

## ANEXO

**TERCER BLOQUE DE COMENTARIOS CON RELACIÓN A CONSULTA PÚBLICA 001-26 que pone a consideración la propuesta del Ingreso Máximo Permitido (IMP) a la Empresa de Distribución Eléctrica Metro-Oeste, S.A. (EDEMET), a la Empresa de Distribución Eléctrica Chiriquí, S.A. (EDECHI), y a la empresa de distribución Elektra Noreste, S.A. (ENSA), para el periodo comprendido del 1 de julio de 2026 al 30 de junio de 2030.**

Sometemos a consideración de la ASEP estos aspectos observados en la propuesta de Ingreso Máximo Permitido, los cuales constituyen el **TERCER BLOQUE** de comentarios formulados por ENSA a la Consulta Pública No. 001-26-Elec. Para mayor claridad, utilizaremos las siguientes abreviaturas para hacer referencia a los archivos que hacen parte de la mencionada consulta:

Nombre Completo Archivo	Abreviatura
Metodología de Cálculo del IMP para el periodo Julio 2026 a Junio 2030.pdf	mc-imp_26-30
Modelo_ensa.xlsx	m-ensa
inv_esp_ensa.pdf	Inv_esp_ensa
Postes y Conductores ENSA 2025.xlsx	PC_ENSA_2025
Postes y Conductores ENSA.xlsx	PC_ENSA
m_ensa_2022.xlsx	m_ensa_2022
m_ensa_2023.xlsx	m_ensa_2023
m_ensa_2024.xlsx	m_ensa_2024
m_ensa_2025.xlsx	m_ensa_2025

- i. Sobre el monto aún no facturado por ENSA del Valor Agregado de Distribución (VAD) y las Pérdidas de Distribución, correspondientes al periodo comprendido entre el 1 de julio de 2023 y el 30 de junio de 2026, producto de la medida cautelar dictada por la Corte Suprema de Justicia (CSJ) sobre el pliego tarifario 2023 – 2026 y de la entrada en vigor tardía del mismo pliego.

Este tema fue comentado en el primer bloque, remitido por ENSA a la ASEP el 13 de marzo de 2026, mediante la nota VPER-056-26. En ese documento se explicó que, de acuerdo con los cálculos realizados por el distribuidor, la diferencia entre los valores facturados aplicando los cargos y las tarifas del pliego correspondiente al periodo 2018 – 2022, que fueron los que la ASEP permitió utilizar, según lo establecido en la Resolución No. AN 19632-Elec del 22 de octubre de 2024, a raíz

de la medida cautelar dictada por la Corte Suprema de Justicia y, los valores que no pudo facturar pero que le habilitaban a recibir el Ingreso Máximo Permitido aprobado para el periodo comprendido entre el 1 de julio de 2023 y el 30 de junio de 2026, asciende a USD 83.2 MM, valor que también fue enviado y explicado a la ASEP vía correo electrónico, el 20 de febrero de 2026, del cual igualmente se adjuntó evidencia en el primer bloque de comentarios antes referido. Es importante mencionar que este cálculo contempla todas las diferencias acumuladas durante el periodo comprendido entre el 1 de julio de 2023 y el 30 de junio de 2026, incluyendo el trimestre julio – septiembre 2023 que, aunque no fue afectado por la medida cautelar de la CSJ, fue facturado por ENSA aplicando cargos y tarifas del pliego 2018 – 2022 (desactualizadas), pues la ASEP sólo formalizó el pliego 2023 – 2026 el 19 de septiembre de 2023, a través de la Resolución AN No. 18702-Elec.

Con el ánimo de brindar mayores claridades sobre los cálculos realizados por ENSA para establecer las diferencias mencionadas anteriormente, ampliaremos y profundizaremos en este escrito la explicación de las operaciones realizadas y la metodología aplicada, de tal manera que el Regulador cuente con elementos suficientes para contrastar, reproducir y confirmar la validez de estos.

Como ya se mencionó, uno de los aspectos que merecen aclaración con respecto al valor que ENSA considera le debe ser reconocido, es el monto correspondiente al periodo comprendido entre el 1 de julio y el 30 de septiembre de 2023. Esta pretensión obedece al hecho de que el pliego tarifario que debió cubrir el periodo transcurrido entre julio de 2022 y junio de 2026, por retrasos en el trámite del reset tarifario, fue publicado con un año de desfase, es decir que debería haber abarcado el lapso comprendido entre julio de 2023 y junio de 2026. Por tal razón, los cargos fueron calculados para recuperar en tres (3) años o treinta y seis (36) meses el Ingreso Máximo Permitido (IMP) que, en teoría, si se hubiesen surtido los procedimientos del reset tarifario oportunamente, se debía recuperar en cuatro (4) años o cuarenta y ocho (48) meses (julio 2022 a junio 2026). Sin embargo, en la práctica, la ASEP sólo oficializó este pliego tarifario hasta el 19 de septiembre de 2023 (Resolución AN No. 18702-Elec) y se dio aplicación al mismo a partir del 1 de octubre de 2023; por lo que, en principio, se debió facturar durante treinta y tres (33) meses, obligando a ENSA a dar continuidad al pliego tarifario 2018 – 2022 durante 3 meses (julio a septiembre 2023), lo que evidentemente ocasionó que quedara un monto remanente, el cual se está incluyendo en este cálculo.

ENSA, con el ánimo de aclarar cualquier confusión que pudiese surgir a la ASEP con respecto a este tema, remitió la nota VPER-064-26 del 19 de marzo de 2026, la cual explica estos aspectos. Esta nota se incluye como Anexo de este documento de comentarios.

Para dar mayores claridades, ENSA incluye en este paquete de comentarios una descripción de la Metodología usada para el cálculo de los valores y la actualización de los cargos. En ese sentido, se adjuntan también a este documento:

- i. Informe que describe el balance económico (real) y de diseño de la Revisión Tarifaria 2022-2026, incluyendo la metodología de cálculo y los resultados.
- ii. Plantilla Excel que compara los cargos VAD y Pérdidas de Distribución, con y sin suspensión.
- iii. Documento [“Tarifas ENSA BTSunificado CPGactual ASEP v20230718”](#) originalmente publicado como parte de la consulta pública 009-23, donde se presenta el ajuste de cargos para ser cobrados en un periodo de 3 años en lugar de 4 años regulares (hoja: *FactorAjuste\_3años*).

En cuanto a la metodología de cálculo, a continuación, se describen los elementos descriptivos más relevantes de la misma:

- Período de análisis: 1 de julio de 2023 a 30 de junio de 26.
- Cómputo con paso mensual de ingresos desagregados por componente del IMP, categoría tarifaria y subsidios (descuentos a jubilados, entre otros).
- Octubre de 2024, se desagrega en dos períodos; desde el 1 hasta el 21 de octubre (fecha anterior a la medida cautelar de la CSJ) y desde el 22 de hasta el 31 de octubre.
- Los cálculos de ingresos son agrupados según los períodos en los que se aplicaron ajustes tarifarios. Estos períodos son:
  - Ene23 / Sep23: meses en los que rigieron los pliegos aprobados para el período 2018-2022 (desde julio 23 deberían de haberse aplicado los pliegos del período 2022-2026)
  - Oct23 / Dic 23: período en los que se aplicaron los pliegos 22-26
  - I SEM 24: se aplicaron los pliegos aprobados (con ajuste por inflación)
  - Jul24 / 21Oct24. Se aplicaron los pliegos aprobados (con ajuste por inflación)

- 22Oct24 / Dic24: Período en el que se aplican los pliegos 2018-2022, por la suspensión tarifaria (medida cautelar)
- I SEM 2025: Período en el que continúa la suspensión tarifaria (medida cautelar)
- II SEM 2025: Período en el que se aplica FET Adicional destinado a recuperar IMP 2022 – 2026 que no se pudo facturar por suspensión tarifaria hasta junio 25.
- I SEM 2026: período en el que se retorna a la suspensión tarifaria (medida cautelar)
- Con relación a los ajustes por inflación y tasa de interés, estos ingresos son computados bajo las siguientes alternativas:
  - Ingresos nominales: ingresos con los pliegos aplicados (o los que deberían haberse aplicado si no hubiera mediado la suspensión tarifaria y la aplicación tardía del nuevo pliego tarifario)
  - Ingresos ajustados por inflación. Los valores nominales sólo son actualizados por inflación a septiembre 2025 (último IPC disponible), para llevarlos al mismo momento y hacerlos comparables entre sí.
  - Ingresos ajustados por inflación y por intereses no percibidos. Se adicionan a los valores ajustados por inflación los intereses que deberían reconocerse por el valor del dinero en el tiempo. A tal fin, se calculó la tasa de interés mensual equivalente a la tasa de rentabilidad anual aprobada para el período 2022-2026 (8.8%)

Habiendo aportado información adicional con miras a la justificación de los montos presentados, solicitamos que se incorpore a este cálculo de Ingreso Máximo Permitido 2026 – 2030 un mecanismo que permita a ENSA, a través del nuevo pliego tarifario que entrará en vigor en julio de 2026, recuperar el déficit de ingresos acumulado desde julio de 2023 hasta junio de 2026, producto de la medida cautelar dictada la Corte Suprema de Justicia, que suspendió la aplicación del pliego tarifario 2023 – 2026 y de la entrada en vigor tardía del pliego tarifario 2023 – 2026, que sólo se aplicó durante 33 meses pero que debió usarse durante 36.

## II. Errores detectados en el cálculo de valores de Base de Capital Neta Inicial

Luego de revisar el archivo publicado como parte de los documentos soporte para la presente consulta pública, hemos detectado, específicamente en m-ensa

<Modelo\_ensa.xlsm> un descuento por depreciación en el cálculo de la base de capital neta para los componentes de Distribución, Comercialización y Alumbrado Público, mayor al correcto, considerando los tiempos transcurridos que son correctamente etiquetados en la estructura del archivo antes mencionado.

Específicamente, la inconsistencia se detecta en el rango G14:G16 de la hoja “ACTIVOS” de ese archivo. A continuación, presentamos una imagen de las fórmulas originales ingresadas en este rango:

	B	C	F	G
7	BASE DE CAPITAL		BASE	46174
8				
9	Valor Bruto Base de Capital Distribución	BCD	=D9*E9	=F9+INVERSIONES!D48
10	Valor Bruto Base de Capital Comercialización	BCC	=D10*E10	=F10+INVERSIONES!D49
11	Valor Bruto Activos Fijos Alumbrado Público	ACTalum	=D11*E11	=F11+INVERSIONES!D50
12			=SUMA(F9:F11)	=SUMA(G9:G11)
13				
14	Valor Neto Base Capital Distribución	BCND	=D14*E14	=F14+(G9-F9)-BC y Dep!C80/1000-((G9-F9)/2)*BC y Dep!C84
15	Valor Neto Base Capital Comercialización	BCNC	=D15*E15	=F15+(G10-F10)-BC y Dep!C82/1000-((G10-F10)/2)*BC y Dep!C86
16	Valor Neto Activos Fijos Alumbrado Público	ACTN alum	=D16*E16	=F16+(G11-F11)-BC y Dep!C81/1000-((G11-F11)/2)*BC y Dep!C85
17			=SUMA(F14:F16)	=SUMA(G14:G16)

Con la finalidad de dar plena claridad sobre la explicación del error identificado, describimos el hallazgo tomando como referencia la formulación de la celda G14, referente al Valor Neto de Base Capital Distribución, a fecha del 30 de junio de 2026, en cada una de sus partes, con la consideración que esta descripción aplica de forma exacta para todas las celdas del rango G14:G16, toda vez que las mismas deben realizar el mismo cálculo tomando, cada una, la base de activos respectiva.

**+F14:** presenta el valor de las inversiones históricas ejecutadas hasta el 31 de diciembre de 2025, incluyendo la depreciación acumulada de estas inversiones, hasta esa misma fecha.

**+(G9-F9):** indirectamente, esta resta de términos suma las inversiones proyectadas a ser ejecutadas por la empresa en el periodo comprendido entre 1 de enero y el 30 de junio de 2026.

**-'BC y Dep!C80/1000:** este término corresponde al valor de un año completo de depreciación de los activos, hasta el 31 de diciembre de 2025. Sin embargo, entendiendo que en la celda G14 se está calculando el efecto de transcurrir sólo seis (6) meses, es decir, el periodo comprendido entre el 1 de enero y el 30 de junio de 2026, se puede concluir que se está restando una depreciación mayor a la que corresponde. En este punto, la fórmula debe ser ajustada para que únicamente reste el efecto de seis meses de depreciación; sugerimos la siguiente expresión en reemplazo: **-'BC y Dep!C80/1000/2**

**-((G9-F9)/2)\*'BC y Dep!'C84:** en cuanto a este último término de la fórmula de la celda G14, es razonable pensar que busca restar la depreciación aproximada de los activos correspondientes a inversiones ejecutadas en el periodo comprendido entre el 1 de enero y el 30 de junio de 2026. Para esto, la ASEP usa el valor 'BC y Dep!'C84 que corresponde a la tasa equivalente anual de depreciación y es aplicada sobre la mitad de las inversiones registradas en este periodo. Esta aproximación plasmada en la fórmula sería acertada si el 100% de las inversiones hubieran sido realizadas al inicio del periodo semestral, es decir el día 1 de enero de 2026. Dada la improbabilidad material de este escenario, en varias revisiones tarifarias, incluyendo la presente, la ASEP ha planteado como una aproximación válida considerar la ejecución lineal de inversiones durante el periodo, es decir, presumir que las inversiones de un año, por ejemplo, se ejecutan en doce partes iguales, cada una de un mes de duración, por lo cual, la depreciación equivalente a ese periodo puede reflejarse matemáticamente dividiendo las inversiones entre dos, para obtener la depreciación de un año completo. En otras palabras, se simplifica el cálculo de la depreciación, simulando que sólo la mitad de las inversiones realizadas en cada periodo se deprecian durante ese mismo periodo, en lugar de calcular el valor exacto de la depreciación de cada porción mensual de inversiones, obtenido el mismo resultado. Ahora bien, como el término  $-((G9-F9)/2)*'BC$  y Dep!'C84 debe representar el efecto de la depreciación de seis (6) meses y no de un año, es necesaria la aplicación de un factor x2 veces el utilizado, quedando la expresión de reemplazo como sigue:  $-((G9-F9)/4)*'BC$  y Dep!'C84

De acuerdo con lo explicado, solicitamos que las fórmulas de las celdas G14, G15 y G16 de la hoja ACTIVOS del archivo m-ensa <Modelo\_ensa.xlsx> , sean ajustadas y expresadas como se indica a continuación:

G14 =F14+(G9-F9)-'BC y Dep!'C80/1000/2-((G9-F9)/4)\*'BC y Dep!'C84

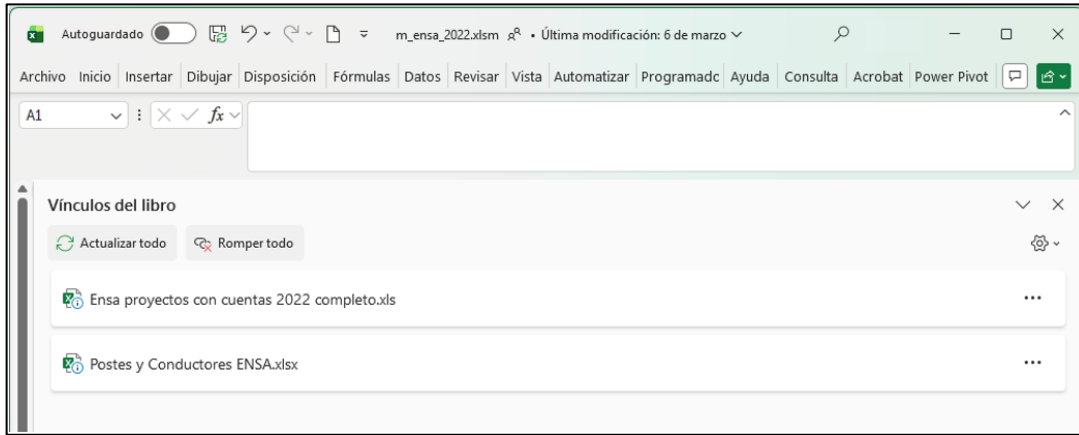
G15 =F15+(G10-F10)-'BC y Dep!'C82/1000/2-((G10-F10)/4)\*'BC y Dep!'C86

G16 =F16+(G11-F11)-'BC y Dep!'C81/1000/2-((G11-F11)/4)\*'BC y Dep!'C85

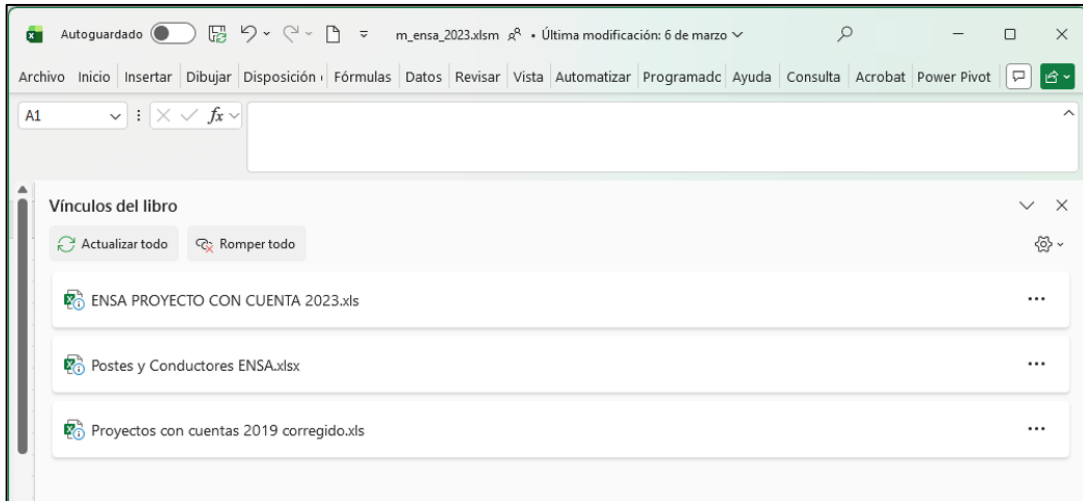
Estas modificaciones son indispensables para evitar que se reduzca, más de lo debido, la base de capital con la que se calcula la rentabilidad que percibirá la distribuidora en su Ingreso Máximo Permítido, vía la aplicación de depreciaciones excesivas y erróneas.

III. Errores detectados en la revisión de <<Filtro Eficiencia>> en Inversiones Reportadas

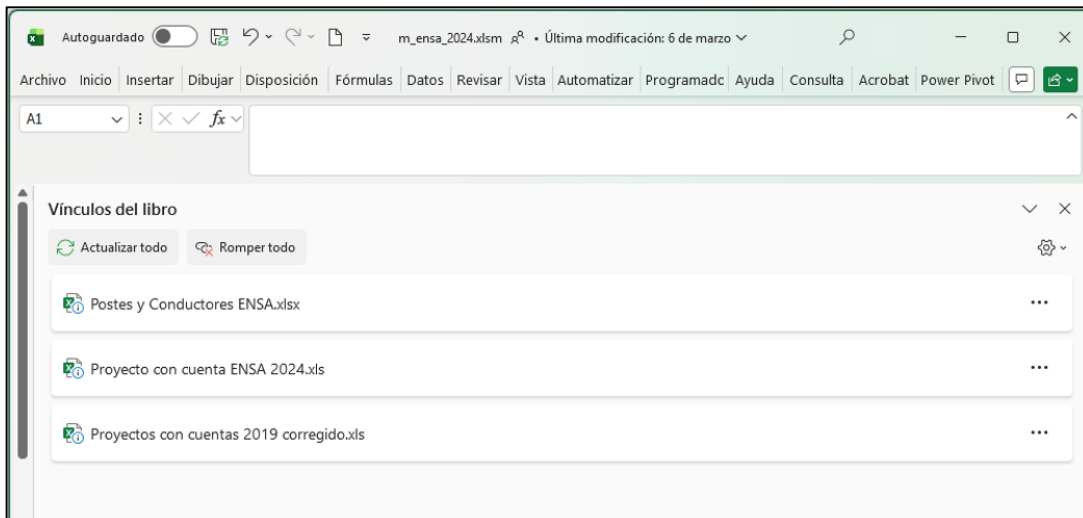
En revisión de los archivos m\_ensa\_2022, m\_ensa\_2023, m\_ensa\_2024 y m\_ensa\_2025; hemos identificado relaciones expresadas como vínculos de libro de Excel, que se alejan de nuestro entendimiento sobre la utilización de los archivos asociados a la contabilidad regulatoria SRUC, y su interdependencia y relación natural. Nos permitimos mencionar que tal como fuera presentado por la Autoridad como parte de reuniones de trabajo previas a la presentación de la Consulta Pública 004-25 *convocada para recibir comentarios de la ciudadanía, a la propuesta de modificación del Sistema Regulatorio Uniforme de Cuentas para el Sector Eléctrico (SRUC)*, fue presentado que los archivos de cada año calendario guardan una relación entre sí, dentro del paquete de archivos de cada año, criterio con el cual coincidimos, sin embargo, en los archivos compartidos como parte de la consulta pública que motiva este comentario, observamos las siguientes relaciones:



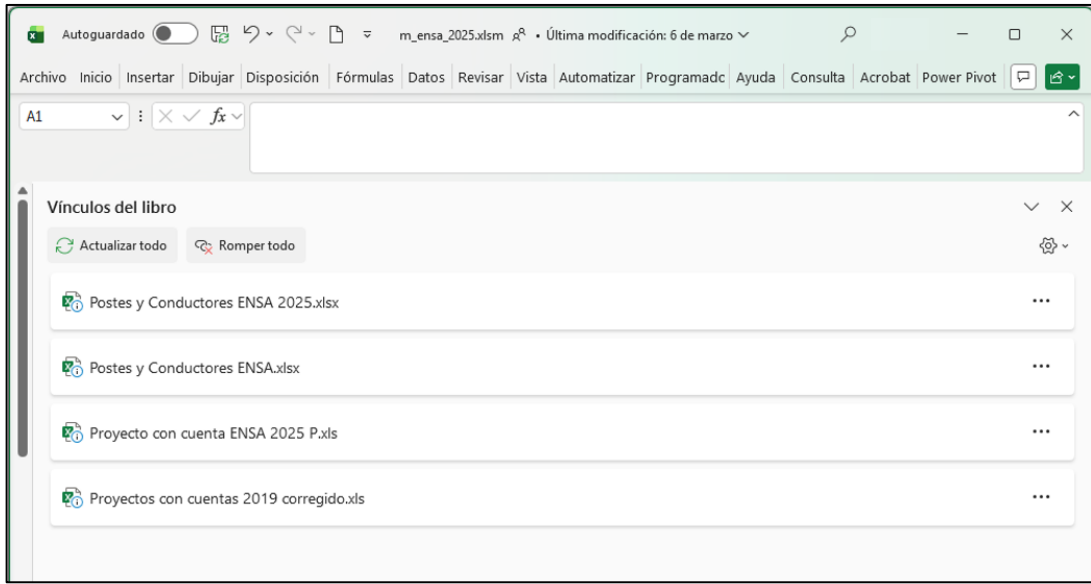
Vínculos de libro para archivo m\_ensa\_2022.xlsm



Vínculos de libro para archivo *m\_ensa\_2023.xlsm*

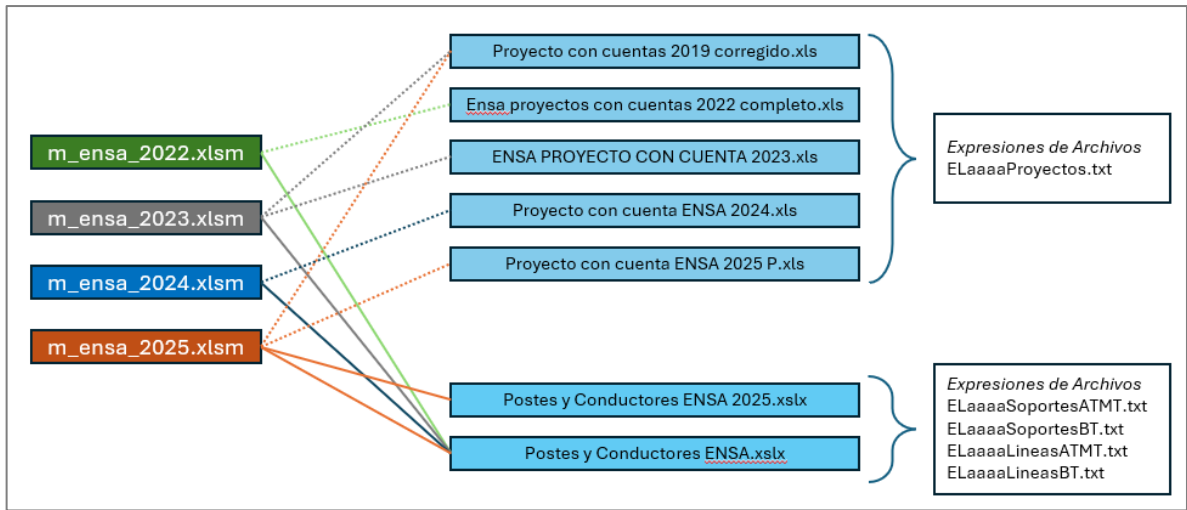


Vínculos de libro para archivo *m\_ensa\_2024.xlsm*



Vínculos de libro para archivo *m\_ensa\_2025.xlsm*

De las imágenes anteriores se puede establecer gráficamente las siguientes relaciones entre archivos:



Relaciones entre para validación de filtro de inversión por Líneas y Soportes.

De estas relaciones queremos mencionar algunos puntos con relación a los archivos a los que se encuentra vinculado el archivo <m\_ensa\_2025.xlsm> que son los archivos <Postes y Conductores ENSA 2025.xlsx> y <Postes y Conductores ENSA.xlsx>:

Comentarios sobre archivo <Postes y Conductores ENSA 2025.xlsx>

- De este archivo son utilizadas como referencia externa las hojas, Soportes y Líneas, sin embargo, los totales que estas hojas presentan no corresponden con nuestro conteo de Soportes y sumatoria de metros de Conductor. Para dar una referencia en la hoja *Líneas*, se obtiene un total de metros de conductor, que por el nombre del archivo entendemos corresponden a información 2025, por el orden de 18,883,143 metros de conductor. Por nuestra parte tomando en consideración los archivos de Líneas en tensiones Media y Baja, tenemos un total conjunto de 8,375,176 metros de conductor.
- Este archivo, inferimos por el nombre que corresponde a información construida a partir de archivos de Red del año 2025, y por ende debe ser el archivo al cual haga referencia el archivo *m\_ensa\_2025.xlsm*. Sin embargo, observamos que el archivo *m\_ensa\_2025.xlsm* tiene 535 registros que por el tipo de cuenta ASEP requieren validación de cantidad de metros de conductor, de estos registros únicamente 57 hacen el vínculo con el archivo *<Postes y Conductores ENSA 2025.xlsx>*. Los restantes 478 registros hacen el vínculo con el archivo *<Postes y Conductores ENSA.xlsx>* en específico a la hoja *Líneas 2024*.
- Similar al punto inmediato anterior, observamos que el archivo *m\_ensa\_2025.xlsm* tiene 372 registros que por el tipo de cuenta ASEP requieren validación de cantidad de estructuras tipo soporte y de estos registros únicamente 51 hacen el vínculo con el archivo *<Postes y Conductores ENSA 2025.xlsx>*. Los restantes 321 registros hacen el vínculo con el archivo *<Postes y Conductores ENSA.xlsx>* en específico a la hoja *Postes 2024*.

#### Comentarios sobre archivo *< Postes y Conductores ENSA.xlsx >*

- En este archivo vemos se utiliza como vinculo para el archivo *m\_ensa\_2025.xlsm* utilizando las hojas *Líneas 2024* y *Postes 2024*. Esta situación causa que 478 registros que requieren validación de Líneas queden incorrectamente referenciados a la hoja *Líneas 2024* y por consiguiente las cantidades de metros de línea inferiores al mínimo requerido.
- De similar forma 372 registros del archivo *m\_ensa\_2025.xlsm* están vinculados a la hoja *Postes 2024* quedando incorrectamente referenciados y con cantidades de soporte inferiores al mínimo requerido.

De las relaciones entre archivos presentadas en la imagen, queremos mencionar también los vínculos referentes a los archivos m\_ensa\_2022.xlsm y m\_ensa\_2023.xlsm.

- Ambos archivos están vinculados al archivo <Postes y Conductores ENSA.xlsx>, el cual tiene cuatro hojas con vinculación externa: Postes 2024, Líneas 2024, Postes y Líneas. De estas hojas no logramos identificar a que año calendario corresponden las hojas Postes y Líneas. Las mismas no tienen identificación alguna para distinguirlas. Sin embargo, es claro que, al ser utilizadas para validar el cumplimiento de los años 2022 y 2023, existe una inconsistencia de integridad referencial ya que fuera esperado una relación única para cada archivo m\_ensa\_yyyy.

De las anteriores revisiones y ante las diferencias detectadas en el procesamiento de los datos entregados por ENSA, nos permitimos desarrollar un archivo similar que compartimos con nombre <ENSA\_m\_ensa\_2022\_2025.xlsx>, en este archivo se presenta de forma formulada y consolidada la relación directa entre los archivos tomando como criterio el año del archivo. Este archivo se apoya de un archivo en donde hemos volcado a hoja de cálculo los archivos de texto que forman parte del SRUC relativos a Líneas de Media y Baja Tensión, así como Soportes de Media y Baja Tensión.

Luego de efectuado este cálculo, respetando la metodología descrita en el sistema regulatorio uniforme de cuentas SRUC hemos obtenido los resultados de eficiencias para los 4 años que la autoridad incluyó en su revisión obteniendo los siguientes resultados:

NEGOCIO	2022	2023	2024	2025
TOTAL PROPIEDADES Y PLANTA	90.00%	90.00%	90.00%	90.00%
TOTAL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN	87.17%	86.51%	87.05%	88.10%
TOTAL ALUMBRADO PÚBLICO	90.00%	90.00%	90.00%	90.00%
TOTAL SISTEMA DE COMERCIALIZACIÓN	89.94%	90.00%	90.00%	90.00%

Por lo antes descrito, solicitamos que sea considerado la utilización de las tablas SRUC presentadas por ENSA, considerando el criterio de referencia anual de los archivos y las separaciones según tipo de elemento. Respetando el proceso de la contabilidad regulatoria se llega a los siguientes valores:

NEGOCIO	2022	2023	2024	2025
TOTAL PROPIEDADES Y PLANTA	90.00%	90.00%	90.00%	90.00%
TOTAL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN	87.17%	86.51%	87.05%	88.10%
TOTAL ALUMBRADO PÚBLICO	90.00%	90.00%	90.00%	90.00%
TOTAL SISTEMA DE COMERCIALIZACIÓN	89.94%	90.00%	90.00%	90.00%

IV. Revisión del porcentaje de pérdidas reconocidas en el Ingreso Máximo Permitido, considerando el efecto de zonas rojas y asentamientos irregulares.

En atención al informe emitido por la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP) relativo a la “Metodología de Cálculo del IMP para el período julio 2026 – junio 2030”, como parte de la Consulta Pública No. 001-26-Elec, se presentan respuestas a los comentarios y requerimientos formulados, al mismo tiempo que se aportan elementos técnicos adicionales que contribuyan a una mejor comprensión de la naturaleza y magnitud de las pérdidas de energía en nuestra área de concesión.

ENSA, a solicitud de la ASEP, aportó información respecto a la caracterización de zonas, estimación de pérdidas, conexiones irregulares, balances de energía y acciones implementadas, la cual fue oportunamente remitida mediante el Informe de Afectaciones Extraordinarias por Pérdidas de Energía de mayo 2025, a través de la nota VPER-170-25, complementada mediante la nota VI-069-2026 y sus anexos, también a solicitud del Regulador. En esta última, se incluyeron las bases de datos detalladas, sustentadas en macro mediciones, la información de carácter comercial y las metodologías de estimación técnica. Se adjuntan copias de todas estas comunicaciones y sus anexos respectivos.

Del análisis integral se desprenden tres elementos fundamentales, a saber:

1. La evidencia confirma que las pérdidas no técnicas en ENSA presentan un alto grado de concentración en zonas específicas con condiciones particulares, tales como zonas rojas y asentamientos informales, cada una con características operativas, sociales y de acceso diferenciadas. Estas zonas, en conjunto, representan una proporción significativa de la problemática total y presentan limitaciones estructurales que condicionan la efectividad de las acciones convencionales de control.
2. La metodología utilizada por ENSA para la cuantificación de estas pérdidas se fundamenta en esquemas de balance energético por zona, apoyados en macro medición, información comercial y procesos de extrapolación técnica en aquellos

casos donde no es posible contar con medición directa. Este enfoque permite establecer estimaciones consistentes y trazables del orden de magnitud de la energía no facturada, alineadas con la realidad física y operativa de cada tipología de zona.

3. En tercer lugar, se evidencia que ENSA ha implementado de manera sostenida un conjunto amplio de acciones orientadas a la reducción de pérdidas, incluyendo inversiones en bloqueo de red, programas de regularización de clientes, despliegue de medición avanzada y estrategias intensivas de inspección. Estas acciones han implicado inversiones y esfuerzos operativos significativos, y han permitido contener el crecimiento de las pérdidas; no obstante, su efectividad se ve limitada en determinados sectores por factores estructurales asociados a condiciones de informalidad, inseguridad y restricciones de acceso, cuya gestión trasciende el control exclusivo de la empresa.

De los informes a los que se hace referencia en este comentario y que se adjuntan al presente documento, se extrae lo que se presenta a continuación. Sin embargo, se solicita respetuosamente al Regulador que realice la lectura del informe completo (adjunto), ya que lo que se presenta son apenas extractos, que buscan poner en contexto la situación, pero todo el contenido debe evaluarse:

### Zonas Rojas

La definición y caracterización de las zonas rojas se encuentra en la **Sección III.c del Informe de Afectaciones Extraordinarias por Pérdidas de Energía en la zona de concesión de ENSA, de mayo de 2025**. En dicha sección se indica que se trata de sectores en los que los niveles de inseguridad y criminalidad comprometen directamente la integridad física del personal de ENSA y de sus contratistas. Asimismo, se reporta en estas áreas una elevada incidencia de conexiones ilegales, vandalismo recurrente contra la infraestructura eléctrica y resistencia sistemática a procesos comerciales regulares, tales como **inspecciones, cortes, reconexiones, lectura de medidores y labores de construcción y mantenimiento**. El informe también indica que, debido al riesgo operativo existente, las intervenciones en estos sectores requieren coordinación previa con la fuerza pública y, en numerosos casos, la ejecución de trabajos solo es posible bajo **escorta policial**.

Desde el punto de vista cuantitativo, la nota **VI-069-2026** indica que las zonas rojas agrupan aproximadamente el **34% de los clientes totales** de la empresa, equivalentes a unos **189,000 clientes**, y que el consumo de dichas zonas corresponde aproximadamente al **25% de la energía distribuida**, con un promedio mensual de **98,041 MWh durante 2024**. En esa misma respuesta se precisa, además, que las pérdidas no técnicas asociadas a estas zonas representan alrededor del **31% de la pérdida total de ENSA**.

La metodología empleada para sustentar estas zonas no se basa en una estimación abstracta o no trazable, sino en un esquema de balance energético por polígono o zona, construido a partir de la energía medida mediante macro medición y contrastada contra la energía facturada a clientes regulares dentro de cada ámbito analizado. Bajo este enfoque, la energía hurtada

corresponde a la diferencia entre la energía ingresada a la zona y la energía efectivamente facturada, una vez identificados los clientes regulares incluidos en el perímetro analizado.

Adicionalmente, el informe de mayo de 2025 no solo describe la naturaleza operativa de las zonas rojas, sino que también documenta su impacto económico y operativo. El informe también señala que estas zonas presentan pérdidas en el orden del **9%** y concentran una parte sustancial del problema de pérdidas no técnicas.

### Asentamientos Ilegales (Invasiones)

Conforme a la definición desarrollada en la **Sección III.b del Informe 2025**, los asentamientos ilegales o invasiones corresponden a ocupaciones informales de terrenos, ya sea en propiedades del Estado o de privados, respecto de las cuales ENSA no cuenta con respaldo legal para instalar infraestructura formal ni para brindar el servicio eléctrico de manera regular. El propio informe señala que en estas comunidades no es posible brindar servicio formal, resultando en pérdidas del **100%**.

En este contexto, corresponde hacer una precisión metodológica relevante: las invasiones no incluyen clientes regulares en el sentido comercial y contractual del término. La nota **VI-069-2026** señala expresamente que, para esta tipología, las conexiones irregulares reportadas son equivalentes al número de viviendas estimadas, precisamente porque no existen clientes regulares formales dentro de dichos polígonos. En consecuencia, estas zonas no se analizan a partir de consumos de clientes facturados, sino a partir de una estimación de viviendas, conexiones ilegales y energía no facturada.

En lo relativo al crecimiento de estos asentamientos, ENSA reportó un incremento aproximado de **15% en viviendas estimadas entre 2021 y abril de 2024**, al pasar de **6,275 a 7,226 viviendas**, información también consignada en la nota **VI-069-2026**.

Ahora bien, respecto del sustento técnico de la energía asociada a estas invasiones, es importante aclarar que no existe macro medición en la mayoría de los asentamientos ilegales. Por tanto, la cuantificación de la afectación no se realiza a partir de una lectura directa y exhaustiva de cada invasión, sino mediante una metodología de estimación por extrapolación. El informe explica que el estudio utiliza la información proveniente de transformadores o totalizadores con resultados confiables, y que dicho comportamiento es extrapolado, mediante porcentajes de pérdidas, a otros transformadores no totalizados de la misma región. Asimismo, se señala expresamente que el uso de la herramienta **OpenBuildings** permitió mejorar la estimación de la cantidad de viviendas dentro de los polígonos de invasión identificados.

En términos prácticos, la metodología aplicada consiste en tomar las invasiones o sectores donde sí existe información macro medida o totalizada, determinar a partir de ellas una densidad energética de referencia asociada a la vivienda asentada —utilizando para ello la superficie edificada o el número de viviendas identificadas dentro del polígono— e inferir luego ese comportamiento al resto de las invasiones no medidas. De esta manera, no se pretende

afirmar una medición puntual de cada asentamiento, sino establecer un orden de magnitud técnicamente razonable de la energía involucrada y, por ende, de la afectación extraordinaria atribuible a esta tipología. Esta lógica es consistente con el propio enfoque del estudio, que reconoce el uso de macro medición y extrapolación como base metodológica.

### Zonas con pérdidas altas

Según la definición contenida en el Informe 2025, las zonas de alta pérdida corresponden a barrios o sectores con niveles de pérdidas superiores al **20%**, caracterizados por condiciones geográficas, sociales y culturales particulares que favorecen una elevada propensión al hurto de energía. A diferencia de las denominadas zonas rojas, estas comunidades no necesariamente presentan altos niveles de peligrosidad para la atención operativa, pero sí una marcada cultura de informalidad e ilegalidad frente al servicio eléctrico. El informe agrega que en estas zonas es frecuente la manipulación de acometidas, las conexiones directas no autorizadas y las reconexiones ilegales posteriores al corte, lo que limita la efectividad de las acciones de control.

En cuanto a su composición y magnitud, el Informe 2025 señala que este conjunto de barrios representa aproximadamente el **4% del total de clientes de ENSA** y concentra cerca del **18% de las pérdidas globales de la empresa**, estimándose que en dichos sectores se pierde alrededor del **30% de la energía que ingresa**. En la Tabla 4 del mismo informe se cuantifica esta categoría en **3.8% de los clientes, 4.0% de la energía de entrada y 17.7% de las pérdidas no técnicas totales, con un índice de pérdidas del 30%**. La nota **VI-069-2026** complementa esa caracterización con valores absolutos, indicando que estas zonas representan aproximadamente **21,000 clientes regulares** y alrededor de **15,889 MWh mensuales promedio en 2024**, equivalentes al **4% de la energía distribuida**, concentrando aproximadamente el **18% de las pérdidas no técnicas**. Adicionalmente, en la Tabla 5 del Informe 2025 se detalla que los barrios de altas pérdidas (>20%) presentan una energía distribuida de **15,889 MWh/mes**, pérdidas totales de **4,789 MWh/mes** y un porcentaje de pérdidas de **30.1%**.

Acciones realizadas durante los últimos cuatro años

Desde el punto de vista estructural, ENSA ha abordado la reducción de pérdidas no técnicas mediante tres líneas principales de acción, alineadas con la naturaleza de las causas que las originan.

La primera corresponde a las inversiones en bloqueo de red, orientadas al control estructural del hurto. ENSA ha implementado un programa sostenido de inversiones en blindaje de red, mediante la instalación de sistemas de medición concentrada y barreras técnicas que dificultan la manipulación de las acometidas. La inversión total aproximada para el período **2022–2025 asciende a B/. 46.5 millones**, con más de **55,200 clientes intervenidos** y una efectividad estimada de reducción de pérdidas del **50% al 60% en zonas intervenidas**. Estas intervenciones han permitido transformar zonas de alta pérdida en áreas más gestionables, reduciendo la recurrencia del fraude y mejorando la sostenibilidad de las acciones operativas.

La segunda línea corresponde a la captación de clientes ilegales, orientada a la regularización parcial del consumo. Para zonas donde no es viable una intervención estructural completa,

ENSA ha desarrollado estrategias de captación de usuarios ilegales, incorporándolos al sistema mediante esquemas como la medición prepago. Entre **2022 y 2025 se captaron más de 37,800 clientes**, con inversiones anuales detalladas en el anexo respectivo. El enfoque aplicado combina formalización sin barreras técnicas con inspección continua, permitiendo reducir pérdidas comerciales en zonas donde la intervención física total no resulta viable en el corto plazo.

La tercera línea corresponde a inspecciones y control operativo como mecanismo de gestión continua de pérdidas. ENSA ejecutó un programa intensivo de inspecciones para la detección de irregularidades, con un total de **368,600 inspecciones entre 2022 y 2025** y un costo directo aproximado de **B/. 9.1 millones**. Aproximadamente una tercera parte de estas inspecciones se concentró en zonas de reconocimiento especial. Los resultados reportados muestran, en zonas rojas, un **63% de hallazgos y aproximadamente 20% de fraude**, mientras que en otras zonas se registró **54% de hallazgos y alrededor de 9% de fraude**. Adicionalmente, este programa se apoya en herramientas de analítica de datos para optimizar la selección de inspecciones e incrementar su efectividad.

En cuanto a los resultados obtenidos, los indicadores reportados evidencian una gestión activa y sostenida. La energía total recuperada entre 2022 y 2025 fue de **29.8 GWh en 2022, 32.6 GWh en 2023, 45.8 GWh en 2024 y 50.1 GWh en 2025**. La energía recuperada directamente atribuible a proyectos se ubicó entre **5.6 y 8.6 GWh anuales**. A su vez, el índice de pérdidas se ha mantenido en torno a **10.3%–10.6%**, lo que evidencia contención del crecimiento del problema a pesar de condiciones estructurales adversas. Adicionalmente, el informe 2025 ya indicaba que, en el período 2022–2024, se logró una reducción aproximada de **0.20% en el índice de pérdidas**, junto con recuperación energética acumulada.

En consecuencia, los antecedentes presentados evidencian que ENSA ha ejecutado acciones concretas, sostenidas y cuantificables; ha destinado recursos significativos de inversión y operación; y ha obtenido resultados medibles en recuperación de energía y control de pérdidas. Por tanto, no se está frente a una situación de inacción o falta de gestión, sino ante una problemática cuya persistencia responde a condiciones estructurales —sociales, legales y de seguridad— que exceden la capacidad de control absoluto de la empresa, aun cuando se mantenga un esfuerzo operativo continuo.

### Plan Operativo 2026-2030

#### Acciones en zonas rojas

En las zonas clasificadas como zonas rojas, las acciones se orientan a intervenciones estructurales de la red, complementadas con un fortalecimiento del control operativo, considerando las restricciones de seguridad que caracterizan estos sectores.

Las principales líneas de acción comprenden:

- implementación de esquemas de **bloqueo y blindaje de red**
- ejecución de **inspecciones focalizadas con apoyo de la fuerza pública**
- fortalecimiento de capacidades de **monitoreo y analítica de pérdidas**

Cabe precisar que la **red blindada integra medición concentrada como parte de su configuración**, constituyendo una solución tecnológica unificada.

Asimismo, dicha infraestructura incorpora **tecnología AMI**, lo que permite disponer de información oportuna y de alta resolución sobre el comportamiento del consumo.

En complemento, mediante la inversión en **macromedición**, se implementará un esquema de seguimiento soportado en datos provenientes de AMI, orientado a:

- la detección temprana de intervenciones o irregularidades
- la mejora en la efectividad de las acciones de inspección
- el monitoreo continuo de las condiciones de la red

Este enfoque permitirá **reducir la dependencia de seguimiento operativo en campo**, así como disminuir la probabilidad de deterioro de las condiciones de las zonas intervenidas.

Para conocimiento de su Autoridad, como parte de la información adicional, junto a este informe se comparte el archivo Totalizadores ENSA - Marzo 2026 que contiene el detalle de los transformadores con macromedición habilitada a marzo del presente año.

#### Acciones en asentamientos ilegales (invasiones)

En el caso de los asentamientos ilegales, el plan reconoce las limitaciones legales y operativas existentes para la normalización del servicio, constituyendo este frente el principal desafío en la gestión de pérdidas no técnicas.

ENSA mantiene un **seguimiento cercano y continuo con entidades gubernamentales y gobiernos locales**, con el objetivo de viabilizar, en el menor tiempo posible, los procesos necesarios para la regularización de estos asentamientos.

En línea con la experiencia acumulada en este frente y considerando las limitaciones presupuestarias existentes, se ha contemplado la asignación de recursos específicos para el período comprendido entre **julio y diciembre de 2026**, orientados a apoyar las gestiones de regularización.

Dado que estos asentamientos representan **pérdidas del 100% de la energía suministrada**, la estrategia adoptada contempla una **gestión flexible de los recursos a nivel gerencial y organizacional**, de manera que:

- se puedan dinamizar los presupuestos disponibles para atender las necesidades de construcción y regularización de estas comunidades, cuando las condiciones lo permitan
- sin comprometer o bloquear dichos recursos de forma permanente, permitiendo su reasignación a otros frentes de trabajo en caso de no lograrse viabilidad en este ámbito

Adicionalmente, se está dando **seguimiento prioritario** a los procesos de legalización de comunidades específicas de alto impacto, entre las que destacan:

- **Fundación Coral (Panamá Este)**
- comunidades en terrenos propiedad de **Zona Libre de Colón** en zona contigua a Aeropuerto Enrique A. Jiménez.

las cuales corresponden a los asentamientos de mayor tamaño identificados y, por tanto, con mayor incidencia en el nivel de pérdidas.

### Acciones en zonas de alta pérdida

Para las zonas de alta pérdida con presencia de clientes regulares, el plan se orienta a la reducción directa de pérdidas mediante intervenciones técnicas y comerciales.

Las acciones incluyen:

- intensificación de **programas de inspección y detección de fraude**
- ejecución de **proyectos de normalización de redes y acometidas**
- sustitución de equipos de medición y mejora de la **infraestructura de medición**
- implementación de herramientas de **analítica avanzada para identificación de pérdidas**

En este contexto, se contempla que ENSA continúe expandiendo su **nivel de penetración de tecnología AMI**, complementado con inversiones estratégicas por parte de la Gerencia de Recuperación de Energía en el **robustecimiento y expansión de la macromedición**.

Lo anterior permitirá contar con **mejores insumos de información** para el seguimiento y control operativo de estas zonas, facilitando:

- la identificación de las **mejores oportunidades de recuperación de energía**
- la detección de **zonas con deterioro progresivo**, que requieran intervención prioritaria
- una **optimización en el uso de los recursos disponibles**, enfocándolos en áreas de mayor impacto

De esta manera, la combinación de información proveniente de AMI y macromedición permitirá evolucionar hacia un esquema de gestión más **proactivo y focalizado**, incrementando la efectividad de las acciones de control de pérdidas.

### Inversiones y gastos asociados

El plan contempla una asignación total de recursos del orden de **\$23.8 millones**, orientada a la atención diferenciada de los principales frentes de pérdidas.

La distribución de estos recursos es la siguiente:

- **\$350 mil** destinados a la gestión de **asentamientos ilegales**, bajo un esquema de disponibilidad flexible sujeto a viabilidad
- **\$1.48 millones** destinados al **frente de inspección**, con una ejecución estimada de **350 mil inspecciones durante el período tarifario**
- **\$17.3 millones** destinados a **proyectos de blindaje de red**, distribuidos en:
  - **\$8.6 millones** en **Panamá y Sistemas Regionales**
  - **\$8.7 millones** en **Colón**

Esta inversión permitirá la **intervención de aproximadamente 494 transformadores**, beneficiando del orden de **20 mil clientes**, incluyendo tanto clientes existentes como nuevos clientes formalizados, así como una **expansión equivalente del parque de clientes con tecnología AMI**.

- **\$4.6 millones** destinados a la **expansión, actualización y mantenimiento de la red de macromedición**, lo que se traduce en aproximadamente **10.6 mil intervenciones**, distribuidas en:
  - **7.4 mil intervenciones de mantenimiento y actualización de la red existente**
  - **3.2 mil intervenciones** para la **expansión mediante nuevos puntos de medición**

Estas inversiones permitirán fortalecer la capacidad de monitoreo del sistema, incrementando la granularidad de la información y mejorando la efectividad de las acciones de control y recuperación.

### Consideraciones sobre el reconocimiento de pérdidas en zonas especiales

Sin perjuicio del criterio adoptado por la Autoridad, respetuosamente consideramos que la conclusión expuesta en este punto no refleja plenamente la naturaleza del problema que sustenta la solicitud de reconocimiento extraordinario de pérdidas de ENSA.

En primer lugar, conviene recordar que el nivel de pérdidas eficientes reconocido para el período 2026–2030 se construye a partir de ecuaciones de eficiencia estimadas con empresas comparadoras seleccionadas por la propia ASEP, correspondientes a utilities que operan en entornos institucionales, sociales, urbanos y de seguridad materialmente distintos a los que enfrenta ENSA en su zona de concesión. Precisamente por ello, el reconocimiento extraordinario solicitado no busca sustituir ni desconocer la referencia eficiente establecida por la metodología, sino complementarla en aquello que dicha referencia no logra captar: las pérdidas asociadas a zonas rojas, asentamientos informales y sectores con dinámicas sociales y operativas particularmente complejas.

Adicionalmente, conviene resaltar una diferencia metodológica relevante. El benchmark eficiente de pérdidas fue construido a partir de empresas comparadoras y de una ecuación de eficiencia; sin embargo, la conclusión relativa al componente extraordinario se sustenta posteriormente en indicadores agregados de pobreza y criminalidad del país. Respetuosamente, consideramos que ello incorpora un criterio distinto al que dio origen a la referencia eficiente. En otras palabras, ENSA es contrastada con una frontera de eficiencia estimada con empresas que operan en un entorno sustancialmente diferente, pero el ajuste del componente extraordinario se justifica con promedios nacionales que no miden la realidad específica de las zonas que generan la afectación.

La propia evolución de la solicitud presentada por ENSA demuestra que la problemática extraordinaria no ha sido planteada de manera rígida ni sobredimensionada, sino actualizada con criterios más conservadores que en el período anterior. En efecto, mientras que el estudio base del ciclo previo estimó pérdidas extraordinarias del orden de 3.55%, el análisis actualizado para este ejercicio identifica un componente extraordinario de 2.97%, lo que evidencia una reducción respecto del pliego anterior. Es decir, la mejora observada en ciertos indicadores del entorno ya se encuentra reflejada en una menor solicitud extraordinaria. Sin embargo, esa disminución no permite concluir que la problemática haya desaparecido ni que, por ese solo hecho, su reconocimiento deba reducirse automáticamente a la mitad.

Más aún, ENSA acreditó que, una vez aislado el efecto de las zonas extraordinarias, el comportamiento del resto de su sistema se alinea prácticamente con el nivel eficiente reconocido por la metodología. Este resultado es particularmente relevante, pues evidencia que la diferencia principal no proviene de una ineficiencia generalizada de la empresa, sino de un conjunto específico de condiciones sociales, territoriales, culturales y de seguridad que no están presentes —al menos no con la misma intensidad— en las empresas comparadoras. En otras palabras, el componente extraordinario solicitado no persigue trasladar a tarifa ineficiencias de gestión, sino reconocer una brecha estructural que el modelo comparativo no recoge por diseño.

Respetuosamente solicitamos que la evaluación del componente extraordinario descansa principalmente en la evidencia territorial, operativa y técnica del caso concreto, y no de manera predominante en indicadores nacionales agregados que, por su propia naturaleza, no reflejan la severidad ni la concentración del fenómeno dentro de la zona de concesión. En ese sentido, se solicita reconsiderar la conclusión adoptada, a fin de que el reconocimiento extraordinario guarde una correspondencia más directa con la magnitud y características de la afectación efectivamente acreditada por ENSA.

Con base en la evidencia técnica presentada, respetuosamente se solicita a su Autoridad considerar el reconocimiento de la totalidad de las pérdidas extraordinarias planteadas por ENSA, conforme al 2.97% debidamente sustentado.

V. IMP – Considerando comentarios realizados por ENSA.

En línea con los comentarios realizados por ENSA en los documentos Bloque 1, Bloque 2 y Bloque 3, hemos ajustado el modelo publicado como parte de esta consulta pública llegando a un resultado que se resume en la tabla a continuación.

VALOR PRESENTE NETO - INGRESO MÁXIMO PERMITIDO		
Expresado a diciembre 2025	UNIDADES	JULIO/26- JUNIO/30
VP-IPSD - DISTRIBUCIÓN	Miles de B/.	508,328.30
VP-IMPCO - COMERCIALIZACIÓN	Miles de B/.	210,581.78
VP-ALUMPU - ALUMBRADO PÚBLICO	Miles de B/.	33,831.11
SUB-TOTAL	Miles de B/.	752,741.20
VP-IPPD - PÉRDIDAS DE DISTRIBUCIÓN	Miles de B/.	252,494.00
IMP TOTAL	Miles de B/.	1,005,235.19
ENERGÍA FACTURADA (sin AP)	MWh	14,627,077
<b>IMP</b>	<b>B/./MWh</b>	<b>68.72</b>
<b>IMP S/Pérdidas</b>	<b>B/./MWh</b>	<b>51.46</b>

*Resultado de 16\_modelo\_ensa.xlsm, construido por ENSA luego de aplicados los comentarios realizados*

El detalle de este cálculo, resaltando en el archivo todos los puntos de ajuste, mismos que coinciden con los comentarios realizados por ENSA, se presenta como adjunto a este documento bajo el nombre <16\_modelo\_ensa (revisado).xlsm>.

## ADJUNTOS DIGITALES

Adicionalmente en archivo adjunto se presentan los siguientes documentos:

- 01\_NOTA VPER-064-26 ASEP Complemento y aclaracion nota VPER-056-26.pdf
- 02\_Informe\_Metodologia\_Calculo de diferencias.docx
- 03\_CargosVAD2.xlsx
- 04\_tarifas\_ensa\_bts-unificado\_cpg-actual\_v20230718.xlsm
- 05\_Comentarios ENSA Análisis de pérdidas IMP 2026-2030.docx.xlsx
- 07\_202312 Plan Operativo.xlsx
- 08\_202412 Plan Operativo.xlsx
- 09\_202512 Plan Operativo.xlsx
- 10\_Totalizadores ENSA - Marzo 2026.xlsx
- 11\_NOTA VPER-170-25 ASEP (Información IMP 26-30 en Rta DSAN-0775-2025 - Post VPER-163-25).pdf
- 12\_Informe\_Perdidas\_ENSA\_2025\_afectaciones extraordinarias final.pdf
- 13\_20260127 Datos Perdidas Extraordinarias v2.xlsx
- 14\_ArchivosSRUC\_Procesado [Carpeta]
- 15\_Nota VI-069-2026 v2.pdf
- 15b\_Anexo Punto 4\_ Nota VI-069-2026.pdf
- 16\_modelo\_ensa (revisado).xlsm