

RESOLUCIÓN ERSEP N°2857/2024

AUDIENCIA PÚBLICA

Córdoba, 13 de Febrero de 2025

**SOLICITAMOS SEA TRATADO Y APROBADO
EN ESTA AUDIENCIA PUBLICA**

LOS SIGUIENTES PUNTOS SOLICITADOS A SABER:

“1.- RESPECTO DEL APARTADO 2DO. DEL ARTÍCULO 1RO. DE LA REFERIDA RESOLUCIÓN DEL ERSEP, RATIFICAMOS LO SOLICITADO EN OPORTUNIDAD DE AUDIENCIAS PÚBLICAS ANTERIORES, EN LA NECESIDAD DE SOSTENER EL ACTUAL MECANISMO DE ADECUACIÓN PERIÓDICA DE TARIFAS, POR ACTUALIZACIÓN DEL VAD, EN EL OBJETIVO DE CONSERVAR LA ECUACIÓN DE EQUILIBRIO ECONÓMICA-FINANCIERA DE LAS COOPERATIVAS QUE REPRESENTAMOS”

RES GRAL ERSEP NRO	VIGENCIA	PERIODO RECUPERO DE COSTOS
05/2024	1 DE FEBRERO 2024	REMAN. 4TRO TRIMESTRE 2023 Y ENERO 2024
101/2024	1 DE AGOSTO 2024	FEBRERO A JUNIO 2024
129/2024	1 DE NOVIEMBRE 2024	JULIO A SEPTIEMBRE 2024
145/2024	1 DE DICIEMBRE 2024	OCTUBRE 2024
159/2024	1 DE ENERO 2025	NOVIEMBRE 2024
09/2025	1 DE FEBRERO 2025	DICIEMBRE 2024

- ✓ **ESTA MODALIDAD HA PERMITIDO LA SOSTENIBILIDAD DE LOS SERVICIOS PÚBLICOS DISMINUYENDO EL PLAZO ENTRE EL MOMENTO DE REVISIÓN POR AUMENTO EN LOS COSTOS DE LOS SERVICIOS Y EL RECONOCIMIENTO EN LOS CUADROS TARIFARIOS**
- ✓ **GARANTIZANDO CON ELLO LA CONTINUIDAD DE LOS SERVICIOS, AUTOPRESTADOS POR LOS USUARIOS COOPERATIVOS**

“2.- ASIMISMO, Y CONTINUANDO CON EL TEMARIO PREVISTO EN EL APARTADO 2DO, DEL ARTÍCULO 1RO. DE LA REFERIDA RESOLUCIÓN DEL ERSEP, SOLICITAMOS LA REVISIÓN DEL MECANISMO DE CÁLCULO PASS THROUGH, INCORPORANDO EN SU FÓRMULA DE DETERMINACIÓN SITUACIONES PARTICULARES DE LOS MERCADOS EN JURISDICCIÓN DE COOPERATIVAS, FUNDAMENTALMENTE LA RURALIDAD Y ESTACIONALIDAD, ASÍ COMO CARACTERÍSTICAS PROPIAS DE SU INFRAESTRUCTURA DE DISTRIBUCIÓN”

SE SOLICITA CONTINUAR CON LA APLICACIÓN DEL MECANISMO DE *PASS THROUGH* (ACTUALMENTE VIGENTE), QUE PERMITE EL TRASLADO DE:

- ✓ **TODA VARIACIÓN DE LOS PRECIOS Y COSTOS DE COMPRA DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA Y POTENCIA**
- ✓ **TRANSPORTE Y OTROS COSTOS ASOCIADOS**
- ✓ **CONSIDERANDO LOS ÍNDICES DE PÉRDIDAS Y FACTORES DE CARGA CORRESPONDIENTES**

SIN EMBARGO, PARA LOS CASOS QUE SE VERIFIQUEN LAS SIGUIENTES CONDICIONES:

- ✓ **COOPERATIVAS CON MERCADOS ESTACIONES EN LOS QUE SE VERIFICAN SITUACIONES DE DEMANDAS IMPORTANTES DE POTENCIA QUE NO SE ACOMPAÑAN DE SUFICIENTES REGISTROS DE CONSUMOS DE ENERGÍA**
- ✓ **MERCADOS PREPONDERANTEMENTE RURALES, CON EXTENSAS REDES DE DISTRIBUCION EN MEDIA TENSIÓN, EN DICHAS ÁREAS DE PRESTACIÓN**

SIN EMBARGO, PARA LOS CASOS QUE SE VERIFIQUEN LAS SIGUIENTES CONDICIONES:

- ✓ **COOPERATIVAS QUE TIENEN EN SU SISTEMA DE DISTRIBUCION DOBLE TRANSFORMACION EN MEDIA TENSION**
- ✓ **PARTICULARES DE MERCADO Y SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN**

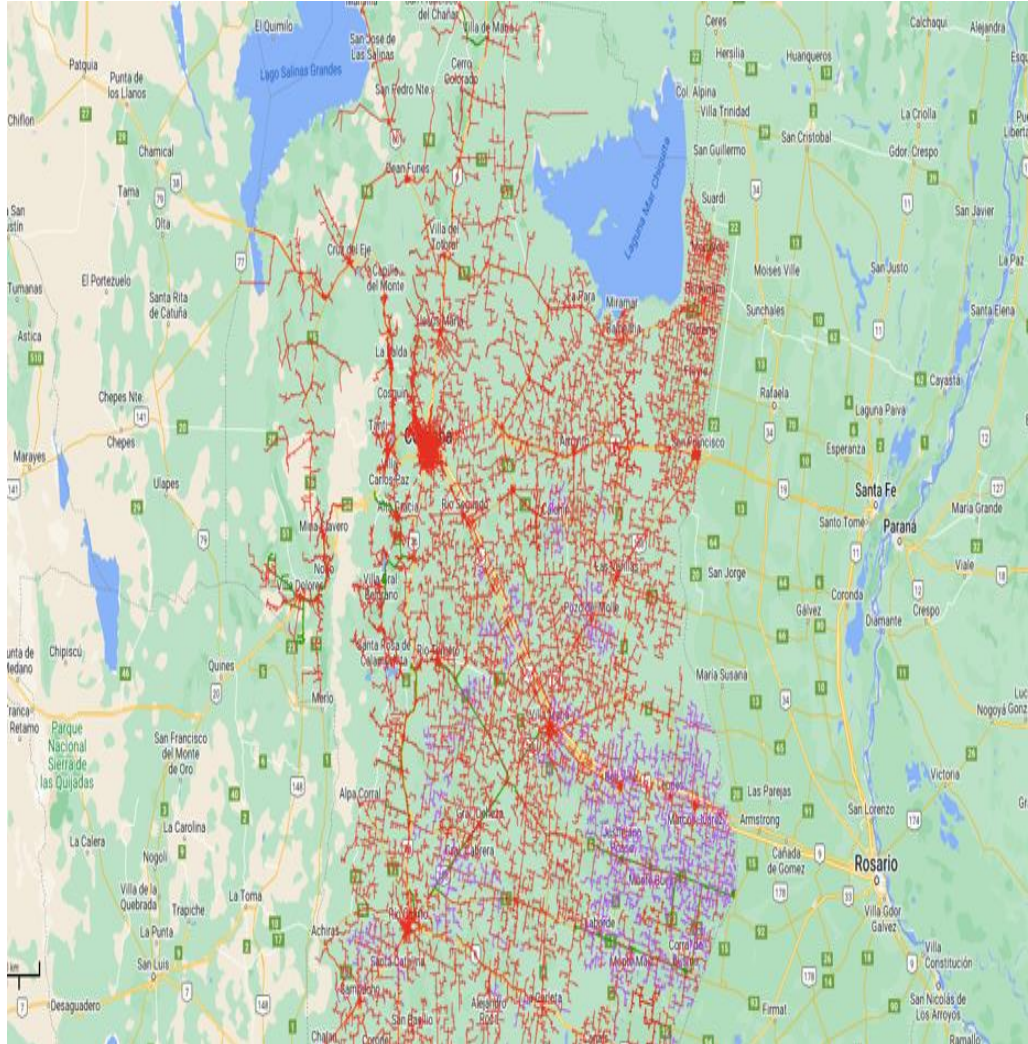
SE SOLICITA:

- ✓ EL DESARROLLO E IMPLEMENTACIÓN DE UNA FÓRMULA PARTICULAR DE CÁLCULO DE LOS VALORES DE *PASS THROUGH*
- ✓ A APLICAR SOLO PARA LAS COOPERATIVAS QUE CUMPLAN CON ALGUNA DE LAS CONDICIONES ANTES INDICADAS
- ✓ PARA PERMITIR UN TRASLADO A TARIFAS QUE HABILITE EL PLENO RECUPERO DE LOS MAYORES COSTOS DE COMPRA DE LA ENERGÍA

“3.- RESPECTO DEL APARTADO 4TO, DEL REFERIDO ARTÍCULO 1RO, DE ESTA RESOLUCIÓN DEL ERSEP, CONTEMPLAR LA VIGENCIA Y HABILITACIÓN DE ACUERDOS ENTRE USUARIOS Y DISTRIBUIDORAS COOPERATIVAS, CON ANTELACIÓN A LA FIJACIÓN DE UNA TARIFA PARA USUARIOS DISPERSOS”

EL PEDIDO DE ESTE PUNTO, PARA SER TRATADO EN ESTA AUDIENCIA PUBLICA, PRETENDE REITERAR LO MANIFESTADO EN LA AUDIENCIA PÚBLICA DEL 4 DE JULIO DE 2023, ATENDIENDO QUE SE MANTIENEN LOS ARGUMENTOS SOSTENIDOS EN LA MISMA, QUE SINTÉTICAMENTE REFLEJAMOS A CONTINUACIÓN

- ✓ **LA DETERMINACIÓN DE TARIFAS UNICAS PARA USUARIOS DISPERSOS REMOTOS SIN ACCESO A LA RED, ARROJARÁ RESULTADOS DISPARES ENTRE LAS COOPERATIVAS**
- ✓ **LAS DIFERENTES ZONAS GEOGRAFICAS QUE ATIENDEN LAS COOPERATIVAS, CONLLEVAN COSTOS DE SERVICIOS UNICOS Y PARTICULARES**
- ✓ **LAS CONDICIONES DE PRESTACION DEL SERVICIO DE MANTENIMIENTO, CONLLEVARÁN COSTOS DIFERENTES PARA CADA COOPERATIVA**
- ✓ **LAS INSTALACIONES AISLADAS DE RED CUENTAN CON COMPONENTES QUE NO ESTÁN TOTALMENTE ESTANDARIZADOS**



- ✓ **OBSERVANDO LA DISTRIBUCIÓN DE REDES DE DISTRIBUCIÓN EN LA PROVINCIA SE PUEDE VER QUE LAS COOPERATIVAS CON MAYORES POSIBILIDADES DE SUMAR USUARIOS DISPERSOS SON AQUELLAS CON MENOR ESCALA, QUE CUENTAN CON BAJOS RECURSOS PARA DESIGNAR FONDOS A ESTA NUEVA TAREA**

- ✓ **LOS COSTOS DE PRESTACIÓN DEL SERVICIO DE MANTENIMIENTO SON VARIABLES SEGÚN FACTORES COMO DISTANCIA A LA INSTALACIÓN, NECESIDAD DE PODA FRECUENTE O DE LIMPIEZA POR POLUCIÓN DEL LUGAR, LO QUE REQUIERE LA CELEBRACIÓN DE ACUERDOS PARTICULARES**
- ✓ **ALGUNAS COOPERATIVAS ESTÁN DESARROLLANDO PROYECTOS RENOVABLES DE GENERACIÓN COMUNITARIA, LO QUE PERMITIRÁ SUMAR EXPERIENCIAS Y CAPACITAR AL PERSONAL CON POSIBILIDADES DE REALIZAR ACUERDOS VOLUNTARIOS DE MANTENIMIENTO EN ALGUNAS ZONAS**

- ✓ **ANTES DE DEFINIR TARIFAS UNICAS ES NECESARIO ACORDAR LOS REQUISITOS TÉCNICOS A SOLICITAR DURANTE LA FACTIBILIDAD, COMO EQUIPOS A INSTALAR, SI SE PERMITIRÁ LA CONEXIÓN DE MÁS DE UN USUARIO, SI HABRÁ DISTRIBUCIÓN INTERNA DE ENERGÍA EN BAJA TENSIÓN, ETC.**

**CONSIDERAMOS QUE SE DEBE CONTEMPLAR LA CELEBRACIÓN
DE ACUERDOS DE PRESTACION PARTICULARES CON CADA
COOPERATIVA**

**LOS CUALES DEBEN TENER EN CUENTA LAS CONDICIONES DE
PRESTACION EN FUNCION DE LAS CARACTERISTICAS PROPIAS DE
CADA SISTEMA INSTALADO, LAS CONDICIONES DE CONTINUIDAD
EN LA PRESTACION DEL SERVICIO, ASI COMO LAS
CARACTERISTICAS GEOGRAFICAS Y CLIMATICAS EN CADA ZONA
DE PRESTACION**

AL IGUAL QUE LO INDICADO EL 04 DE JULIO DE 2023, INSISTIMOS EN LA NECESIDAD DE **LA CELEBRACION DE LOS ACUERDOS DE PRESTACION DEL SERVICIO DE MANTENIMIENTO**, DE MANERA DE PODER REALIZAR EL SEGUIMIENTO DE LOS COSTOS, **PARTIENDO DE LA PROPUESTA DESARROLLADA POR LA AUTORIDAD DE APLICACIÓN PROVINCIAL**, LA QUE SE MEJORARA TENIENDO EN CUENTA LAS CONDICIONES PARTICULARES DEL SISTEMA, LA CONTINUIDAD DEL SERVICIO Y LA OBTENCION EN EL MERCADO DE COMPONENTES QUE DEBAN SER REEMPLAZADOS

“4.- ADHERIMOS PLENAMENTE AL APARTADO 5TO, DEL ARTÍCULO 1RO, DE ESTA RESOLUCIÓN DEL ERSEP”

RESPECTO DE LA DETERMINACIÓN DEL VALOR AGREGADO DE DISTRIBUCIÓN EN LAS TARIFAS A USUARIOS FINALES DE COOPERATIVAS QUE COMPRAN EN ALTA TENSIÓN

ADHERIMOS PLENAMENTE A LA NECESIDAD DE UNA EVALUACIÓN TÉCNICA QUE CONLLEVE A LOS AJUSTES PERTINENTES, QUE GARANTICEN LOS RECURSOS PARA DAR CUMPLIMIENTO CON LOS OBJETIVOS DE:

- ✓ SOSTENIBILIDAD DEL SERVICIO***
- ✓ REPOSICIÓN***
- ✓ CRECIMIENTO VEGETATIVO DE LA DEMANDA***

5 .- Readecuación del concepto y estructura tarifaria vigente, tendientes a la adopción del mecanismo del traslado del VAD al cargo por potencia, para la totalidad de las categorías tarifarias, tendiente al resguardo de la sostenibilidad del servicio y equidad tarifaria para el conjunto de los usuarios, ante la cada vez mayor, participación de las nuevas tecnologías de generación distribuida de energía.-

CATEGORIAS TARIFARIAS SIN MEDICION DE DEMANDA

TARIFA Nº 1 - DEMANDAS RESIDENCIALES	T1.1 (Casas o Departamentos destinados exclusivamente a vivienda, Profesionales, Consumos de Dependencias o Instalaciones de uso colectivo, Reparticiones, Dependencias y Entidades del Estado Nacional, Provincial y Municipal destinadas a vivienda, Servicio provisorio destinado a construcción de vivienda propia unifamiliar)
	T1.2 (Combinada)
	T1.3 (Residencial Estacional)
TARIFA Nº 2 - PEQUEÑAS DEMANDAS GENERALES	T2.1 (General y de Servicios)
	T2.2 (General y de Servicios Estacional)
TARIFA Nº 5 - DEMANDAS RURALES	T5.1 (Rural Residencial)
	T5.2 (Rural General)
TARIFA Nº 6 - GOBIERNO NACIONAL, PROVINCIAL, MUNICIPAL Y OTROS USUARIOS ESPECIALES	T6.1 (Gobierno Nacional, Provincial y Municipal)
	T6.2 (Otros Usuarios Especiales)
TARIFA Nº 7 – ALUMBRADO PÚBLICO	T7.1 (Para suministros en Baja Tensión con Demanda Autorizada de hasta 40 kW)
TARIFA Nº 8 – SERVICIO DE BOMBEO PARA RIEGO	T8.1.1 (Para suministros en Baja Tensión con Cargo Fijo y Variable con tramos horarios Diurno y Nocturno)

Introducción al Cambio Tarifario

Revisión de la Estructura Tarifaria y su Impacto en la Equidad del Sistema

- ✓ **Revisión de la estructura tarifaria vigente:** Ajuste del VAD trasladándolo al cargo por **demanda autorizada** en todas las categorías.
- ✓ **Objetivo:** Garantizar la **sostenibilidad** del servicio y la equidad tarifaria **ante el crecimiento de la generación distribuida**.
- ✓ **Nuevo enfoque:** Cada usuario pagará en función de su **demanda real de red**, evitando distorsiones en la asignación de costos.

Impacto de la Generación Distribuida en la Recuperación del VAD

✓ **Advertencia en 2019:** La Audiencia Pública de 2019 ya alertábamos sobre la pérdida de ingresos del VAD debido al crecimiento de la generación distribuida.

✓ **Situación Actual:**

La reducción del consumo neto de los usuarios prosumidores genera menores ingresos para las distribuidoras, afectando su sostenibilidad.

◆ **Consecuencias:**

❖ **Desbalance en la asignación de costos:** La infraestructura sigue siendo utilizada, **pero con menor aporte** de quienes generan su propia energía.

❖ **Subsidios cruzados :** Los usuarios sin generación distribuida **asumen una mayor carga de costos fijos.**

Solución Propuesta – Modificación Tarifaria

Transición a una Tarifa Basada en Demanda Autorizada

✓ Se propone trasladar la recuperación del VAD al **cargo por demanda autorizada**, reemplazando el modelo basado en consumo de energía (kWh).

Justificación Técnica y Regulatoria

- ◆ **La generación distribuida no elimina** la necesidad de infraestructura de red.
- ◆ **Decreto Provincial N° 132/2019:** Otorga al ERSeP la facultad de definir un esquema tarifario más justo.

Principio Clave

Cada usuario contribuirá equitativamente a la infraestructura según su demanda real, **sin importar su nivel de autogeneración.**

Beneficios del Cargo por Demanda Autorizada

Impacto Positivo del Nuevo Esquema Tarifario

✓ Principales Beneficios

- ◆ **Equidad Tarifaria:** Se elimina el subsidio cruzado entre usuarios tradicionales y prosumidores.
- ◆ **Sostenibilidad Financiera:** Garantiza ingresos estables para mantener la calidad del servicio.
- ◆ **Optimización del Sistema:** Evita sobredimensionamientos y congestión en la red.
- ◆ **Previsibilidad Tarifaria:** Mayor claridad en la estructura de costos, diferenciando demanda autorizada y consumo de energía.

Conclusión

Este modelo asegura que **todos los usuarios aporten proporcionalmente** según su demanda real, promoviendo una tarifa justa y sostenible.

Cómo se Aplicaría el Nuevo Esquema Tarifario

Fases de Implementación

- ✓ **Etapa 1:** Aplicación del cargo por demanda autorizada a los **actuales prosumidores** sin medición de demanda.
- ✓ **Etapa 2:** Incorporación **de nuevos medidores** con medición de demanda **en todas las categorías tarifarias**
- ✓ **Etapa 3:** Expansión del esquema de medición y tarifas con demanda autorizada a todas las categorías tarifarias para una transición equitativa.

Objetivo

Minimizar el impacto en los usuarios y **facilitar la adaptación** a la nueva estructura tarifaria.

✓ **Transparencia y Equidad**

El traslado del **VAD** al **cargo por demanda autorizada** es clave para garantizar **equidad** y **sostenibilidad** del sistema eléctrico.

✓ **Contribución Justa**

Todos los usuarios aportarán **proporcionalmente** a los costos de infraestructura, **sin importar su nivel de autogeneración**.

Solicitud al ERSeP

◆ Implementación **progresiva** del esquema con medidas de acompañamiento.

◆ Garantizar una **transición justa** para todos los usuarios.

Reflexión Final

Un sistema más equitativo y previsible fortalece la **calidad del servicio** y la **sostenibilidad financiera** del sector eléctrico.

6 .- Discusión de procedimientos que definan los niveles y/o parámetros mínimos de seguridad, que deberá cumplir la infraestructura eléctrica existente, librada al servicio, en base a los contemplados en la normativa técnica vigente.- Esto permitirá que las Cooperativas desarrollen planes de adecuación del sistema de distribución a cargo de las mismas, con el objeto de registrar la infraestructura. resguardando la responsabilidad, en cumplimiento de las condiciones mínimas de seguridad de las instalaciones, y posibilitar, asimismo, un correcto estudio y evaluación técnico-tarifaria, resultando en una mejora de los elementos necesarios, para una política regulatoria consistente

Necesidad de Parámetros Mínimos de Seguridad para la Infraestructura Eléctrica

Definición de Niveles Mínimos de Seguridad para Infraestructuras Eléctricas Existentes

- ✓ La infraestructura eléctrica de las cooperativas **fue diseñada bajo distintas normativas** a lo largo del tiempo, lo que ha generado diferencias en seguridad con normativas vigentes.
- ✓ **La urbanización de zonas rurales y la instalación de otros servicios** sobre la red eléctrica han generado **complejidades normativas** que requieren regulación.
- ✓ Es fundamental establecer **parámetros mínimos de seguridad** para garantizar:

- ◆ **Protección de la seguridad pública y operativa.**
- ◆ **Registro ordenado y actualizado** de las instalaciones existentes.
- ◆ **Regularización progresiva** dentro de un **marco normativo claro y unificado.**

Objetivo

Definir una **política regulatoria integral** que contemple el **contexto histórico**, la evolución del sistema eléctrico, condiciones mínimas de seguridad y un **plan de adecuación progresiva.**

Desafíos en la Regulación de Infraestructuras Eléctricas Existentes

Limitaciones del Marco Normativo Actual

- ✓ **Enfoque en nuevas instalaciones:** Las normas vigentes regulan **nuevas infraestructuras**, pero **no contemplan la adecuación de instalaciones existentes.**
- ✓ **Superposición de servicios:** Redes eléctricas existentes han incorporado **telecomunicaciones y alumbrado público**, generando **interferencias operativas** y distintos requerimientos técnicos.
- ✓ **Falta de un marco unificado:** La diversidad de usos y la especificidad de la regulación de cada servicio en particular provoca **confusión en la interpretación normativa de los servicios que utilizan los apoyos de energía eléctrica**, afectando la seguridad y el mantenimiento.

Conclusión

Es imprescindible actualizar la normativa para garantizar una **gestión segura y eficiente** de estas infraestructuras en el contexto actual.

Creación de una Comisión Técnica Especializada

Propuesta: Comisión Técnica para Definir Estándares Mínimos de Seguridad

✓ Se propone la **formación de una Comisión Técnica** para definir, estandarizar y actualizar las **condiciones mínimas de seguridad** en infraestructuras eléctricas existentes.

Objetivos de la Comisión

- ✓ **Unificación normativa:** Consolidar y armonizar **normativas vigentes** para mejorar la seguridad.
- ✓ **Criterios claros:** Redactar resoluciones que establezcan **estándares de seguridad** en redes eléctricas y servicios compartidos (**telecomunicaciones, alumbrado público, etc.**).
- ✓ **Protección integral:** Garantizar la **seguridad de trabajadores y usuarios** en la operación de infraestructuras eléctricas.

Composición de la Comisión

👤 **Organismos participantes:**

- ✓ ERSEP
- ✓ SUPERINTENDENCIA DE RIESGOS EN EL TRABAJO
- ✓ MINISTERIO DE INFRAESTRUCTURA Y SERVICIOS PÚBLICOS
- ✓ COLEGIO DE INGENIEROS ESPECIALISTAS
- ✓ EPEC, FEDERACIONES

Un enfoque multidisciplinario garantizará regulaciones más precisas y aplicables al contexto actual.

Funciones Clave

- ✓ **Análisis normativo:** Evaluación de las regulaciones vigentes, identificando conflictos y vacíos legales.
- ✓ **Elaboración de resoluciones:** Definición de estándares mínimos de seguridad para la infraestructura eléctrica existente, permitiendo la regularización de la totalidad de las instalaciones en servicio.
- ✓ **Supervisión y revisión:** Seguimiento continuo y ajustes normativos según necesidades.
- ✓ **Plan de adecuación:** Una vez definidos los ajustes normativos, la Cooperativa presentará un relevamiento de todos los bienes en servicio. Para aquellas instalaciones que no cumplan con la normativa aprobada, deberá desarrollar un plan de adecuación a la misma, garantizando el registro de las instalaciones existentes junto con el plan y el plazo de adecuación, en función de los recursos propios y los aportados por el sistema.

- ◆ **Mayor seguridad** en redes eléctricas e infraestructuras con servicios integrados.
- ◆ **Facilitación de la integración** con sectores como telecomunicaciones y alumbrado público.
- ◆ **Optimización de recursos** y mejora en la planificación del mantenimiento.
- ◆ **Claridad normativa**, reduciendo riesgos e incertidumbre en la interpretación de regulaciones.
- ◆ **Determinación del costo de capital** de las instalaciones en servicio **para un estudio tarifario más preciso.**

Solicitud

Se solicita al **ERSeP** su respaldo para la creación e implementación de esta **Comisión**, fundamental **para fortalecer la seguridad del sistema eléctrico en la Provincia de Córdoba**

7 .- Un rediseño y estudio de la metodología actual para la determinación de los valores autorizados y homologados por el ERSeP, referido a la Tasa por Conexión al Sistema de Distribución

TASA DE CONEXIÓN ENERO DE 2025

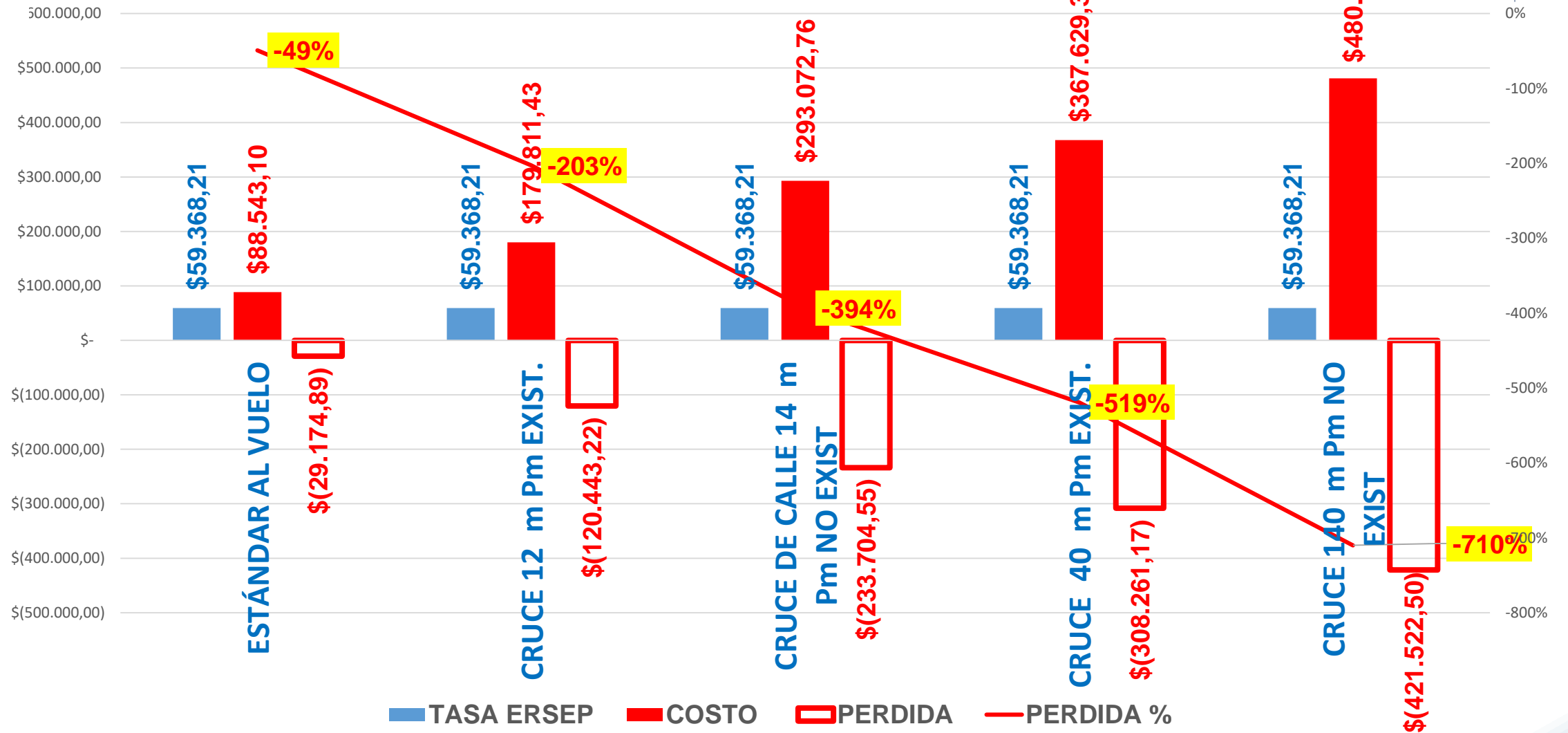
TA1 - <u>TASA DE CONEXIÓN</u>	Ene-25
a) Por cada suministro que se requiera, ya sea para servicio "Definitivo", "Auxiliar", "Condicional" o "Transitorio", el solicitante abonará una Tasa de:	
• Conexión monofásica urbana:	\$ 59,368.21
• Conexión monofásica rural:	\$ 96,707.86
• Conexión trifásica urbana:	\$ 103,249.90
• Conexión trifásica rural:	\$ 140,589.55

Los valores expuestos precedentemente no incluyen el costo del respectivo medidor, a la vez que no eximen del pago de las obras u otros cargos que correspondan ser afrontadas por el usuario, de acuerdo a las disposiciones del Reglamento de Suministros de la Energía Eléctrica.

UBICACIÓN DE LOS LOTES

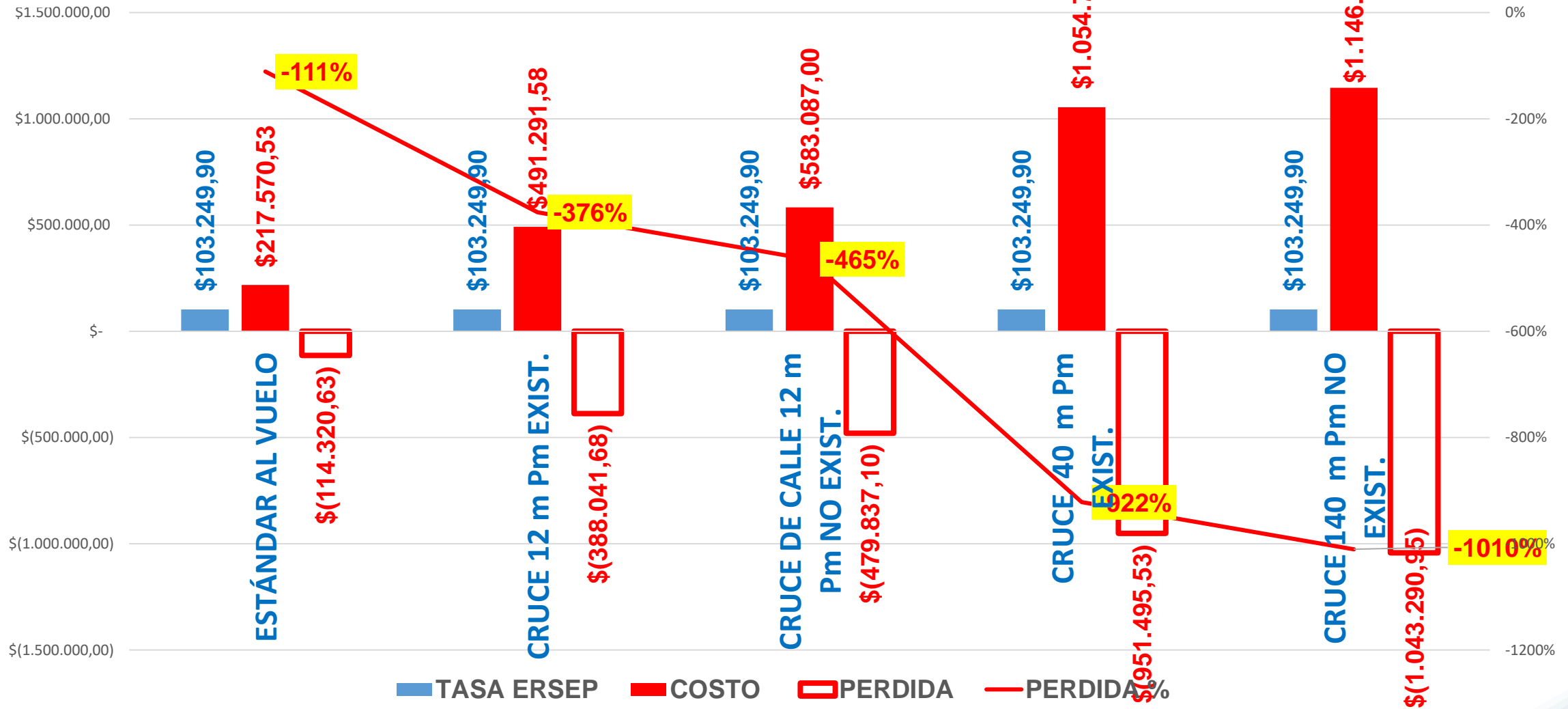
A	<u>LOTES EN LOTEOS CON INFRAESTRUCTURA ELECTRICA</u> COMPLETA CUENTA CON OBRA ELECTRICA EJECUTADA DE ACUERDO A LA NORMATIVA VIGENTE	CONEXIÓN TIPICA
		STANDARD AL VUELO
B	<u>LOTES EN LOTEOS O FRACCIONES DE TIERRA SIN INFRAESTRUCTURA ELECTRICA</u> -CUYO DESARROLLO SE HACE CON EL METODO DE OBRA MINIMA NECESARIA (SIN REGLAMENTAR)	CONEXIONES TIPICAS
		ESTÁNDAR AL VUELO
		CRUCE DE CALLE 12 m Pm EXIS.
		CRUCE DE CALLE 12 m Pm NO EXIST.
		CRUCE DE CALLE 40 m Pm EXIS.
		CRUCE DE CALLE 40 m Pm NO EXIST.

TASA CONEXION MONOFASICA



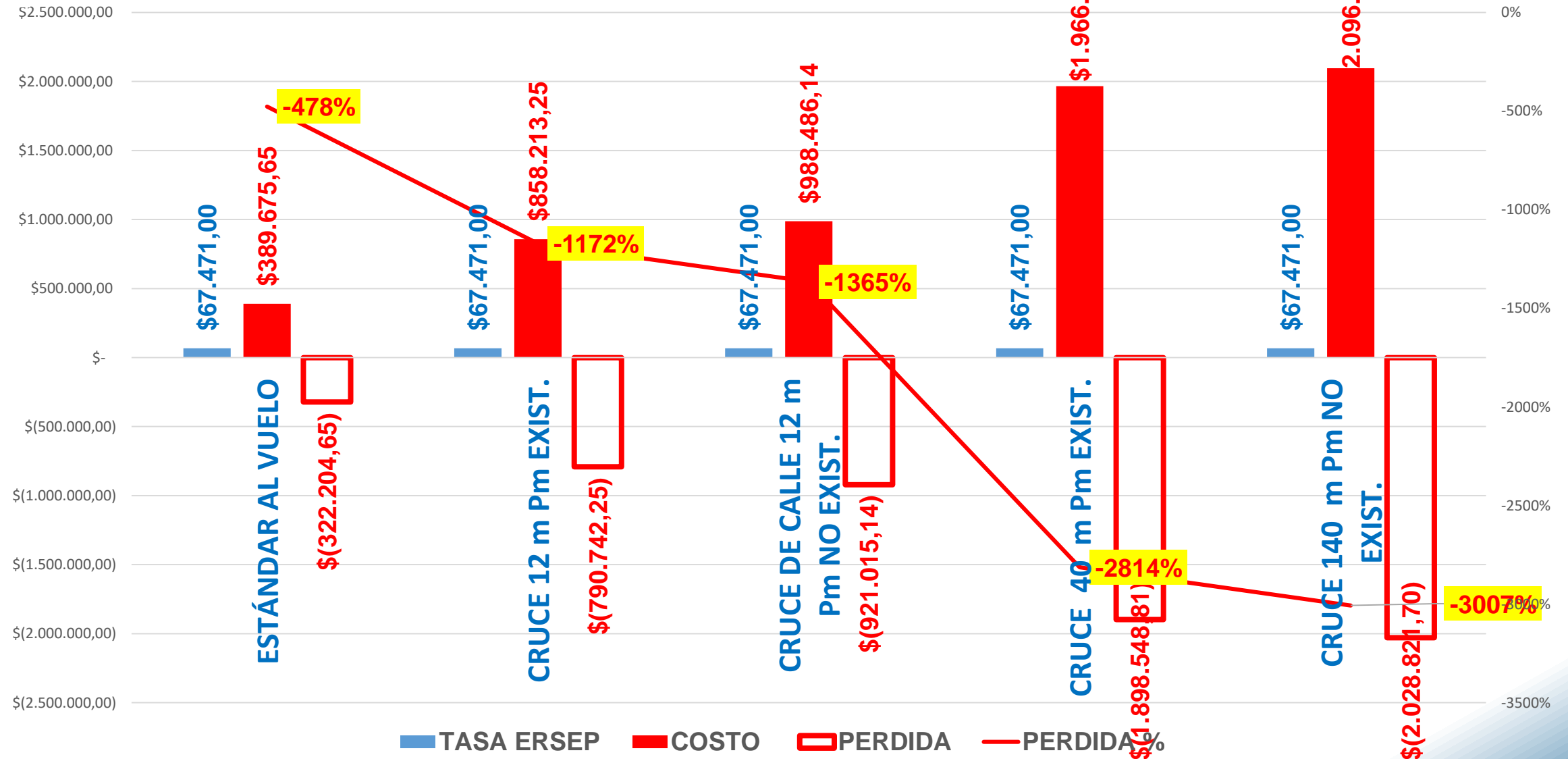
COSTO ESTIMADO EN FUNCION DE INFORMACION RECIBIDA DE LAS COOPERATIVAS

TASA CONEXIÓN TRIFASICA HASTA 15 KW



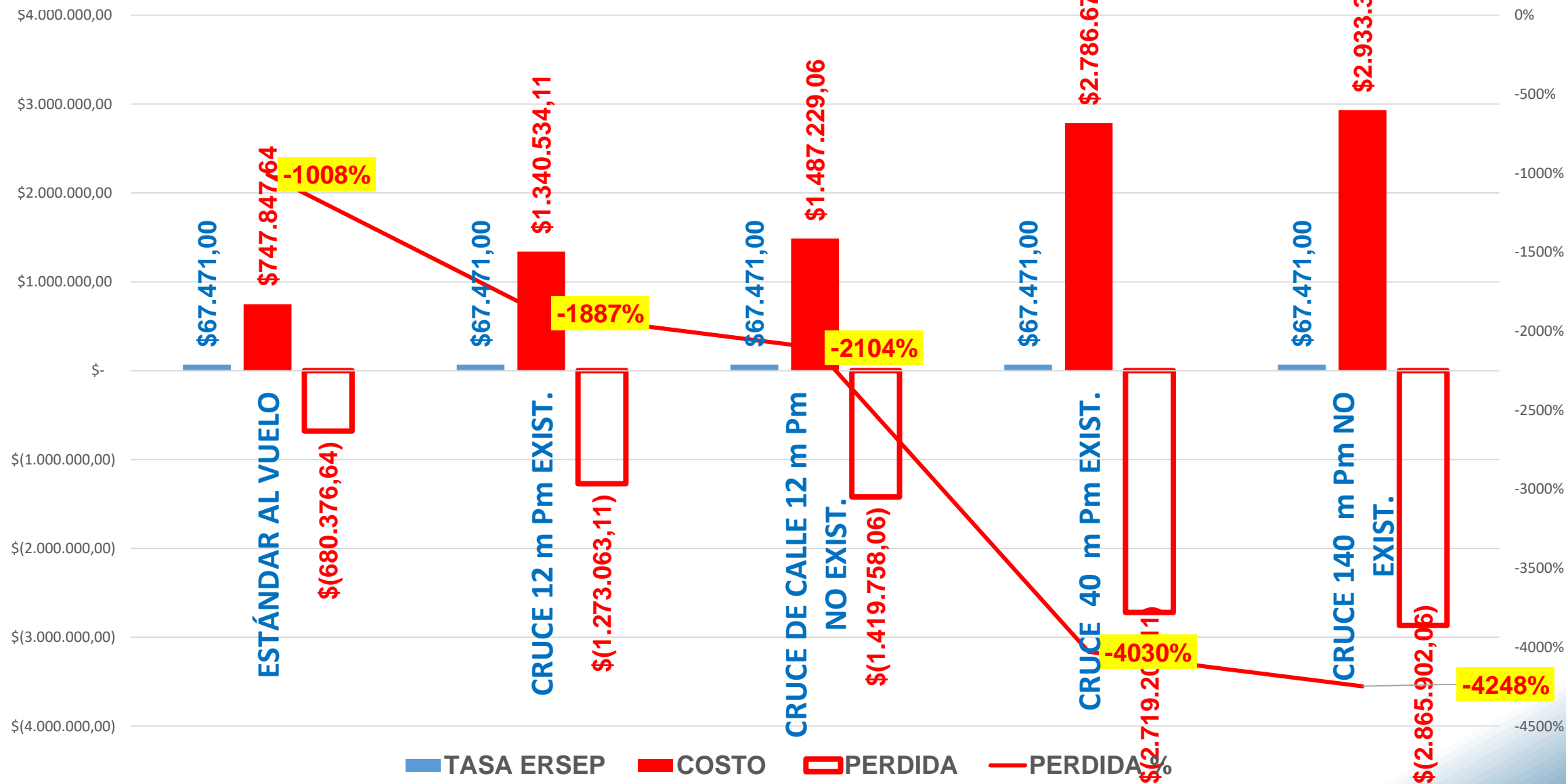
COSTO ESTIMADO EN FUNCION DE INFORMACION RECIBIDA DE LAS COOPERATIVAS

TASA CONEXION TRIFASICA 25 KW



COSTO ESTIMADO EN FUNCION DE INFORMACION RECIBIDA DE LAS COOPERATIVAS

TASA CONEXIÓN TRIFASICA 35 KW



COSTO ESTIMADO EN FUNCION DE INFORMACION RECIBIDA DE LAS COOPERATIVAS

Revisión y Optimización de la Metodología para la Determinación de la Tasa de Conexión

Problemática Actual

- ◆ La metodología vigente **no refleja con precisión los costos reales** asumidos por las cooperativas eléctricas.
- ◆ **Desfasajes entre tasas de conexión establecidas y costos operativos**, lo que genera pérdidas financieras y afecta la sostenibilidad del servicio.

Propuesta de Mejora

- ✓ **Revisión integral y rediseño** del esquema de calculo de las tasas de conexión, para asegurar un cálculo más preciso y equitativo.

Objetivo

- ◆ Garantizar una **tarifa justa y sostenible**, alineada con los costos reales del sistema eléctrico.

Diferencias entre la Tasa de Conexión y los Costos Operativos de Conexión

Situación Actual

- ◆ **Audiencias Públicas 2019-2024:** Se evidenció una **discrepancia significativa** entre los valores de las Tasas de Conexión establecidas y los costos reales asumidos por las cooperativas.
- ◆ La metodología vigente **no contempla adecuadamente** los costos de infraestructura y mano de obra, generando un **desequilibrio financiero** para las cooperativas.

Consecuencias

- ✓ **Mayor carga financiera** para cooperativas con menor margen económico, afectando la inversión y el mantenimiento del servicio.
- ✓ **Inequidad tarifaria** entre los usuarios originales del sistema de distribución y los nuevos ingresos sin cobertura de costos reales de conexión.

Conclusión

- ◆ **Es urgente un ajuste de las tasas de conexión** que refleje los costos reales de operación y garantice equidad en el sistema.

Factores Claves para la Determinación de la Nueva Tasa de Conexión

Criterios Fundamentales

- ✓ **Costos reales de conexión:** Incluyen materiales, mano de obra y logística de instalación.
- ✓ **Ampliaciones en transformación:** Ajustes en infraestructura según el nivel de tensión de compra.
- ✓ **Prevención de la saturación de la red:** Evaluación del impacto de nuevas conexiones en la capacidad existente.

Niveles de Tensión y sus Costos Asociados

- ◆ **Baja Tensión (BT):** Tarifa estándar.
- ◆ **Media Tensión 13.2 kV:** Costo adicional por transformación a BT.
- ◆ **Media Tensión 33 kV:** Costo adicional por transformación a 13.2 kV y BT.
- ◆ **Alta Tensión:** Costos adicionales por transformación a Media y Baja Tensión.

Objetivo

- ◆ Garantizar una metodología **equitativa y representativa**, evitando la sobrecarga de la red.

Nueva Metodología para Determinar la Tasa de Conexión

Propuesta de Mejora

- ✓ **Revisión técnica** de los costos reales en cada región para definir tarifas diferenciadas según condiciones operativas.
- ✓ **Participación y colaboración de las Federaciones** en la determinación tarifaria para reflejar con precisión los costos reales de las cooperativas.
- ✓ **Incorporación de un factor de actualización periódica** para evitar desfases entre costos y tarifas autorizadas.

Beneficios Esperados

- ✓ **Evita el desequilibrio financiero** de las Cooperativas.
- ✓ Asegura que cada usuario **pague un valor justo y proporcional** a los costos reales de conexión.
- ✓ **Mayor transparencia** en la metodología tarifaria.

Conclusión

- ◆ Un modelo más justo garantiza **sostenibilidad** para las cooperativas y **equidad** para los **usuarios que desarrollaron el sistema de distribución original**.

Impacto Positivo

- ✓ **Mayor estabilidad financiera** para las cooperativas, permitiendo mejoras en la **infraestructura y calidad del servicio**.
- ✓ Facilita una **planificación económica predecible**, asegurando que los costos de conexión se ajusten a la realidad del mercado.

Solicitud al ERSeP

- Implementación de una **nueva metodología de cálculo**, respaldada por estudios técnicos y la participación de las Federaciones.
- Garantizar un **mecanismo de ajuste tarifario** para evitar distorsiones económicas en el futuro.

Conclusión

- ◆ Una tarifa de conexión justa y sostenible es clave para el futuro del servicio eléctrico cooperativo.

8 .- Respecto a la Resolución 11/2005, Anexo VIII, del Contrato de Concesión, Reglamento de Suministros de Energía Eléctrica para los Servicios prestados por la Concesionaria, insistimos en la necesidad de una evaluación y análisis de su actualización y modernización, atendiendo a la experiencia relevada, en la prestación y relación de las Cooperativas y sus usuarios

Modernización del Reglamento de Servicio Eléctrico:

Propuestas de Actualización

Propuestas de Actualización

◆ Objetivo General

Actualizar la normativa, basándose en la experiencia operativa de las cooperativas.

◆ Justificación

- ✓ Adaptar la normativa a la **realidad operativa actual**.
- ✓ Mejorar la **eficiencia y seguridad** en la prestación del servicio.

◆ Enfoque

- ✓ **Corregir discrepancias** entre los reglamentos de **EPEC** y las Cooperativas.
- ✓ **Establecer criterios operativos unificados** para mejorar la claridad y responsabilidad en la gestión, asegurando una mayor compatibilidad entre procesos.

Conclusión:

La actualización normativa es clave para un servicio eléctrico más moderno, eficiente y equitativo.

Principales Modificaciones Solicitadas

◆ Actualización de los Límites de Responsabilidad y Procedimientos

- ✓ **Límite de Responsabilidad:** Se establezca en concordancia con el Reglamento de Comercialización de EPEC, **sea hasta la salida del medidor** y no **hasta los bornes de ingreso** al instrumento de protección del Usuario.
- ✓ **Cruce de Calle Máximo:** Reducción del límite de **40 metros a 25 metros**, según la especificación técnica **ET 21-1**.
- ✓ **Interés por Mora:** Ajuste a **1.5 veces** la tasa del Banco de la Provincia de Córdoba, equiparando condiciones con **EPEC**.
- ✓ **Depósito de Garantía:** Modificación a **dos períodos de facturación**, permitiendo fianza del propietario o usuario (Reg. Comerc. EPEC).

Objetivo: Asegurar **uniformidad y claridad** en la regulación del servicio eléctrico.

Recuperación de Energía No Registrada

- ✓ Ampliar el período de retroactividad de **1 a 2 años**, alineándolo con criterios más equitativos (Reg. Comerc. EPEC).
- ✓ Aumentar **el recargo por consumo irregular** del **40% al 60%** para **desincentivar el fraude** y compensar costos operativos (Reg. Comerc. EPEC).

⚠ Ilícitos en el Uso del Servicio Eléctrico

- ✓ **Retiro inmediato del medidor** en casos de **conexiones fraudulentas o manipulaciones indebidas**, unificación del procedimiento con la normativa de **EPEC**, garantizando coherencia en la aplicación de sanciones.

Optimización del Proceso de Notificación

- ✓ Modificar el término "**notificación fehaciente**" por "**notificación**" para facilitar la comunicación con los usuarios sin perder validez legal. (Reg. Comerc. EPEC).
- ✓ Permitir notificaciones a través de **medios digitales, escritos o telefónicos**, mejorando la eficiencia y accesibilidad.

Objetivo: Mayor control, transparencia y eficiencia en la gestión del servicio eléctrico.

Problema Actual: La redacción del artículo 2.3.3.a.1 genera confusión, interpretándose que un usuario con cruce de calle menor a 40 metros tiene derecho automático a **5 kW de demanda**, sin considerar:

- ✓ Capacidad técnica de la red.
- ✓ Demanda autorizada en el proyecto del loteo.
- ✓ Impacto en la estabilidad del servicio.

Consecuencias de la Mala Interpretación: ⚠ Usuarios exigen **5 kW de demanda**, aunque el diseño del loteo solo contemple **0.75 kW**.

Propuesta de Modificación

- ✓ La demanda de cada usuario **será determinada** según la **factibilidad técnica** o el proyecto del loteo.
- ✓ No se garantizarán **automáticamente 5 kW**, sino un valor **acorde a la infraestructura existente**.
- ✓ Si un usuario requiere **más potencia de la prevista**, deberá asumir los **costos de adecuación**.
- ✓ Si la ampliación beneficia a **múltiples usuarios**, la inversión se distribuirá **proporcionalmente**.

◆ **Evaluación Técnica del Solicitante**

Toda nueva conexión debe ser evaluada previamente para garantizar que **no afecte la calidad** del servicio establecida en la normativa vigente, **de acuerdo al nivel de tensión y zona urbana o rural**. Si se detectan impactos negativos **en la calidad de producto**, el solicitante deberá asumir el costo de las adecuaciones necesarias .

◆ **Responsabilidad de la Cooperativa**

La Cooperativa debe mantener la calidad del servicio según la normativa vigente, asegurando que la expansión de la red por nuevas conexiones **no genere costos adicionales para los usuarios actuales**.

◆ **Definición de Obra Mínima Necesaria**

Cualquier refuerzo o ampliación requerido para conectar nuevos usuarios sin afectar la calidad del servicio será considerado obra mínima, y su costo será asumido por el nuevo usuario.

◆ **Objetivos de la Actualización Normativa**

- ✓ Expansión ordenada y sostenible del sistema eléctrico.
- ✓ Mantenimiento de la calidad del servicio con criterios técnicos claros.
- ✓ Integración de nuevos usuarios sin afectar la infraestructura existente.

◆ **Impacto Esperado**

Mayor previsibilidad en la planificación de nuevas conexiones, evitando sobrecargas en la red.

Modificación de la Normativa del Factor Potencia para Mayor Eficiencia Energética

◆ Situación Actual:

Actualmente, solo los usuarios **con actividades productivas** y con **demandas autorizadas** deben mantener un **factor de potencia mínimo de 0.95**.

◆ Propuesta de Cambio:

- ✓ Extender esta obligación a **todos los usuarios** de la red, sin importar su actividad.
- ✓ Garantizar una **utilización eficiente** de la energía y reducir pérdidas en toda la red.

◆ Beneficios de la Modificación:

- ✓ **Mayor eficiencia en la red:** Un factor de potencia óptimo **reduce pérdidas de energía** y mejora el desempeño del sistema eléctrico.
- ✓ **Reducción de costos operativos:** Menos pérdidas significan **costos más bajos** en operación y mantenimiento, beneficiando a todos los usuarios con **tarifas más justas**.
- ✓ **Sostenibilidad ambiental:** Un mejor aprovechamiento de la energía contribuye a un **uso más responsable y ecológico** de los recursos.

Conclusión:

Esta medida garantizará una **red más eficiente, estable y sostenible para todos los usuarios**.

Optimización del Uso de la Energía - Factor de Potencia para Todos los Usuarios

◆ Regulación Equitativa y Uniforme

- ✓ Aplicar esta normativa a **todos los usuarios** garantiza un sistema más justo y estable.
- ✓ Permite **reducir pérdidas energéticas** y mejorar la eficiencia de la infraestructura.

◆ Propuesta para la Implementación Progresiva y Asistencia Técnica

- ✓ Se iniciará con **usuarios de mayor consumo** sin tarifa con medición de demanda.
- ✓ Se extenderá gradualmente a **todos los usuarios**, en un plazo definido por ERSeP.
- ✓ Se brindará **soporte técnico** para facilitar la adaptación de las instalaciones.

◆ Beneficios Esperados

- ✓ **Mayor eficiencia del sistema eléctrico** y reducción de pérdidas.

Uso Eficiente de la Energía y Compromiso con la Sostenibilidad

⚡ Tarifa Basada en Demanda - Equilibrio y Responsabilidad

✓ Se aplicará una **tarifa en función de la demanda autorizada** para promover un consumo **eficiente y predecible**.

✓ Permite gestionar **picos de consumo**, evitando sobrecargas y protegiendo la estabilidad del sistema, especialmente ante eventos climáticos extremos.

⚡ Factor de Potencia Obligatorio (≥ 0.95) - Compromiso con la Red

✓ Ajustar las instalaciones para alcanzar un **factor de potencia óptimo** reduce pérdidas y mejora la calidad del suministro.

✓ Se incentiva el uso de tecnologías eficientes, **disminuyendo el desperdicio de energía y el impacto ambiental**.

⚡ Suspensión Temporal del Servicio por Exceso de Demanda (1 Minuto)

✓ En casos de **sobrecarga extrema**, se aplicará una **interrupción breve y programada** para prevenir fallas masivas en la red.

✓ Esta medida es un **ajuste preventivo**, promoviendo un consumo responsable y solidario entre los usuarios.

Conclusión: Estas acciones garantizan un **uso más eficiente de la energía, estabilidad en la red y sostenibilidad en el consumo eléctrico**.

- ✓ Un sistema eléctrico eficiente y **sostenible** beneficia a toda la sociedad.
- ✓ La **responsabilidad compartida** garantiza **equidad y acceso seguro** a la energía para futuras generaciones.
- ✓ Es momento de adoptar prácticas responsables para **proteger nuestro planeta y fortalecer la estabilidad de la red eléctrica.**