

**Empresa de Distribución Eléctrica  
Metro-Oeste S.A.**

**Empresa de Distribución Eléctrica  
Chiriquí S.A.**

**Pliego Tarifario**

**Período Julio 2023 - Junio 2026**

**Nota DSAN-0361-23, DSAN-1194-23 y DSAN-  
1344-23**

**Junio 2023**

# ÍNDICE

1	Introducción .....	3
2	IMP utilizado para el desarrollo del Pliego Tarifario .....	3
3	Diseño de los cargos .....	3
3.1	Categorías Tarifarias y Estructura de Cargos .....	3
3.2	Cargos vinculados al Costo de Abastecimiento.....	4
3.3	Cargos vinculados al VAD.....	5
4	Metodología Determinación Cargos por uso de red.....	6
4.1	Enfoque .....	6
5	Parámetros característicos de consumo .....	7
5.1	Categorías con medición de potencia sin discriminación de bloque horario.....	7
5.2	Categorías con medición de potencia en punta y fuera de punta .....	8
5.3	Cálculo de cargos.....	9
6	Proyección de Demandas .....	10
7	Cargos por Conexión .....	11
8	Descripción del modelo tarifario .....	11

## 1 INTRODUCCIÓN

En atención a sus Nota DSAN-0361-23 de 16 de febrero de 2023, DSAN-1194-23 del 7 de junio de 2023 y DSAN-1344-23 del 23 de junio de 2023, donde se establecen los Lineamientos Generales para la Estructura Tarifaria que se deben tomar en cuenta para preparar las propuestas de los Pliegos Tarifarios de la Empresa de Distribución Eléctrica Metro Oeste, S.A. y de la Empresa de Distribución Eléctrica Chiriquí, S.A. para el periodo comprendido del 01 de julio de 2022 al 30 de junio de 2026, presentamos el Pliego Tarifario de Distribución y Comercialización para el periodo Julio 2022 – Junio 2026, con sus modelos de cálculo y sustentación.

## 2 IMP UTILIZADO PARA EL DESARROLLO DEL PLIEGO TARIFARIO

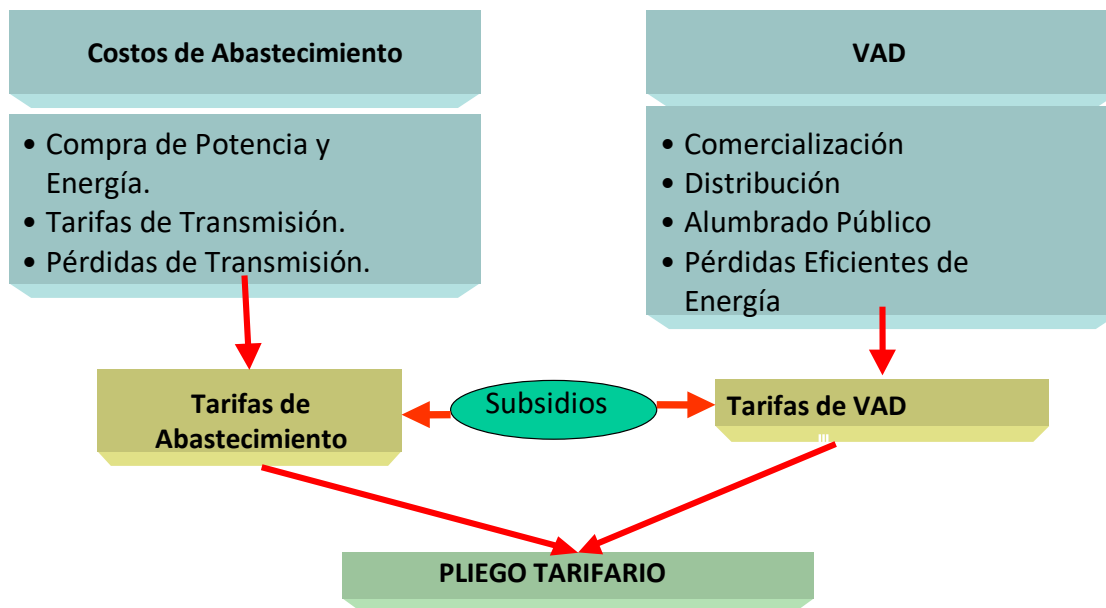
El IMP considerado para preparar los Pliegos Tarifarios, corresponde al aprobado mediante la Resolución AN No.1896-Elec del 21 de junio de 2023. .

## 3 DISEÑO DE LOS CARGOS

Los cargos de los Pliegos Tarifarios se han diseñado de acuerdo con las especificaciones del Régimen Tarifario vigente, así como también en base a los lineamientos indicados por la ASEP en las notas DSAN-0361-23 de 16 de febrero de 2023, DSAN-1194-23 del 7 de junio de 2023 y DSAN-1344-23 del 23 de junio de 2023

Como lo ilustra el gráfico que se incluye a continuación, las tarifas de distribución se componen de dos tipos de costos: abastecimiento y distribución propiamente dicho o Valor Agregado de Distribución (VAD).

### Componentes de costos de tarifas de distribución



### 3.1 Categorías Tarifarias y Estructura de Cargos

De acuerdo al Régimen Tarifario vigente se calcularon tarifas para las siguientes Categorías de Usuarios:

- BTS

- BTSH
- BTD
- MTD
- MTH
- ATD
- ATH
- BTS Prepago

### **Categoría BTD**

Siguiendo los lineamientos de la Nota de la ASEP N° DSAN-0361-23 se mantuvieron tarifas diferenciadas para los siguientes bloques de consumo para la Categoría BTD:

- Bloque 1: de 0 hasta 10,000 kWh/mes
- Bloque 2: de 10,001 hasta 30,000 kWh/mes
- Bloque 3: de 30,001 hasta 50,000 kWh/mes
- Bloque 4: más de 50,000 kWh/mes

Para esta categoría los cargos por bloque de consumo son incrementales, es decir los primeros niveles de consumo se facturan para el cargo correspondiente al bloque y los excedentes se van facturando según los cargos de los bloques sucesivos.

### **Categoría BTS**

Siguiendo los lineamientos de la Nota de la ASEP N° DSAN-1194-23 se definieron para el Nuevo Caso Base y para el resto de las alternativas bloques de consumo incrementales, tal como es el caso de la BTD:

- Bloque 1: de 0 hasta 300 kWh/mes
- Bloque 2: de 300 hasta 750 kWh/mes
- Bloque 3: más de 750 kWh/mes

La opción Caso Base Anterior presenta los mismos bloques de consumo pero son independientes entre sí, es decir no son cargos incrementales a medida que el consumo aumenta, tal como se caracteriza la tarifa BTS vigente.

### **Categoría BTSH**

Siguiendo los lineamientos de la Nota de la ASEP N° DSAN-0361-23 se definieron tarifas con discriminación horaria para los clientes con demanda menor a 15 kW.

## **3.2 Cargos vinculados al Costo de Abastecimiento**

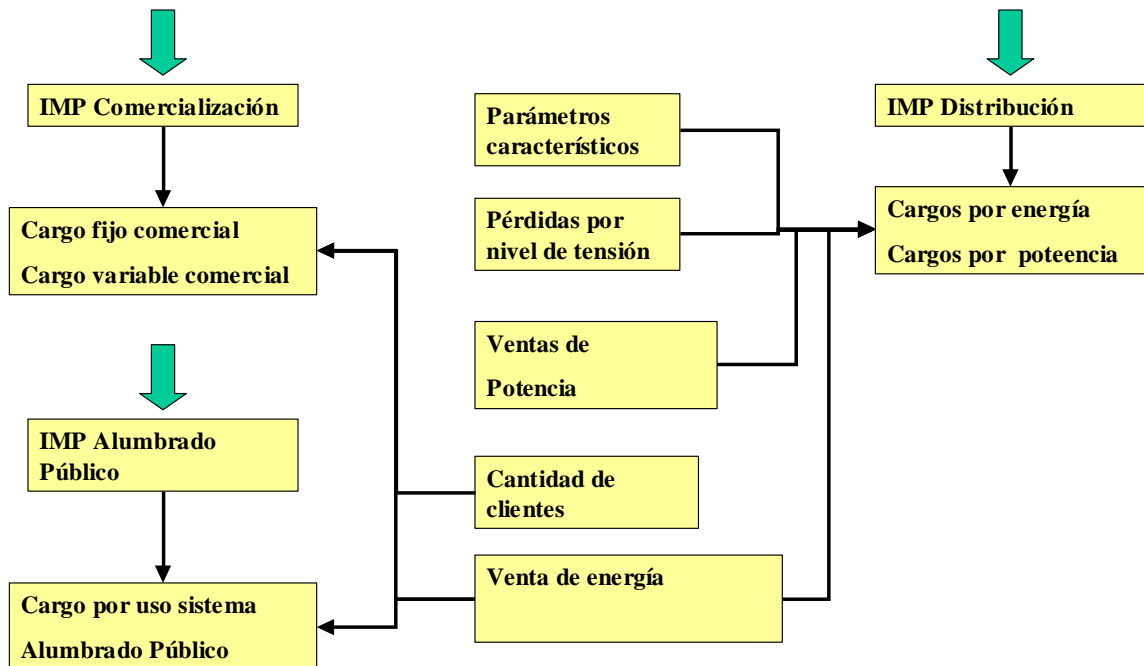
El costo de abastecimiento utilizado para determinar los cargos de generación, pérdidas en transmisión y pérdidas en distribución corresponde con el costo de abastecimiento proyectado por la empresa para el segundo semestre del año 2023. No obstante cabe aclarar que, a los efectos de verificar el cumplimiento del IMP, los cargos por pérdidas se calcularon en base al costo de abastecimiento utilizado en la Resolución de la ASEP. Una vez verificado el IMP, siguiendo las mismas fórmulas de cálculo, los cargos vinculados al costo de abastecimiento y a las pérdidas se determinaron en base al costo de abastecimiento proyectado para el segundo semestre del año 2023.

### 3.3 Cargos vinculados al VAD

La metodología para la determinación de los cargos vinculados al VAD sigue tres caminos diferentes según se deba calcular:

- Cargos por uso de red de distribución
- Cargos de Comercialización
- Cargos por uso del sistema de Alumbrado Público

#### Determinación cargos del VAD



#### **Cargos por uso de red de distribución**

Los cargos por uso de red, tanto expresados por consumo de energía como por demanda máxima de potencia, están determinados por:

- Parámetros característicos de consumo
- Pérdidas eficientes de energía y potencia por nivel de tensión
- Proyección de ventas de potencia, energía y cantidad de clientes
- Ingreso Máximo Permitido de Distribución

#### **Cargos de Comercialización**

Los cargos de comercialización, tanto expresados por cliente\_mes como por consumo de energía, están determinados por:

- Proyección de ventas de energía y cantidad de clientes
- Ingreso Máximo Permitido de Comercialización

## Cargos por uso del sistema de Alumbrado Público

Los cargos por uso del sistema de Alumbrado Público están determinados por:

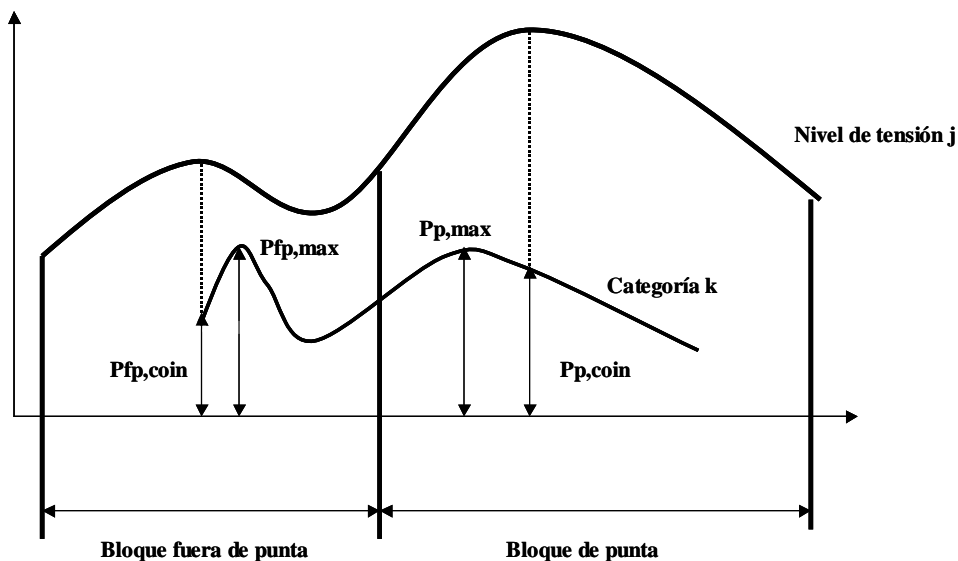
- Proyección de ventas de energía y cantidad de clientes
- Ingreso Máximo Permitido de Alumbrado Público

A continuación se explica la metodología seguida para la determinación de los cargos vinculados a los tres conceptos anteriores.

## 4 METODOLOGÍA DETERMINACIÓN CARGOS POR USO DE RED

### 4.1 Enfoque

El siguiente gráfico ilustra la curva de carga de la categoría k y la de un nivel de tensión j. Respecto de la curva de carga de la categoría k se indican: las potencias máximas en los bloques de punta y fuera de punta y las potencias coincidentales en cada uno de esos bloques con las respectivas potencias máximas del nivel de tensión j.



El Valor Agregado de Distribución del nivel de tensión j se puede expresar como:

$$VAD^j = VADU^j \times (1 - \beta) \times P_{p,max}^j + VADU^j \times \beta \times P_{fp,max}^j \quad (1) \text{ donde:}$$

$VAD^j$  : Valor agregado de distribución del nivel de tensión j

$\beta$  : fracción del costo de distribución del nivel j que se asigna al horario fuera de punta

$P_{p,max}^j$  : Potencia máxima en el nivel j en el horario de punta

$P_{fp,max}^j$  : Potencia máxima en el nivel j en el horario fuera de punta

$VADU^j$  : Valor agregado de distribución por unidad de potencia del nivel de tensión j.

$VADU^j$  no se puede expresar sólo en función de la potencia máxima ya que, los costos se repartirán teniendo en cuenta tanto la potencia máxima en el horario de punta como la potencia máxima en el horario fuera de punta. Por lo tanto despejando de la ecuación (1) tenemos:

$$VADU^j = \frac{VAD^j}{(1 - \beta) \times Pp, \max^j + \beta \times Pfp, \max^j} \quad (2) \quad \text{donde:}$$

$$Pp, \max^j = \sum_{k=\text{categoriasD}} \sum_i^n P \max_i^j \times FCI, Pd_k \times FCE, Pd_k^j \times FPPp^j + \sum_{k=\text{categoriasH}} \sum_i^n Pp \max_i^j \times FCI, Ph_k \times FCE, Ph_k^j \times FPPp^j$$

$$Pfp, \max^j = \sum_{k=\text{categoriasD}} \sum_i^n P \max_i^j \times FCI, FPd_k \times FCE, FPd_k^j \times FPPfp^j + \sum_{k=\text{categoriasH}} \sum_i^n Pp \max_i^j \times FCI, FPh_k \times FCE, FPh_k^j \times FPPfp^j$$

$FPPp^j$ : Factor de pérdidas de potencia de punta acumulado desde el nivel de tensión de la categoría k hasta el nivel j.

$FPPfp^j$ : Factor de pérdidas de potencia fuera de punta acumulado desde el nivel de tensión de la categoría k hasta el nivel j.

De lo expuesto se desprende que es necesario precisar la metodología seguida para la determinación de la fracción de los costos de distribución de cada nivel de tensión que se asigna a la demanda máxima en el horario fuera de punta ( $\beta$ ) y los parámetros característicos de consumo.

## 5 PARÁMETROS CARACTERÍSTICOS DE CONSUMO

Los parámetros característicos de consumo de cada categoría de clientes se obtuvieron de la campaña de caracterización de cargas, cuyos datos y resultados fueron entregados a la ASEP en el Informe Final. Dichos parámetros se indican en la hoja "Parámetros" del modelo de tarifas. Los parámetros utilizados en el cálculo de tarifas son:

- Kep: porcentaje de consumo de energía en horario de punta.
- Kefp: porcentaje de consumo de energía en horario fuera de punta.
- FC: Factor de Uso de la Potencia Máxima.
- FCT: Factor de Coincidencia Total.

El FCT es el producto del Factor de Coincidencia Interno por el Factor de Coincidencia Externo. A continuación se desarrolla una definición completa de los mismos.

### 5.1 Categorías con medición de potencia sin discriminación de bloque horario

#### 5.1.1 Para el bloque de punta

$FCI, Pd_k$ : Factor de coincidencia interno en el horario de punta de la categoría k de aquellos clientes con medición de potencia máxima sin discriminación por bloque horario.

$$FCI, Pd_k = \frac{P \max_k}{\sum_{i \in k} P \max_i}$$

$FCE, Pd_k^j$  : Factor de coincidencia externa en el horario de punta de la categoría k con el nivel j de aquellos clientes con medición de potencia máxima sin discriminación por bloque horario.

$$FCE, Pd_k^j = \frac{Pp, coin_k}{P \max_k}$$

Debido a que FCI y FCE aparecen en las ecuaciones multiplicados entre si es conveniente definir un Factor de Coincidencia Total:

$$FCT, Pd_k^j = FCI, Pd_k \times FCE, Pd_k^j = \frac{Pp, coin_k}{\sum_{i \in k} P \max_i}$$

Cabe aclarar que debido a que las tarifas son constantes para todo el año, es decir no hay tarifas estacionales, los parámetros característicos de la campaña surgen de una curva de carga de un día promedio. Esta curva de carga promedio presenta una demanda de potencia máxima que es menor que la máxima anual. Por lo tanto en el modelo de tarifas, para que cuadre la demanda máxima calculada y la máxima registrada en el año base, es necesario, multiplicar el FCT del modelo por un Factor de Estacionalidad.

### 5.1.2 Para el bloque fuera de punta

$FCI, FPD_k$  : Factor de coincidencia interno en el horario fuera de punta de la categoría k de aquellos clientes con medición de potencia máxima sin discriminación por bloque horario.

$$FCI, FPD_k = \frac{P \max_k}{\sum_{i \in k} P \max_i}$$

$FCE, FPD_k^j$  : Factor de coincidencia externa en el horario fuera de punta de la categoría k con el nivel j de aquellos clientes con medición de potencia máxima sin discriminación por bloque horario.

$$FCE, FPD_k^j = \frac{Pfp, coin_k}{P \max_k}$$

$$FCT, FPD_k^j = FCI, FPD_k \times FCE, FPD_k^j = \frac{Pfp, coin_k}{\sum_{i \in k} P \max_i}$$

## 5.2 Categorías con medición de potencia en punta y fuera de punta

### 5.2.1 Para el bloque de punta

$FCI, Ph_k$  : Factor de coincidencia interno en el horario de punta de la categoría k de aquellos clientes con medición de potencia máxima en punta y fuera de punta.

$$FCI, Ph_k = \frac{Pp \max_k}{\sum_{i \in k} Pp, \max_i}$$

$FCE, Ph_k^j$  : Factor de coincidencia externa en el horario de punta de la categoría k con el nivel j de aquellos clientes con medición de potencia máxima en punta y fuera de punta.



$$FCE, Ph_k^j = \frac{Pp, coin_k}{Pp, max_k}$$

$$FCT, Ph_k^j = FCI, Ph_k \times FCE, Ph_k^j = \frac{Pp, coin_k}{\sum_{i \in k} Pp max_i}$$

## 5.2.2 Para el bloque fuera de punta

$FCT, FPh_k^j$  : Factor de coincidencia interno en el horario fuera de punta de la categoría k de aquellos clientes con medición de potencia máxima en punta y fuera de punta.

$$FCT, FPh_k^j = \frac{Pfp max_k}{\sum_{i \in k} Pfp max_i}$$

$FCE, FPh_k^j$  : Factor de coincidencia externa en el horario fuera de punta de la categoría k con el nivel j de aquellos clientes con medición de potencia máxima en punta y fuera de punta.

$$FCE, FPh_k^j = \frac{Pfp, coin_k}{Pfp, max_k}$$

$$FCT, FPh_k^j = FCT, FPh_k \times FCE, FPh_k^j = \frac{Pfp, coin_k}{\sum_{i \in k} Pfp max_i}$$

Los parámetros característicos resultantes son los informados a la ASEP oportunamente y ellos están contenidos en la hoja Coeficientes del modelo de tarifas.

## 5.3 Cálculo de cargos

### 5.3.1 Cálculo de cargos ordinario: para aplicación durante los 4 años del período tarifario

En la presente sección se desarrolla la metodología seguida para calcular los cargos de todos los componentes de costos.

Previo al cálculo de los cargos se debe determinar cuál es el costo que se le imputará a ese componente. En el caso de los componentes vinculados al VAD se toman como costos permitidos aquellos que establece el regulador como IMP. En el caso de los Costos de Abastecimiento, se proyectan los consumos y las pérdidas y se multiplica por los precios vigentes de energía y potencia siguiendo los criterios de asignación planteados en la Nota de la ASEP N° DSAN-0361-23.

Una vez que se obtienen los costos permitido a recuperar (CPR<sup>o</sup>) de cada componente se pasa a calcular los cargos. Este CPR es el valor presente de los 4 años proyectados para los componentes del VAD y solo la proyección del primer año para los componentes que pertenecen a Costos de Abastecimiento.

En 4 pasos se calculan los cargos de cada componente de costo:

1. Se determina el porcentaje de asignación de costo para un componente para cada categoría tarifaria. El modelo tiene 3 asignaciones posibles: económica (de acuerdo a la responsabilidad de cada categoría en dicho costo según corresponda, aplicando las fórmulas de los apartados anteriores), por ingreso a tarifa vigente (cuyo fin es respetar la asignación

económica de la estructura tarifaria vigente evitando cambios abruptos) o manual (la cual permite combinar las anteriores o introducir nuevos criterios para estructuras tarifarias alternativas).

2. El siguiente paso es de diseño de tarifas. Consiste en determinar los criterios de recupero de cada componente de costo y categoría tarifaria. Dependiendo del componente, los criterios son por Cliente, por Energía o por Potencia.
3. El siguiente paso es calcular el multiplicador que ajuste los ingresos que se generan actualmente a los nuevos costos permitidos. Primero se estima el Ingresos a Tarifa de Referencia (ITR) multiplicando la demanda proyectada con las tarifas de referencia seleccionada (puede ser la misma tarifa vigente):

$$TR^c_i \times d_i = ITR^c_i$$

Luego se realizan los ajustes necesarios de anualización, descuento de subsidios y escalonado en cada ITR.

Tercero se calcula el Multiplicador (MM) como:

$$CPR^c \times \%Asig^c_i / ITR^c_i = MM^c_i$$

4. Finalmente, el último paso consiste en generar el nuevo cargo (NC), multiplicando la tarifa de referencia por el multiplicador:

$$TR^c_i \times MM^c_i = NC^c_i$$

Es decir que el nuevo cargo no es otra cosa que los costos que se permiten recuperar para cada categoría tarifaria (por componente de costo) dividido el consumo correspondiente:

$$NC^c_i = CPR^c \times \%Asig^c_i / d_i$$

### **5.3.2 Cálculo de cargos extraordinario: para aplicación durante 3 años finales del período tarifario**

Siguiendo la instrucción del punto 8 de la Nota de la ASEP N° DSAN-0361-23 se ha procedido a adecuar el modelo tarifario para tener la opción de atender a la necesidad de calcular un pliego tarifario que cumpla con lo siguiente:

1. Considerar su aplicación para los tres últimos años del periodo tarifario
2. Respetar el recupero del IMP a valor presente, contemplando que durante el año 1 del período tarifario se aplican otras tarifas.

Para este fin, los pasos de cálculo descritos en el apartado anterior solo sufren la siguiente modificación. En el paso 3, el cálculo del multiplicador es ajustado para considerar que el Ingreso a Tarifa de Referencia (ITR) considere para el año 1 el Ingreso obtenido con el pliego tarifario realmente aplicado. La activación de esta alternativa, que es la vigente para el actual modelo tarifario, se realiza en la hoja "Resumen", celda R3.

## **6 PROYECCIÓN DE DEMANDAS**

A los efectos del cálculo de tarifas se tomaron la cantidad de clientes y ventas de energía utilizadas por la ASEP en la determinación del IMP. Se asignaron por categoría siguiendo la estructura del año 2022, sin considerar ningún supuesto de migración tarifaria. En vista de la separación del bloque horario Fuera de Punta en Fuera de Punta Medio y Fuera de Punta Bajo, se ha supuesto que el consumo fuera de punta se distribuye equitativamente entre los nuevos bloques.

El detalle de la proyección de demanda puede observarse en la hoja "Demandas" del modelo de tarifas.

## 7 CARGOS POR CONEXIÓN

Los cargos por conexión corresponden a los cargos por conexión del Pliego Tarifario vigente.

## 8 DESCRIPCIÓN DEL MODELO TARIFARIO

A continuación, se describe el Modelo Tarifario con el cual se calcularon los cargos del Pliego de Tarifas Modelo EDEMET IMP22-26.xlsm.

- Sección Reportes, contiene las siguientes Hojas
  - Tablero, donde se muestran los cierres de los ingresos generados con los costos permitidos a recuperar globalmente. Aquí también se selecciona la empresa y el tipo de cierre de pérdidas.
  - Resumen, donde se comprueba el cierre individual de cada componente de costo
  - Pliego, donde se muestran los cargos generados por el modelo.
- Sección Cálculo de Cargos, la cual contiene una hoja por componente de costo. En cada una de ellas se calculan los cargos por categoría tarifaria.
- Sección Proyección de Nuevos Costos, que contiene las siguiente Hojas
  - Costos, donde se encuentran los montos a recuperar por componente
  - Balance, que corresponde al balance energético de la empresa
  - Parámetros, que contiene los parámetros característicos de consumo calculados a partir de la Campaña de Caracterización de Cargas y que alimentan al modelo
  - Premisa Costo, que contiene los inputs que alimentan el cálculo de los costos permitidos a recuperar
- Sección Demanda a facturar, la cual contiene una hoja para cada driver: Clientes, Energía y Potencia.

En la carpeta Modelo EDEMET IMP 22-26 (Res. AN No.18496) se encuentra el archivo Modelo EDEMET IMP22-26.xlsm, Los cargos de distribución, comercialización y alumbrado resultantes están expresados a valor presente de junio de 2022.

En la carpeta EDEMET Jul-Dic23 RDC se presenta el modelo de actualización tarifaria semestral para julio-diciembre 2023 con la actualización de los cargos BASE a julio 2023, siguiendo la metodología establecida en el RDC. Los cargos BASE de abastecimiento vienen del archivo 01\_Modelo Tarifario EDEMET.xlsm y los de distribución, comercialización y alumbrado vienen del archivo Modelo EDEMET IMP22-26.xlsm.

En la carpeta Modelo EDECHI IMP 22-26 (Res. AN No.18496) se encuentra el archivo Modelo EDECHI IMP22-26.xlsm, Los cargos de distribución, comercialización y alumbrado resultantes están expresados a valor presente de junio de 2022.

En la carpeta EDECHI Jul-Dic23 RDC se presenta el modelo de actualización tarifaria semestral para julio-diciembre 2023 con la actualización de los cargos BASE a julio 2023, siguiendo la metodología establecida en el RDC. Los cargos BASE de abastecimiento vienen del archivo 01\_Modelo Tarifario EDECHI.xlsm y los de distribución, comercialización y alumbrado vienen del archivo Modelo EDECHI IMP22-26.xlsm.

El resultado se detalla en el Pliego Tarifario correspondiente.