23
6	0.44
7	0.69
8	0.44
9	0.44
10	0.36
11	0.38
12	0.51
13	0.4
14	0.38
15	0.37
16	0.41
17	0.49
18	0.34
19	0.61
20	0.81
21	1
22	0.86
23	0.69
24	0.36

Figura 8. Curva de demanda sector residencial, estrato 5



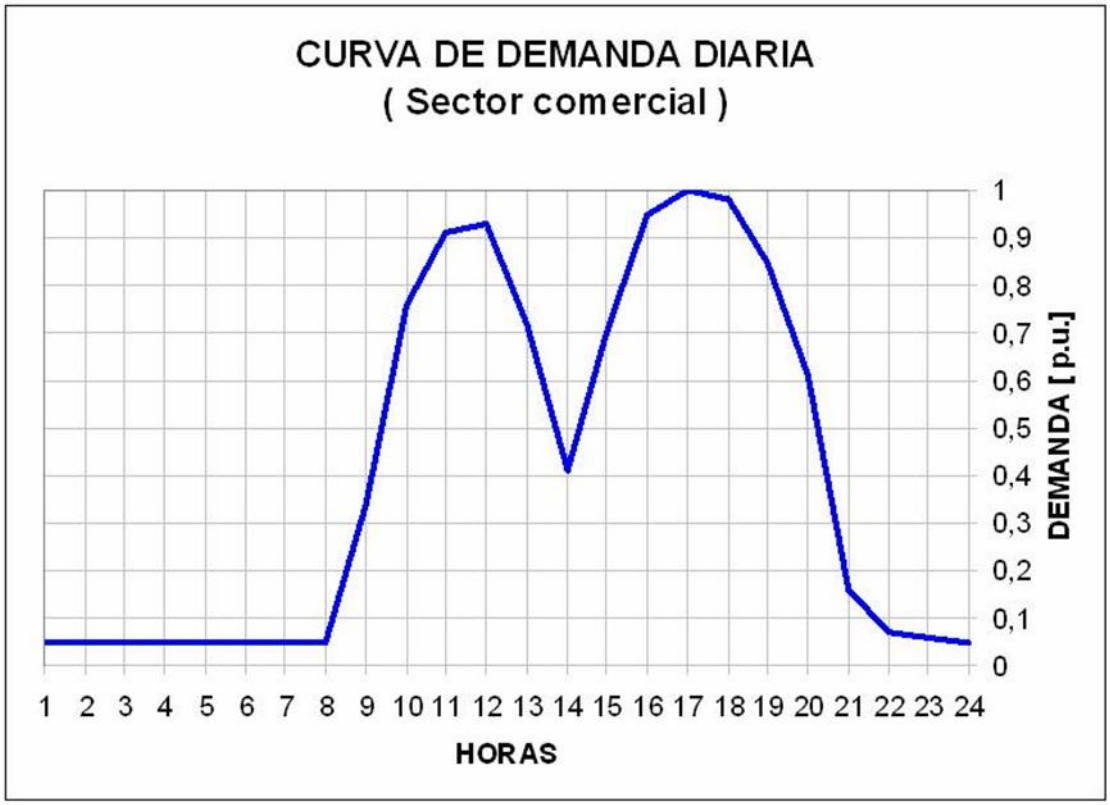
HORA	DEMANDA PROMEDIO
1	0.45
2	0.41
3	0.38
4	0.44
5	0.39
6	0.52
7	0.68
8	0.68
9	0.59
10	0.59
11	0.63
12	0.54
13	0.59
14	0.62
15	0.6
16	0.61
17	0.48
18	0.54
19	0.72
20	0.82
21	1
22	0.78
23	0.67
24	0.58

Figura 9. Curva de demanda sector residencial, estrato 6



HORA	DEMANDA PROMEDIO
1	0.33
2	0.38
3	0.38
4	0.34
5	0.34
6	0.36
7	0.37
8	0.57
9	0.62
10	0.52
11	0.56
12	1
13	0.95
14	0.74
15	0.66
16	0.65
17	0.54
18	0.48
19	0.62
20	0.73
21	0.83
22	0.73
23	0.67
24	0.55

Figura 10. Curva de demanda sector comercial



HORA	DEMANDA PROMEDIO
1	0.05
2	0.05
3	0.05
4	0.05
5	0.05
6	0.05
7	0.05
8	0.05
9	0.34
10	0.76
11	0.91
12	0.93
13	0.72
14	0.41
15	0.7
16	0.95
17	1
18	0.98
19	0.85
20	0.61
21	0.16
22	0.07
23	0.06