



Bogotá D.C., marzo 14 de 2025

Doctor

RAÚL FERNANDO RODRÍGUEZ RINCÓN

Secretario General de la Comisión VI Constitucional Permanente

CÁMARA DE REPRESENTANTES

Ciudad.

Asunto: Respuesta a Proposición 021 de 2024.

Respetado doctor Rodríguez,

De acuerdo con la solicitud recibida, nos permitimos emitir respuesta de la siguiente manera. Asimismo, reiteramos nuestra disposición de ampliar cualquier información que se considere necesaria.

1. Sírvase dar un informe de la ejecución del acuerdo de mejoramiento firmado por Enel en el 2020, con el fin de mejorar el servicio en 19 municipios de Cundinamarca, 1 del Meta y el Distrito Capital.

Adjuntamos el “Anexo - Acta de cierre” suscrita en julio de 2022. En el capítulo “Estado de cumplimiento” se muestran los resultados:

- Para el año 2021 la empresa demostró consistencia en el cumplimiento anticipado del objetivo 1 (mejorar la continuidad del servicio en cuanto a duración y frecuencia de las interrupciones) y los 4 indicadores de resultado.
- El objetivo 2 (mejorar la continuidad del servicio en cuanto a cantidad de usuarios compensados en Bogotá) se cumplió de manera anticipada para los 4 indicadores de resultado.

2. ¿Cuál es el monto de inversiones que ha realizado, año a año desde el 2016, la compañía Enel en mantenimiento de redes y calidad del servicio en el Departamento de Cundinamarca?

Enel Colombia está comprometida con el crecimiento económico y social de Cundinamarca, por ello durante el horizonte 2016 - 2024 ha realizado inversiones en Mantenimiento y Calidad por más de \$2.4 Bn Cop, cumpliendo todos los requerimientos de calidad, seguridad y confiabilidad definidos en el marco regulatorio colombiano vigente.

En mantenimiento de infraestructura se han realizado inversiones por más de \$1,3 Bn COP, enfocados en mantenimiento preventivo y correctivo, proyectos de ampliación de capacidad y reposición de infraestructura.

En calidad de servicio, se han realizado inversiones por más de \$1,06 BMn COP, con proyectos enfocados en una red flexible, resiliente y digital preparada para los desafíos que se derivan de la transición energética, garantizando el cumplimiento de metas regulatorias de mejora en términos de calidad del servicio.



Mantenimiento y Calidad (Valores en Millones \$Cop)

Proceso	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	Total
Calidad	108.333	142.567	141.971	126.927	146.593	99.863	70.088	115.054	113.099	1.064.496
Mantenimiento	65.152	73.337	82.980	119.205	156.005	174.018	193.920	219.849	258.285	1.342.750
Total	173.485	215.903	224.951	246.132	302.598	273.882	264.008	334.902	371.384	2.407.246

3. Remita un informe detallado de los indicadores de calidad del servicio SAIDI y SAIFI para los 116 municipios de Cundinamarca, para los últimos 5 años.

De acuerdo con lo estipulado en la resolución CREG 015 de 2018, “Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional”, capítulo 5.2 sobre “Calidad del servicio en los Sistemas de Distribución Local (SDL)”, los indicadores de calidad media establecidos para los mercados de operación en Colombia son el SAIDI y el SAIFI, y se deben llevar agregados para cada Operador de Red (OR), por lo que no tienen una división por municipio:

SAIDI_{j,t}: Indicador de duración promedio por usuario, de los eventos sucedidos en el SDL del OR_j, durante el año t, medido en horas al año.

$$SAIDI_{j,t} = \sum_{m=1}^{12} \frac{\sum_{i=1}^n (D_{i,u,m} * NU_{i,u,m})}{UT_{j,m}} / 60$$

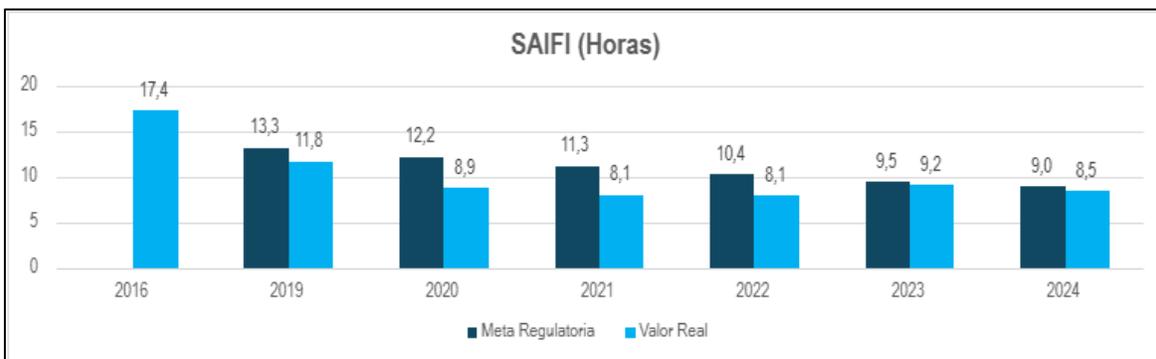
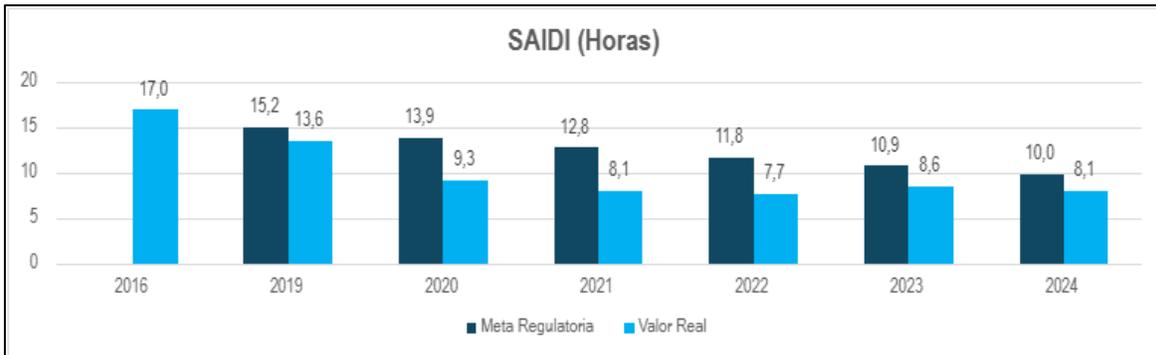
SAIFI_{j,t}: Indicador de frecuencia promedio por usuario, de los eventos sucedidos en el SDL del OR_j, durante el año t, medido en cantidad al año.

$$SAIFI_{j,t} = \sum_{m=1}^{12} \frac{\sum_{i=1}^n NU_{i,u,m}}{UT_{j,m}}$$

Estos indicadores se calculan a nivel de OR, siendo el dato que se reporta ante la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (SSPD).

En cuanto a la evolución de los indicadores y en referencia al departamento de Cundinamarca, la siguiente gráfica muestra la mejora entre 2016 y 2023 con corte a diciembre, siendo **2016 el año en que Enel Codensa (hoy Enel Colombia) absorbió la Empresa de Energía de Cundinamarca (EEC)**. De la gráfica se resalta:

1. Mejora en ambos indicadores.
2. Mejoras por encima de las metas regulatorias (establecidas por la CREG) en todos los años y para ambos indicadores.



4. ¿Cuál es el monto de las inversiones a la fecha y el avance en los planes de inversión de la compañía a 2030 en construcción de subestaciones?

Para garantizar la atención de la demanda, la conexión de nuevos usuarios, la mejora en la calidad del servicio y la prestación del servicio con los criterios de calidad, seguridad y confiabilidad determinada por la regulación vigente, Enel Colombia ha invertido en infraestructura eléctrica y la construcción de subestaciones en su zona de influencia. Para Cundinamarca, se tienen específicamente las siguientes:

- Se destacan las subestaciones de conexión al sistema de Transmisión Nacional, como el proyecto Nueva Esperanza 500/115 kV y Norte 230/115 kV, enfocados en garantizar la capacidad de transferencias de potencia y de esta manera poder atender la creciente demanda en la zona de influencia.
- Subestación Tren de Occidente AT/MT, se construyó para garantizar la conexión del Regiotram de Occidente en el municipio de Facatativá, sistema masivo de transporte, basado en trenes ligeros eléctricos que impactará de manera positiva a la Sabana Occidental.

Subestaciones Cundinamarca (Valores en Millones \$Cop)

Proceso por proyecto	Valor [Mn COP]	Puesta en Operación	% Avance	Municipio
SE Nueva Esperanza AT/AT	95.449	2018	100%	Soacha
SE Gran Sabana AT/MT	19.812	2018	100%	Tocancipá
SE Compartir AT/MT	42.995	2019	100%	Soacha



Proceso por proyecto	Valor [Mn COP]	Puesta en Operación	% Avance	Municipio
SE Cabrera MT/MT	7.861	2020	100%	Cabrera
SE Tabacal MT/MT	16.501	2020	100%	La Vega
SE Panagua MT/MT	11.351	2020	100%	Ricaurte
SE Salamina MT/MT	7.512	2021	100%	Rionegro
SE Boqueron MT/MT	10.683	2021	100%	Fusagasugá
SE Barzalosa AT/MT	60.470	2022	100%	Girardot
SE Rio AT/MT	37.388	2022	100%	Soacha
SE Tren Occidente AT/MT	49.565	2024	100%	Facatativá
SE Norte AT/AT	52.074	En proceso	30%	Gachancipá / Sesquile
SE Occidente AT/MT	22.438	En proceso	20%	Funza
SE Bochica AT/MT	15.418	En proceso	30%	Gachancipá
Total general	449.517			

A futuro, con las inversiones previstas en el horizonte 2025-2027 se proyectan las siguientes subestaciones en Cundinamarca:

Proceso por proyecto	Valor (Mn COP)	Puesta en Operación	% Avance	Municipio
SE AT-MT BOCHICA	85,192	2025	30%	Gachancipá
SE AT – MT INTEXZONA	100,987	2026	20%	Funza/Cota
SE AT - MT ODATA ZFM	32,765	2027	5%	Cota
SE AT-AT NORTE	91,758	2028	30%	Sesquilé
SE AT-AT SOPO	18,232	2029	2%	Sopó
SE MT-MT NVA_ RAMAL	2,753	2028	2%	Granada
Total general	331.686			

5. Ustedes han manifestado a los alcaldes que ellos son atendidos a través de una línea “VIP” para el reporte de daños, o interrupciones en sus municipios. Sírvase entregar un informe pormenorizado de los tiempos de atención de las quejas de los alcaldes.

El siguiente cuadro presenta los tiempos de solución de las fallas reportadas en la línea de Alcaldías. Se resalta que el 78,68% de las órdenes se ejecutan en máximo 24 horas.

Tiempo de solución de fallas de energía	Participación
< 3 HORAS	35,18%
> 3 HORAS < 6 HORAS	17,39%
> 6 HORAS < 9 HORAS	7,51%
> 9 HORAS < 12 HORAS	4,74%
> 12 HORAS < 15 HORAS	1,98%



Tiempo de solución de fallas de energía	Participación
> 15 HORAS < 18 HORAS	2,77%
> 18 HORAS < 24 HORAS	9,09%
> 24 HORAS < 48 HORAS	11,86%
> 48 HORAS < 72 HORAS	4,74%
> 72 HORAS	4,74%
	100,00%

6. Ante las constantes quejas de la comunidad por fallas en el servicio público de energía, en gran parte de los municipios del departamento de Cundinamarca, sírvase detallar en informe pormenorizado la relación de la totalidad de las Peticiones, Quejas, Reclamos allegados a su empresa relacionando el municipio, motivo, resolución, tiempos promedio de respuesta, desde el año 2020, año a año, hasta la fecha.

Adjuntamos el “Anexo - PQR” con la información solicitada.

7. ¿Cuál es el número de oficinas de atención al público en los municipios de Cundinamarca, en cada uno de los años desde el 2006 hasta el 2024 y en qué municipio se ubican?

Centros de Servicios.

Enel Colombia cuenta con diferentes opciones de atención a sus clientes, tales como Centros de Servicio, Oficinas Satélite y Jornadas de Atención Móvil.

En Bogotá se tienen a disposición de los clientes 11 centros de servicio, al igual que en Cundinamarca: Chía, Facatativá, Fusagasugá, Girardot, Madrid, Soacha, Mesitas, Puerto Salgar, Ubaté, Villeta, Zipaquirá.

Así mismo, durante el primer semestre del 2025 se está finalizando la adecuación de Oficinas Satélite en Cundinamarca, gracias a lo cual contaremos con 9 puntos en los siguientes municipios: La Vega, Medina, Gachetá, Chocontá, San Juan de Rioseco, La Mesa (próxima apertura), Pacho (próxima apertura), Guaduas (próxima apertura), Cáqueza (próxima apertura).

Jornadas de Atención Móvil:

Cada mes realizamos más de 120 jornadas de atención integral en nuestros vehículos móviles en los distintos municipios de Cundinamarca, ofreciendo un canal de atención presencial eficaz que soluciona todas las dudas o PQR que tengan nuestros clientes sobre el servicio de energía.

8. Sírvase brindar un informe de la ejecución pormenorizada del Plan de Inversiones aprobado por la CREG a Enel.

Se adjunta el “Anexo - Ejecución Plan de Inversiones” publicado el pasado 31 de marzo de 2024, con el cual se garantiza como Operador de Red la transparencia y acceso a la información por parte de los usuarios.



Con respecto al informe de ejecución del plan de inversiones correspondiente al año 2024, aún no está disponible. De acuerdo con la Resolución CREG 015 de 2018, este informe debe ser presentado al regulador (CREG) durante el mes de marzo del año en curso.

9. Sírvase brindar un informe detallado del cumplimiento de los compromisos adquiridos con los municipios de la provincia del Guavio y con el municipio de Mesitas del Colegio, respecto de las afectaciones económicas, sociales y ambientales que la operación de la empresa Enel ha generado en estos municipios.

Por la extensión de la información, adjuntamos el “Anexo – Compromisos El Colegio”.

10. Sírvase informar detalladamente a cuántos clientes de Cundinamarca de Enel se les cobra una tarifa diferencial, toda vez que la red o activos son de propiedad del usuario. Adjuntar la relación de clientes.

No existe diferenciación de tarifas para usuarios que cuenten con las mismas características de nivel de tensión, propiedad, estrato o sector, entre otros. Conforme lo establece la normatividad vigente, las tarifas calculadas y publicadas por Enel Colombia son aplicables a todo su mercado de comercialización, esto es, para todos los usuarios regulados con iguales características atendidos por la Compañía.

Respecto a la remuneración de los activos de nivel de tensión 1 propiedad del usuario, nos permitimos compartir la relación de clientes: 158.215.

11. Sírvase informar detalladamente a cuántas personas de Cundinamarca se les instaló medidor en los cinco últimos años, donde se detalle lo siguiente:

a. A cuántos se les instaló medidor y no se les construyó red porque había red existente cerca al predio.

Entre los años 2020 y 2024, en Cundinamarca se conectaron 146.279 cuentas, para las cuales no hubo necesidad de realizar expansiones de red por existencia de redes cercanas al predio.

b. A cuántos se les instaló medidor y hubo la necesidad de construir red porque no había red cerca al predio. Detallar si la red construida la realizó el cliente-usuario o Enel. Si la red construida la realizó el cliente y/o usuario, favor detallar el valor pagado por Enel por la compra de esos activos. De no haber sido adquiridos por Enel explicar el motivo.

Entre el 2020 y 2024, en Cundinamarca se conectaron 72.755 cuentas, para las cuales hubo necesidad de realizar expansiones de red por falta de redes cercanas al predio, ya sea a cargo del operador de red o a cargo de constructores. En este sentido, nos permitimos aclarar:

A 1.649 usuarios se les realizó expansión individual de red por medio de tres (3) programas existentes en la Compañía:

- Expansión de red a servicios esenciales
- Cundinamarca al 100%
- Energía segura para todos



La Compañía ha realizado pagos por un valor total de \$77.372.852.440 COP por concepto de compra de activos de uso a constructores en Cundinamarca. Estos convenios de reconocimiento se pagan de acuerdo con lo estipulado en la CREG 015 de 2018, según las unidades constructivas que un ejecutor de proyectos construya como red de uso (2 o más clientes).

Por lo anterior, un solo convenio de reconocimiento abarca grupos de más de un cliente (100 usuarios promedio). Este dinero estipulado abarca el 70% de los proyectos de la región y el 30% restante corresponde a proyectos que se encuentran en proceso de legalización de sus activos ante la Compañía.

12. Detallar cuál ha sido la inversión en mantenimiento de la red de baja y media tensión en los municipios de Cundinamarca en los últimos cinco años. Detallar modernización de la infraestructura, utilización de nuevas tecnologías, podas y talas.

Se presenta la información:

Concepto	2020	2021	2022	2023	2024	Total
Mantenimiento Baja y Media Tensión	171.597	178.299	179.072	189.963	194.225	913.156
Modernización infraestructura	268.126	301.608	353.827	467.463	467.326	1.858.349
Podas y talas	12.580	21.885	22.075	20.866	16.857	94.263

13. Detallar cuál ha sido la inversión en ampliación de la cobertura en los últimos cinco años en Cundinamarca.

En los últimos cinco años se ha llevado energía eléctrica a 3.962 nuevas viviendas rurales veredales en el departamento de Cundinamarca, con una inversión realizada por Enel Colombia de 77.695.185.419 COP, discriminada en años:

Año	Inversiones en Cobertura COP
2024	17.753.891.816
2023	16.711.564.488
2022	16.914.332.371
2021	10.444.308.811
2020	15.871.087.933
Total	77.695.185.419

14. Detallar cómo el programa de la gobernación de Cundinamarca y Enel denominado “Cundinamarca al 100” benefició a familias de escasos recursos de la ruralidad del departamento. Detallar cuál fue la inversión, cuántos los beneficiados, quiénes aportaron y si por estas nuevas conexiones hubo una retribución del Estado.



El Programa “Cundinamarca al 100%” es una iniciativa de Enel Colombia que, entre otros fondos, se apoya del proyecto departamental de Cundinamarca denominado “Iluminando Vidas”, liderado por la Secretaría de Minas y Energías Sostenibles. El Programa “Cundinamarca al 100%” se desarrolla desde el año 2016 y tiene como objetivo la universalización del servicio de energía eléctrica en la zona de operación de Enel Colombia, es decir, en los municipios del departamento de Cundinamarca y algunos municipios de los departamentos del Tolima, Meta y Boyacá.

A cierre de 2024, se ha logrado la expansión de red de 6.928 viviendas rurales veredales gracias a las inversiones de Enel Colombia y de apoyos de programas del estado como el Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas Rurales Interconectadas (FAER), el proyecto “Iluminando Vidas” de la Gobernación y últimamente la Gobernación del Meta. Estos fondos son clave para lograr la atención de más viviendas, dado que las inversiones en cobertura no son remunerables en un 100% bajo el esquema regulatorio vigente.

Estas iniciativas permiten que las viviendas rurales puedan acceder al servicio de energía sin que deban invertir tiempo y recursos en el desarrollo de procesos de factibilidad o desarrollar inversiones propias en infraestructura que no suele cumplir con el Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas (RETIE) y en algunos casos, según sea el fondo, ayuda a no incurrir en inversiones asociadas a la conexión al servicio (acometida, medidor e instalaciones internas certificadas) que bajo la ley 142 de servicios públicos deben ser costos a cargo de la vivienda.

Para este último, la Fundación Enel Colombia creó el programa “Mucho más que Energía”, a través del cual se apoya el proceso de conexión, y con el cual se pretende subsidiar a las familias más vulnerables que se atienden por el programa “Cundinamarca al 100%” con los costos de la conexión al servicio. De igual manera, permite una homologación de documentos regulatorios que suelen ser complejos de obtener en las zonas rurales.

En cuanto a contratos/convenios de electrificación rural finalizados y en ejecución durante la vigencia del Programa, se presenta la respectiva inversión, alcance, aportantes y beneficiarios. Los aportes de Enel Colombia se encuentran incluidos dentro de las cifras presentadas en la respuesta al numeral 13.

Año	Convenio	Monto (COP)	Aportante	Beneficiarios	Estado	Alcance
2024	SMEG 033	\$ 2.867.407.979,00	SMEG	201	Ejecución	Electrificación
		\$3.259.608.668,00	ENEL COL			
2023	SMEG 055	\$784.147.381,00	SMEG	99	Liquidado	Electrificación
		\$1.169.740.404,00	ENEL COL			
2023	SMEG 029	\$711.170.579,00	SMEG	81	Liquidado	Electrificación
		\$946.059.859,00	ENEL COL			
2022	SMEG 041	\$2.965.344.883,66	SMEG	147	Liquidado	Electrificación
		\$4.235.344.883,17	ENEL COL			
2022	SMEG 042	\$2.577.492.057,30	SMEG	195	Liquidado	Electrificación
		\$2.043.300.523,00	ENEL COL			
2021	SMEG 017	\$184.849.349,00	SMEG	28	Liquidado	Electrificación



Año	Convenio	Monto (COP)	Aportante	Beneficiarios	Estado	Alcance
		\$202.118.314,00	ENEL COL			
2021	SMEG 038	\$185.740.164,00	SMEG	68	Liquidado	Electrificación
		\$264.222.789,00	ENEL COL			
2019	SMEG 014	\$1.246.506.397,00	SMEG	176	Liquidado	Electrificación
		\$1.347.031.126,00	ENEL COL			
2020	FAER-378	\$3.938.301.482,00	FAER	508	Liquidado	Electrificación
		\$2.625.042.507,00	ENEL COL (1)			Normalización
2021	FAER-709	\$1.616.465.478,00	FAER	154	Liquidado	Electrificación
		\$855.026.742,00	ENEL COL (1)			Normalización
2019	SMEG 001	\$1.801.309.068,00	SGR (2)	178	Liquidado	Electrificación
		\$441.374.479,00	ENEL COL			
2018	SMEG 016	\$141.498.239,00	SMEG	147	Liquidado	Elaboración de Ingenierías
		\$143.412.104,00	ENEL COL			
2016	SMEG 006	\$1.017.140.984,00	SMEG	54	Liquidado	Electrificación
		\$992.332.667,00	ENEL COL			
2016	SMEG 012	\$361.895.127,00	SMEG	37	Liquidado	Electrificación
		\$365.405.100,00	ENEL COL			
2014	SMEG 018	\$482.083.754,00	SMEG	59	Liquidado	Electrificación
		\$707.271.169,00	ENEL COL			

(1) Estos valores no hacen parte del valor liquidado del contrato.

(2) Sistema General de Regalías

Entendiendo como retribución el reconocimiento de las inversiones realizadas en expansión de cobertura, Enel Colombia presenta a la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) un Plan de Expansión Indicativo de Cobertura de Energía Eléctrica (PIEC) para el reconocimiento de las inversiones propias en expansión de cobertura, conforme a lo establecido en la metodología de remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica (Resolución CREG 015 de 2018).

Respecto a la infraestructura que es desarrollada con los fondos del Estado, Enel Colombia presenta ante el Liquidador y Administrador de Cuentas (LAC – XM) la infraestructura propia y la construida con recursos de terceros (recursos públicos) para el reconocimiento de la actividad de Administración, Operación y Mantenimiento (AOM). Esto, ya que es el Operador de Red el encargado de la operación y mantenimiento de los activos de uso que opera para la prestación del servicio, independientemente de la propiedad de los activos.

Adicionalmente, es relevante indicar que las inversiones realizadas en cobertura para los años 2020 y 2021 no han sido reconocidas por la CREG, sin que a la fecha se haya dado alguna señal de aprobación.

15. Detallar cuántos nuevos clientes se han conectado en los últimos cinco años.

La cantidad corresponde a 219.034 cuentas.



16. Por qué barrios como el Paraíso en Villeta Cundinamarca, donde todos los días se va el servicio de energía, no se le busca soluciones o se realizan los trabajos correspondientes para solucionar el problema.

Afectaciones:

Al revisar las afectaciones del barrio Paraíso, se observa que el mayor volumen de ocurrencia de fallas es la provocada por condiciones externas a la red de distribución, las cuales son reestablecidas en un periodo corto de duración (NO DETERMINADA), seguido de trabajos programados (MANTENIMIENTO PREVENTIVO) ejecutados en la zona para la mejora de las condiciones de la red:

Causa	Cantidad de eventos 2024
NO DETERMINADA	66
MANTENIMIENTO PREVENTIVO	36
DEGRADACION MATERIAL	30
ARBOLES	21
DESCARGA ATMOSFERICA (RAYO)	16
NECESIDADES PROPIAS URGENTES	15
FUERZA MAYOR	14
VIENTO	9
LLUVIA	5
FALLO EQUIPO CONTROL	4
OTRAS CAUSAS	10

Duración interrupciones:

La mayor afectación se da por ejecución de trabajos programados (MANTENIMIENTO PREVENTIVO) ejecutados para la mejora de la calidad del servicio, así como, de la caída de árboles de gran altura que se encuentran fuera de la servidumbre sobre las redes de la Compañía (FUERZA MAYOR).

Causa	Tiempo (Horas)
MANTENIMIENTO PREVENTIVO	173,53
FUERZA MAYOR	86,60
NO DETERMINADA	84,42
ARBOLES	70,70
DESCARGA ATMOSFERICA (RAYO)	62,36
DEGRADACION MATERIAL	54,86
VIENTO	18,87
STR DEGRADACION MATERIAL	17,49
NECESIDADES PROPIAS URGENTES	14,15
FALLO EQUIPO CONTROL	10,46
OTRAS CAUSAS	9,19



Trabajos:

Desde el año 2023 se realizan trabajos para mejorar la calidad del servicio en la redes e infraestructuras del Circuito Naranja. Dentro de los trabajos, se resalta:

- Implementación de siete medidas técnicas forestales en la troncal principal del Circuito.
- Instalación de tres nuevos equipos en la red de Media Tensión.
- Tres cambios de cortacircuitos por seccionamiento que presentaban fallas recurrentes.
- Cambio de red (1 kilómetro) de Baja Tensión abierta por trezada.
- Instalación de un nuevo transformador en el barrio el Paraíso.
- Construcción de dos nuevas suplencias.

Por parte del área de Alta Tensión, en el año 2024 se realizó la normalización y cambio de equipos en la Subestación Terrazas para mejorar la confiabilidad de los circuitos.

Al cierre del 2024 se tuvo una ejecución de 2.349 intervenciones forestales.

17. Por qué existen barrios en Villeta como el barrio El Jardín, San Jorge, San Pacho, donde las redes de media tensión pasan por encima de las casas. Dónde está el cumplimiento de la norma RETIE.

Si bien el Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas (RETIE) indica que debajo de las redes Media y Alta Tensión no se deben construir viviendas, en ocasiones algunos desarrollos urbanos no le dan cumplimiento. Normalmente estas viviendas se construyen después de que las redes hayan sido ubicadas.

18.Cuál es el plan de contingencia o suplencias que tiene Enel en Cundinamarca cuando una red de transmisión falla. Caso puntual, cuando la red de transmisión de Facatativá-Villeta falla, se quedan alrededor de 12 municipios sin energía.

La línea de transmisión Facatativá - Villeta es una de las pocas líneas radiales que tiene Enel Colombia, pero trabajamos en nuestros planes de inversión para lograr un anillo cerrado. La contingencia ante la salida de esta línea está basada en dar suplencia automática a más de 20 circuitos por Media Tensión.

19. ¿Por qué Enel descargó en las administraciones municipales de Cundinamarca la responsabilidad que le asiste para las PQR? Lo anterior, debido a que Enel no tiene oficinas de atención al cliente en el área o municipio donde presta el servicio. ¿Las administraciones municipales tienen en muchos casos que recepcionar las inquietudes de los usuarios a veces con personal no capacitado y transmitírselas a la empresa?

Enel Colombia cuenta con diferentes alternativas de atención, las cuales buscan facilitar al cliente la gestión de sus trámites. Frente a las alternativas de atención presencial, la Empresa también programa de manera mensual jornadas de atención móvil, en las que se atienden a los clientes que prefieren hacer sus trámites a través de este canal desde sus municipios. Las oficinas de atención hacen parte de un portafolio integral de canales enfocados en dar respuestas resolutivas en primer contacto y en cumplimiento de los tiempos



de ley, garantizando el proceso de recepción y atención de peticiones de los clientes en todos los municipios de Cundinamarca. En el portafolio habilitado contamos con canales no presenciales y presenciales:

- 22 Centros de Servicio
- 9 Oficinas Satélite (5 con fecha de próxima apertura)
- 50 Oficinas Virtuales en Cundinamarca, desde donde los clientes se pueden contactar sin ningún costo con un asesor de servicio para gestión cualquier tipo de trámite.
- [Formulario para PQRs https://www.enel.com.co/es/personas/servicio-al-cliente/radicaciones.html](https://www.enel.com.co/es/personas/servicio-al-cliente/radicaciones.html) - [Recepción de formularios 7 x 24](#)
- Elena, Asistente Virtual con paso asesor en el WhatsApp 316 890 60 03 - Atención con agente de lunes a viernes de 8:00 am a 5:00 pm.
- [Chat de Servicio en https://www.enel.com.co/es/personas/chat-de-atencion.html](https://www.enel.com.co/es/personas/chat-de-atencion.html) Atención con agente de lunes a viernes de 8:00 am a 5:00 pm.
- App Enel Colombia, disponible para Android y iOS - Atención 7 X24, formulario de atenciones y chat con asesor de lunes a viernes de 8:00 am a 5:00 pm.
- Redes Sociales X @Enelclientesco / Facebook: EnelColombia - Atención 7 X24
- En cumplimiento del Decreto 1166 de 2016, que reglamenta el Derecho de Petición Verbal, también se encuentran habilitados los canales telefónicos para la recepción de las solicitudes:
Línea de servicio 601 5 115 115. Atención 7 X24 para emergencias y de lunes a viernes de 7:00 am a 5:00 pm para temas relacionados con factura.
Línea Gratuita Nacional 01 8000 912 115 - Atención 7 X24
Línea de emergencias 115 - Atención 7 X24.

La información de los canales y las jornadas móviles de atención, se comparte continuamente a través de los canales propios de la Compañía, tales como la factura de energía, redes sociales o página web, y también con las administraciones, líderes de la comunidad así como órganos de control de los municipios para promocionarlos constantemente en los territorios.

ADICIONALMENTE A LOS REQUERIMIENTOS DESARROLLADOS ANTERIORMENTE:

1. Si bien es claro que la empresa Enel Colombia S.A ESP viene desarrollando inversiones para modernizar el Sistema de Transmisión, Comercialización y Distribución de energía en el departamento, explique los planes de inversión propuestos en Cundinamarca para los próximos cinco años, en el que se mencionen las actividades y componentes principales, los sectores y municipios a intervenir en su cronograma.

Enel Colombia mantiene continuo desarrollo de inversiones enfocadas en la renovación de redes existentes y la construcción de nueva infraestructura, con el fin de robustecer y flexibilizar la infraestructura eléctrica para ofrecer continuidad en la prestación del servicio, garantizar que la creciente demanda de energía sea cubierta e impulsar el desarrollo industrial, urbanístico, institucional y comercial.

Se presenta el plan de inversiones y el cronograma a 5 años, y las principales actividades que lo componen con una descripción de cada una.



Plan de Inversiones a 5 años (Valores en Millones \$Cop)

Plan de inversiones	2025	2026	2027	2028	2029
Atención Demanda	239,642	297,498	215,459	259,647	261,918
Calidad de Servicio	151,282	149,511	111,032	142,080	143,323
Mantenimiento	214,514	193,052	138,645	188,443	190,092
Total general	605,439	640,060	465,136	590,169	595,333

a. Atención de la Demanda:

Modernización y expansión de la infraestructura eléctrica para responder al creciente consumo de energía en la región. Estos proyectos son esenciales para satisfacer las necesidades de nuevos desarrollos residenciales, urbanísticos y la demanda industrial. Incluyen la ampliación de la capacidad de las redes y subestaciones existentes, así como la instalación de nueva infraestructura eléctrica para asegurar de manera eficiente y confiable el aumento en la demanda de energía. Estas iniciativas son fundamentales para apoyar el desarrollo sostenible y el crecimiento económico de Cundinamarca.

b. Calidad de Servicio

El principal foco de esta actividad es robustecer las redes para hacerle frente a los efectos adversos que generan los eventos externos producidos por el cambio climático y cuyo impacto es significativo en términos de continuidad del servicio o estado de la red.

Para fortalecer la red eléctrica se utilizan tecnologías y estrategias que permiten identificar y aislar automáticamente las fallas, redirigir la energía para evitar interrupciones y restaurar el servicio de manera eficiente. Esto ayuda a minimizar el impacto de los cortes de energía en las comunidades y a garantizar acceso continuo a la electricidad.

c. Mantenimiento

Este plan de inversión tiene como objetivo principal asegurar la correcta operatividad y conservación de la infraestructura eléctrica de Alta, Media y Baja Tensión, garantizando un alto nivel de confiabilidad, calidad y disponibilidad frente a cualquier contingencia que pueda surgir en la red.

Los municipios de Cundinamarca se han agrupado por provincias. Se presenta el plan de inversiones por provincia.

Plan de inversiones a 5 años por Provincia (Cifras en Millones \$Cop)

Provincia	2025	2026	2027	2028	2029
Almeidas	30,855	45,752	67,028	49,554	49,988
Alto Magdalena	32,711	23,417	10,661	23,043	23,244
Bajo Magdalena	17,365	12,788	20,437	17,453	17,606
Gualivá	46,696	43,791	19,865	38,071	38,405
Guavio	28,892	37,500	22,410	30,637	30,905
Medina	29,406	12,003	10,661	17,964	18,121
Oriente	14,309	12,003	11,020	12,879	12,992
Rionegro	12,620	20,408	22,120	19,026	19,193



Provincia	2025	2026	2027	2028	2029
Sabana Centro	135,097	69,787	35,275	82,855	83,580
Sabana Occidente	105,902	228,739	183,186	178,650	180,213
Soacha	29,739	49,939	18,107	33,736	34,031
Sumapaz	23,887	15,911	13,127	18,259	18,419
Tequendama	53,140	56,018	17,035	43,537	43,918
Ubaté	44,820	12,003	14,205	24,504	24,719
Total	605,439	640,060	465,136	590,169	595,333

2. Explique los planes de mantenimiento de las diferentes redes en el departamento, así como la metodología de implementación y los protocolos para informar a la comunidad en general, puesto que la mayoría de la población no los conoce y existen muchos cortes del servicio por este concepto que afecta la economía y el desarrollo de los municipios.

Las actividades de mantenimiento están definidas y estructuradas por medio de políticas e instructivos que buscan el correcto mantenimiento de los activos. Allí se definen las pautas para su gestión, periodicidad y alcance. Estas actividades se clasifican en:

Mantenimiento Predictivo: Son inspecciones visuales o instrumentales realizadas en la red eléctrica para monitorear su estado. Las inspecciones están divididas en:

Inspecciones periódicas: Llevadas a cabo con periodicidad definida de acuerdo con los requerimientos técnicos y/o restricciones legales.

Inspecciones sobrevenidas: Son llevadas a cabo siguiendo reportes, o sistema de monitoreo remoto de la red, que permiten guiar sobre situaciones críticas de la instalación.

Mantenimiento periódico: Actividades llevadas a cabo acorde al tiempo de plan establecido, sobre las bases de criterios unificados, estándares técnicos, restricciones legales y especificaciones de fabricantes.

Mantenimiento a condición: Actividades sobrevenidas llevadas a cabo acorde a la ocurrencia de un fallo o señales de advertencia de posible mal funcionamiento de equipos o activos. Se incluyen las tareas para resolver las anomalías detectadas en el mantenimiento predictivo.

Mantenimiento correctivo: Atención y reparación de las fallas que afectan la operación del sistema eléctrico en el menor tiempo con un recurso asignado las 24 horas del día.

Finalmente, Enel Colombia cuenta con diferentes medios para informar a la comunidad las intervenciones en la infraestructura eléctrica que generan suspensión del servicio (cortes programados).

- A través de la página de Enel Colombia <https://www.enel.com.co/es/personas/mantenimientos-programados.html>, desde un computador o a través de la app en la sesión corte programados donde se puede realizar búsqueda por municipio o número de cuenta.

- A través de Emisora JAZMAR estéreo dial 101.3 FM



- Para clientes inscritos en la app de Enel Colombia, por mensaje de texto al número autorizado por el cliente.

3. Explique la problemática generada en el departamento con los proyectos estratégicos de modernización de las redes de distribución y los nuevos circuitos propuestos para mejorar el servicio y cuáles son las acciones desarrolladas con las comunidades y administraciones municipales para resolverlas. Ejemplos como el nuevo circuito Medina y Paratebueno, circuito del Sumapaz, Subestación Villeta en Guaduas que beneficiará el Gualivá, Subestación de Sabana Centro, entre otros.

Contexto y necesidad:

Actualmente, algunos clientes de Enel Colombia en los municipios de Medina, Paratebueno, Ubalá y Cabuyaro reciben energía de un circuito de media tensión proveniente de la Subestación Eléctrica Cumaral, propiedad de EMSA (Electrificadora del Meta). Este circuito es muy largo, lo que ocasiona afectaciones en el servicio por sobrecargas o fallas.

Para mejorar la calidad y confiabilidad del servicio, Enel Colombia propuso la construcción de un nuevo circuito de media tensión aéreo, con tecnología de última generación:

- Red compacta, 100% aislada y amigable con el medioambiente.
- Longitud aproximada de 55 km y nivel tensión de 34,5 kV.
- Iniciaría en la Subestación Eléctrica Medina y seguirá, en su mayoría, por el espacio público de la vía Medina-San Pedro de Jagua-Mámbita.
- Finalizará en la Subestación Eléctrica Mámbita de Ubalá.

Beneficios de la obra:

- Inversión de \$22.000 millones de pesos.
- Más de 20.000 habitantes de la región se verían beneficiados.
- Reducción de tiempos de restablecimiento del servicio en casos de contingencias o fallas, gracias a suplencias o circuitos auxiliares.
- Mantenimientos más rápidos debido a la facilidad de acceso a la nueva infraestructura.
- Generación de empleo local, impulsando el desarrollo económico de las comunidades del área de influencia.

Tanto la Subestación Medina como la Subestación Mámbita son propiedad de Enel Colombia. Ambas han sido modernizadas y ampliadas recientemente, asegurando fuentes de alimentación energética confiables para los clientes de estos municipios.

Permisos y socializaciones previas al inicio de construcción:

En 2021 Enel Colombia tramitó los permisos necesarios para la construcción del proyecto, luego de desarrollar todos los estudios y diseños técnicos:

- Permiso de ocupación de espacio público y derecho de vía, otorgado mediante la Resolución No. 083 del 21 de junio de 2021 por la Secretaría de Movilidad y Transporte de la Gobernación de Cundinamarca.



- Resolución 25839-21-1011 del 21 de agosto de 2021, emitida por la Alcaldía de Ubalá.

Antes del inicio de las actividades, se realizaron socializaciones del proyecto con las comunidades y autoridades locales:

- 12 de julio de 2021: reunión con el alcalde y el secretario de planeación y servicios públicos del municipio de Medina.
- 20 de agosto de 2021: reunión con el alcalde y el comité de gestión de riesgos del municipio de Ubalá.
- 17 de septiembre de 2021: reunión con un representante del concejo municipal, el presidente de Asojuntas y habitantes de la vereda San Luis Bajo en Ubalá.

Construcción y trazabilidad del proyecto:

En septiembre de 2021 tras obtener los permisos y realizar las socializaciones, se inició la construcción. Sin embargo, miembros de la comunidad y la Alcaldía de Ubalá se opusieron, argumentando riesgos en la movilidad e inquietudes respecto a las distancias de instalación, lo que llevó a la suspensión del permiso mediante la Resolución 237 del 4 de diciembre de 2021. Para ese momento ya se habían instalado 240 postes y 7 kilómetros de red.

En respuesta, Enel Colombia radicó un Informe de Control Operativo el 15 de febrero de 2022, a través del consecutivo 2022017819. Se realizó una reunión con la Secretaría de Movilidad de Cundinamarca el 23 de marzo de 2022 para establecer compromisos y retomar el proyecto. El 29 de abril de 2022 se entregó un informe concerniente al Mejoramiento de Señalización y Retiro de Escombros, Cumplimiento al Plan de Manejo de Tránsito, Plan de Mejoramiento de Huecos y Postería sobre la Berma y Actividades de Obstrucción de Desagües y Filtros. Finalmente, el 28 de junio de 2022 la suspensión fue levantada mediante la Resolución 068.

Con el objetivo de continuar la construcción, luego de la suspensión, nuevamente se adelantaron espacios de socialización con las autoridades y comunidades:

- 12 de enero de 2022: reunión con el comité de gestión de riesgos y comunidad de Ubalá.
- 18 y 19 de julio de 2022: reuniones con autoridades y líderes de Medina.

Sin embargo, aún sin haber reiniciado actividades constructivas, el 29 de agosto de 2022 la Secretaría de Movilidad volvió a suspender el permiso con la Resolución 103. En respuesta, el 12 de septiembre de 2022 Enel presentó un Recurso de Reposición bajo radicado con No 2022097433. En atención al mismo, el 23 de noviembre de 2022 la suspensión fue levantada parcialmente mediante la Resolución 151, pero se exigió el desplazamiento de 67 postes de los ya instalados.

Para su cumplimiento, se organizó un cronograma de actividades para socializar esta nueva resolución, radicándolo el 27 de diciembre de 2022, mediante comunicación 2022143677.

- 25 de enero de 2023: reuniones en San Pedro de Jagua y con Juntas de Acción Comunal de Medina.
- 26 de enero de 2023: reunión con actores sociales de Paratebueno.



A pesar de cumplir con todos los requerimientos, la comunidad impidió la continuidad del proyecto y se presentaron actos de vandalismo y hurto sobre el cableado y las estructuras ya instaladas. Ante la situación, el 16 de febrero de 2023 la Compañía solicitó apoyo de las Secretarías de Minas, Movilidad y Gobierno de Cundinamarca para acompañar las socializaciones con la comunidad y Alcaldías.

El 28 de septiembre de 2023 se realizó reunión con la comunidad de San Pedro de Jagua, en la que se contó con la participación del secretario de Minas y Energía, representante de la Secretaría de Movilidad, Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios y alcaldes de los Municipios de Medina y Paratebuena. En este espacio la comunidad manifestó que se debían retirar los postes instalados y solicitaban que los mismos fueran reubicados en predios privados, pagando servidumbre, lo que inviabilizaba totalmente el proyecto.

El 15 de noviembre del 2023 se visitó por parte de Enel el proyecto con el objetivo de revisar el estado actual del cableado instalado. En esta visita el equipo técnico fue abordado por la comunidad en tono agresivo y manifestaron que no podían seguir realizando trabajos. Muy a pesar del apoyo recibido de diferentes autoridades de gobierno, municipales y de control, no se cuenta con el aval de la comunidad para continuar con el desarrollo del proyecto.

4. En cuanto a la mala calidad del servicio por los permanentes cortes del servicio, qué acciones y soluciones han desarrollado respecto a:

a. Medio de comunicación a la comunidad en general, para informar cortes programados o fortuitos del servicio y sus tiempos estimados de solución.

Enel Colombia cuenta con diferentes medios para informar a la comunidad las intervenciones en la infraestructura eléctrica que generan suspensión del servicio (cortes programados).

- A través de la página de Enel Colombia <https://www.enel.com.co/es/personas/mantenimientos-programados.html>, desde un computador o a través de la app en la sesión corte programados donde se puede realizar búsqueda por municipio o número de cuenta.
- A través de Emisora JAZMAR estéreo dial 101.3 FM
- Para clientes inscritos en la app de Enel Colombia, por mensaje de texto al número autorizado por el cliente.

En cuanto a los tiempos de solución para cortes no programados, dependen del tipo de afectación. Para cortes programados, la información se incluye en los canales mencionados.

b.Cuál es el medio y la relación de comunicación con las administraciones municipales de los 116 municipios, puesto que la mayoría de ellos desconocen mucha información del operador Enel Colombia.

Enel Colombia ha establecido un protocolo para la comunicación con las administraciones de los 116 municipios y otras áreas donde operamos como comercializadores de energía. Se realiza interacción con alcaldes, personeros, Concejos municipales, Juntas de Acción Comunal y Juntas Administradoras Locales, según se requiera.

Contamos con profesionales asignados para atender las solicitudes de las autoridades municipales.



c. Cuál es la metodología para hacer seguimiento a las quejas de cobros excesivos por cambio de medidores, problemas de lectura y cuál es el porcentaje de solución, sin que genere cortes y costo de reconexión.

Cuando un cliente contacta por alguno de los canales para solicitar aclaraciones sobre los cobros cargados en la factura por el cambio de su medidor, nuestro equipo especializado realiza un análisis detallado de los mismos y proporciona una explicación clara sobre la procedencia de estos. Si el cliente no está satisfecho con la respuesta o nuestro asesor considera que se requiere una revisión adicional, el caso ingresa al sistema de gestión de relacionamiento con el cliente (CRM), en el cual se validan los cobros y detalles de éstos y se emite una respuesta que puede confirmar o ajustar los valores cobrados.

Es importante tener en cuenta que los valores en reclamación no generan suspensión del servicio de energía eléctrica ni costos de reconexión asociados. Actualmente el porcentaje de respuesta de estas solicitudes es del 100%.

d. Debido a los cortes permanentes del servicio en todo el departamento existen quejas permanentes de daños de electrodomésticos tanto en lo residencial, comercial, industrial, e institucional. Debido a lo anterior, ¿cuál es el porcentaje de soluciones?

Enel Colombia ha definido desde su sistema integrado de gestión el procedimiento “Atención de Reclamos por Responsabilidad Civil Contractual y Extracontractual”. Tiene como objetivo: “brindar solución a los reclamos efectuados por parte de clientes y no clientes, que versen sobre daños materiales e inmateriales a las personas o a sus bienes muebles o inmuebles, en desarrollo de actividades propias del objeto social de la empresa”. Comprende desde la recepción de la solicitud a través de una petición escrita presentada a través de los diferentes canales de atención, o por reporte de áreas internas, y culmina con la solución y el cierre del caso por cualquier canal dispuesto para tal fin. El proceso inicia con la recepción de la solicitud, el análisis y las validaciones en los sistemas especificados por la Compañía, con la obtención de los insumos necesarios y finaliza con la respuesta de fondo dentro del término previsto en el artículo 158 de la Ley 142 de 1994.

Para realizar la reclamación ante la Empresa por un daño ocasionado por fallas en la prestación del servicio o eventos que generen algún tipo de afectación, se requiere que el cliente presente su reclamación escrita en cualquiera de los canales de atención. La empresa determina, a partir de los datos reportados por el cliente, si en las fechas indicadas se presentó alguna falla en la red eléctrica que obedezca a la gestión de la compañía, en cuyo caso se confirmará al cliente la responsabilidad de Enel Colombia e iniciará el proceso de reparación/indemnización.

Para los daños de electrodomésticos Enel Colombia trabaja con un socio estratégico experto en el diagnóstico y reparación de equipos, quien visita al cliente, revisa y repara en los casos en los que sea posible. Si dado el tipo de daño la reparación no es viable, inicia el proceso de reconocimiento económico, en el que se solicita al cliente la información y certificados bancarios para realizar el pago.

Esta información se ha socializada en distintos momentos y espacios, y está disponible en nuestros canales de atención. Adjuntamos el “Anexo – Electrodomésticos”.



5. Cuáles son los resultados obtenidos de los compromisos con las comunidades ubicadas en la jurisdicción de las generadoras del Guavio, San Antonio y El Colegio (Central la Guaca y compuerta de Alicachin).

Por la extensión de la información, adjuntamos el “Anexo - Compromisos El Colegio”.

6. Explique qué seguimiento se viene desarrollando en el departamento, con respecto a los fraudes y pérdidas por parte de la industria y el comercio, que afecta la estructura tarifaria del departamento.

Durante el año 2024 Enel Colombia logró mantener las pérdidas de energía en su sistema de distribución mediante un plan de recuperación de 152.142 inspecciones, de los cuales 41.784 correspondían a clientes con tarifa comercial, 21.215 a clientes con tarifa industrial, 2.325 a clientes con tarifa oficial y 86.818 a clientes con tarifa residencial. Esto permitió la recuperación anual de 54.98 GWh de consumo no registrado.

Para esta estrategia se definieron los siguientes pilares de focalización, a través de los cuales se logró para el 2024 el sostenimiento en el índice de pérdidas de 7,51%.

- La utilización de balances de baja tensión mediante la explotación de datos de 16.223 macro medidores, lo que facilitó la realización de barridos y la focalización de clientes específicos.
- El uso de información de 13.358 equipos de medición avanzada con telemedida instalados en clientes de grandes consumos (segmentos comercial e industrial), lo que permitió orientar inspecciones efectivas mediante señales eléctricas, ángulos de fasores y alarmas de manipulación.
- La operación concentrada en 52 circuitos con alta pérdida.

Para el año 2025 se tiene como plan realizar 170.230, con el cual se espera reducir el índice de pérdidas 2 puntos básicos (7,49%) con una recuperación anual 56,3 GWh de consumo no registrado, manteniendo como estrategia la telemedición como mecanismo de monitoreo para grandes clientes consumidores de energía (comerciales e industriales), así como la utilización de balances de energía en Baja Tensión para el control de zonas donde principalmente se ubican Pymes y pequeños comercios.

7. En cuanto a los incrementos del costo del Kv en Cundinamarca, explique lo siguiente:

a. Cuáles son las principales causas que han generado un incremento del precio del kilovatio.

Las Leyes 142 y 143 de 1994 asignan a la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) la función de establecer las fórmulas y las metodologías para el cálculo de las tarifas del servicio de energía eléctrica aplicables a los usuarios regulados, orientadas por los criterios de eficiencia económica, suficiencia financiera, neutralidad, solidaridad y redistribución del ingreso, simplicidad y transparencia.

En desarrollo de esta función, la CREG, mediante la Resolución CREG 119 de 2007, definió la fórmula tarifaria general para permitir a los Comercializadores Minoristas de electricidad, establecer los costos de prestación del servicio a usuarios regulados en el Sistema Interconectado Nacional (SIN). El Costo Unitario de Prestación del Servicio (CU) es el costo económico eficiente de prestación del servicio al usuario final regulado, y resulta de agregar los costos de las actividades de Generación, Transmisión, Distribución, Comercialización, además de considerar las Pérdidas y Restricciones.



De otro lado, por mandato legal la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (SSPD) desempeña las funciones específicas de inspección, vigilancia y control de las entidades que prestan los servicios públicos domiciliarios. En adición, tal como lo señala el Decreto 1369 de 2020, las funciones de la SSPD están orientadas a i) Supervisar el cumplimiento de la regulación por parte de las empresas prestadoras de los servicios públicos domiciliarios de acueducto, alcantarillado, aseo, energía y gas combustible y ii) Proteger los derechos y promover los deberes de los usuarios de estos servicios.

A continuación, nos permitimos compartir un resumen de los principales factores de variación de cada componente, elaborado por la CREG.

Componente	Definición del Componente	Explicación	Factores de Variación.
$G_{m,i,j}$	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. (Resolución CREG 119 de 2007)	1. Los contratos de energía a largo plazo que representan el mayor porcentaje en el total de compras de los comercializadores se indexan principalmente con los Índices de Precios al Consumidor -IPC, y al Productor - IPP. 2. El precio de bolsa varía hora a hora en cada día de acuerdo con las condiciones del mercado.
T_m	Costo por uso del Sistema de Transmisión Nacional, STN, (\$/kWh) para el mes m determinado	Es el valor único para todos los comercializadores con el cual se paga el transporte de energía desde las plantas de generación hasta las Redes de Transmisión Regional, STR. (Resolución CREG 011 de 2009)	1. La actualización se realiza con el Índice de Precios al Productor, IPP. 2. Varía mensualmente por las variaciones en la cantidad de energía transportada en este sistema.
$D_{n,m}$	Costo por uso de Sistemas de Distribución (\$/kWh) correspondiente al nivel de tensión n para el mes m. Los niveles de tensión son 1, 2, 3 y 4. En general, los usuarios residenciales están conectados al nivel 1.	Corresponde al valor que se paga por transportar la energía desde el STN hasta el usuario final a través de los STR y los Sistemas de Distribución Local, SDL. Estos valores se definen por la CREG para cada empresa distribuidora. Dadas las diferencias en el valor de este componente, 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. (Resolución CREG 015 de 2018) (Resolución CREG 058 de 2008)	1. La actualización se realiza con el Índice de Precios al Productor, IPP. 2. Varía mensualmente. 3. Por la creación de las ADD, donde se unificó el cargo se debieron presentar variaciones para los usuarios. (Los que tenían cargos superiores al unificado del ADD tuvieron disminuciones mientras que los que tenían cargos inferiores al del ADD presentaron incrementos).
$Cv_{m,i,j}$	Margen de Comercialización correspondiente al mes m, del Comercializador Minorista,	Remunera los costos variables asociados con la comercialización de la energía, tales como el margen de la actividad, riesgo de cartera, pagos al Administrador del Mercado y al Centro Nacional de	1. La actualización se realiza con el Índice de Precios al Consumidor, IPC. 2. Varía mensualmente.



Componente	Definición del Componente	Explicación	Factores de Variación.
	expresado en (\$/kWh).	Despacho, así como las contribuciones a la CREG y a la SSPD y los costos de atención comercial del usuario. (Resolución CREG 191 de 2014)	
$R_{m,i}$	Costo de Restricciones y de Servicios asociados con generación en \$/kWh asignados al Comercializador Minorista i en el mes m.	Corresponde a los costos de la generación más costosa que debió utilizarse para que el Sistema de Transmisión Nacional opere de manera segura y/o por las limitaciones de su red. (Resolución CREG 119 de 2007)	<ol style="list-style-type: none"> 1. Es variable por cuanto depende principalmente de la magnitud de la indisponibilidad de los activos de transmisión. 2. Varía mensualmente
$PR_{n,m,i,j}$	Costo de compra, transporte y reducción de pérdidas de energía (\$/kWh) acumuladas hasta el nivel de tensión n, para el mes m, del Comercializador Minorista	Corresponde al costo reconocido de pérdidas de energía que por razones técnicas o no técnicas se pierden tanto en el STN como en los STR y SDL; así como los costos de los programas de reducción de pérdidas no técnicas que se realicen por Mercado de Comercialización. (Resolución CREG 119 de 2007) (Resolución CREG 015 de 2018)	<p>Variará por empresa de acuerdo con el costo aprobado.</p>

Fuente: Comisión de Regulación de Energía y Gas.

De acuerdo con lo anterior, se puede concluir que las variaciones que se presentan en cada uno de estos componentes, y por ende en la tarifa final, obedecen principalmente al comportamiento de los indicadores macroeconómicos IPP e IPC, cambios en la demanda nacional, costos de los combustibles, disponibilidad del agua y condiciones técnicas propias del sistema eléctrico nacional.

De otro lado, en abril de 2020, las autoridades del sector establecieron medidas transitorias para mitigar el impacto de la pandemia por la COVID-19, en todo lo relacionado con los servicios públicos. Una de dichas medidas fue la aplicación de la opción tarifaria en el servicio de energía eléctrica a partir de abril de 2020. La Opción Tarifaria es un mecanismo a través del cual se busca reducir el impacto para los usuarios de los incrementos abruptos en la tarifa mediante la acumulación de saldos que son pagados posteriormente por el usuario a lo largo de un mayor período de tiempo. En 2020, este mecanismo fue activado por las autoridades del sector y su aplicación fue de carácter nacional.

De otro lado, Enel Colombia se acogió a las medidas regulatorias voluntarias expedidas por el Gobierno Nacional para el período 2022-2023, las cuales limitaron los incrementos tarifarios a los usuarios del servicio de energía eléctrica, conforme a las disposiciones contenidas en la resolución CREG 101 027 de 2022, modificada por la resolución CREG 101 031 de 2022.

Finalmente, es importante mencionar la decisión de Enel Colombia de acogerse a las medidas de modificación tarifaria de mutuo acuerdo incorporadas en la Resolución CREG 101 028 de 2023, por tanto, a partir de enero de 2024 dimos por finalizada la aplicación de la opción tarifaria e iniciamos el traslado en tarifa del componente asociado a la recuperación de saldos, conforme los lineamientos establecidos en la citada Resolución. Vale la pena mencionar, que dicho traslado en tarifa finalizó el pasado mes de diciembre



de 2024, para los usuarios conectados a los niveles de tensión 1 y 4, principalmente usuarios residenciales y se espera finalizar en el 2025 para los usuarios de los niveles de tensión 2 y 3, principalmente industriales y comerciales.

b. Explique por qué Cundinamarca y Bogotá tienen que solidariamente asumir gran parte de las insuficiencias y pérdidas del mercado, de otras del país, cuál es el peso que tiene este concepto en la estructura tarifaria que hoy opera Enel Colombia.

Dado que en el país existen cargos de distribución diferentes para cada Operador de Red (OR), el Ministerio de Minas y Energía estableció a través del Decreto 388 de 2007, reglamentado a través de la Resolución CREG 058 de 2008, la conformación de Áreas de Distribución de Energía Eléctrica (ADD) con el objetivo de que todos los usuarios dentro de una misma ADD paguen un único cargo de distribución. Como consecuencia, el cargo de Distribución que pagan los usuarios no corresponde al cargo aprobado al OR que presta el servicio, sino el resultante de la unificación de los cargos de los diferentes sistemas de distribución al interior de una misma ADD. Esta unificación de cargos tiene asociados unos impactos de cara a las tarifas que pagan los usuarios, esto es, aquellos OR que con cargos superiores al cargo unificado ADD, presentan disminución en sus tarifas, mientras que los OR que cuentan con cargos de distribución inferiores al de la ADD, presentan incrementos en sus tarifas, como consecuencia de esta decisión por parte del Gobierno.

Actualmente existen cuatro Áreas de Distribución (ADD) en Colombia: Oriente, Occidente, Centro y Sur. La mayor parte de los OR forman parte de alguna de éstas. En el caso de Enel Colombia, pertenecemos a la ADD Oriente, junto con los OR de Boyacá, Huila y Arauca. A través de la Resolución MME 40227 de 2022, Tolima ingresó a la ADD Oriente a partir de agosto 2022. Este esquema ha tenido impactos negativos para todos los usuarios de Bogotá y Cundinamarca, para quienes este cargo unificado ha representado en el último año un aumento de su tarifa de cerca 42\$/kWh. Así, usuarios de estratos socioeconómicos bajos de nuestra región, terminan beneficiando a todos los usuarios de los otros OR que hacen parte de esta ADD, incluso a usuarios de estratos altos, lo cual desnaturaliza la esencia de la redistribución de ingresos.

Desde Enel Colombia hemos sugerido desmontar gradualmente el esquema de ADD con el fin de aliviar las tarifas de distribución que pagan los usuarios de Bogotá y Cundinamarca, contribuir en un esquema de subsidios correctamente focalizados, permitir que el principio tarifario de eficiencia oriente las inversiones y se den los correspondientes traslados de costos a los usuarios, garantizando que las empresas cuenten con señales económicas claras y transparentar la información entre OR y sus usuarios.

Esperamos de esta manera haber atendido las inquietudes planteadas.

Cordialmente,

PILAR JARAMILLO VILLAMIZAR
Jefe de Relaciones Institucionales
Colombia y Centroamérica
ENEL COLOMBIA