

“APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA DE CARGOS HORARIOS DE LA
RESOLUCIÓN CREG 015 DEL 2018 UTILIZANDO INFORMACIÓN HISTÓRICA DE
CURVAS HORARIAS DE DEMANDA DE USUARIOS DE OPERADORES DE RED EN
COLOMBIA”

ADRIANA CAROLINA RODRÍGUEZ HINCAPIÉ

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISICOMECÁNICAS
ESCUELA DE INGENIERÍAS ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA Y
TELECOMUNICACIONES
MAESTRÍA EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA
BUCARAMANGA

2026

“APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA DE CARGOS HORARIOS DE LA
RESOLUCIÓN CREG 015 DEL 2018 UTILIZANDO INFORMACIÓN HISTÓRICA DE
CURVAS HORARIAS DE DEMANDA DE USUARIOS DE OPERADORES DE RED EN
COLOMBIA”

ADRIANA CAROLINA RODRÍGUEZ HINCAPIÉ

Trabajo de aplicación presentado como requisito para optar por el título de: Magíster en
Sistemas de Distribución de Energía Eléctrica

DIRECTOR

JAIRO BLANCO SOLANO

Dr. EN INGENIERÍA ELÉCTRICA

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER

FACULTAD DE INGENIERÍAS FISICOMECAÑICAS

ESCUELA DE INGENIERÍAS ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA Y
TELECOMUNICACIONES

BUCARAMANGA

2026

DEDICATORIA

A Dios, por su guía constante; a mi familia, por su amor incondicional y apoyo permanente; al profesor Jairo Blanco, por sus enseñanzas y acompañamiento a lo largo de este proceso; y a la Universidad Industrial de Santander, mi hogar académico durante tantos años de formación.

CONTENIDO

INTRODUCCIÓN	11
1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....	13
2. OBJETIVOS.....	15
2.1 OBJETIVO GENERAL.....	15
2.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS.....	15
3. ESTADO ACTUAL DE METODOLOGÍAS DE CARGOS HORARIOS EN EL SECTOR ELÉCTRICO NACIONAL.....	16
3.1 ESTADO ACTUAL EN COLOMBIA DE RESOLUCIÓN CREG 119 DEL 2007 Y SUS MODIFICACIONES.....	16
3.1.1 Componente de generación.	17
3.1.2. Componente transmisión	20
3.1.3. Componente distribución.	20
3.1.4. Componente comercialización.	24
3.1.5. Componente pérdidas.	26
3.1.6. Componente restricciones	26
3.1.7. Tarifa de energía	26
3.1.8 Ventajas y desventajas de la aplicación de cargos horarios en Colombia bajo la regulación vigente	28
4. ESTADO ACTUAL DE METODOLOGÍAS DE CARGOS HORARIOS EN EL SECTOR ELÉCTRICO NACIONAL E INTERNACIONAL	30
4.1 EXPERIENCIA INTERNACIONAL.....	30
4.1.1. Brasil	30
4.1.2 Uruguay	34
4.1.3 Perú.	37
4.1.4 España.	39
4.2 CONCLUSIONES DE LA REVISIÓN DE EXPERIENCIAS INTERNACIONALES	42

4.3 SIMILITUDES Y DIFERENCIAS DE LA APLICACIÓN DE CARGOS HORARIOS EN COLOMBIA Y LA EXPERIENCIA INTERNACIONAL ANALIZADA.....	43
5. MODELO DE ESTIMACIÓN DE DEMANDA PARA CURVAS HORARIAS SEGÚN LA RESOLUCIÓN CREG 015 DEL 2018 Y SUS MODIFICACIONES.	44
5.1 CRITERIOS GENERALES CREG 015 DEL 2018	44
5.2 DEFINICIÓN DE CURVAS DE CARGA.....	45
5.2.1. Construcción y aplicación de las curvas horarias.	46
5.2.1.1. Planeación de la infraestructura	46
5.2.1.2 Operación.	47
5.2.1.3 Curva horaria según criterios CREG 015 del 2018 y sus modificaciones	48
5.2.2 Metodología de modelo de curvas horarias bajo la CREG 015 del 2018 y sus modificaciones.	49
5.2.3. Histórico de curvas horarias bajo la metodología CREG 015 del 2018	51
5.2.3.1. Análisis para el Año 2019.	51
5.2.3.2. Análisis para el Año 2020.	53
5.2.3.3. Análisis para el Año 2021.	56
5.2.3.4. Análisis para el Año 2022.	58
6. DEFINICIÓN DE FRANJAS HORARIAS Y CÁLCULO DE CARGOS HORARIOS .	60
6.1 CRITERIOS E INSUMOS CARGOS HORARIOS	61
6.1.1. Metodología propuesta para el cálculo de cargos horarios bajo la resolución CREG 015 del 2018 y sus modificaciones	64
6.1.2 Análisis de resultados.	66
7. IMPACTOS DE LA IMPLEMENTACIÓN DE LA METODOLOGÍA PLANTEADA PARA DEFINIR CURVAS Y CARGOS HORARIOS.	68
8. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	74
BIBLIOGRAFÍA	76

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Histórico del cargo por uso de distribución.....	13
Figura 2. Tabla comparativa CREG 097 2008 vs CREG 015 2018.....	21
Figura 3. Histórica variación IPP (Índica precio del productor) (Departamento Administrativo Nacional de Estadística (DANE), 2023)	23
Figura 4. Curvas de demanda por nivel de tensión en PU	23
Figura 5. Tarifa de energía.....	27
Figura 6. Cantidad máxima de energía subsidiada dependiendo su nivel sobre el mar.	28
Figura 7. Ventajas y desventajas de la aplicación de cargos horarios en Colombia	29
Figura 8. Clases de consumo.....	31
Figura 9. Modalidades de tarifa	31
Figura 10. Tipos de tarifas sector residencial Uruguay	35
Figura 11: Opciones tarifarias en Media tensión. (Osiner, 2005)	38
Figura 12. Tarifas utilizadas en Perú. (Osiner, 2005)	38
Figura 13. Horarios de luz (Endesa, 2022).....	40
Figura 14. Horarios potencia contratada (Endesa, 2022).....	41
Figura 15. Similitudes y diferencias de la aplicación de cargos horarios en Colombia versus experiencia Internacional.	43
Figura 16. Línea de tiempo regulación Colombia.....	46
Figura 17. Curva Horaria Planeación de infraestructura	47
Figura 18. Curva Horaria Operación.	47
Figura 19. Histórico fronteras anuales.....	48
Figura 20. Metodología para curvas horarias.....	49
Figura 21. Criterios periodos de carga	50
Figura 22. Histórico fronteras Año 2019.....	51
Figura 23. Curva Horaria de demanda 2019	52
Figura 24. Histórico fronteras Año 2020.....	53
Figura 25. Curva Horaria de demanda 2020	54
Figura 26. Histórico fronteras Año 2021	56
Figura 27. Curva Horaria de demanda 2021	56
Figura 28. Histórico fronteras Año 2022.....	58

Figura 29. Curva horaria 2022.....	58
Figura 30. Metodología cargos horarios CREG 015 del 2018.....	60
Figura 31. Curva horaria NT1 2022.....	62
Figura 32. Curva horaria NT2 2022.....	63
Figura 33. Curva horaria NT3 2022.....	63
Figura 34. Metodología Cálculo de Cargos Horarios.....	64
Figura 35. Cargos horarios NT1.....	67
Figura 36. Cargos horarios NT2.....	67
Figura 37. Cargos horarios NT3.....	68
Figura 38. Proceso cálculo de impacto económico.....	69
Figura 39. Ventas para el año 2022.....	69
Figura 40. Comportamiento de ingresos con cargo monomio y cargo horario.....	70
Figura 41. Comparación Metodología actual vs Metodología Cargos Horarios NT1.....	71
Figura 42. Comparación Metodología actual vs Metodología Cargos Horarios NT2.....	71
Figura 43. Comparación Metodología actual vs Metodología Cargos Horarios NT3.....	72
Figura 44. Diferencia positiva %Monomio/Horario.....	73
Figura 45. Diferencia negativa %Monomio/Horario.....	73

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Periodo de carga 2019.	53
Tabla 2. Periodo de carga 2020.	55
Tabla 3. Periodo de carga 2021.	57
Tabla 4. Periodo de carga 2022.	59
Tabla 5. Porcentaje de diferencia de ingresos del Modelo de cargos Monomios actual vs Modelo de cargos horarios.	70

RESUMEN

TÍTULO: APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA DE CARGOS HORARIOS DE LA RESOLUCIÓN CREG 015 DEL 2018 UTILIZANDO INFORMACIÓN HISTÓRICA DE CURVAS HORARIAS DE DEMANDA DE USUARIOS DE OPERADORES DE RED EN COLOMBIA *

AUTOR: ADRIANA CAROLINA RODRÍGUEZ HINCAPIÉ†

PALABRAS CLAVE: Medición, Cargos Horarios, impactos.

DESCRIPCIÓN

El sector eléctrico colombiano debido a su reestructuración con las leyes 142 y 143 de 1994, estableció criterios necesarios para regular el negocio de energía mediante el marco regulatorio, con el fin de garantizar una libre competencia entre las empresas de generación, transporte, distribución y comercialización de energía, y así se constituyó la Comisión de Regulación de Energía y Gas, la cual es la encargada de regular los monopolios en la prestación de servicios públicos domiciliarios de energía eléctrica y gas.

En el trabajo de aplicación, se desarrolla la aplicación del Capítulo 9 Cargos horarios de la resolución CREG 015 del 2018, la cual modifica directamente la componente de distribución del cargo unitario de energía eléctrica, y en este capítulo específico brinda las directrices para calcular los cargos horarios, con la información histórica de curvas horarias de demanda de usuarios de red en Colombia.

Se inicia con un estudio sobre la forma en que actualmente se utiliza los cargos horarios en el sector eléctrico nacional e internacional, siguiente a esto, se estructura los pasos a seguir para el cumplimiento de la regulación definiendo e implementando mediante una metodología los requisitos de la resolución y posteriormente se realiza una evaluación de los impactos económicos que tiene el operador de red con la entrada en rigor de este capítulo de la resolución.

* Trabajo de maestría

† Facultad de ingenierías Fisicomecánicas. Escuela de Ingenierías Eléctrica, Electrónica y Telecomunicaciones. Maestría en sistemas de distribución de energía. Director: Jairo Blanco Solano, Dr. en Ingeniería Eléctrica.

ABSTRACT

TITLE: APPLICATION OF THE TIME-OF-USE CHARGES METHODOLOGY FROM CREG RESOLUTION 015 OF 2018 USING HISTORICAL HOURLY DEMAND CURVE DATA FROM DISTRIBUTION NETWORK OPERATORS' USERS IN COLOMBIA

AUTHOR: ADRIANA CAROLINA RODRÍGUEZ HINCAPIÉ †

KEYWORDS: METERING, HOURLY CHARGES, IMPACTS

DESCRIPTION

The Colombian electricity sector, as a result of its restructuring under Laws 142 and 143 of 1994, established the necessary criteria to regulate the energy business through a regulatory framework aimed at guaranteeing free competition among companies engaged in the generation, transmission, distribution, and commercialization of electricity. Consequently, the Energy and Gas Regulatory Commission (CREG) was created, which is responsible for regulating monopolies in the provision of domestic public electricity and gas services.

In this applied study, the implementation of Chapter 9, *Hourly Charges*, of Resolution CREG 015 of 2018 is developed. This resolution directly modifies the distribution component of the unit electricity charge, and this specific chapter provides guidelines for calculating hourly charges using historical information from the hourly demand curves of network users in Colombia.

The study begins with an analysis of how hourly charges are currently applied in both the national and international electricity sectors. Subsequently, the steps required to comply with the regulation are structured by defining and implementing the requirements of the resolution through a methodological approach. Finally, an evaluation of the economic impacts on the network operator resulting from the entry into force of this chapter of the resolution is conducted.

*Master's Thesis

*Faculty of Physical-Mechanical Engineering. School of Electrical, Electronic and Telecommunications Engineering. Master's Program in Power Distribution Systems. Advisor: Jairo Blanco Solano, Dr in Electrical Engineering.

INTRODUCCIÓN

Este trabajo de aplicación realiza una evaluación del impacto de la implementación de un esquema tarifario regulado de cargos horarios en Colombia para los usuarios que cuentan con medida horaria, establecido por la CREG 015 del 2018 y sus modificaciones, en la cual se definen los criterios para construir la metodología y calcular los cargos por uso horarios para los usuarios; esta evaluación se realiza debido a las variaciones evidenciados en las tarifas de energía eléctrica en Colombia.

Actualmente mediante la resolución 119 del 2007 la estructura de la tarifa de energía eléctrica en Colombia es monomio, esto quiere decir que se maneja una sola tarifa para todas las horas del día, con las resolución 015 del 2018 se establece un nuevo cálculo para la componente de distribución que hace parte de la estructura tarifaria y esto conlleva a que se investigue en otros países como ha funcionado la aplicación de cargos horarios y se ha evidenciado que al ser opcional no ha tenido % de usuarios significativos que tomen estas nuevas iniciativas, debido a que se debe analizar global la estructura tarifaria con todas sus componente para que el usuario vea los beneficios tomar la metodología de cargos horarios, siguiente a esto se realiza la estructura de la metodología según la resolución vigente en Colombia y se realiza un estudio sobre las diferentes curvas que se realizan en los operadores de red con el fin de unificar y optimizar criterios, llegando al resultado final que es la creación de una curva por nivel de tensión para el cálculo de los cargos horarios, se modela el cálculo de estos cargos y con información histórica se evaluó el impacto económico para el operador de red respecto a la componente de Distribución el cual es 0.1653% si los usuarios con medida horaria mantienen su consumo horarios.

En la primera parte del presente trabajo capítulo 3 se aborda el estado actual de la regulación en Colombia frente al tema de cargos horarios bajo el cumplimiento del capítulo 9 de la resolución CREG 015 del 2018, el cual hace énfasis en regular el cargo horario dependiendo de la curva de demanda establecida por el operador de red. Una de las características principales de esta metodología es brindar la oportunidad al usuario de gestionar su consumo de energía eléctrica, con el fin de reducir su factura de energía. Además, si se presenta desplazamiento de las curvas de demanda, esto complementa

las acciones ya realizadas por los operadores de red para mejorar la operación de los activos eléctricos.

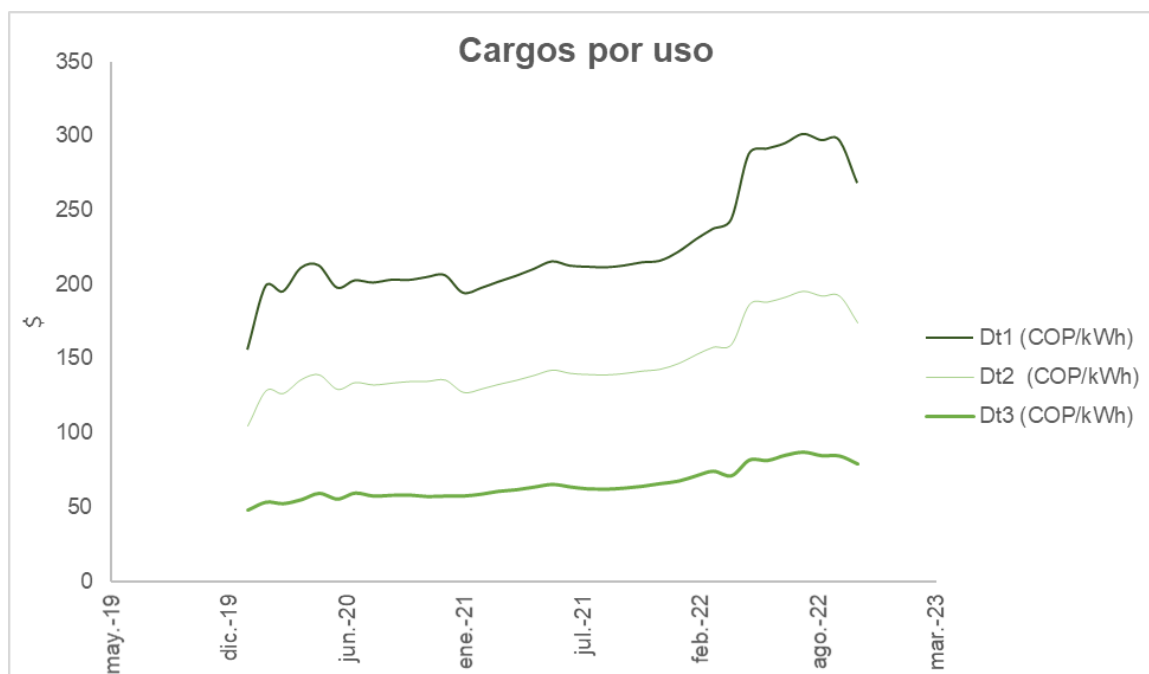
En una segunda parte del capítulo 3, se presenta un análisis de diferentes estructuras tarifarias a nivel internacional y su relación con respecto a los cargos horarios. Las nuevas tecnologías como Infraestructura de Medición Avanzada (AMI) en otros países ha permitido implementar estos modelos de cargos horarios, ya que se tienen mayor número de usuarios con medida horaria los cuales pueden elegir cual esquema de cobro les conviene para presentar un ahorro en la factura de energía eléctrica.

Finalmente, en los capítulos 4 y 5, se presentan los criterios para cumplir con la resolución vigente y así construir la metodología para estimar las curvas horarias y la metodología de cargos horarios con el fin de realizar el ejercicio con datos reales. Así mismo, se busca identificar los impactos de aplicar la metodología propuesta, con el fin de comparar el resultado de la metodología de cargos horarios con la situación actual del cargo monomio, para incentivar la adaptación al esquema horario en caso de que sea beneficioso para el usuario.

1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

Según los históricos a nivel Colombia se evidencia que el cargo de Distribución aporta un 35-40% a la tarifa del costo unitario. Adicionalmente con la entrada de la nueva metodología de remuneración de distribución según la CREG 015 del 2018 el cargo de Distribución ha tenido un comportamiento para el OR como se presenta en la Figura 1 (Empresas Públicas de Medellín, 2023):

Figura 1. Histórico del cargo por uso de distribución



En la Figura 1 se presentan los datos Históricos de cargos por uso, hacen parte del cálculo del Costo Unitario de Prestación del servicio y son los que remuneran los activos utilizados en la prestación del servicio de energía eléctrica, los cuales son establecidos por la Comisión de regulación de energía y gas en la resolución CREG 015 del 2018 que actualmente están vigentes, los cuales evidencian un crecimiento en el mes de marzo del 2022 debido al cambio de año regulatorio el cual incluye en su tarifa el costo de los nuevos activos que se instalaron el año tarifario anterior para mejorar la prestación del servicio, esto con el fin de ser remunerados según la regulación vigente, estos costos se ven

reflejados en el aumento de la componente de distribución en sus facturas de energía, esto sumado al aumento continuo del IPP, hace que los usuarios busquen alternativas para estabilizar el costo de su factura de energía eléctrica y por este motivo los cargos horarios son una opción de eficiencia energética y de estabilización de su factura.

La CREG 015 del 2018 y sus modificaciones establece la forma de remunerar las inversiones y la prestación del servicio con activos existentes. Adicionalmente, se establecen los criterios para implementar la metodología de cargos horarios para el distribuidor de energía eléctrica con base en el cargo por uso por nivel de tensión monomios que actualmente está vigente y es utilizado para todos los usuarios de los operadores de red en Colombia.

La operación del sistema de distribución de energía eléctrica colombiano está a cargo de los operadores de red, y en cumplimiento a la regulación, los operadores de red implementan las diferentes resoluciones emitidas por la comisión de regulación de energía y gas, lo cual, genera incertidumbre en los impactos generados por estas resoluciones. Este trabajo de aplicación busca realizar la evaluación de los impactos económicos de la implementación de la metodología de cargos horarios bajo el capítulo 9 de la resolución CREG 015 del 2018, y por consiguiente los criterios necesarios para el cumplimiento regulatorio de la CREG 015 del 2018, debido a que los operadores están en la obligación de implementar las resoluciones emitidas por la CREG y se debe evaluar su impacto respecto a los procesos en las empresas.

2. OBJETIVOS

A continuación, se presentan los objetivos del trabajo de aplicación propuesto y su respectivo alcance:

2.1 OBJETIVO GENERAL

Evaluar los impactos de la aplicación de la metodología de cargos horarios de la resolución CREG 015 del 2018 y sus modificaciones basado en información histórica de curvas horarias de usuarios con medida horaria para un operador de red en Colombia.

2.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

Identificar el estado actual de los cargos horarios en el sector eléctrico nacional e internacional como en Brasil, Uruguay, Perú y España, planteando ventajas y desventajas ante una aplicación en Colombia.

Definir e implementar la metodología de curvas y cargos horarios considerando los criterios de la resolución CREG 015 del 2018 y sus modificaciones.

Evaluar el impacto económico del ingreso de un operador de red, en términos del componente de Distribución de la formula tarifaria, aplicando la metodología de cargos horarios según la CREG 015 del 2018 respecto a la metodología actual de cargo monomio.

3. ESTADO ACTUAL DE METODOLOGÍAS DE CARGOS HORARIOS EN EL SECTOR ELÉCTRICO NACIONAL

Con el fin de realizar un análisis cualitativo de ventajas y desventajas de la aplicación de la metodología de cargos horarios según la CREG 015 del 2018 y/o sus modificaciones, se realiza una síntesis de la información de las tarifas en el sector eléctrico nacional e internacional, y se presenta la información a continuación:

3.1 ESTADO ACTUAL EN COLOMBIA DE RESOLUCIÓN CREG 119 DEL 2007 Y SUS MODIFICACIONES

A continuación, se presenta la investigación del estado actual de la estructura tarifaria aplicada a los usuarios finales de los operadores de red en Colombia, explicada por cada ítem que lo compone:

Actualmente la resolución vigente es la CREG 119 del 2007 y sus modificaciones, es la que establece la fórmula tarifaria general, ver Ecuación (1), que permite a los comercializadores minoristas de electricidad establecer los costos de prestación del servicio a usuario regulados en el Sistema Interconectado Nacional (Comisión de regulación de energía y gas (CREG), 2007).

$$\text{CU} = \text{G} + \text{T} + \text{D} + \text{C} + \text{PR} + \text{R} \quad (1)$$

Fuente: (Comisión de regulación de energía y gas (CREG), 2007)

Donde el costo unitario CU es el costo eficiente de sumar los costos de las actividades de Generación (G), Transmisión (T), Distribución (D), Comercialización (C) y costos asociados a restricciones (R) y pérdidas (PR). Estos costos son mensuales expresados en \$/kWh y cambian cada mes en consecuencia del comportamiento del índice de precios al consumidor IPC y al índice de precios al productor IPP, la oferta y demanda de energía, el funcionamiento operativo del sistema, y las inversiones realizadas para la distribución de energía siendo este un cambio que se ve reflejado anualmente.

3.1.1 Componente de generación. La generación es un componente de la tarifa y por ende de la estructura del mercado de energía eléctrica, el cual hace referencia al costo de compra de energía (\$/kWh-pesos por kilovatio-hora) para el mes m , del comercializador minorista. Este componente corresponde al costo de compra de energía por parte del comercializador, bien en el mercado diario “spot” denominado la bolsa de energía o en contratos a largo plazo con generadores u otros comercializadores (Comisión de regulación de energía y gas (CREG), 2007). Sus componentes son la suma de los contratos bilaterales, contratos de subasta de fuentes no convencionales de energía eléctrica, las compras en bolsa y el costo de compra de energía de auto generadores a pequeña escala y generación distribuida (Comisión de regulación de energía y gas (CREG), 2007).

- **Contratos bilaterales:** Los contratos de energía a largo plazo, que representan el mayor porcentaje en el total de compras de los comercializadores, ver Ecuación (2), se indexan principalmente con el Índice de Precios al Consumidor – IPC. Estos contratos se caracterizan por que son negociados de manera libre entre las partes, bien sea directamente o como resultado de convocatorias públicas bajo la resolución CREG 130 del 2019, en las cuales se presentan requerimientos de energía y las empresas ofertan según su disponibilidad de energía, el precio y el tipo de modalidad. De conformidad con la Ley y la regulación vigente, las transacciones de energía en el mercado de largo plazo son realizadas por los agentes comercializadores y generadores, estén estos integrados o ejecuten su actividad independientemente, en el Mercado de Energía Mayorista. (Comisión de regulación de energía y gas (CREG), 2004) encontramos que la formula actual de los contratos bilaterales es la siguiente:

$$W * Qc * (\alpha * Pc + (1 - \alpha) * Mc) \quad (2)$$

Fuente: (Comisión de regulación de energía y gas (CREG), 2007)

En donde:

W es el ponderador de los precios de los contratos bilaterales

Q_c es el porcentaje de energía comprada en Contratos

α Valor de α del comercializador minorista calculado bajo la metodología de la resolución CREG 031 de 1997 y 018 de 2008 y sus modificaciones.

P_c Precio promedio de los contratos regulados del OR

M_c Precio promedio de los contratos regulados del país

- **Contratos Subasta fuentes de energía renovables no convencionales**

FNCER: Consiste en una subasta de sobre cerrado de dos puntas, de participación voluntaria para compradores y vendedores, cuyo objetivo es maximizar el beneficio del consumidor a través de mejores precios en la tarifa. Los compradores ofertan una cantidad máxima de energía para un día de MWh-día y se comprometen a pagar la energía contratada independientemente de que sea consumida o no. Los vendedores ofertan una cantidad de energía en MWh igual para los periodos horarios de cada uno de los tres bloques intradiarios definidos (Bloque 1: 0:00-7:00 horas; Bloque 2: 7:00-17:00; Bloque 3; 17:00-24:00 horas) y se obliga a suministrar la energía contratada (Ministerio de minas y energía., 2022).

A continuación, encontramos la parte de la formula del componente de generación que hacen referencia a los contratos por subasta FNCER, ver Ecuación (3):

$$(1 - W) * Q_c * PSA + CUG - EGP \quad (3)$$

Fuente: (Comisión de regulación de energía y gas (CREG), 2007)

En donde:

W es el ponderador de los precios de los contratos bilaterales

Q_c es el porcentaje de energía comprada en Contratos

PSA Pondera el precio de los contratos resultantes de la subasta o el mecanismo complementario, con la participación que tiene la contratación de largo plazo para el comercializador sobre el total de su demanda regulada.

CUG Corresponde al valor unitario del costo financiero en que incurre un comercializador cuando constituye la garantía de pago que debe construir para mitigar el riesgo asociado al incumplimiento en un pago al vendedor del contrato

EGP Refleja el valor que el comercializador debería entregar como menor valor a pagar a todos sus usuarios regulados, en el caso que la garantía de cumplimiento que debe constituir el vendedor sea ejecutada.

- **Compras en bolsa:** Es un precio que varía hora a hora en cada día de acuerdo con las condiciones del mercado y se pactan por medio de XM operador del mercado en el cual deben estar inscritas todas las compañías que quieran participar de esta actividad y el precio se ve afectado por cambios climáticos principalmente, En la Ecuación (4), se visualiza la parte de la fórmula del componente de generación que hacen referencia a las compras en bolsa:

$$(1 - Q_c - Q_{agd}) * P_b + A_j \quad (4)$$

Fuente: (Comisión de regulación de energía y gas (CREG), 2007)

En donde

Q_c es el menor valor entre 1 y la relación entre energía comprada por el comercializador minorista mediante contratos bilaterales con destino al Mercado regulado y la demanda comercial del mercado regulado del comercializador minorista.

Q_{agd} Cantidad por unidad de energía total de compras AGPE y GD

P_b Precio promedio ponderado del valor de las compras en bolsa

A_j Valor de compras por mecanismos autorizados

- **G transitorio:** es un valor que se asigna a cada mercado de comercialización que contenga demanda regulada considerando las compras a autogeneración a pequeña escala AGPE y a los generadores distribuidos GD en todos los mercados de comercialización del comercializador que entreguen energía al usuario final (Comisión de regulación de energía y gas (CREG), 2022).

3.1.2. Componente transmisión. Corresponde al costo por uso del Sistema de Transmisión Nacional, STN, (\$/kWh) y se calcula bajo la metodología regulatoria definida para esta componente la cual es un valor único para todos los comercializadores. Esta componente calcula el valor del transporte de energía desde las plantas de generación hasta las Redes de Transmisión Regional-STR, y tiene una variación mensual por afectación del Índice de Precios al productor IPP. Adicionalmente, varía mensualmente por la cantidad de energía transportada en este sistema, debido a que es un costo regulado y fijo, no varía de acuerdo con reglas de mercado; este valor del cargo es calculado por el liquidador y administrador de cuentas LAC XM, y comprende el ingreso mensual del transmisor nacional y la demanda total registrada por los comercializadores del SIN.

Los cargos por uso monomios Horarios del STN, con diferenciación horaria por Período de Carga, que serán facturados por el LAC a los comercializadores del SIN que atienden Usuarios Finales, los calculará mensualmente el LAC a partir del cargo por uso Monomio del STN. (Comisión de regulación de energía y gas (CREG), 2009)

3.1.3. Componente distribución. Es el costo por uso de sistemas de distribución (\$/kWh) correspondiente al nivel de tensión y esta indexado por el índice de Precios al Productor IPP; este cargo contempla los niveles de tensión 1, 2, 3 y 4, donde los usuarios residenciales están conectados al nivel 1, actualmente, está componente está regulada por la Resolución CREG 015 del 2018 y sus modificaciones, la cual establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional.

Figura 2. Tabla comparativa CREG 097 2008 vs CREG 015 2018

	CREG 097-2008	CREG 015 2018
Tipo de remuneración	Precio Máximo NT 1,2 y 3 Ingreso regulado NT4	Ingreso regulado NT 1,2,3,4
Valor de activos	No se contempla vida útil del activo, anualidad constante.	Activo Neto depreciado, anualidad variable, ajuste inicial a la Base de Activos.
Inventario	Revisión cada 5 años	Cada año se actualiza.
AOM	Promedio entre real y reconocido últimos 5 años con ajuste anual por evolución de calidad.	Activos existentes: Máximo entre el promedio del real reconocido y el eficiente. Activos Nuevos: 2% y 4%, Pecor 0,6%
Calidad del Servicio	Grupos de calidad por ruralidad. Calidad media por sistemas: ITAD y por transformador: ITG	Grupos de calidad por ruralidad, habitantes y nivel de riesgo de falla. Incentivo a la calidad media del sistema: SAIDI y SAIFI compensaciones por usuario DIU y FIU
Pérdidas	Índices de pérdidas eficientes por mercado	Índices de pérdidas por mercado – CPROG Plan de reducción de pérdidas (sendas), Mantenimiento de pérdidas.

La componente está compuesta por los cargos por uso de los activos Sistema de transmisión regional STR Nivel de tensión 4, ver Ecuación (5), y por los activos del Sistema de distribución local SDL Niveles de tensión 3, 2, 1, ver Ecuación (5) y (7).

$$Dt_{n,j,m,t} = \frac{CD_{4,R,m,t}}{1-PR_{n,j,m,t}} \quad (5)$$

$$Dt_{n,j,m,t} = \frac{CD_{4,R,m,t}}{1-PR_{n,j,m,t}} + CD_{n,j,m,t} + Dtcs_{n,j,m,t} \quad (6)$$

$$Dt_{1,j,m,t} = \frac{CD_{4,R,m,t}}{1-PR_{1,j,m,t}} + \frac{CD_{2,j,m,t}}{1-P_{j,1,t}} + CDI_{1,j,m,t} + CDA_{1,j,m,t} + Dtcs_{1,j,m,t} \quad (7)$$

Dtn: Cargo por uso del nivel de tensión del OR.

CDn: Cargo del nivel de tensión

PRn: Factor para referir las medidas de energía del nivel de tensión n al STN

Dtcsn: Cargo por incentive a la calidad del servicio del OR

Pjn: Índice de pérdidas del Operador de Red

CDIn: Cargo por inversión del nivel de tensión 1 del Operador de Red

CDAn: Cargo de AOM Administración Operación y Mantenimiento del nivel de tensión 1

(Comisión de regulación de energía y gas (CREG), 2018)

Dada las diferencias en el valor de este componente para los diferentes departamentos ya que dependen de las inversiones que realicen los operadores de red, el Ministerio de Minas y Energía, MME, ordenó la creación de Áreas de Distribución de Energía Eléctrica, ADD, con el objeto de unificar el cargo al interior de una misma ADD. Los cargos por uso únicos para cada Nivel de Tensión para un mercado de comercialización asociado con el sistema del OR, que a su vez hace parte del Área de Distribución de Energía Eléctrica, serán calculados y publicados por el Liquidador y Administrador de cuentas – LAC. El esquema de Áreas de Distribución de energía en Colombia está organizado en cuatro zonas: **Oriente, Occidente, Centro y Sur**. Al crear estas áreas la regulación asegura que el grupo de OR que pertenecen a cada área estandaricen el cobro de la componente Dt siendo renombrada como Dtun, cargo único, y cada seis meses el liquidador LAC, realiza un balance para realizar el pago entre operador de red dependiendo quien tiene el Dt por encima o por debajo del Dtun, actualmente la CREG 015 del 2018 y sus modificaciones establece en el capítulo 9 Cargos Horarios que serán aplicados a todos los usuarios conectados al sistema de un operador de red que dispongan de equipo de medida con registro horario de acuerdo con el artículo 1 del Decreto 2492 de 2014, mediante la resolución CREG 222 del 2021 indica que la aplicación de los cargos horarios regirá 4 meses después de la entrada en vigencia de la resolución que reemplace la Resolución CREG 119 de 2007, el cual estandarizará las componentes del costo unitario de la energía en forma horaria.

El cargo de distribución se calcula con base en los activos que el operador de red administra, mantiene y opera para la prestación del servicio de energía eléctrica y aumenta, dependiendo de las inversiones en activos eléctricos que realice el Operador de red. Adicionalmente los insumos para calcular este cargo dependen de un factor importante que es el IPP o índices de Precios del Productor, que es un indicador macroeconómico que mide la evolución de precios percibidos por el sector productivo de un país o región, y que afecta directamente el ingreso de la empresa, esta información es insumo para el cálculo de cargos. A continuación, en la Figura 3. se muestra el comportamiento del IPP que, por el tiempo del COVID, y por impactos políticos y económicos, esta variable se ve afectada aumentando de una manera significativa respecto a su comportamiento histórico.

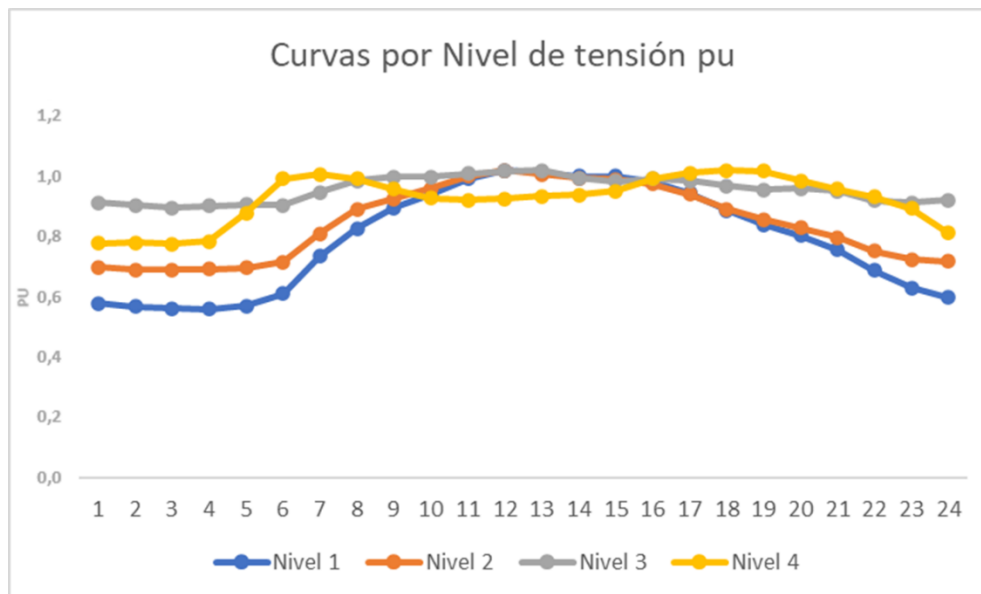
Figura 3. Histórica variación IPP (Índice precio del productor) (Departamento Administrativo Nacional de Estadística (DANE), 2023)



Para el 2020 se tiene un acumulado de variación de 1,59%, para el año 2021 de 15,73% y para el 2022 de 20,18%, el cual afecta inicialmente al ingreso mensual regulado para la metodología de remuneración de activos de distribución de energía eléctrica.

Adicionalmente se presenta en la Figura 4, el comportamiento de la demanda de los usuarios con medida horaria del año 2022 donde se identifican picos en ciertas horas del día este cálculo se realiza identificando el valor máximo y con este valor obtener una proporción para cada hora del día.

Figura 4. Curvas de demanda por nivel de tensión en PU



Debido a los históricos y variaciones presentadas anteriormente, se requiere presentar el análisis de la metodología de curvas horarias basada en la CREG 015 del 2018 y sus modificaciones. Esta metodología, con un conocimiento por parte de los usuarios, brindará oportunidad de manejar de una manera eficiente su consumo de energía eléctrica para mitigar la afectación de los diversos aspectos económicos que afectan el cargo. Por otro lado, se presenta para que el OR de red evidencie y analice como se verían los ingresos con esta nueva metodología y los impactos a nivel económico y técnico debido a que se una vez los usuarios adopten y entiendan la metodología, el operador de red en su operación evidenciará un deslastre de carga en las horas pico de mayor consumo. Esto tiene como consecuencia una mejora en la salud de los activos con funcionamiento de carga normal y no sobrecargados y permitirá una mejor planeación del sistema. Este planteamiento se basa en las experiencias de diversos países que han adoptado los esquemas de tarifas horarias.

3.1.4. Componente comercialización. Corresponde al Margen de comercialización correspondiente al mes m, del Comercializador Minorista, expresado en (\$/kWh), el cual se encuentra conformado por una parte fija que incorpora el costo base comercialización y una parte variable que reconoce los costos variables de la actividad y otros costos como contribuciones, garantías, costos Centro Nacional de Despacho CND y SIC. Este componente varía mensualmente según el Índice de Precios al Consumidor (IPC). (Comisión de regulación de energía y gas (CREG), 2007) (Comisión de regulación de energía y gas (CREG), 2014)

- **Costo base de comercialización.** Son los costos relacionados a la Gestión cartera, mercadeo, gestión del servicio, factura, atención al cliente, reparto lectura. A continuación, encontramos la parte de la fórmula del componente de comercialización que hace referencia al costo base de comercialización:

-

$$CvR = \frac{(1-B)*Cf*UR+CGCU+PUI}{VR} \quad (8)$$

En donde

CvR es el componente variable que remunera costos asociados a la atención de usuarios regulados por parte del comercializador minorista.

B Porción del costo base de comercialización

Cf Costo base de comercialización para el mercado de comercialización pesos por factura

UR Número de usuarios regulados atendidos por el comercializador minorista

CGCU Costos de garantías para cubrir el pago de los cargos por uso del STR y/o SDL de usuario regulador en pesos

PUI Costo que remunera la actividad de prestador de última instancia a usuarios regulados en el mercado de comercialización

VR Ventas totales a usuarios regulados del comercializador minorista expresadas en kilovatios hora (kWh)

- **Costo Variable.** Son los costos relacionados al Margen operacional, riesgo cartera y costos financiero

$$C_{i,j,m} = (G + T + D + Pr + R) * (M0 + Rc + CFE) \quad (9)$$

En donde:

Mo Margen operacional

Rc Riesgo de cartera del comercializador

CFE Factor que compensa por los costos financieros asociados al ciclo de efectivo de la actividad de comercialización

- **Otros Costos.** Son los costos administrativos asociados al CND Centro Nacional de Despacho, ASIC Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales, Contribuciones y garantías.

$$\text{Otros costos} = \frac{CER+CCD+CG}{v} \quad (10)$$

3.1.5. Componente pérdidas. Este costo se asocia a la disipación de energía que ocurre en el transporte desde el punto de generación hasta el punto de consumo, se dividen en dos partes, las pérdidas técnicas y la gestión para evitar las pérdidas no técnicas. Las pérdidas técnicas de energía comprenden toda la energía que se pierde en el sistema de transmisión nacional (STN), sistemas de transmisión regional (STR), y en los sistemas de distribución local (SDL). Estas pérdidas se dan al cabo del transporte y transformación de la energía eléctrica. Las pérdidas no técnicas son aquellas que se dan en el mercado de comercialización, y que no forman parte de las pérdidas debidas al transporte y transformación de la energía eléctrica. Es decir, las pérdidas no técnicas están asociadas a las conexiones ilegales y a los fraudes. Este valor variará por empresa de acuerdo a los planes de mantenimiento de pérdidas que se presente y la cuantificación del costo aprobado. (Comisión de regulación de energía y gas (CREG), 2007) (Comisión de regulación de energía y gas (CREG), 2018)

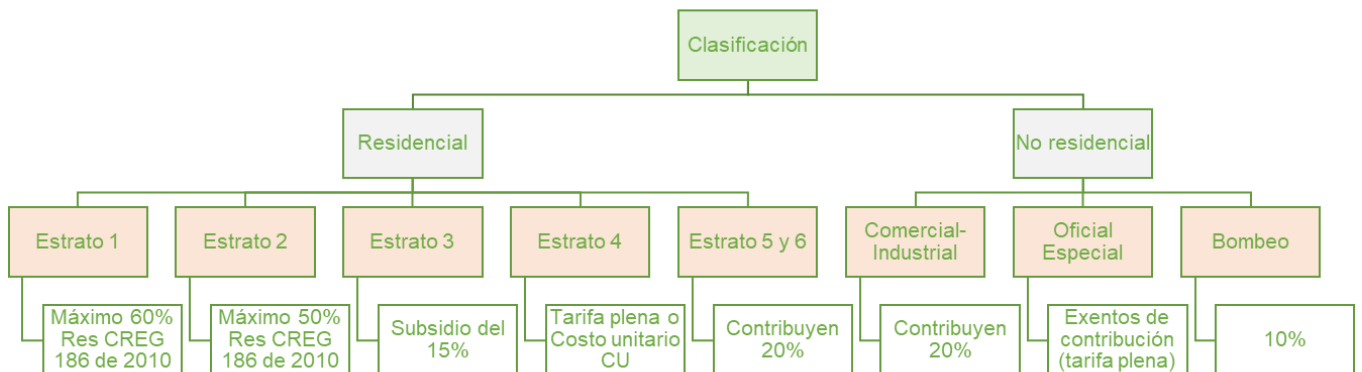
3.1.6. Componente restricciones. Los costos de restricciones están asociados a las limitaciones que se presentan en la operación del SIN, es decir, son los problemas que se ocasionan cuando se transporta la energía eléctrica, desde los puntos de generación, hasta el usuario final, y se da en costo total de restricciones expresado en pesos asignados por el ASIC al comercializador. Esta variable depende principalmente de la magnitud de la indisponibilidad de los activos de transmisión, varía mensualmente y corresponde a los costos de la generación que debió utilizarse para que el Sistema de Transmisión Nacional opere de manera segura y/o por las limitaciones de su red. Las restricciones encarecen el costo de la operación (Comisión de regulación de energía y gas (CREG), 2007).

3.1.7. Tarifa de energía. La tarifa de energía aplicada mensualmente corresponde a lo estipulado en la Resolución CREG 119 de 2007.

- **Subsidios y contribuciones.** Los subsidios son el descuento que se aplica a la tarifa de energía para los estratos 1, 2 y 3, esto con el fin de brindar facilidad de pago del servicio de energía, entendiendo que para los estratos 1, 2, y 3, los ingresos económicos

son menores a los estratos más altos. Las contribuciones por el contrario se refieren a que los estratos 5, 6 y al sector no residencial, pagan un sobre costo al servicio de energía, para que los sectores de consumo de mayores ingresos ayuden a las personas con menores ingresos a pagar el servicio de energía. En la Figura 5 se presenta la clasificación de subsidios y contribuciones.

Figura 5. Tarifa de energía

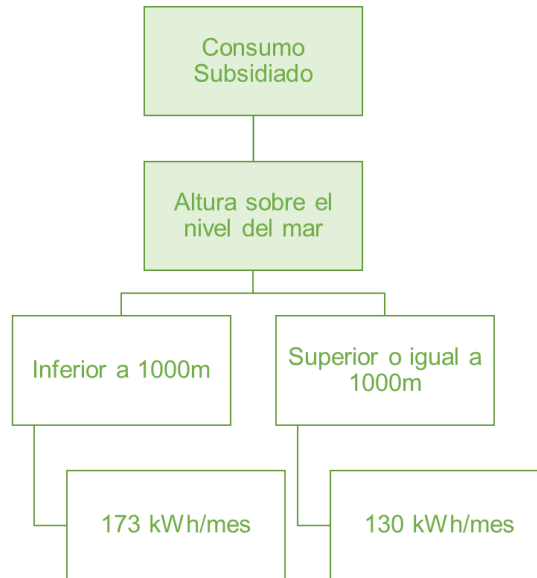


*las actividades de bombeo, clasificadas frecuénteme bajo actividades industriales o de servicio públicos pueden estar sujetas a contribución del 10%.

- **Consumo subsidiado.** La Figura 6 muestra la cantidad máxima de energía subsidiada a los estratos 1, 2 y 3, dependiendo de su ubicación geográfica en referencia a su altura sobre el nivel del mar.

La fórmula general para calcular el subsidio del estrato 1 y 2, se encuentran en las Resoluciones CREG 104 de 2020 y CREG 186 de 2010.

Figura 6. Cantidad máxima de energía subsidiada dependiendo su nivel sobre el mar



- **Opción Tarifaria.** La opción tarifaria como su nombre lo indica, es una tarifa opcional a la que se publica normalmente, la cual incrementa de forma progresiva, con el fin de evitar incrementos abruptos en el servicio de energía de un mes a otro. Es decir que, si en un mes específico la tarifa calculada es mayor a la opción tarifaria, el valor con el que se le cobrará la energía a los usuarios será la obtenida con la opción tarifaria, y lo que no se trasladó en ese momento con la tarifa calculada quedará pendiente como saldo acumulado. Este se irá retribuyendo posteriormente cuando la opción tarifaria sea mayor a la tarifa calculada normalmente.

La opción tarifaria permite una variación estable en la tarifa de energía, impidiendo que el usuario vea reflejado en sus facturas una variación significativa en el cobro del servicio de energía por alguna situación particular que se pueda presentar en las variables del mercado, la fórmula general para calcular la opción tarifaria se encuentra en las Resoluciones CREG 012 de 2022, CREG 058 de 2020 y CREG 152 de 2020.

3.1.8 Ventajas y desventajas de la aplicación de cargos horarios en Colombia bajo la regulación vigente. Frente a la investigación realizada se identifican las siguientes ventajas y desventajas presentadas en la Figura 7.

Figura 7. Ventajas y desventajas de la aplicación de cargos horarios en Colombia

Ventajas	Desventajas
<p>*El usuario con medida horaria puede gestionar su consumo de energía dependiendo de la curva horaria establecida para el cobro de los cargos horarios y a si tener beneficios económicos.</p> <p>*Al cambiar el comportamiento de la demanda de energía en horarios pico, se pueden gestionar de modo óptimo la operación del sistema por parte del operador de red.</p> <p>*Optimización de inversiones en puntos claves del sistema eléctrico, debido a que si se desplaza la demanda en ciertas horas del día críticas para el sistema, ya no se necesitaría realizar repotenciones o expansiones para ciertas situaciones puntuales.</p>	<p>*Actualmente gran porcentaje usuarios no tiene instalado medidores inteligentes que impide el ingreso al esquema de cargos horarios según la resolución vigente.</p> <p>*Los usuarios que por su actividad económica (empresas, comercial, industrial etc.) o por desconocimiento, no puedan gestionar de manera eficiente su consumo horario, su afectación será el aumento del costo de la energía eléctrica.</p> <p>*Actualmente según la regulación vigente en Colombia es obligatorio el cobro de cargos horarios a todos los usuarios que tengan medida horaria y esto es una desventaja para los usuarios que no pueden adaptarse a la curva horaria establecida por el operador de red.</p> <p>*Para que un usuario pueda gestionar adecuadamente su consumo debe tener el mínimo conocimiento de la regulación vigente y cómo funciona, lo cual actualmente es una falencia debido a que la regulación no exige que se disponga de una plataforma para publicar la información clave en el tema de cargos horarios.</p> <p>*Actualmente la metodología de cargos horarios está regulada para el componente Distribución. Falta que la regulación determine como se comportaría el componente de Generación, Comercialización, Restricciones y Pérdidas respecto a los cargos horarios establecidos.</p>

4. ESTADO ACTUAL DE METODOLOGÍAS DE CARGOS HORARIOS EN EL SECTOR ELÉCTRICO NACIONAL E INTERNACIONAL

4.1 EXPERIENCIA INTERNACIONAL

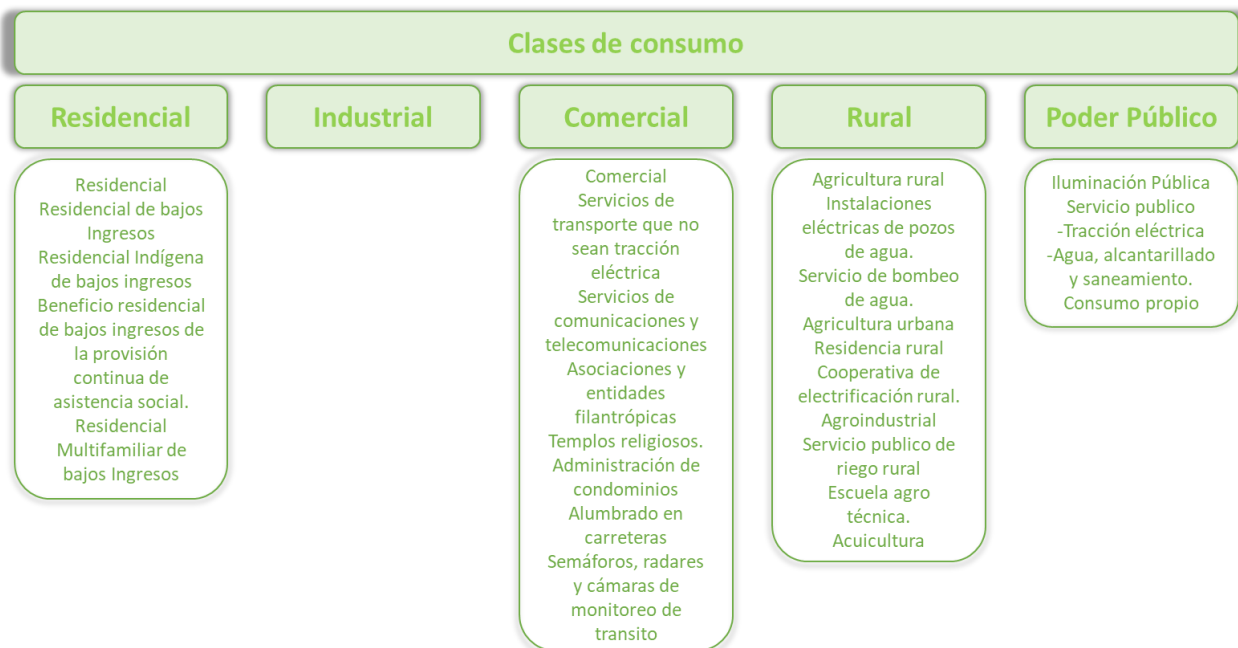
A continuación, se presenta la investigación realizada acerca de la experiencia internacional, relacionada con los cargos horarios, en la cual se encuentra el resumen de cuatro países que son: Brasil, Uruguay, Perú, España.

4.1.1. Brasil

- **Tarifas.** La Agencia Nacional de Energía Eléctrica regula el cálculo de tarifas para los segmentos del sector eléctrico (Generación, Transmisión, Distribución y Comercialización) en Brasil.

La constitución de la tarifa tiene tres costos principalmente la energía generada, transporte de energía (Transmisión y distribución) y cargos e impuestos sectoriales, los cuales estos últimos no son creados por La Agencia Nacional de Energía Eléctrica ANEEL, sino instituidos por ley. Los costos se clasifican en dos grupos. Grupo A de Cargos por Generación, Transmisión y cargos e impuestos sectoriales; Grupo B de Cargo por Distribución de energía, las tarifas se calculan para las diferentes clases de consumo presentadas en la Figura 8 bajo la Resolución Normativa ANEEL 414 de 2014:

Figura 8. Clases de consumo



Fuente: (Agencia Nacional de energía eléctrica, 2022)

Las modalidades tarifarias describen los diferentes modelos de cargos horarios referentes al consumo de energía eléctrica y a la demanda de potencia activa. Se definen según los grupos tarifarias presentados en la Figura 9 bajo la resolución Normativa ANEEL 1000/2021.

Figura 9. Modalidades de tarifa



Fuente: (Agencia Nacional de energía eléctrica, 2022)

- **Estaciones tarifarias.** Para las tarifas del Grupo A, se aplican horas pico y valle, y en la tarifa blanca que aplica para el Grupo B, se aplican tres estaciones tarifarias: punta, intermedia y valle. Estas estaciones son definidas por la distribuidora según la Resolución normativa REN 1000/2021.

Hora pico (post): periodo diario de 3 horas consecutivas, con excepción de los sábados, domingos y festivos nacionales.

Horario intermedio (post): periodo de horas combinado con horas punta, aplicado exclusivamente a las unidades consumidoras que opten por la Tarifa Blanca. Puede variar de 1h a 1h30 antes y después de las horas pico.

Hora valle (fijo): periodo diario compuesto por horas consecutivas y complementarias a las horas punta e intermedias.

Las tarifas se aplican a días laborales. Los fines de semana y feriados nacionales, todas las horas se consideran fuera de las horas pico.

- **Banderas Arancelarias.** Las banderas arancelarias se definen mes a mes dependiendo las condiciones de operación del sistema de generación eléctrica la cual son reevaluadas por el Operador Nacional del sistema Eléctrico ONS. Define la estrategia y planeación para atender la demanda, teniendo en cuenta la generación hidroeléctrica y térmica. El precio de liquidación de la energía en el mercado de corto plazo es aplicado a todos los usuarios a los que se les presta el servicio de energía eléctrica. (Banderas tarifarias , 2022)

Las banderas arancelarias definen los costos reales que van a hacer liquidados en el siguiente mes, por la componente de generación, la cual se establece en el color verde amarillo y rojo. Esto emite una señal a los usuarios de cuanto estará el kWh o aumentará el próximo mes y el usuario podrá realizar una planeación de su consumo.

Bandera verde: Condiciones favorables para la generación de energía. La tarifa no sufre incremento alguno.

Bandera amarilla: condiciones de generación menos favorable. La tarifa se incrementa 1,8% por peso por cada kilovatio-hora (kWh) consumido.

Bandera Roja N1 y N2: condiciones de generación más costosas. La tarifa se incrementa de 3,9% a 9,4% por pesos por cada kilovatio-hora consumido.

- **Tarifa Blanca.** La tarifa blanca es una opción tarifaria para el grupo de consumidores B. Residencial B1, Rural B2, industrial, comercio, servicios y otras actividades, servicio público, gobierno y consumo propio B3. Esta tarifa no aplica para alumbrado público B4, consumidores de la subclase residencial de bajos ingresos. Esta tarifa tiene diferentes valores a lo largo del día y se cuenta con tres tarifas diferentes dependiendo la hora del día Punta, Intermedio y Fuera de punta.

La tarifa fuera de pico es inferior a la tarifa convencional, esto hace que si los usuarios tienen una buena planeación de su consumo y concentran su consumo en estos horarios vean una disminución en el cobro del servicio de energía eléctrica.

Es una opción tarifaria que es opcional como su nombre lo indica y se debe tener un medidor de energía con medición horaria el cual instala el distribuidor. El usuario puede volver a la tarifa convencional en el momento que desee.

En Brasil existe un método de facturación básico de la energía al cual se le llama Tarifa Energética (TE), el cual para el sector residencial se dividirá en tarifa convencional y tarifa blanca, estas tarifas son diferentes para cada distribuidor regional, adicionalmente se incluye a la TE banderas arancelarias que son costos adicionales al valor de la producción de energía. Estas banderas tarifarias son determinadas por ANEEL – Agencia Nacional de Energía Eléctrica, esto es a nivel nacional y esta relacionadas con la activación de plantas termoeléctricas, la diferencia entre la tarifa convencional y tarifa blanca es que la primera es un tarifa que varía cada mes y se multiplica por el consumo y el segundo son tres cargos diferentes en el día, con franjas horarias multiplicado por cada consumo horario, adicionalmente la página de Enel en Brasil brinda a los usuarios la oportunidad de simular estos dos escenarios y brindar una orientación para evaluar cuál de las dos tarifas es la más beneficiosa dependiendo del consumo horario. (Agencia Nacional de energía eléctrica, 2022)

4.1.2 Uruguay

- **Generación y comercialización Mayorista.** La generación eléctrica es la producción de energía eléctrica a partir de una fuente primaria de energía, en Uruguay las fuentes primarias utilizadas son la hidráulica y los combustibles fósiles como el gas natural, incluyendo el recurso eólico, la biomasa, la fuente solar fotovoltaica los cuales se empezaron a desarrollar en los últimos años, se ha comenzado a desarrollar centrales generadoras conectadas a la red de distribución en media tensión conocida como Generación Distribuida. La comercialización de energía eléctrica en el mercado mayorista se realiza a través del Despacho Nacional de Cargas DNC de la Administración del Mercado Eléctrico ADME y de acuerdo con las normas del mercado mayorista de energía eléctrica. Actualmente se dispone del mercado mayorista de energía eléctrica incluyendo a los generadores, transmisores, distribuidores y grandes consumidores, es allí donde se realizan las transacciones comerciales entre la oferta y la demanda. (Unidad reguladora de servicios de energía y agua, 2022)

En el mercado mayorista se encuentran las contrataciones de mediano y largo plazo realizadas entre agentes, con cantidades, condiciones y precios futuros acordados (mercado de contratos a términos) y un mercado de transacciones de corto plazo en el cual se concilian los excedentes y faltantes que surgen como consecuencia del despacho y la operación, compromisos contractuales y consumo real. (Unidad reguladora de servicios de energía y agua, 2022)

- **Trasmisión.** La trasmisión es una de las actividades del sector productivo de energía eléctrica, mediante activos (líneas) de alta tensión mayores a 72,5kV, desde las centrales de generación hasta los centros de consumo.

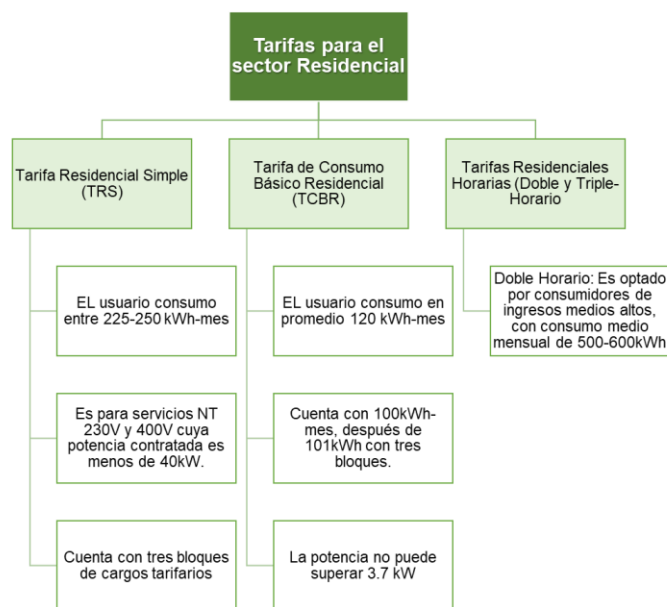
En Uruguay la actividad de trasmisión esta prestada por el ente estatal Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas UTE, el poder ejecutivo establece el régimen de tarifas máximas por la prestación del servicio de uso de la red.

(Unidad reguladora de servicios de energía y agua, 2022)

- **Distribución.** La distribución es la actividad de transporte de energía eléctrica en media y baja tensión hasta 72,5kV, esta actividad es prestada por el ente estatal UTE. La distribución comprende el suministros regular y permanente de energía eléctrica.

Uruguay tiene más de 20 años de experiencia en señales horarias y cargos crecientes en el consumo de energía, y es un país en el que se ha hecho un esfuerzo en alfabetizar a los usuarios de energía eléctrica con el fin de que los usuarios saquen el mejor provecho a las metodologías de cargos horarios, debido a la gran experiencia que tiene Uruguay en la implementación de este tema ya se manejan diferentes cargos, actualmente el 54% del total de energía facturada corresponde a tarifas con señales horarias, donde se encuentran todas las grandes demandas que tienen medida horaria, la mitad del alumbrado público y aproximadamente 10% de los consumos residenciales y, adicionalmente se está iniciando la aplicación de la metodología en puntos de cargas de vehículos eléctricos. (Administración Nacional de Usinas y Transmisiones Eléctricas, 2023). En Uruguay hay tres tipos de tarifas para el sector residencial las cuales se presentan en la Figura 10 :

Figura 10. Tipos de tarifas sector residencial Uruguay



- **Tarifa Residencial Simple (TRS).** Abarca los servicios conectados en los niveles de tensión 230V y 400V con modalidad de consumo Residencial cuya potencia contratada sea menor o igual que 40 kW, es la que tiene contratada la mayor parte de los hogares, es la más costosa y tiene diferente precio según la franja de consumo lo contempla un Cargo por consumo de energía, cargo por potencia contratada y cargo fijo mensual (Unidad reguladora de servicios de energía y agua, 2022).

- **Tarifa residencial doble horario.** Abarca los servicios conectados en los niveles 230V y 400V con modalidad de consumo Residencia cuya potencia contratada sea mayor o igual que 3,5kW y menor o igual que 40kW, opcional, contempla Precio de energía (fuera de punta y punta) para el fuera de punta el precio es sensiblemente más económico y durante el horario punta es más costoso, cargo por potencia contratada y cargo fijo mensual (Unidad reguladora de servicios de energía y agua, 2022).
- **Tarifa residencial triple horario.** Abarca los servicios conectados en los niveles 230V y 400V con modalidad de consumo Residencia cuya potencia contratada sea mayor o igual que 3,5 kW y menor o igual que 40 kW, opcional, contempla Precio de energía (Valle, Llano, Punta) con distintos valores para los precios de la energía, el horario valle es el más económico, mientras que el horario punta es el más costoso, adicionalmente se puede aplicarse el cargo por potencia contratada, Cargo fijo mensual el recargo por Potencia Excedentaria es un recargo por Potencia Excedentaria, y se considera cuando se contrata potencia diferenciada por bloque horario, la cual es la porción de la máxima potencia demandada en horas Punta-Llano que exceda la potencia contratada en dicho tramo (Unidad reguladora de servicios de energía y agua, 2022).
- **Tarifa Residencial Triple-Horaria para vehículos eléctricos.** La máxima potencia debe ser 40kW siendo el mínimo 3,3 kW, puede realizarse por tramo horario de facturación de potencia con mayor igual a 12 kW (Unidad reguladora de servicios de energía y agua, 2022).
- **Tarifa de consumo básico residencial.** Se aplica para servicios monofásicos con modalidad de consumo residencial, con potencia contratada menor o igual que 3,7 kW, opcional. Si se supera en una ventana de 12 meses dos meses el consumo de 230kWh/mes, automáticamente se pasa a la tarifa residencial simple, contempla, cargo por consumo de energía y cargo mensual (Unidad reguladora de servicios de energía y agua, 2022).

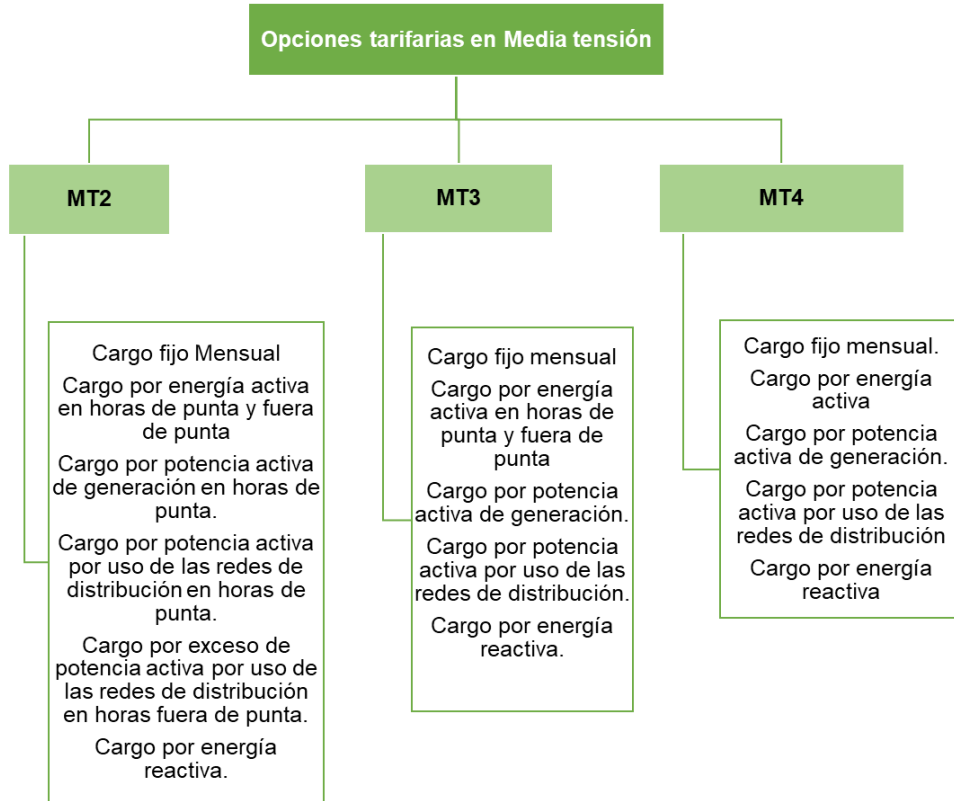
4.1.3 Perú. La tarifa del usuario final se constituye según lo establecido en el marco legal vigente para el sector de la electricidad y se compone de tres actividades: Generación que hace referencia los contratos de Generador a Distribuidor, Transmisión referente a los sistemas principales, garantizado, secundario y complementario y Distribución relacionado con media y baja tensión, adicionalmente tiene otros cargos como centrales RER FISE CASE Reserva Fría y otros (Osinerg, 2005).

Los precios de generación se incrementan por la actualización de precios y aumentos pactados en los contratos entre generadores y distribuidores, los precios de transmisión se incrementan principalmente por la incorporación de otros cargos adicionales establecidos en las leyes aprobadas para el sector y los de distribución presentan un incremento menor debido a que su variación depende del tipo de cambio, precio de cobre, aluminio y otros (Osinerg, 2005).

Para Perú la norma “Opciones Tarifarias y Condiciones de Aplicación de las Tarifas a Usuario Final” aplicada bajo la resolución 206-2013-OS/CD y 172-2018 OS/CD es la que establece La opciones tarifarias y condiciones de aplicación de las tarifas a usuario final como se presenta en la Figura 12 y 13.

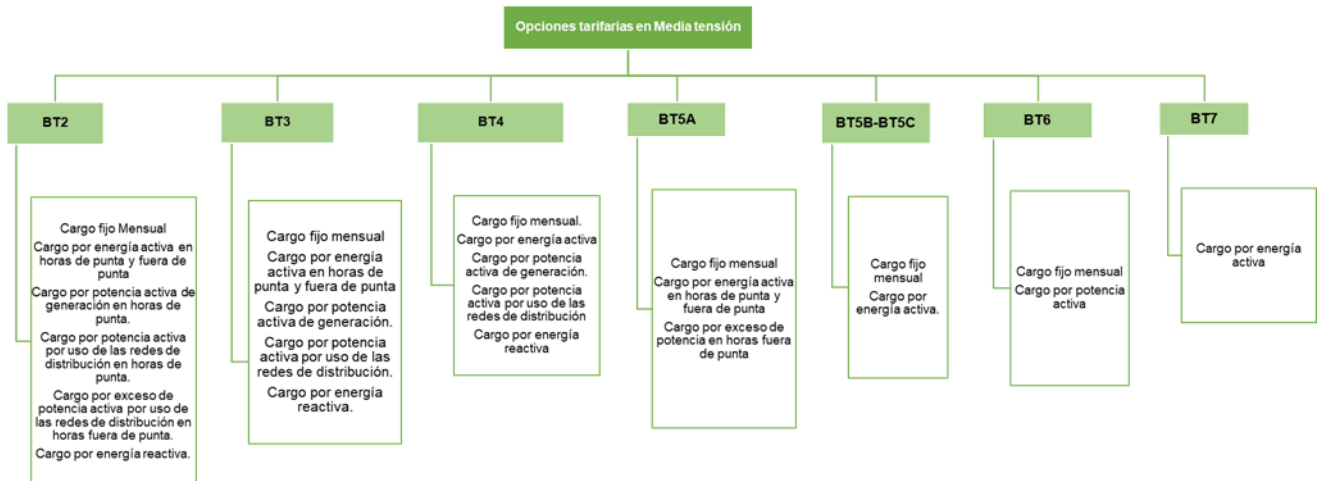
Opciones tarifarias en Media tensión

Figura 11: Opciones tarifarias en Media tensión. (Osinerg, 2005)



Opciones tarifarias en baja tensión:

Figura 12. Tarifas utilizadas en Perú. (Osinerg, 2005)



La categoría BT5B corresponde a usuarios residenciales con medición de energía activa, la categoría BT5C es la asociada al alumbrado público, en tanto que la categoría BT7 se refiere al servicio prepago de electricidad, y la categoría BT8 se vincula con los servicios rurales. Las opciones tarifarias con discriminación horaria para la BT son BT2, BT3 y BT5A (Osinerg, 2005).

Los usuarios pueden elegir libremente cualquier de las opciones tarifarias, según el sistema de medición que exige el método de la opción tarifaria y las empresas de distribución deben aceptar obligatoriamente la opción escogida por el usuario, el plazo de vigencia de la opción tarifaria será acordado entre la empresa y el usuario con un máximo de 12 meses para potencias menores a 100kW y para un máximo de 24 meses para potencias mayores a 100kW la cual se renovará automáticamente, el usuario puede cambiar una vez en el periodo pactado (Osinerg, 2005).

Facturación Cargo Fijo Mensual: Este cargo es independiente del consumo y es incluido en cada periodo de facturación, este cargo está asociado al costo por la lectura del medidor y procesamiento, emisión reparto y cobranza del recibo o factura.

Facturación Energía Activa: Este cargo se obtiene de multiplicar el consumo de energía activa por el respectivo cargo unitario según la opción tarifaria que escoge el usuario.

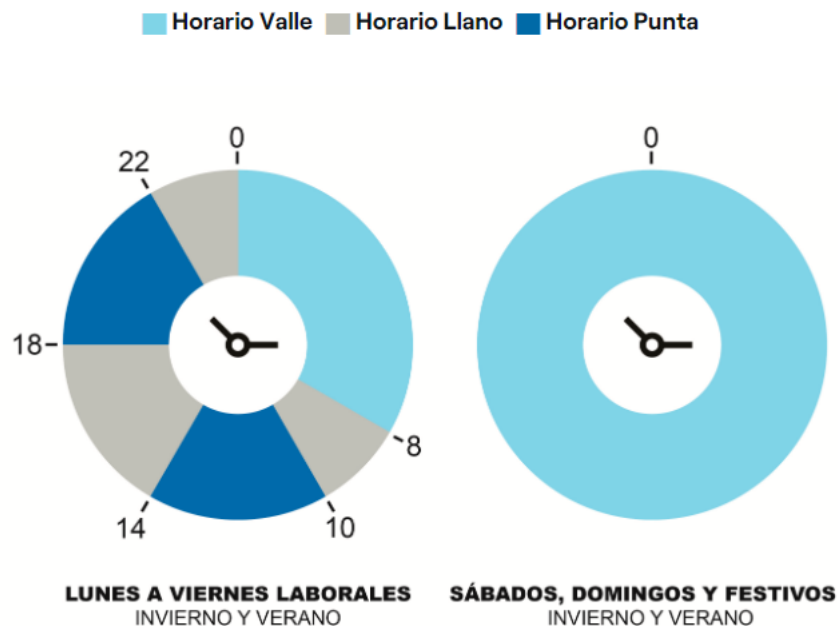
(Osinerg, 2005)

4.1.4 España. Los componentes de la factura de la energía eléctrica en España son: El coste de la energía, los costes regulados que incluye otro coste de las redes de transporte y distribución, fomento de energías renovables etc., llamadas tarifa de acceso, el margen para la comercializadora por los servicios prestados, alquiler del equipo de medida e impuestos.

Los comercializadores compran la luz a las centrales a un precio que cambia cada hora del día según la oferta y la demanda según la Figura 14. Las horas del día se divide en tres franjas horarias: punta (con un precio más alto), llano (precio intermedio) y valle (precio más barato).

La diferencia entre horas punta, llano y valle hace referencia de mayor o menor consumo y con el costo de producir la energía en cada hora.

Figura 13. Horarios de luz (Endesa, 2022)



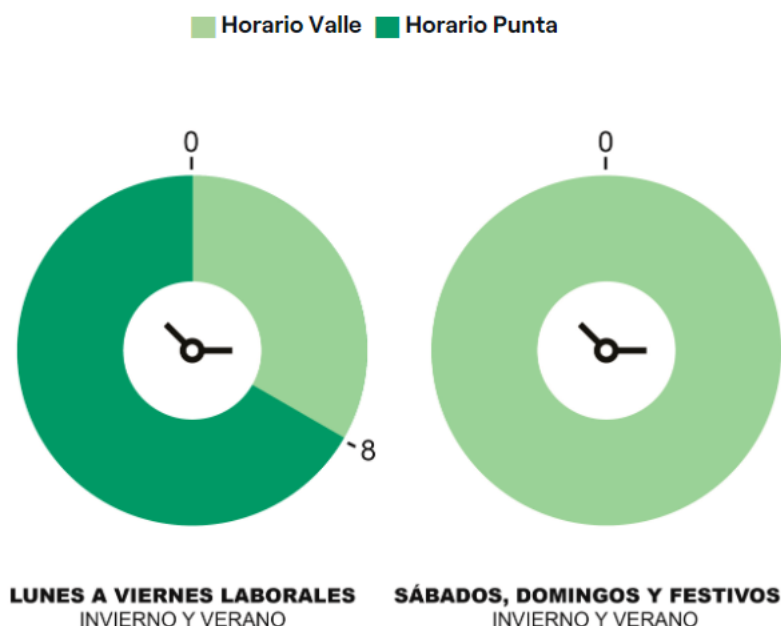
Horario valle abarca desde las 00h a 08h entre semana y durante todo el día los fines de semana y festivos. El horario valle es el periodo donde las horas de consumo de electricidad son más baratas (Endesa, 2022).

Horario llano, se distribuye a lo largo de 3 franjas o periodos, a lo largo del día y de lunes a viernes. Por la mañana de 08h a 10h, por la tarde de 14h a 18h y por la noche de 22h a 00h. Son las horas donde las tarifas con discriminación horaria tienen un precio moderado (Endesa, 2022).

Horario punta abarca dos franjas horarias y al igual que en las horas llanas solo aplica de lunes a viernes no festivos. Las horas punta de la luz de una tarifa con discriminación horaria son de 10h a 14h y de 18h a 22h. Es donde la tarifa de la luz es el más costoso (Endesa, 2022).

Adicionalmente se aplica un cargo por potencia contratada y se mide kW el cual marca el límite de tu instalación eléctrica, y existen dos franjas horarias tal como se presenta en la Figura 15:

Figura 14. Horarios potencia contratada (Endesa, 2022)



Horario valle para la potencia: se establece de lunes a viernes desde las 00 hasta las 08, los días festivos, sábados y domingos el horario valle dura 24 horas del día, el precio por cada kW de potencia contratada es más barato.

Horario punta para la potencia: aplica para los lunes y viernes desde las 8:00 hasta las 00, el valor del kW es mayor en estos horarios.

Los cargos tarifarios en España se consolidan en tarifas con precio estable, tarifas con discriminación horaria y más que una tarifa plana, esta primera consiste en un valor fijo multiplicado por el consumo del usuario, el segundo hace referencia a que el precio de la energía varia cada mes y se determina en tres bandas: Energía Valle, Energía llano y Energía punta, cuyo precio de coste están constituidos por un cargo de potencia contratada, coeficiente de perdidas, generación, fondo nacional de eficiencia energética, garantías, otros costes asociados (pagos por capacidad etc.) y depende de tus hábitos y tus horarios favoritos del día, y el tercero consiste en que el comercializador cobra un promedio y así realizan un ajuste consumo real.

4.2 CONCLUSIONES DE LA REVISIÓN DE EXPERIENCIAS INTERNACIONALES

Brasil

- El tema de Cargos horario se viene desarrollando desde 2016, el cual no es un esquema obligatorio, lo cual hace que sea algo voluntario y que los usuarios por desconocimiento no soliciten a las distribuidoras este esquema y no evalúen el beneficio.
- Se maneja tiempos determinados para la atención de solicitudes, punto a favor para la gestión, igual que los costos asociados a los medidores para el esquema tarifario lo cubre el distribuidor, lo cual es beneficioso por los usuarios ya que no incurría en costos adicionales.
- La página web que maneja el distribuidor es interactiva y fácil de entender para los usuarios que quieran hacer las simulaciones pertinentes para tomar decisiones en el tema de los diferentes esquemas tarifarios.

Uruguay

- Es un esquema que lleva más de 20 años, el cual inicio con un cargo por franjas horarias y a medida que el esquema se fortalece, se complementa con diferentes cargos. La clave según la experiencia, es la alfabetización para que las personas puedan escoger la mejor opción para obtener los beneficios.
- Se manejan tarifas diferenciales utilizando topes de potencia, consumo, por nivel de tensión, si es utilizada para vehículos eléctricos.
- Se implementan diferentes cargos horarios incluyendo alumbrado público.

Perú

- Maneja un esquema con diferentes cargos horarios que incluye a media tensión y baja tensión, es opcional para los usuarios y tienen plazo de un año.
- En este esquema los usuarios deben hacerse cargo de los costos asociados a los medidores requeridos.

España

- Manejan cargos horarios por energía horaria, cargos con precio estable, cargos por discriminación horaria por tres franjas horarias y por potencia contratada, tarifas para movilidad eléctrica y prepago.
- Depende del comercializador es el costo final de la energía eléctrica.
- Fines de Semana y festivos es el precio más económico de la energía eléctrica.
- Todos los días se actualiza el valor de la energía eléctrica en sus diferentes cargos.

4.3 SIMILITUDES Y DIFERENCIAS DE LA APLICACIÓN DE CARGOS HORARIOS EN COLOMBIA Y LA EXPERIENCIA INTERNACIONAL ANALIZADA.

Frente a la investigación realizada se identifican las siguientes similitudes y diferencias presentadas en la Figura 15.

Figura 15. Similitudes y diferencias de la aplicación de cargos horarios en Colombia versus experiencia Internacional.

Similitudes	Diferencias
<p>*El cargo horarios establecidos en Colombia es uno de los esquemas ya implementados en los diferentes países analizados el cual es el esquema TOU.</p> <p>*Unos de los objetivos que es unificado entre los países que implementaron el esquema horario es que el usuario tenga un comportamiento consiente del consumo de energía para contribuir a un mejor uso de los recursos energéticos.</p> <p>*Establecen curvas de demanda con los históricos de los usuarios, para definir los bloques horarios y asignar costo de la energía en cada bloque.</p>	<p>*Internacionalmente en la muestra de países escogida tienen diferentes cargos implementados debido a la experiencia y respuesta de los usuarios.</p> <p>*En Colombia es un esquema obligatorio para los usuarios que tengan medidores horarios, en los países analizados es un tema voluntario por cada usuario y tiene ciertos acuerdos para el ingreso al esquema.</p> <p>*Los países como Brasil tienen plataforma para educar a los usuarios sobre el tema de cargos horarios, y hacer evaluaciones de impactos económicos respecto a los diferentes modelos.</p> <p>*Para generación Brasil maneja banderas que son alertas donde proyecta como va a hacer el precio de generación el mes siguiente.</p> <p>*En Uruguay manejan diferentes esquemas para alumbrado público, vehículos eléctricos y usuarios residenciales, comerciales e industriales, por ahora en Colombia solo se maneja un</p>

	<p>esquema para todos los usuarios con medida horaria.</p> <p>*Para Perú existe una desagregación de tarifas para los diferentes tipos de usuarios, con el fin de brindar posibilidades de escoger la mejor opción en temas de la opción de tarifa horaria.</p>
--	-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

5. MODELO DE ESTIMACIÓN DE DEMANDA PARA CURVAS HORARIAS SEGÚN LA RESOLUCIÓN CREG 015 DEL 2018 Y SUS MODIFICACIONES.

En este capítulo se realiza un análisis de las diferentes curvas horarias calculadas en los operadores de red para establecer si cumplen con la resolución vigente de curvas horarias y con base en este análisis se establecen los pasos para la aplicación de la metodología de curvas horarias definida bajo los criterios de la resolución CREG 015 del 2018 y sus modificaciones.

5.1 CRITERIOS GENERALES CREG 015 DEL 2018

Con el fin de dar aplicación a la resolución CREG 015 del 2018, se interpreta y se aplica los siguientes criterios para la construcción de las curvas horarias y dar cumplimiento a lo solicitado en el capítulo 9 de la resolución CREG 015.

- Los cargos horarios serán aplicados a todos los usuarios conectados al sistema de un OR que dispongan de equipo de medida con registro horario, de acuerdo con el artículo 1 del Decreto 2492 de 2014.
- El cálculo y aplicación de los cargos horarios iniciará 4 meses después de la fecha de entrada en vigencia de la resolución que reemplace la Resolución CREG 119 de 2007, que permita el cálculo de costo unitario en forma horaria.
- El OR debe determinar los periodos de carga máxima, media y mínima de los niveles de tensión 3,2 y 1 en función de la curva de carga típica determinada en cada OR, para cada nivel de tensión, con base en la lectura de las fronteras comerciales, incluyendo las de los OR conectados a su sistema.
- Los periodos de carga se basan en el porcentaje de carga que se presentan en el sistema en una hora particular, referida a la carga máxima de la curva de carga.

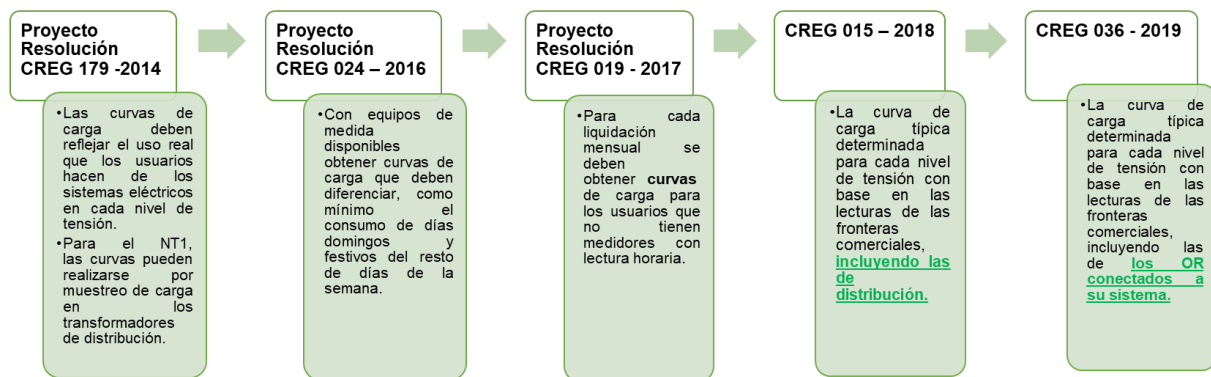
- Los porcentajes establecidos por la regulación para los periodos son los siguientes:
 - Período de carga máxima (x): Horas en las cuales el porcentaje de carga es mayor al 95% de la potencia máxima.
 - Período de carga media (z): Horas en las cuales el porcentaje de carga es mayor al 75% y menor o igual al 95% de la potencia máxima.
 - Período de carga mínima (y): Las demás horas del día no considera en ellos periodos de carga máxima y media.
- Los costos que recupera la empresa utilizando los cargos monomios horarios deben ser iguales a los que recupera con el cargo monomio.
- Los cargos monomios horarios son proporcionales a la potencia promedio de cada período de carga (Comisión de regulación de energía y gas (CREG), 2018).

Actualmente los OR de red de Colombia tienen una gran obligación la cual es cumplir la regulación vigente y en consecuencia implementar las metodologías de aplicación para el cobro a los usuarios finales. Con esto deben fortalecer y construir elementos fuertes tanto personales como a nivel de tecnología para lograr el máximo beneficio tanto para la empresa como para los usuarios.

5.2 DEFINICIÓN DE CURVAS DE CARGA

Las curvas de carga llevan años calculándose y siendo utilizadas para diversas actividades en las empresas de energía, las cuales muestran comportamientos que tienen los sistemas de energía. A continuación, se presenta en la Figura 16 la línea de tiempo de criterios utilizados según la regulación en Colombia.

Figura 16. Línea de tiempo regulación Colombia.

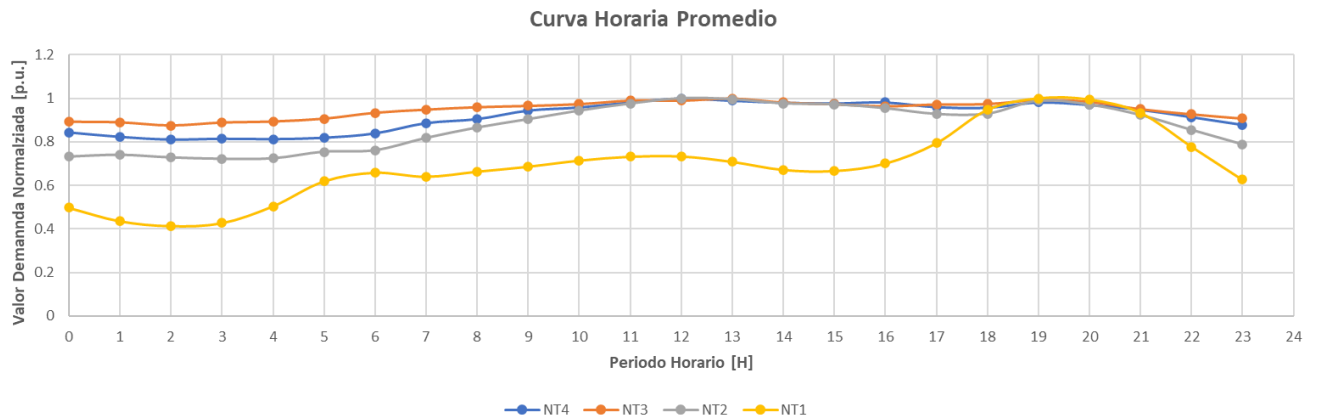


5.2.1. Construcción y aplicación de las curvas horarias. A continuación, se indica la estructura y el funcionamiento de las curvas horarias establecidas por los frentes de trabajo de una empresa prestadora del servicio de energía generadora, transmisora, distribuidora y comercializadora incluyendo su función.

5.2.1.1. Planeación de la infraestructura. Las curvas de niveles de tensión 4, 3 y 2 utilizadas por el equipo de planeación de la infraestructura son con base en medidas del SCADA (herramienta de automatización y control utilizada en el proceso de monitoreo y mando de activos eléctricos) de los transformadores de potencia de las subestaciones. Las curvas de niveles superiores tienen incluidos en el valor de energía promedio, los niveles de tensión inferiores de los subsistemas aguas abajo. Para NT1 se toma el promedio horario de los transformadores que se tienen del estudio de caracterización de la carga y con esto se evidencia el comportamiento característico por nivel de tensión y estrato de los diferentes usuarios del servicio como se muestra en la Figura 17. La aplicación de estas curvas se utiliza para:

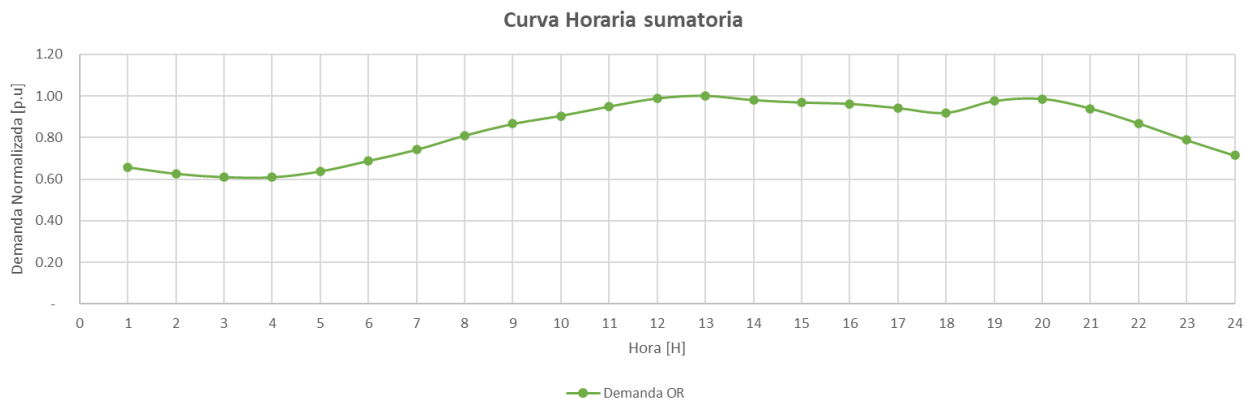
- Planeación de expansión en las redes y subestaciones
- Repotenciación de activos eléctricos
- Creación de nuevas subestaciones
- Evaluación de impactos financieros

Figura 17. Curva Horaria Planeación de infraestructura



5.2.1.2 Operación. Se construye y utiliza una curva desagregada por cada día del año, consolidando una sola curva por todo el sistema del operador de red, con información de demanda publicada por XM (empresa especializada en la gestión de sistemas de tiempo real, administración del mercado de energía mayorista y el desarrollo de soluciones y servicios de energía e información). Esta curva que se evidencia en la Figura 18 se utiliza todos los días en la planeación de la demanda diaria, planeación del despacho eléctrico energético, conocimiento de las pérdidas entre la generación y demanda, compra de energía y revisión de flujos entre otros operadores de red.

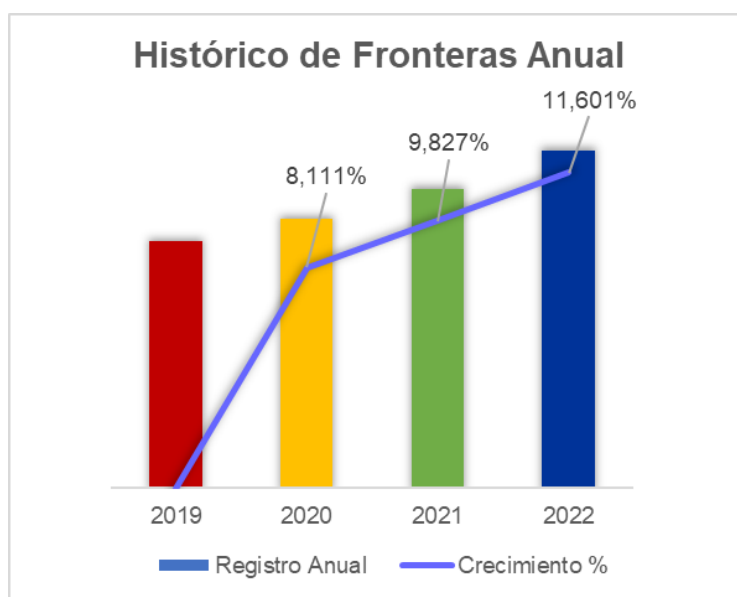
Figura 18. Curva Horaria Operación.



5.2.1.3 Curva horaria según criterios CREG 015 del 2018 y sus modificaciones

Para la construcción de esta curva se utilizaron los criterios descritos en el numeral 9.1 que son periodos de carga máxima, media y mínima de la resolución CREG 015 del 2018 y sus modificaciones. Esta curva contempla solo lecturas de fronteras comerciales de clientes que cuentan con lectura de manera horaria y registradas en el ASIC(Administrador de intercambios comerciales) ente que administra la información comercial, En la Figura 19, se presenta el histórico de fronteras comerciales con medida horaria desde el 2019 hasta 2022:

Figura 19. Histórico fronteras anuales



El insumo para construir las curvas horarias es el consolidado anual de los Archivos de XM, Magnitud Venta Diario y Consumos FRT, y flujo de energía entre agentes, los cuales son archivos resúmenes de liquidaciones mensuales publicados para el OR en el servidor FTP por el liquidador de cuentas LAC. Estos archivos muestran la operación comercial por agente y la información se consolida de la siguiente manera: Lectura en los centros de gestión de la medida de cada representante de la frontera (cada comercializador) y reporte la información a XM (liquidador y sistema de intercambio comercial). Posteriormente XM consolida la información y la dispone en un sistema de información donde de manera privada cada agente del mercado consulta esta información para la construcción de la curva.

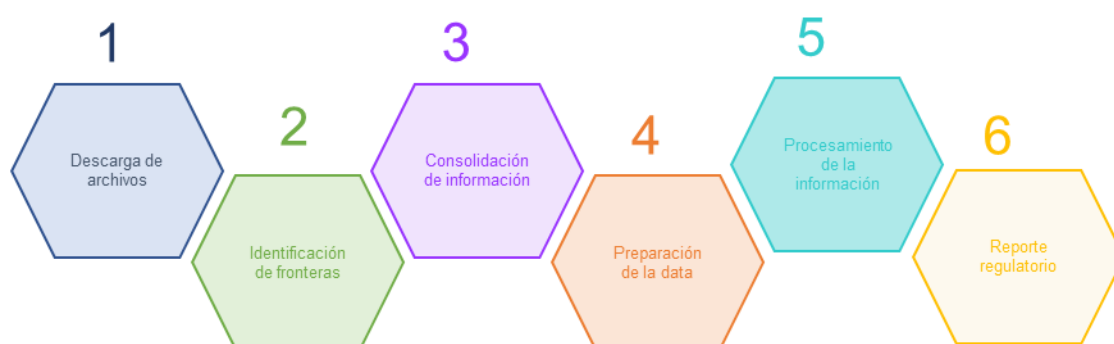
Magnitud venta Diario: Son las ventas de las fronteras comerciales del comercializador incumbente (no regulado). Las fronteras del MR y NR de otros comercializadores y las fronteras de usuarios conectados al STR que se encuentra dentro del operador de red correspondiente.

Consumos FRT: Son las fronteras dentro del operador de red asociadas a los consumos propios y consumos auxiliares de las generaciones y subestaciones.

Flujo entre agentes: Son las fronteras de intercambio de energía entre operadores de red y entre operador de red y Sistema de transmisión nacional, y se clasifican las fronteras como fronteras de entrada y frontera de salida de energía.

5.2.2 Metodología de modelo de curvas horarias bajo la CREG 015 del 2018 y sus modificaciones. La metodología utilizada para realizar esta curva se presenta en la Figura 20:

Figura 20. Metodología para curvas horarias.



1. Descargar los archivos del servidor File transfer protocol (FTP).
2. Identificar las fronteras que van a hacer utilizadas en la construcción de la curva de carga por nivel de tensión, de acuerdo con la categoría correspondiente
 - Magnitud venta diaria: se toma la información categorizada como concepto ID VCI: Ventas en el mercado de comercialización servido por el OR j, durante doce (12) meses, en kWh, realizadas por el comercializador incumbente (Alumbrado público). VCP: Ventas en el mercado de comercialización servido

por el OR j , durante doce (12) meses, en kWh, realizadas por los comercializadores diferentes al incumbente.

- Consumo FRT: Se toman los consumos auxiliares: fronteras asociadas al consumo auxiliar de las subestaciones o de la generación dentro del OR y consumos propios: fronteras asociadas a máquinas de generación
 - Flujo entre agentes: Son flujos de salida a otros operadores de red FsOR Flujo de energía de salida desde el sistema del OR j en el nivel de tensión n , a otros STR y/o SDL, durante el mes m , expresado en kWh. Corresponde a la suma de las energías medidas en las fronteras comerciales entre OR, sin referir al STN, registradas en el ASIC
3. Consolidar 12 meses de información Enero a diciembre
 4. Estandarizar la información, preparar los datos para ser ingresados al modelo.
 5. Procesar la información por medio del Modelo de estimación el cual suma hora a hora la información y como resultado se tiene una curva consolidada por nivel de tensión.
 6. Cálculo por medio del modelo de variables regulatorias a reportar al LAC como insumo de los cargos horarios, el cual realiza lo siguiente:
 - a. Calcula la potencia máxima kWh por nivel de tensión
 - b. Transforma los datos en por unidad para normalizar la curva
 - c. Aplica el criterio regulatorio para categorizar los datos por periodos como se evidencia en la Figura 21.

Figura 21. Criterios periodos de carga

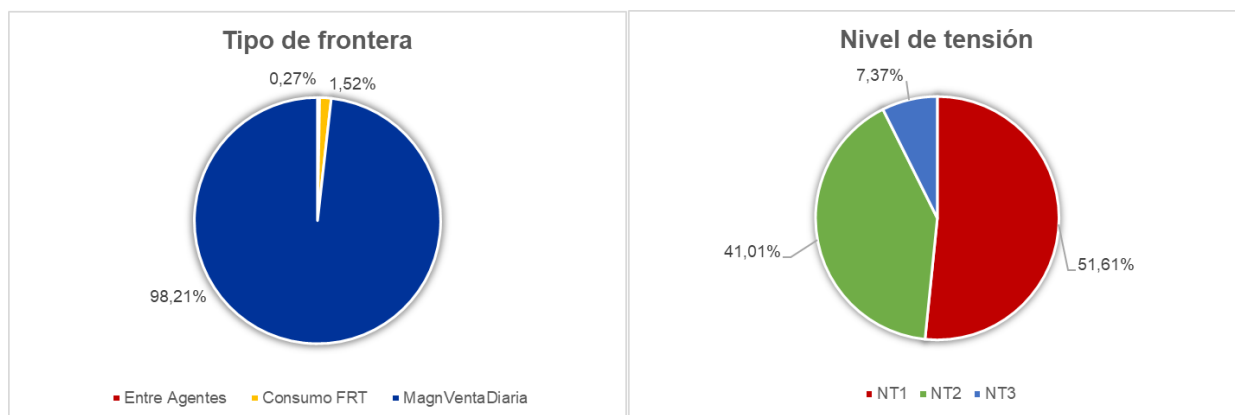
Periodos de carga	Valores
Máxima	$X > 95\%$
Media	$75\% < X < 95\%$
Mínima	$X < 75\%$

- d. Generar reporte regulatorio bajo requerimiento de la Circular 012 del 2018.

5.2.3. Histórico de curvas horarias bajo la metodología CREG 015 del 2018

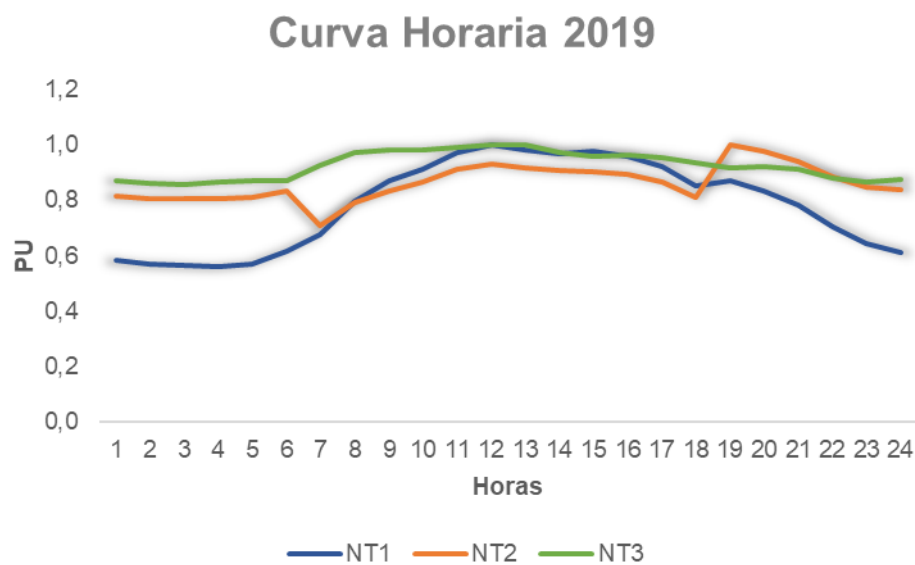
5.2.3.1. Análisis para el Año 2019. Para el año 2019 se tuvieron en cuenta los registros de fronteras con medida horaria tipificadas de la siguiente manera: 0,27% corresponden al archivo entre agentes el cual alberga información de consumos entre operadores de red; 1,52% corresponden al archivo Consumo FRT el cual tiene información de consumos propios y auxiliares y un 98,21% del archivo Magnitud Venta Diaria MR (otros comercializadores), MNR (incumbente y otros comercializadores) y Alumbrado público, en la Figura 22 se evidencia la información:

Figura 22. Histórico fronteras Año 2019



Después de la aplicación del modelo de estimación de demanda para curvas horarias aplicando los criterios de la Resolución CREG 015 del 2018 y sus modificaciones, se tiene la siguiente curva por nivel de tensión presentada en la Figura 23:

Figura 23. Curva Horaria de demanda 2019



Esta curva horaria de demanda es el resultado de la aplicación del modelo de estimación de demanda para curvas horarias para los datos comprendidos de enero 2019 a diciembre 2019 donde se evidencia una curva para nivel de tensión 3 con un comportamiento plano. Se evidencia que queda categorizado 10 horas en periodo de carga máxima (>95%) y 14 horas en periodo de carga media (<95% y >75%). La curva de nivel de tensión 2 evidencias cambios de comportamiento de la curva en las horas 6:00 y 7:00 y en la hora 18:00 y 19:00 lo que significa cambios de tendencia. Teniendo en cuenta que un porcentaje de las fronteras que aplican para este nivel de tensión están relacionadas con el Alumbrado público que opera entre las 18:00 horas y las 6:00 horas y se evidencia su cambio de comportamiento por entrada de turnos de empresas, hoteles etc., realizando la aplicación de los criterios se tiene una curva relativamente plana en donde solo se evidencia 1 hora en el periodo de carga mínima. Esto quiere decir solo un dato está por debajo del (75%) de la Carga máxima, 21 horas en periodo de carga media y 2 horas en periodo de carga máxima. Para el nivel de tensión 1 donde se ubican las fronteras relacionadas con el comercio, se evidencia una curva con un comportamiento creciente desde las 6:00 horas hasta las 11:00 horas, un comportamiento estable desde las 11:00 horas hasta las 16:00 horas y decreciente desde las 16:00 horas hasta las 24:00. Esto conlleva a un comportamiento más dinámico durante el periodo del análisis

donde se tiene un Periodo de carga mínima de 10 horas, Periodo de carga media de 8 horas y Periodo de carga máxima de 6 horas.

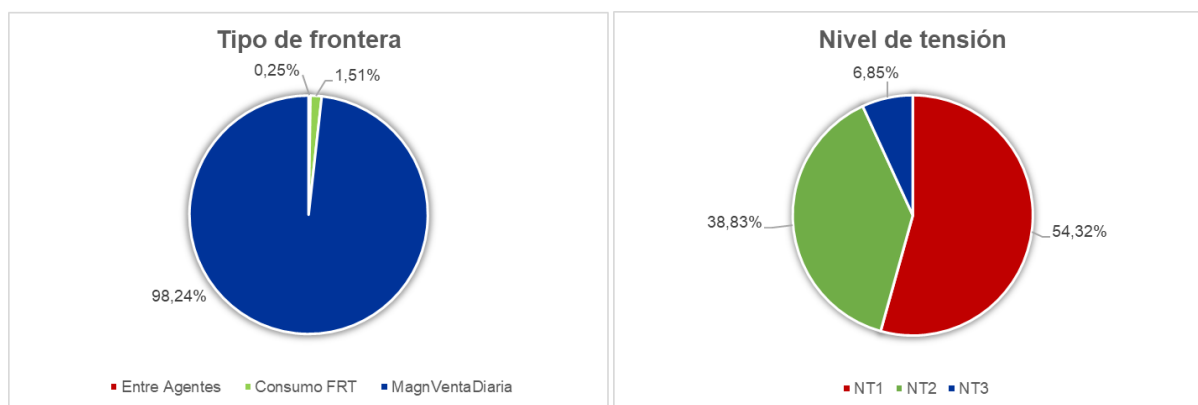
Según los porcentajes recomendados para establecer los periodos para el año 2019, el número de horas por cada periodo es la siguiente bajo modelo de estimación de demanda para curvas horarias, según la tabla 1.

Tabla 1. Periodo de carga 2019.

	Periodo de Carga Máxima hx	Periodo de Carga Media hz	Periodo de Carga Mínima hy
NT1	6,0000	8,0000	10,0000
NT2	2,0000	21,0000	1,0000
NT3	10,0000	14,0000	0,0000

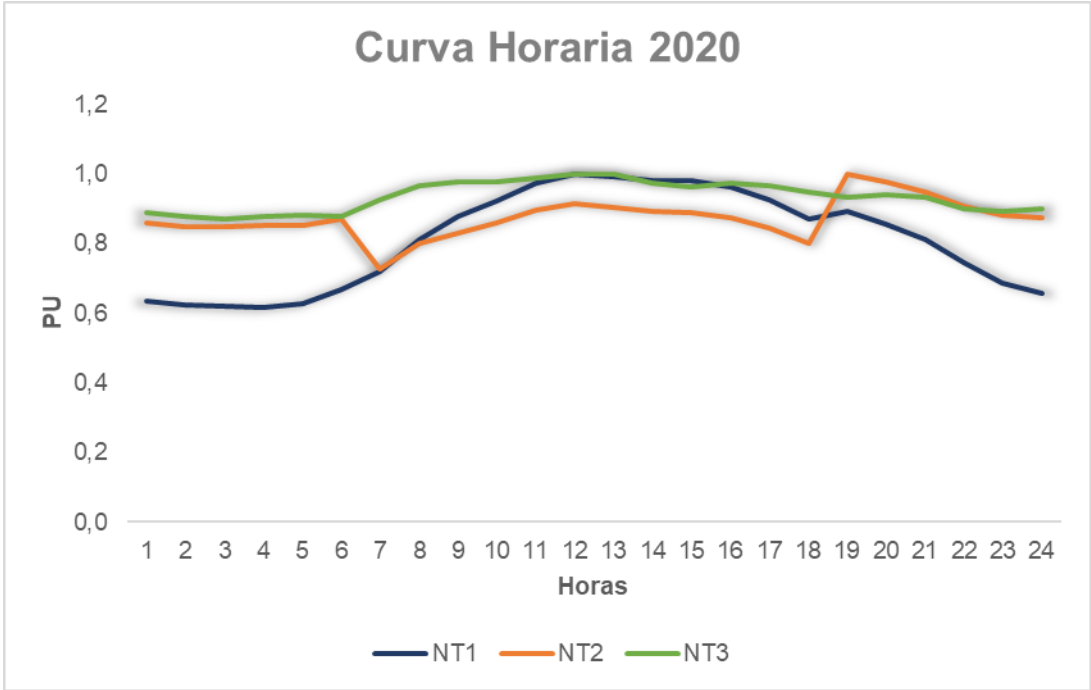
5.2.3.2. Análisis para el Año 2020. Para el año 2020 se tiene un aumento del 8,11% respecto al 2019 de fronteras con medida horaria el cual el 0,25% corresponde al archivo entre agentes, 1,51% corresponde al archivo consumo FRT y el 98,24% del archivo Magnitud venta Diaria, el incremento se debe al aumento de consumos propios y auxiliares y de fronteras asociadas a mercado regulado (otros comercializadores), Mercado no regulado (incumbente y otros comercializadores) y Alumbrado público, en la Figura 24 se evidencia la información:

Figura 24. Histórico fronteras Año 2020



Después de la aplicación del modelo de estimación de demanda para curvas horarias aplicando los criterios de la Resolución CREG 015 del 2018 y sus modificaciones, se tiene la Figura 25 curva por nivel de tensión:

Figura 25. Curva Horaria de demanda 2020



Esta curva es el resultado de la aplicación del Modelo de estimación de demanda para curvas horarias para los datos comprendidos de Enero 2020 a Diciembre 2020 donde se evidencia una curva para nivel de tensión 3 con un comportamiento plano, el cual al momento de realizar la categorización de periodo se evidencia que solo queda categorizado 10 horas en periodo de carga máxima (>95%) y 14 horas en periodo de carga media (<95% y >75%), con respecto a la curva de nivel de tensión 2 se evidencias cambios de comportamiento de la curva en las horas 6:00 y 7:00 y en la hora 18:00 y 19:00 lo que significa cambios de tendencia, teniendo en cuenta que un porcentaje de las fronteras que aplican para este nivel de tensión están relacionadas con el Alumbrado público que opera entre las 18:00 horas y las 6:00 horas y se evidencia su cambio de comportamiento por entrada de turnos de empresas, hoteles etc., realizando la aplicación de los criterios se tiene una curva relativamente plana en donde solo se evidencia 1 hora en el periodo de carga mínima esto quiere decir solo un dato está por debajo del (75%) de la Carga máxima, 21 horas en periodo de carga media y 2 horas en periodo de carga

máxima, para el nivel de tensión 1 donde se ubican las fronteras relacionadas con el comercio, se evidencia una curva con un comportamiento creciente desde las 6:00 horas hasta las 11:00 horas, un comportamiento estable desde las 11:00 horas hasta las 16:00 horas y decreciente desde las 16:00 horas hasta las 24:00, esto conlleva a un comportamiento más dinámico durante el periodo del análisis donde se tiene un Periodo de carga mínima de 10 horas, Periodo de carga media de 8 horas y Periodo de carga máxima de 6 horas.

Según los porcentajes recomendados para establecer los periodos para el año 2020, el número de horas por cada periodo se muestra en la Tabla 2 bajo Modelo de estimación de demanda para curvas horarias:

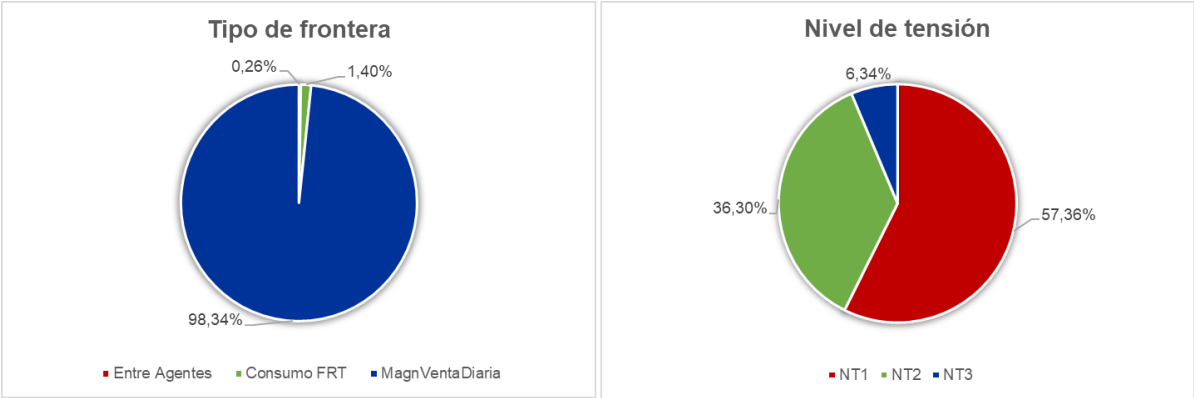
Tabla 2. Periodo de carga 2020.

	Periodo de Carga Máxima hx	Periodo de Carga Media hz	Periodo de Carga Mínima hy
NT1	6,0000	8,0000	10,0000
NT2	2,0000	21,0000	1,0000
NT3	10,0000	14,0000	0,0000

Las variables calculadas no cambian respecto a las variables calculadas de la curva de carga del 2019.

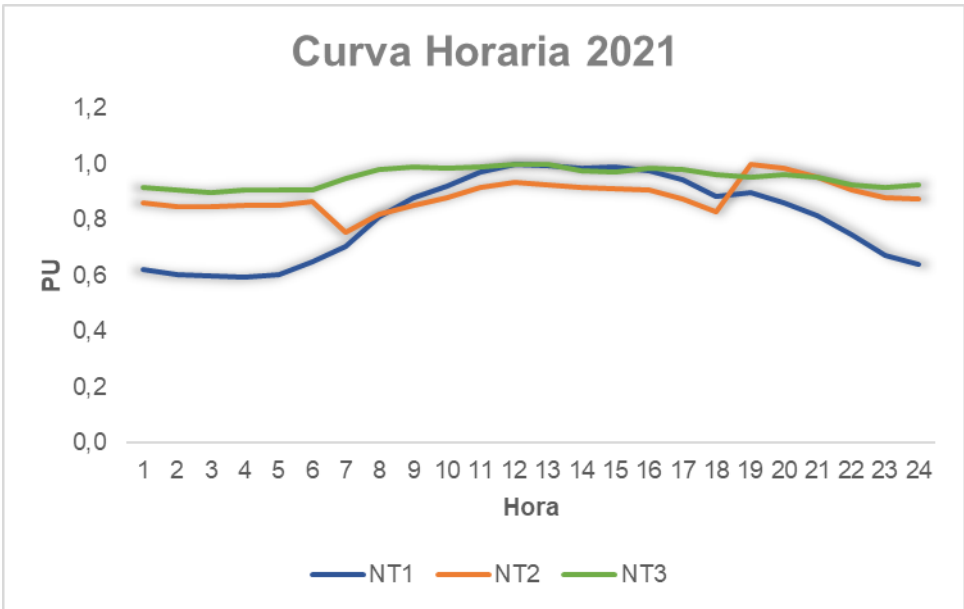
5.2.3.3. Análisis para el Año 2021. Para el año 2021 se tiene un aumento del 9,82% respecto al 2020 de fronteras con medida horaria el cual el 0,26% corresponde al archivo entre agentes, 1,40% corresponde al archivo consumo FRT y el 98,34% del archivo Magnitud venta Diaria, el cual tiene el mayor incremento MR (otros comercializadores), MNR (incumbente y otros comercializadores) y Alumbrado público ,en la Figura 26 se evidencia la información:

Figura 26. Histórico fronteras Año 2021



Después de la aplicación del modelo de estimación de demanda para curvas horarias aplicando los criterios de la Resolución CREG 015 del 2018 y sus modificaciones, se tiene la Figura 27 curva por nivel de tensión:

Figura 27. Curva Horaria de demanda 2021



Esta curva es el resultado de la aplicación del Modelo de estimación de demanda para curvas horarias para los datos comprendidos de Enero 2021 a Diciembre 2021 donde se evidencia una curva para nivel de tensión 3 con un comportamiento plano, el cual al momento de realizar la categorización de periodo se evidencia que solo queda categorizado 14 horas en periodo de carga máxima (>95%) y 10 horas en periodo de carga media (<95% y >75%), con respecto a la curva de nivel de tensión 2 se evidencias cambios de comportamiento de la curva en las horas 6:00 y 7:00 y en la hora 18:00 y 19:00 lo que significa cambios de tendencia, teniendo en cuenta que un porcentaje de las fronteras que aplican para este nivel de tensión están relacionadas con el Alumbrado público que opera entre las 18:00 horas y las 6:00 horas y se evidencia su cambio de comportamiento por entrada de turnos de empresas, hoteles etc, realizando la aplicación de los criterios se tiene una curva relativamente plana en donde se evidencia, 21 horas en periodo de carga media y 3 horas en periodo de carga máxima, para el nivel de tensión 1 donde se ubican las fronteras relacionadas con el comercio, se evidencia una curva con un comportamiento creciente desde las 6:00 horas hasta las 11:00 horas, un comportamiento estable desde las 11:00 horas hasta las 16:00 horas y decreciente desde las 16:00 horas hasta las 24:00, esto conlleva a un comportamiento más dinámico durante el periodo del análisis donde se tiene un Periodo de carga mínima de 10 horas, Periodo de carga media de 8 horas y Periodo de carga máxima de 6 horas.

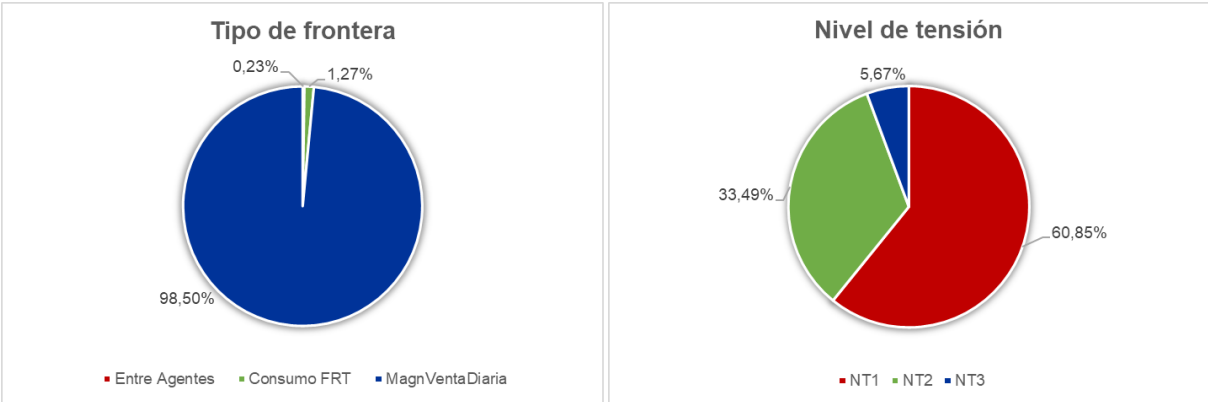
Según los porcentajes recomendados para establecer los periodos para el año 2021, el número de horas por cada periodo es la siguiente bajo Modelo de estimación de demanda para curvas horarias es el presentado en la Tabla 3:

Tabla 3. Periodo de carga 2021

	Periodo de Carga Máxima hx	Periodo de Carga Media hz	Periodo de Carga Mínima hy
NT1	6,0000	8,0000	10,0000
NT2	3,0000	21,0000	0,0000
NT3	14,0000	10,0000	0,0000

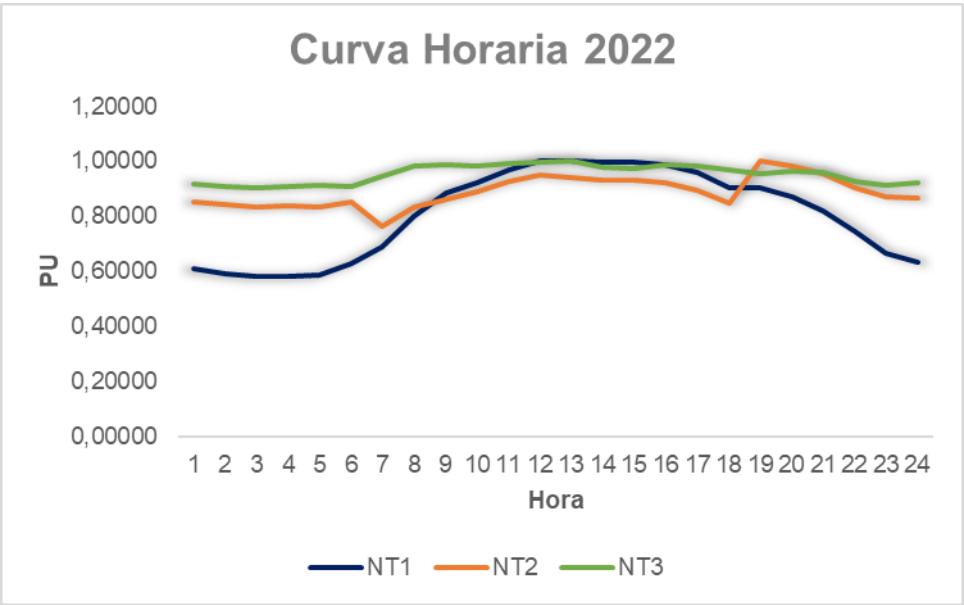
5.2.3.4. Análisis para el Año 2022. Para el año 2022 se tiene un aumento del 11,60% respecto al 2021 de fronteras con medida horaria el cual el 0,23% corresponde al archivo entre agentes, 1,27% corresponde al archivo consumo FRT y el 98,50% del archivo Magnitud venta Diaria, el cual tiene el mayor incremento MR (otros comercializadores), MNR (incumbente y otros comercializadores) y Alumbrado público, en la Figura 28 se evidencia la información:

Figura 28. Histórico fronteras Año 2022



Después de la aplicación del modelo de estimación de demanda para curvas horarias aplicando los criterios de la Resolución CREG 015 del 2018 y sus modificaciones, se tiene la Figura 29 curva por nivel de tensión:

Figura 29. Curva horaria 2022



Esta curva es el resultado de la aplicación del Modelo de estimación de demanda para curvas horarias para los datos comprendidos de Enero 2022 a Diciembre 2022 donde se evidencia una curva para nivel de tensión 3 con un comportamiento plano, el cual al momento de realizar la categorización de periodo se evidencia que solo queda categorizado 14 horas en periodo de carga máxima (>95%) y 10 horas en periodo de carga media (<95% y >75%), con respecto a la curva de nivel de tensión 2 se evidencian cambios de comportamiento de la curva en las horas 6:00 y 7:00 y en la hora 18:00 y 19:00 lo que significa cambios de tendencia, teniendo en cuenta que un porcentaje de las fronteras que aplican para este nivel de tensión están relacionadas con el Alumbrado público que opera entre las 18:00 horas y las 6:00 horas y se evidencia su cambio de comportamiento por entrada de turnos de empresas, hoteles etc, realizando la aplicación de los criterios se tiene una curva relativamente plana en donde se evidencia, 21 horas en periodo de carga media y 3 horas en periodo de carga máxima, para el nivel de tensión 1 donde se ubican las fronteras relacionadas con el comercio, se evidencia una curva con un comportamiento creciente desde las 6:00 horas hasta las 11:00 horas, un comportamiento estable desde las 11:00 horas hasta las 16:00 horas y decreciente desde las 16:00 horas hasta las 24:00, esto conlleva a un comportamiento más dinámico durante el periodo del análisis donde se tiene un Periodo de carga mínima de 10 horas, Periodo de carga media de 7 horas y Periodo de carga máxima de 7 horas.

Según los porcentajes recomendados para establecer los periodos para el año 2022, el número de horas por cada periodo es la siguiente bajo Modelo de estimación de demanda para curvas horarias presentado en la Tabla 4:

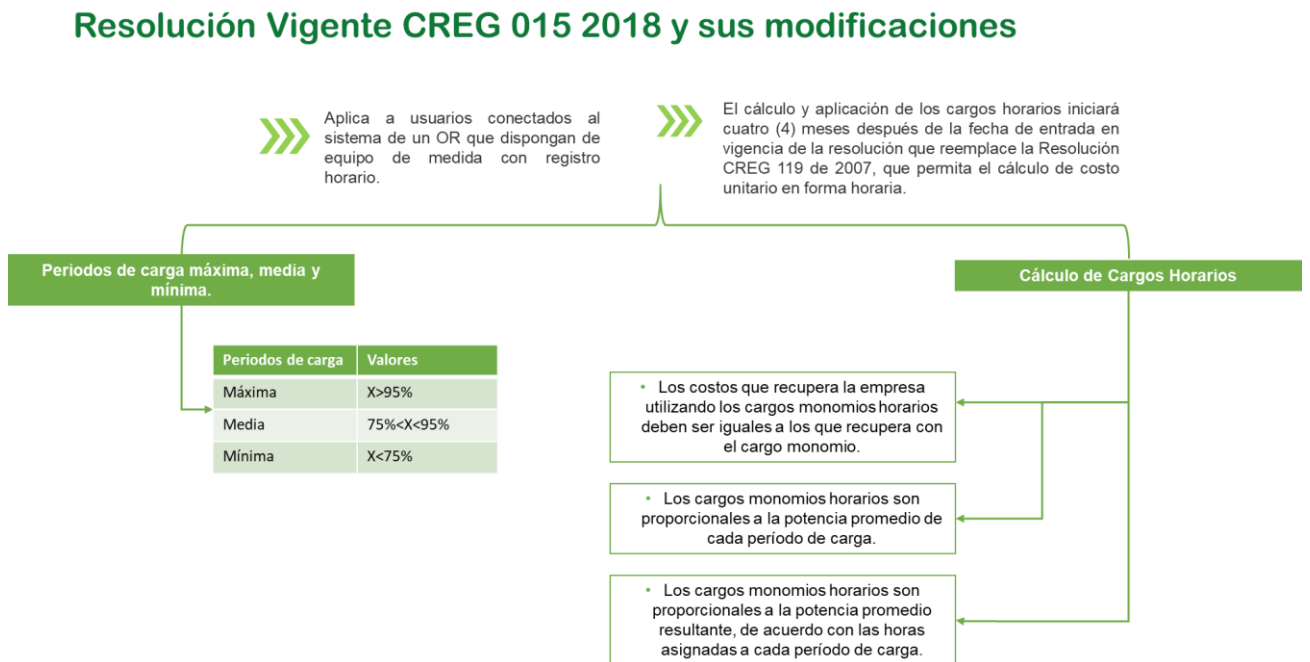
Tabla 4. Periodo de carga 2022.

	Periodo de Carga Máxima hx	Periodo de Carga Media hz	Periodo de Carga Mínima hy
NT1	7,0000	7,0000	10,0000
NT2	3,0000	21,0000	0,0000
NT3	14,0000	10,0000	0,0000

6. DEFINICIÓN DE FRANJAS HORARIAS Y CÁLCULO DE CARGOS HORARIOS

En este capítulo 6. se inicia con la aplicación del capítulo 9 “Cargos Horarios” de la resolución CREG 015 del 2018 donde se definen los criterios para empezar con el cálculo de Cargos horarios con base en la componente de Distribución de la fórmula tarifaria, esto es el inicio de la aplicación de los cargos horarios en Colombia para el usuario final NT1, NT2, NT3, relacionado a la componente de Distribución; según la nueva resolución se presenta un resumen de la metodología de cargos horarios en la Figura 30, en donde los criterios principales son: la metodología solo aplica para usuarios con medida horaria, se establecen porcentaje de periodos de carga con el fin de establecer los tres cargos horarios.

Figura 30. Metodología cargos horarios CREG 015 del 2018



Posteriormente se inicia con el estudio y análisis de la Circular 001 del 2021, el cual se basa en un estudio llamado “Estrategias para la implementación de esquemas de señales de precios y cargos horarios a los usuarios finales en el SIN, para ser utilizados en programas de respuesta a la demanda realizado por parte de estudios energéticos consultores”, el cual marca una hoja de ruta sobre la implementación del esquema de

cargos horarios en los diferentes países que aplicaron las metodologías, comparando los diferentes tipos de esquemas de precios y cargos horarios, identificando impactos a la tarifa final de usuario y presentando estrategias para estructurar la metodología definitiva con el fin de trasladar los cargos horarios al usuario final. Las estructuras de tarifas aplicadas en el sector residencial son las siguientes:

ToU: Esta opción se aplica típicamente al uso en grandes bloques de tiempo de varias horas, en los que el precio para cada bloque de tiempo se determina por adelantado y permanece constante. Es la opción tarifaria horaria más usada a la hora de elegir tarifas horarias. Es posible diferenciar días laborales, de sábados, domingos y feriado (CREG, 2021) .

ToUd: Es un híbrido de tarifas estáticas y dinámicas, en el que los diferentes períodos para la fijación de tarifas se definen de antemano, pero la tarifa establecida para el período de punta varía según las condiciones del mercado (CREG, 2021).

RTP: Las tarifas se determinan cerca del consumo de electricidad en tiempo real y se basan en los precios de la electricidad al por mayor. Las tarifas de la electricidad se calculan sobre la base de una medición del consumo por lo menos cada hora, o con una granularidad aún mayor (por ejemplo, 15 minutos). Esas tarifas están compuestas en su mayor parte por el precio mayorista más un margen del comercializador/distribuidor (CREG, 2021).

CBL: Proporciona señales de precios que reflejan los costos y junto con una tarifa sensible al tiempo, cobrándole la tarifa plana en parte o en la totalidad de su carga de base. En la práctica, la CBL se basa en el uso histórico; este modelo adopta el perfil de carga estática (sin respuesta de la demanda) como carga de base del cliente (CREG, 2021).

CPP: Es una tarifa en la que los precios de la electricidad aumentan sustancialmente durante unos pocos días del año, normalmente durante las épocas en que los precios en el mercado mayorista son más altos (CREG, 2021).

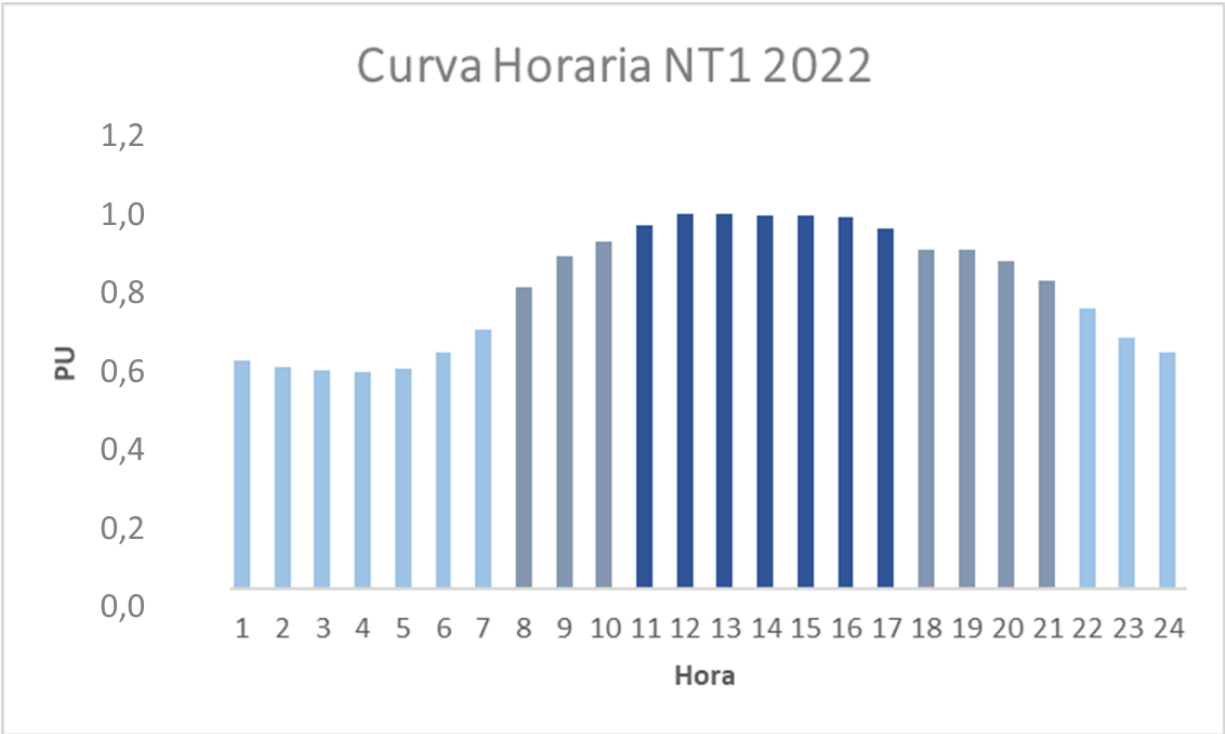
6.1 CRITERIOS E INSUMOS CARGOS HORARIOS

Para dar cumplimiento a la resolución CREG 015 del 2018 y sus modificaciones bajo el numeral 9.2 “Cálculo de cargos horarios”, se construye la curva de carga con criterios del numeral 9.1 Periodo de carga máxima, media y mínima, con las siguientes consideraciones:

- a. Los costos que recupera la empresa utilizando los cargos monomios horarios deben ser iguales a los que recupera el cargo monomio.
- b. Los cargos monomios horarios son proporcionales a la potencia promedio de cada periodo de carga.
- c. La magnitud de la energía de la *i*-ésima es igual a la magnitud de la potencia de la hora *i*-ésima (P_i) por tratarse de potencias promedios referidas a períodos de una hora.
- d. Los cargos monomios horarios son proporcionales a la potencia promedio resultante, de acuerdo con las horas asignadas a cada periodo de carga.

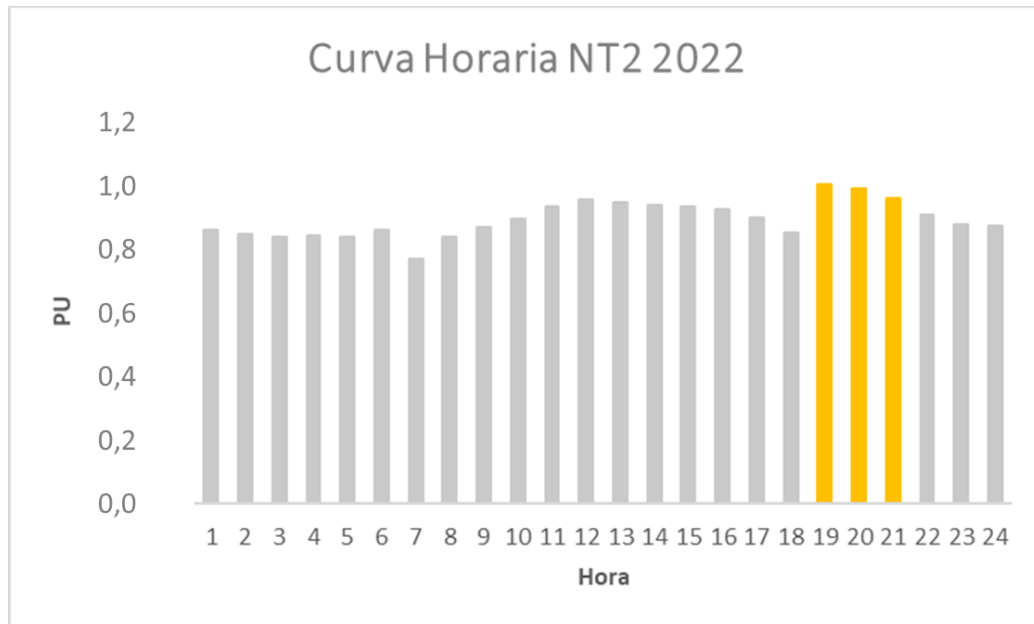
La Figura 31 presenta los datos para el 2022 Con su respectiva clasificación por franjas horarias:

Figura 31. Curva horaria NT1 2022



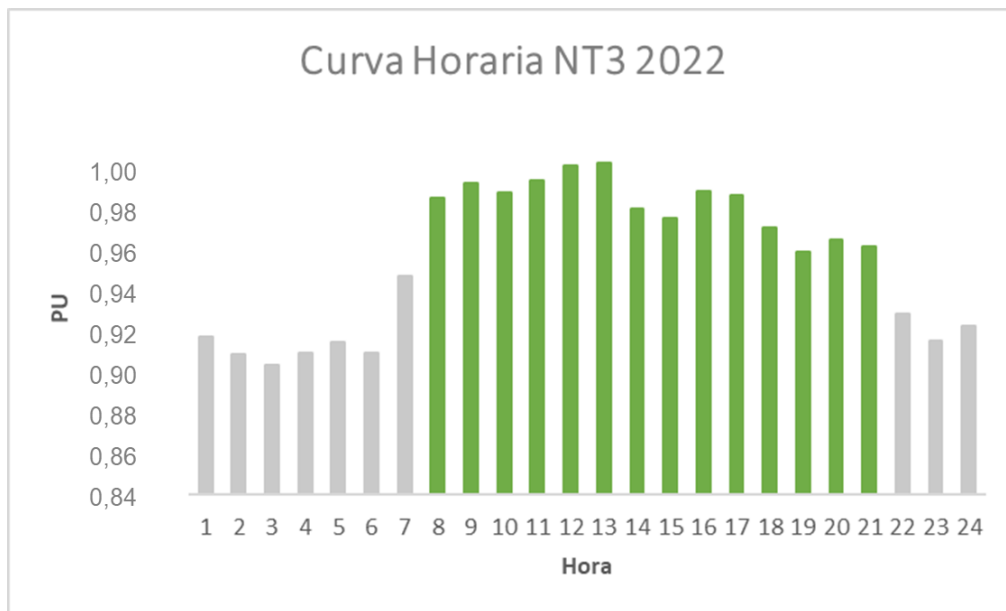
En la Figura 31 se tiene 10 horas en periodo de carga mínima, 7 horas en periodo de carga media, 7 horas en periodo de carga máxima.

Figura 32. Curva horaria NT2 2022



En la Figura 32 se tiene 21 horas en periodo de carga media, 3 horas en periodo de carga máxima.

Figura 33. Curva horaria NT3 2022

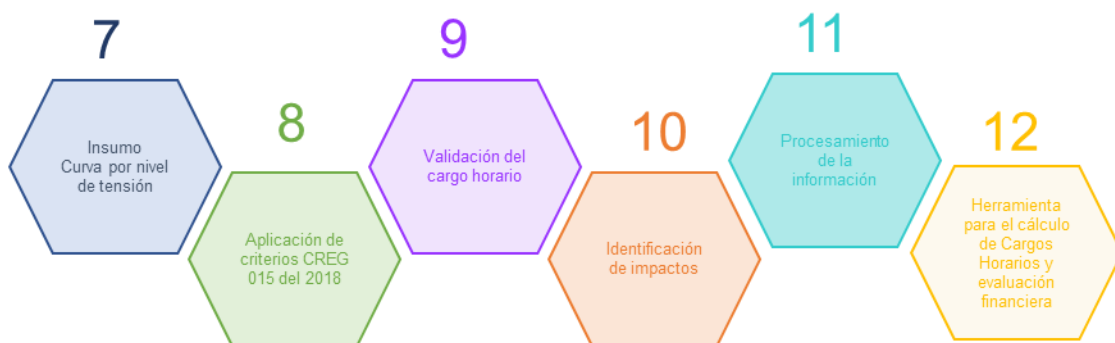


En la Figura 33 se tiene 10 horas en periodo de carga media, 14 horas en periodo de carga máxima.

Actualmente el negocio de la energía está regulado y con criterios establecidos para determinar los cargos horarios por franjas horarias. Se toma como base los cargos monomios vigentes bajo la resolución CREG 015 del 2018 y/o sus modificaciones. Para nivel de tensión 1 ver Ecuación (7), para los niveles de tensión 2 y ver Ecuación (6)

6.1.1. Metodología propuesta para el cálculo de cargos horarios bajo la resolución CREG 015 del 2018 y sus modificaciones. La metodología planteada para realizar el cálculo de los cargos horarios se presenta en la Figura 34:

Figura 34. Metodología Cálculo de Cargos Horarios



7. Para iniciar se tiene como insumo la curva horaria por nivel de tensión resultado del modelo de curvas horarias descrito en el numeral 4.
8. Aplicación de los criterios establecidos en la CREG 015 del 2018 y sus modificaciones el cual conlleva a la aplicación de criterios y de expresiones matemáticas, los cargos horarios por nivel de tensión se obtienen resolviendo el sistema de tres ecuaciones con tres incógnitas:

$$H_x * P_x * D_{x,n,j,m,t} + H_z * P_z * D_{z,n,j,m,t} + H_y * P_y * D_{y,n,j,m,t} = Dt_{n,j,m,t} * \sum_{i=1}^{24} P_i$$

$$D_{x,n,j,m,t} - D_{z,n,j,m,t} * fch = 0$$

$$D_{z,n,j,m,t} - D_{y,n,j,m,t} * fch = 0 \quad (11)$$

Donde:

Fch Factor para ampliar la diferencia entre los cargos horarios. Durante los dos primeros años será igual a 2 y podrá ser modificado posteriormente (Comisión de regulación de energía y gas (CREG), 2018).

Hx, Hz, Hy Número de horas asociadas con cada uno de los períodos horarios, determinados, de acuerdo con el numeral 9.1. Hx para el período de carga máxima, Hz para el período de carga media y Hy para el período de carga mínima, en el nivel de tensión n (Comisión de regulación de energía y gas (CREG), 2018).

Px, Pz, Py Potencia resultante de promediar las potencias (P_i) asociadas con las horas asignadas a cada uno de los períodos de carga determinados, de acuerdo con el numeral 9.1. Px para el período de carga máxima, Pz para el período de carga media y Py para el período de carga mínima, en el nivel de tensión n (Comisión de regulación de energía y gas (CREG), 2018)..

Dx,n,j,m,t Cargo por uso para la franja de horas de carga máxima del OR j en el nivel de tensión n en el mes m del año t. En el caso de nivel de tensión 4 esta variable es igual a

Dz,n,j,m,t Cargo por uso para la franja de horas de carga media del OR j en el nivel de tensión n en el mes m del año t. En el caso de nivel de tensión 4 esta variable es igual a

Dy,n,j,m,t Cargo por uso para la franja de horas de carga mínima del OR j en el nivel de tensión n en el mes m del año t. En el caso de nivel de tensión 4 esta variable es igual a

Dt,n,j,m,t Cargo por uso del OR j en el nivel de tensión n en el mes m del año t. En el caso de nivel de tensión 4 esta variable es igual a $D_{t,n,R,m,t}$

9. Después de aplicar la metodología de cargos horarios se debe realizar la validación de los mismos respecto a la publicación realizada por XM S.A., y realizar las respectivas observaciones, cuando inicie la aplicación de esta metodología.
10. Procesamiento de la información se realiza para validar el impacto de la aplicación de la metodología con cargos horarios respecto al valor del cargo monomio.
11. Se automatiza un modelo de cálculo de cargos horarios y la evaluación financiera de la aplicación para validar el cumplimiento de la CREG 015 del 2018 y sus modificaciones.

6.1.2 Análisis de resultados. Para evaluar la metodología en un caso de estudio, se toman los datos del mes de enero del 2022

- Se toma el reporte regulatorio de la circular 012 del 2020 que lleva las variables Hx, Px, Hz, Pz, , Py, Hy, y se incluyen en la fórmula descrita en el paso 8 de la metodología para despejar las variables Dx, Dy y Dz.

Se tiene como resultado que para NT1:

- El valor de **Dx,n,j,m,t** cargo por uso de la franja máxima esta 67,50% por encima del cargo monomio **Dt,n,j,m,t** vigente actualmente para los usuarios del mercado regulado en Colombia.
- El valor de **Dz,n,j,m,t** cargo por uso de la franja media esta 16,24% por debajo del cargo monomio **Dt,n,j,m,t**.
- El valor de **Dy,n,j,m,t** cargo por uso de la franja media esta 58,12% por debajo del cargo monomio **Dt,n,j,m,t**.

Se tiene como resultado que para NT2:

- El valor de **Dx,n,j,m,t** cargo por uso de la franja máxima esta 75,80% por encima del cargo monomio **Dt,n,j,m,t** vigente actualmente para los usuarios del mercado regulado en Colombia.
- El valor de **Dz,n,j,m,t** cargo por uso de la franja media esta 12,10% por debajo del cargo monomio **Dt,n,j,m,t**.
- El valor de **Dy,n,j,m,t** cargo por uso de la franja media esta 56,05% por debajo del cargo monomio **Dt,n,j,m,t**.

Se tiene como resultado que para NT3:

- El valor de **Dx,n,j,m,t** cargo por uso de la franja máxima esta 25,04% por encima del cargo monomio **Dt,n,j,m,t** vigente actualmente para los usuarios del mercado regulado en Colombia.
- El valor de **Dz,n,j,m,t** cargo por uso de la franja media esta 37,48% por debajo del cargo monomio **Dt,n,j,m,t**.
- El valor de **Dy,n,j,m,t** cargo por uso de la franja media esta 68,74% por debajo del cargo monomio **Dt,n,j,m,t**.

Para la curva de Enero 2021 a Diciembre del 2021 se realiza el ejercicio por todos los niveles de tensión y se toma el Dt monomio por cada mes, mostrando el resultado en la Figura 35, Figura 36, Figura 37:

Figura 35. Cargos horarios NT1

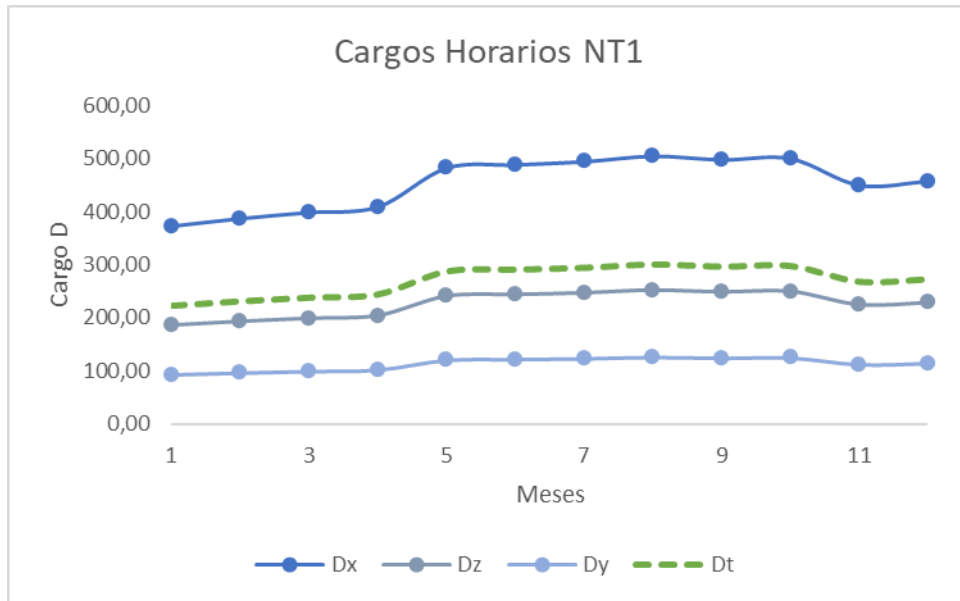


Figura 36. Cargos horarios NT2

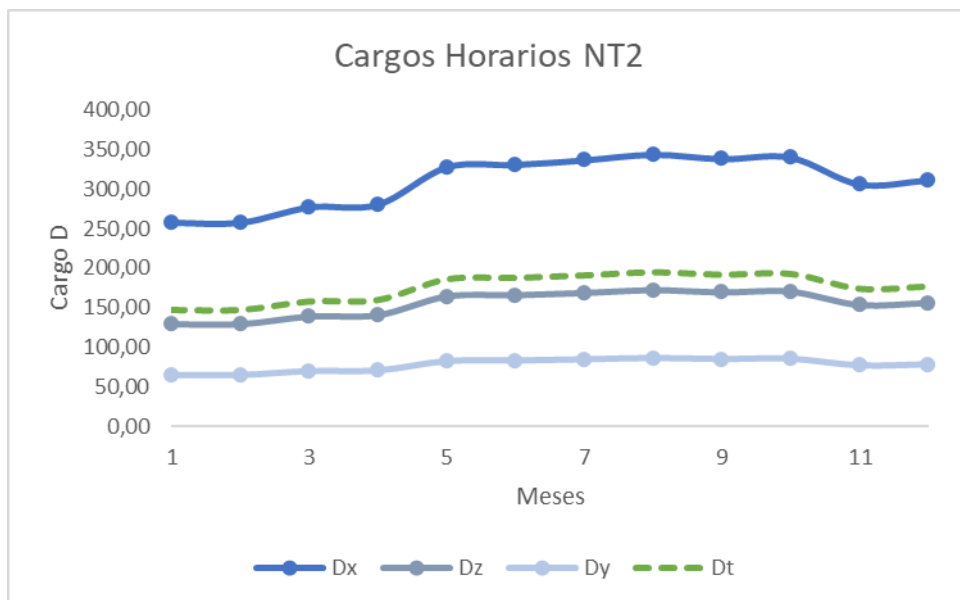
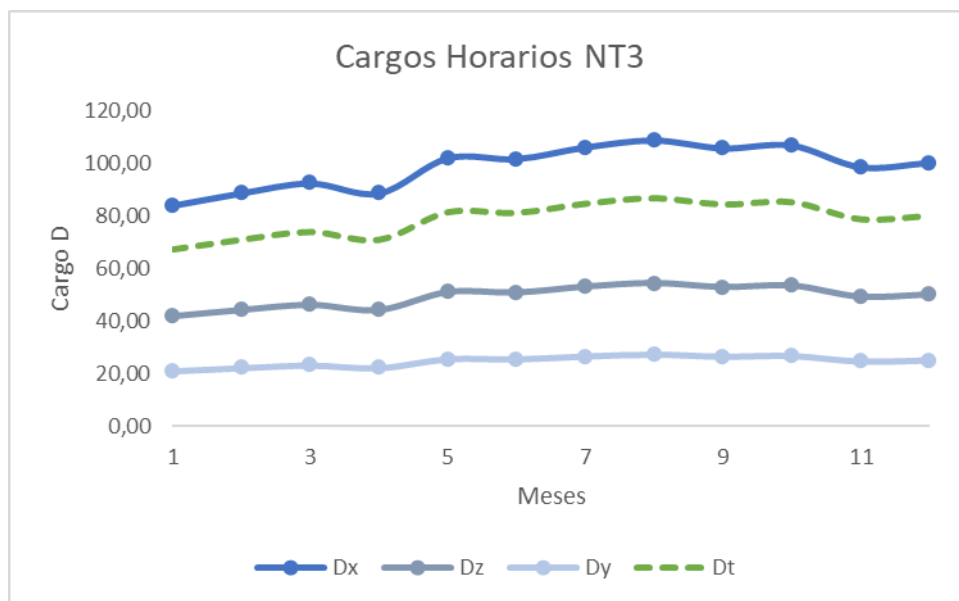


Figura 37. Cargos horarios NT3



Al aplicar la metodología se tienen las siguientes consideraciones:

- Se utilizan para el cálculo todas las fronteras comerciales incluyendo alumbrado público y entre agentes variable FsOR según la resolución CREG 015 del 2018.
- Se utiliza el cargo por uso de nivel de tensión como insumo para el cálculo de los cargos horarios.
- Para NT4, XM es el encargado de construir los insumos y calcular los cargos horarios.

7. IMPACTOS DE LA IMPLEMENTACIÓN DE LA METODOLOGÍA PLANTEADA PARA DEFINIR CURVAS Y CARGOS HORARIOS.

En este capítulo se identifican los impactos de la implementación de metodología de curvas horarias y cargos horarios descritos en el capítulo 5.

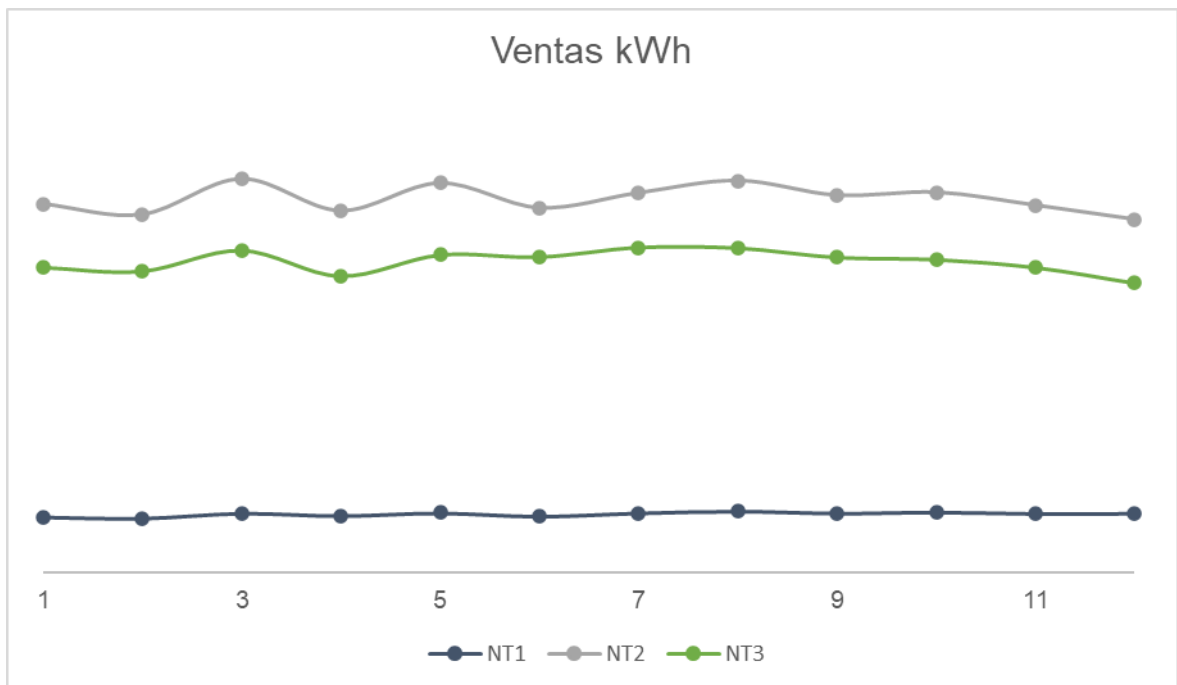
Para calcular el impacto de la implementación de la metodología de curvas y cargos horarios, se toma la información de las ventas del archivo Ventas Magnitud Diaria publicado en el servidor FTP de XM, por nivel de tensión y por mes, posteriormente se multiplica las ventas por el cargo horario calculado para el mes correspondiente y se realiza el mismo ejercicio con el cargo monomio con el fin de realizar el análisis financiero del impacto económico del total de los usuarios con medida horaria que estarían bajo la metodología de los cargos horarios.

Figura 38. Proceso cálculo de impacto económico.



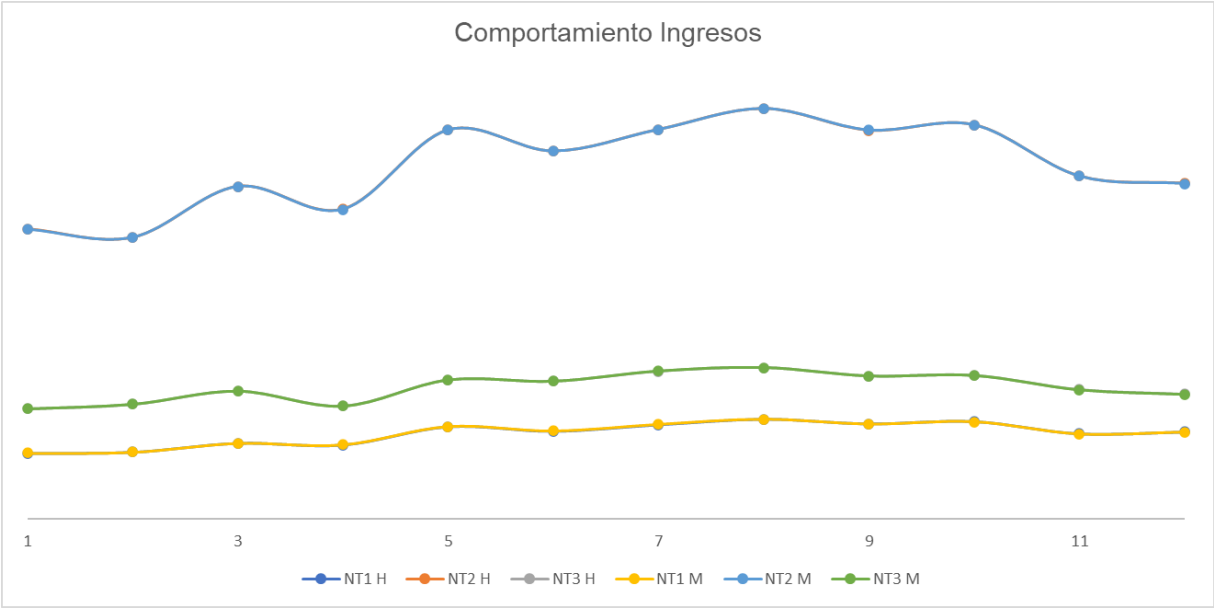
En la Figura 38 se presenta la tendencia de ventas en kWh por nivel de tensión, y esto evidencia que la mayor venta de energía se da en NT2.

Figura 39. Ventas para el año 2022



Al realizar el análisis económico para cumplir el numeral 9.2 Cargos horarios Literal a “Los costos que recupera la empresa utilizando los cargos monomios horarios deben ser iguales a los que recupera con el cargo monomio” (Comisión de regulación de energía y gas (CREG), 2018), el comportamiento de los ingresos se evidencia en la Figura 39:

Figura 40. Comportamiento de ingresos con cargo monomio y cargo horario



Se tiene como resultado en la Figura 39 que los ingresos calculados con el cargo monomio y los ingresos por cargo horario cumplen el numeral 9.2 literal a de la resolución CREG 015 del 2018 y sus modificaciones, y numéricamente se tienen los siguientes resultados de la Tabla 5 :

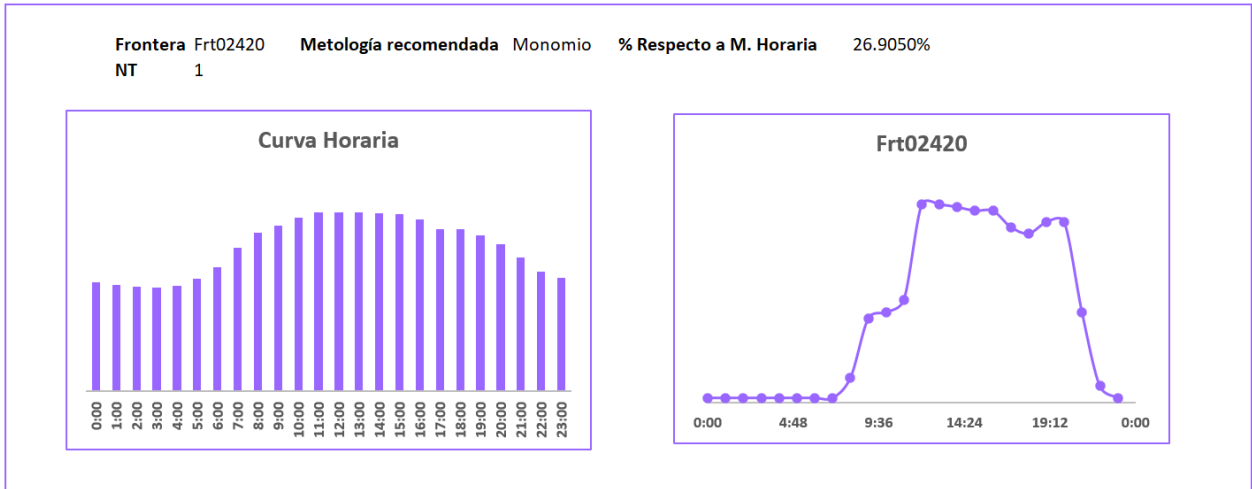
Tabla 5. Porcentaje de diferencia de ingresos del Modelo de cargos Monomios actual vs Modelo de cargos horarios.

Todas las fronteras comerciales incluyendo alumbrado público y entre agentes (FsOR)	
%Diferencia	
NT1	0,01651%
NT2	-0,00305%
NT3	0,00307%
Total	0,01653%

Que corroboran que la metodología aplicada cumple con los criterios establecidos en la resolución CREG 015 del 2018.

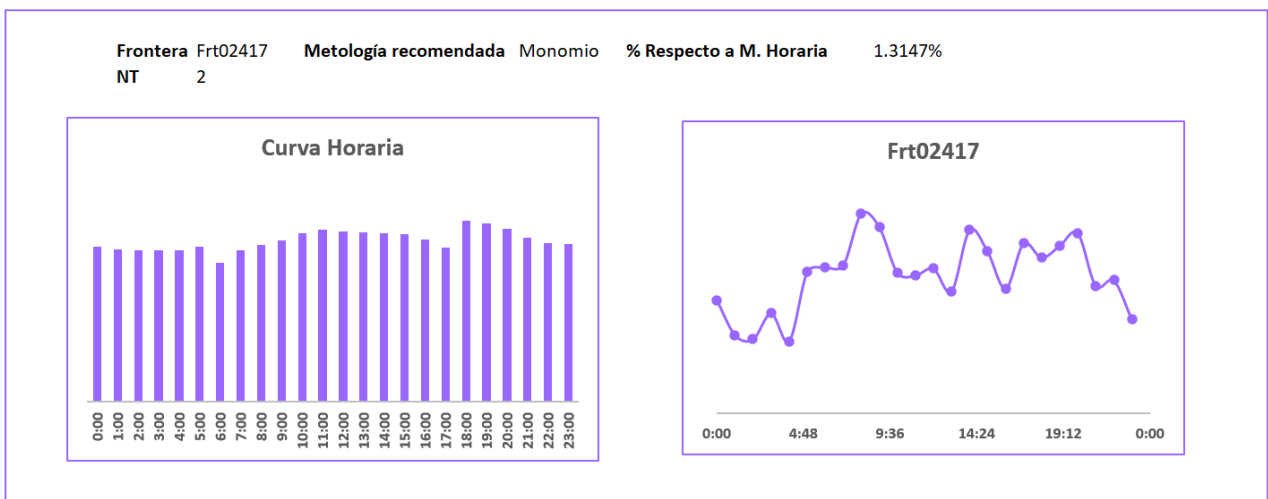
Adicionalmente se crea un modelo de resultados para evaluar el impacto de la metodología actual cargos monomios respecto a la metodología de cargos horarios, por frontera; según la Figura 40:

Figura 41. Comparación Metodología actual vs Metodología Cargos Horarios NT1



Para el usuario con frontera Frt02420 la metodología recomendada es seguir con la metodología de cargo monomio. Ya que es obligatorio para los usuarios con medida horaria la metodología de cargos horarios, la recomendación sería que debe desplazar su consumo de energía de las horas pico a las horas de menor impacto del componente de distribución energía.

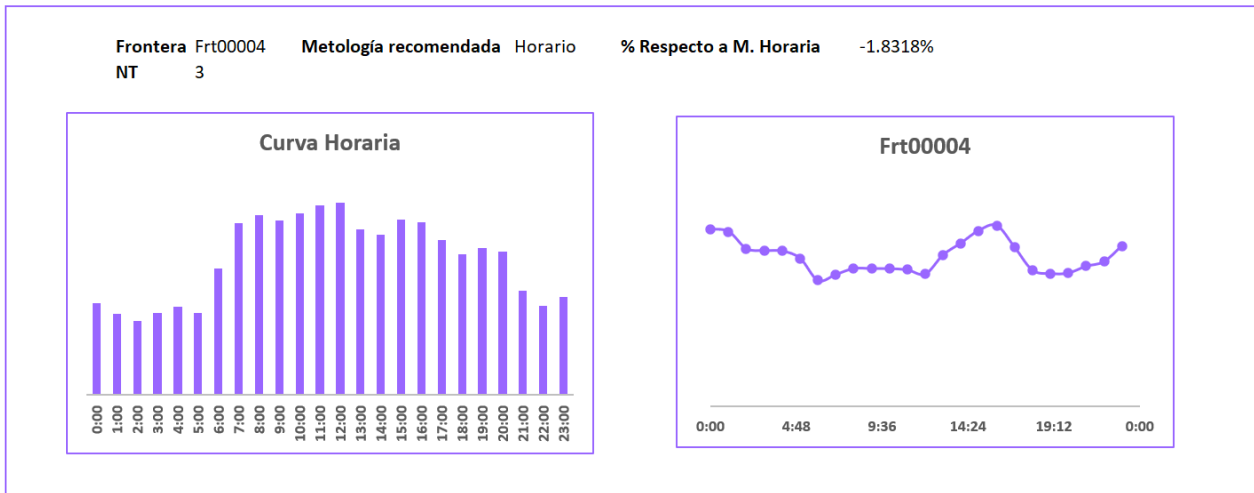
Figura 42. Comparación Metodología actual vs Metodología Cargos Horarios NT2



Para el usuario con frontera Frt02417, Figura 41, la metodología recomendada es seguir con la metodología de cargo monomio. Pero ya que es obligatorio para los usuarios con

medida horaria la metodología de cargos horarios, la recomendación sería que debe desplazar su consumo de energía de las horas pico a las horas de menor impacto del componente de distribución energía.

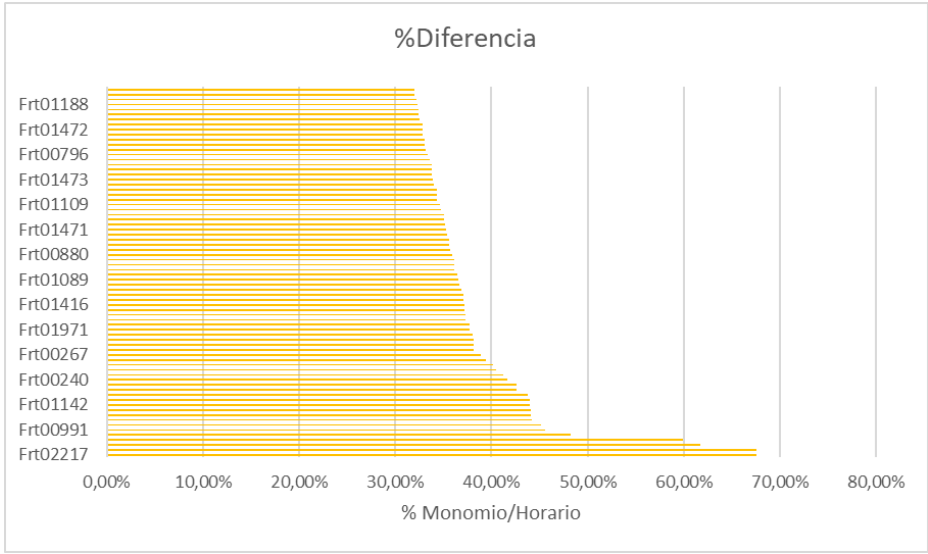
Figura 43. Comparación Metodología actual vs Metodología Cargos Horarios NT3



Para el usuario con frontera Frt00004 Figura 42, la metodología recomendada es la metodología de cargo horarios, ya que va a evidenciar una disminución en el cobro del componente de distribución de 1,8%, si sigue con el mismo comportamiento de consumo de energía horario.

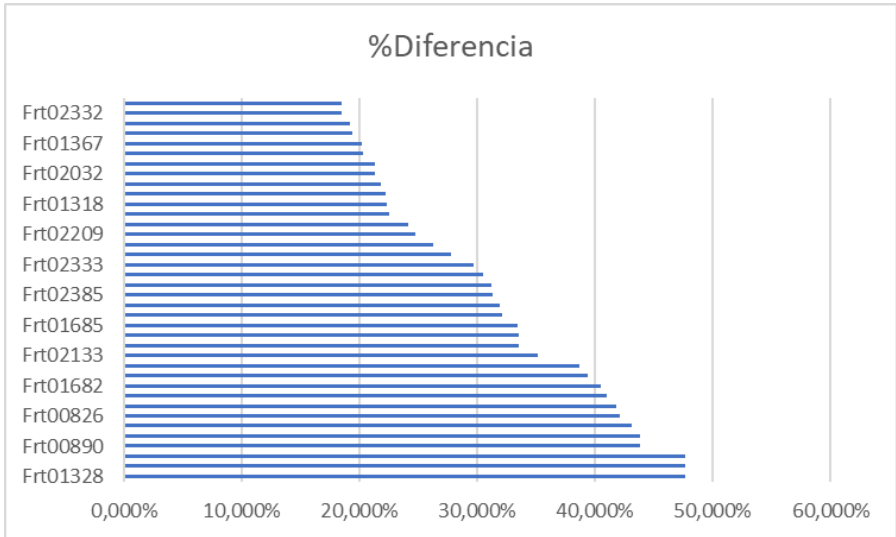
A continuación, para la Figura 43, se muestra el 20% de los datos que tienen diferencia positiva respecto a la implementación de cargos horarios, esto quiere decir que se aumentara su cargo de distribución entre el 32% y 67%, las fronteras identificadas son de Nivel de tensión 1, esto demuestra que los usuarios residenciales, pequeñas industrias y comercios tienen que modificar su comportamiento de consumo horario para obtener beneficios del esquema tarifario.

Figura 44. Diferencia positiva %Monomio/Horario



En la Figura 44, se muestra el 3,2 % de los datos que tienen diferencia positiva respecto a la implementación de cargos horarios, lo cual pesa el 20% de la diferencia total, esto quiere decir que si cambian al esquema de cargos horarios propuesto en la Creg 015 del 2018 y no modifica su tendencia de consumo, su cargo de distribución disminuye entre el 18% y 48%, las fronteras identificadas son de Nivel de tensión 1, esto demuestra que los usuarios residenciales, pequeñas industrias y comercios se ven beneficiados con el nuevo esquema tarifario.

Figura 45. Diferencia negativa %Monomio/Horario



8. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

En la revisión de las metodologías en otros países, se evidencia que ha obtenido impacto positivo respecto a la implementación de metodologías de cargos horarios cuando el usuario cambia su comportamiento de consumo y se adapta a la curva establecida de cada operador de red. Cuando el esquema tarifario es opcional, los usuarios son más reservados a ingresar a esta metodología debido al desconocimiento o porque no logran adaptarse a la curva establecida. Por este motivo es recomendable que cuando inicie la implementación en Colombia, se tenga un tiempo de asimilación de la metodología para los usuarios, que se puedan hacer sensibilizaciones y se brinde una herramienta donde puedan ver su comportamiento actual de consumo y su facturación, y una proyección de la factura con la metodología horaria, que le ayude a tomar decisiones en el cambio de hábitos de su lugar de consumo.

Al realizar el modelo de curvas horarias, se realizó un análisis con diferentes frentes de trabajo sobre las diferentes curvas horarias que se construyen en el operador de red, las cuales su funcionalidad cumple otros requerimientos diferentes a los solicitados en la CREG 015 del 2018 y sus modificaciones, por esta razón se construye la metodología de curvas horarias. Adicionalmente, en la evaluación de varios escenarios para la construcción de la curva de demanda, en la cual, analizando al detalle se selecciona como información base todas las fronteras con medida horaria como lo indica la resolución en el numeral 4.2.2.

Como se evidencia en el trabajo de aplicación, los insumos con que se construye la curva horaria dependen del comportamiento de las fronteras asociadas a medidas horarias, en la cual se presenta un incremento aproximado del 26%, de registro de fronteras en el periodo comprendido entre el año 2019 al 2022. Esto debido al incremento de industrias en el sector, a los usuarios que han cambiado de comercializador debido a mejores beneficios que ofrecen los comercializadores en temas de manejo de información y al inicio del despliegue de la medición avanzada. Por esta razón, se recomienda que el reporte de las curvas horarias a XM sea de frecuencia mensual, ya que con el cumplimiento regulatorio y despliegue de la medición avanzada las fronteras con medida horaria aumentarán.

Se recomienda que para el cálculo de la curva no se incluya las fronteras de alumbrado público, ni fronteras asociadas a energía entre agentes debido a que estos tipos de clientes no ingresarían al esquema de cobro de cargos horarios.

Para la evaluación del impacto económico en la implementación de la metodología de cargos horarios, se obtiene como resultado que cumple con el criterio requerido por la regulación el cual es “Los costos que recupera la empresa utilizando los cargos monomios horarios deben ser iguales a los que recupera con el cargo monomio”, solo si los usuarios que participan en la aplicación de la metodología no cambia su comportamiento de consumo horario, y se cumple evidenciando un 0,00128% que es un porcentaje de incertidumbre aceptable respecto al ingreso total de los usuarios con medida horaria.

Se evidencia que el factor para ampliar la diferencia entre los cargos horarios (fch) en la fórmula de los cargos horarios, es el encargado de delimitar los cargos horarios en sus diferentes franjas, es necesario que cuando la metodología este implementada se tenga en monitoreo el comportamiento de los usuarios con fronteras horarias para realizar una propuesta para el factor fch, con el fin de que no impacte negativamente al operador de red.

Debido a la entrada masiva de fronteras con medida horaria que se espera tras el despliegue de la medición avanzada se requiere realizar un análisis posterior de las afectaciones económicas.

BIBLIOGRAFÍA

A. Supponen, A. R. (s.f.). "Network impacts of distribution power tariff schemes with active customers,". 2016 13th International Conference on the European Energy Market (EEM), , Porto, Portugal, 2016, pp. 1-5, doi: 10.1109/EEM.2016.7521237.

Administración Nacional de Usinas y Transmisiones Eléctricas. (01 de 01 de 2023). Pliego Tarifario. Obtenido de https://www.ute.com.uy/sites/default/files/docs/Pliego%20Tarifario%20Enero%202023_0.pdf

Agencia Nacional de energía eléctrica. (24 de 02 de 2022). Clases de consumo. Obtenido de <https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/tarifas/entenda-a-tarifa/classes-de-consumo>

Agencia Nacional de energía eléctrica. (11 de 03 de 2022). Modalidades tarifarias . Obtenido de <https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/tarifas/entenda-a-tarifa/modalidades-tarifarias>

Agencia Nacional de energía eléctrica. (04 de 03 de 2022). Tarifa blanca. Obtenido de <https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/tarifas/tarifa-branca>

Banderas tarifarias . (20 de 05 de 2022). Banderas tarifarias. Obtenido de <https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/tarifas/bandeiras-tarifarias>

Comisión de regulación de energía y gas (CREG). (11 de 10 de 2019). Resolución 130 de 2019. Obtenido de Gestor normativo: https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion_creg_0130_2019.htm

Comisión de regulación de energía y gas (CREG). (16 de 01 de 2004). Documento CREG 005 2004. Obtenido de Apolo CREG: [http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/e134e6d72f7cf78f0525785a007a66e0/\\$FILE/D-005-CONTRATOS%20NORMALIZADOS%20BILATERALES.pdf](http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/e134e6d72f7cf78f0525785a007a66e0/$FILE/D-005-CONTRATOS%20NORMALIZADOS%20BILATERALES.pdf)

Comisión de regulación de energía y gas (CREG). (03 de 03 de 2006). Documento CREG 065. Obtenido de Definición de la componente de generación de la fórmula tarifaria de energía eléctrica : [http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/0/4d042be54556c50c0525785a007a6d47/\\$FILE/CIRCULAR037-2006%20ANEXO%202..pdf](http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/0/4d042be54556c50c0525785a007a6d47/$FILE/CIRCULAR037-2006%20ANEXO%202..pdf)

Comisión de regulación de energía y gas (CREG). (24 de 12 de 2007). Resolución 119 de 2007. Obtenido de Gestor Normativo: https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion_creg_0119_2007.htm

Comisión de regulación de energía y gas (CREG). (11 de 02 de 2009). Resolución 011 . Obtenido de Apolo CREG: <http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/Indice01/Resolucion-2009-Creg011-2009>

Comisión de regulación de energía y gas (CREG). (23 de 12 de 2014). Resolución 191. Obtenido de Gestor normativo CREG: https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion_creg_0191_2014.htm

Comisión de regulación de energía y gas (CREG). (29 de 01 de 2018). Resolución 015. Obtenido de Apolo CREG: [http://apolo.creg.gov.co/publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/65f1aaf1d57726a90525822900064dac/\\$file/creg015-2018.pdf](http://apolo.creg.gov.co/publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/65f1aaf1d57726a90525822900064dac/$file/creg015-2018.pdf)

Comisión de regulación de energía y gas (CREG). (12 de 05 de 2022). Concepto 1635 . Obtenido de Gestor Normativo CREG: https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/concepto_creg_0001635_2022.htm

Departamento Administrativo Nacional de Estadística (DANE). (2023). Departamento Administrativo Nacional de Estadística (DANE),. Obtenido de Departamento Administrativo Nacional de Estadística (DANE),: <https://www.dane.gov.co/index.php/estadisticas-por-tema/precios-y-costos/indice-de-precios-del-productor-ipp>

Empresas Públicas de Medellín. (2023). Empresas Públicas de Medellín. Obtenido de Empresas Públicas de Medellín: <https://www.epm.com.co/clientesyusuarios/energia/tarifas-energia.html>

Endesa. (10 de 03 de 2022). Endesa. Obtenido de Endesa: <https://www.endesa.com/es/blog/blog-de-endesa/horarios-luz-valle-punta-llano>

Enel Distribución Perú S.A.A. (04 de 04 de 2023). Tarifa para la venta de energía eléctrica. Obtenido de https://www.enel.pe/content/dam/enel-pe/empresas/archivos/pliego-tarifario---distribucion/230404_1%20Pliego%20ENEL%20Consumo%20energ%C3%ADa%20y%20potencia_con%20IGV_ENV_v0.pdf

ESSA. (01 de 09 de 2022). Electrificadora de Santander S.A. E.S.P. Obtenido de Electrificadora de Santander S.A. E.S.P: <https://www.essa.com.co/site/mi-factura/formula-tarifaria-y-tarifas/consultar-tarifas#2022-1455>

La republica. (15 de 09 de 2022). Obtenido de <https://www.larepublica.co/especiales/el-futuro-de-los-servicios-publicos/las-tarifas-de-electricidad-un-calculo-complejo-y-al-alza-3447286>

Ministerio de Minas y Energía. (16 de 07 de 2021). XM. Obtenido de XM: [www.xm.com.co/sites/default/files/documents/3.%20Presentacion%20bancos%20\(1\).pdf](http://www.xm.com.co/sites/default/files/documents/3.%20Presentacion%20bancos%20(1).pdf)

Ministerio de minas y energía. (03 de 09 de 2022). Fuentes no convencionales de energía. Obtenido de Fuentes no convencionales de energía: <https://www.minenergia.gov.co/es/misional/fuentes-no-convencionales-de-energ%C3%ADa-renovable-fncer/>

Ministerio de minas y energía eléctrica. (s.f.). Resolución MME 6565. Obtenido de Resolución MME convocatoria 3ra subasta: https://www.minenergia.gov.co/documents/6565/Resoluci%C3%B3n_MME_Convocatoria_3ra_Subasta.pdf

Ministerio de minas y energía. (01 de 11 de 2022). investincolombia. Obtenido de investincolombia: <https://investincolombia.com.co/sites/default/files/2022-11/todo-sobre-la-tercera-subasta-de-energias-renovables-2021.pdf>

Osinerg. (2005). Opciones tarifarias y condiciones de aplicación de las tarifas a usuario final. Obtenido de <https://www.osinergmin.gob.pe/Resoluciones/pdf/2005/OSINERG%20No.236-2005-OS-CD-Norma.pdf>

Unidad reguladora de servicios de energía y agua. (01 de 07 de 2022). Generación y comercialización mayorista. Obtenido de <https://www.gub.uy/unidad-reguladora-servicios-energia-agua/politicas-y-gestion/generacion-comercializacion-mayorista>

Unidad reguladora de servicios de energía y agua. (04 de 11 de 2022). Transmisión. Obtenido de <https://www.gub.uy/unidad-reguladora-servicios-energia-agua/politicas-y-gestion/trasmision>

Siano, E. D. (s.f.). "A dynamic pricing model for Turkey's electricity distribution companies in the future Smart Grid infrastructure,". 2019 Innovations in Intelligent Systems and Applications Conference (ASYU),, Izmir, Turkey, 2019, pp. 1-5, doi: 10.1109/ASYU48272.2019.8946383.