

Autoridad Nacional de los Servicios Públicos

Régimen Tarifario 2013 - 2017

**CARGOS POR EL USO DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN (CUSPT):
NUEVA METODOLOGÍA, PROCEDIMIENTO, IMPLEMENTACIÓN Y RESULTADOS**

Octubre de 2013

INDICE

- **MÉTODOS DE ASIGNACIÓN CUSPT**
- **METODOLOGÍA PROPUESTA-ADOPTADA**
- **PROCEDIMIENTO RT**
- **IMPLEMENTACIÓN**
- **EXPLICACIÓN E INTERPRETACIÓN DE RESULTADOS CUSPT.**
- **MÉTODO DE ASIGNACIÓN DE PÉRDIDAS**

MÉTODOS DE ASIGNACIÓN CUSPT

Introducción

- **Características Deseables de Metodologías Asignación**
 - El operador de red debe recuperar sus costos y obtener un nivel de rentabilidad adecuada.
 - Los pagos de los agentes resulten justos y equitativos.
 - Señales adecuadas para el funcionamiento y desarrollo del mercado.
- **Diferenciación de cargos de transmisión**
 - Diferenciación temporal (horaria, estacional)
 - Diferenciación espacial (zonal, tarifa única)

Introducción

- **Agentes que pagan los costos del transporte:**
 - Solo Generadores
 - Solo Consumidores
 - Generadores y Consumidores
- **En mercados con importación – exportación:**
 - Evitar transferencia de cargos/subsidios entre países

Introducción

- Principios utilizados para determinar Cargos Transmisión

- Reparto global proporcional (independiente localización)
- Utilización la red (flujos de carga)
- Utilización marginal de la red
- Beneficio económico

- Aspectos en contraposición

Sencillez $\leftrightarrow$ Solidez de la justificación, equidad

- Costos a repartir

- Costos totales de transmisión
- Costos parciales (uso de la red, pérdidas, conexión, etc.)

Métodos Seleccionados de Estudio

Señal Localización	Principio de Asignación	Nombres Usuales
Localización Alta	Uso Marginal	Matriz Beta Áreas de Influencia Generation Shift Distribución Factor (GSDF)
Localización Media	Uso proporcional	Seguimiento eléctrico Participaciones Medias Factores de proporción
Localización Media/Baja	Topológico-eléctrico	Potencia-distancia eléctrica Fuerza-Distancia
Localización Baja	Global	Estampilla Estampilla postal

Métodos: Estampilla Postal

- Fundamentos:

- Reparte el costo de transmisión en función de la potencia o la energía demandada o generada
- Es el método más sencillo y el más utilizado.
- Mayor nivel de sociabilización de CUSPT

$$PR_i = CT * \frac{P_i}{\sum_j P_j}$$

PR_i [\$]: Cargo de transmisión para la transacción/usuario *i*

CT [\$]: Costos totales de transmisión

P_i [MW]: Potencia de la transacción/usuario *i*

ΣP_j [MW]: Suma de las potencias de todas las transacciones/usuarios

Métodos: Basado en Uso Marginal

- **Fundamento**

- Mide el uso marginal eléctrico de la red
- Basado en flujo de carga
- Se compara flujo de carga base con flujos resultantes de producir incrementos de potencia unitarios en los nodos
- Se identifica cuáles nodos producen variaciones en el flujo de potencia de una línea determinada → se calculan factores de participación en el uso de la línea.
- Alto nivel de localización-asignación costos.

Métodos: Potencia - Distancia Eléctrica.

Aplicable a mercados basados en transacciones

- Fundamentos:

- Reparte costos basado en la potencia de transacción y en la “distancia eléctrica” entre los puntos de compra y venta
- La “distancia eléctrica” entre dos nodos i y j representa la impedancia equivalente de red vista desde los nodos i y j
- El Precio de Transmisión para una transacción ij será:

$$PR_{ij} = CT * \frac{P_{ij} * Z_{ij}}{\sum_{ij} P_{ij} * Z_{ij}}$$

PR_{ij} [MW]: Precio de transmisión para la transacción ij

CT [\$]: Costos totales de transmisión

$P_{ij} * Z_{ij}$ [MW.Ω]: Producto Potencia-Distancia eléctrica de la transacción ij

Métodos: Potencia - Distancia eléctrica

Aplicable a mercados con despacho centralizado

• Fundamento

- Asigna los costos asociados a una línea de transmisión a los generadores o demandas del sistema.

- Distancia eléctrica $Z_{i,j-k}$ entre un nodo i y una línea $j-k$ → Promedio de la distancia eléctrica del nodo i a los nodos extremos de la línea

$$Z_{i,j-k} = \frac{Z_{ij} + Z_{ik}}{2}$$

- Factor participación de un nodo (gen/dem) i en una instalación $j-k$.

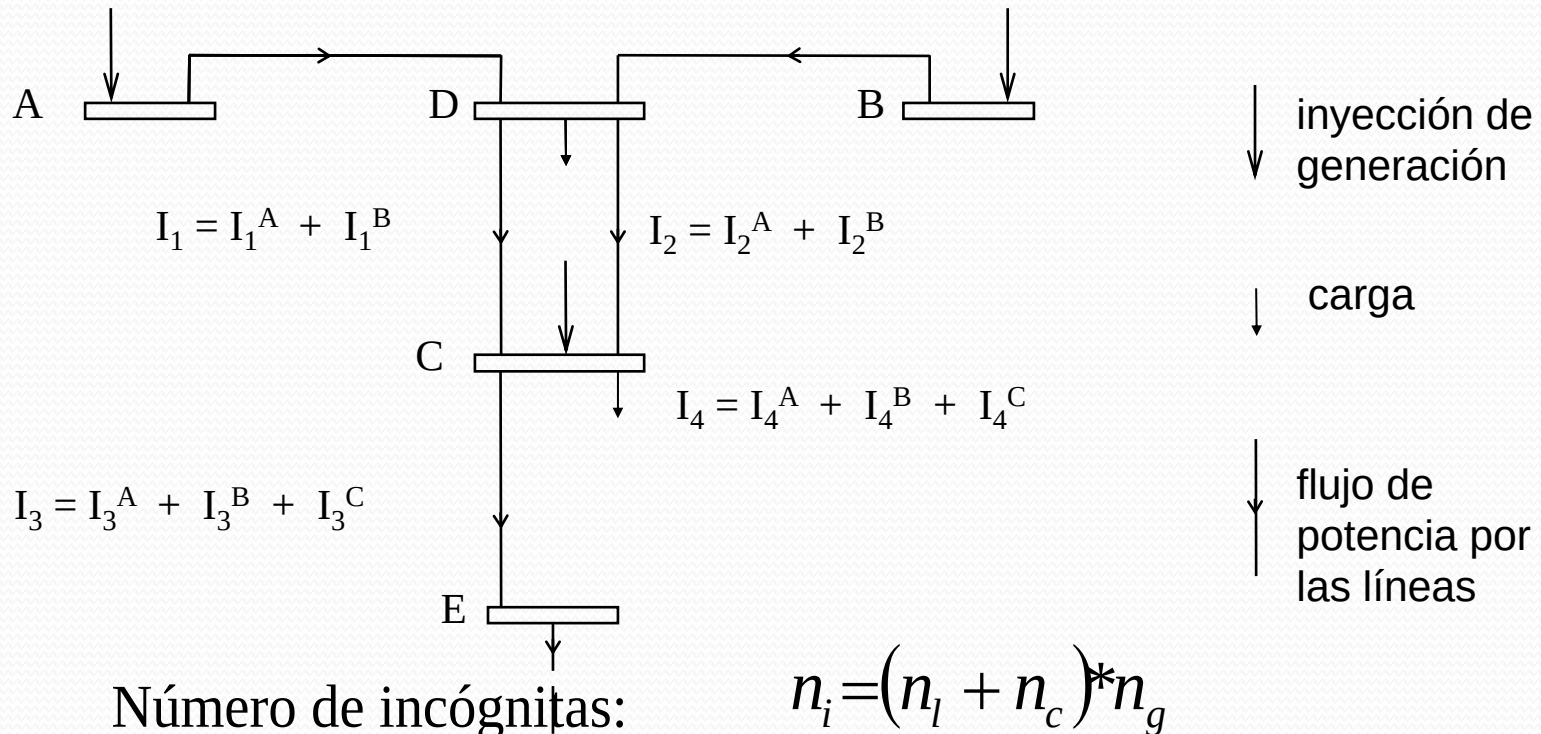
$$FG_{i,j-k} = \frac{\frac{MWh_i}{Z_{i,j-k}}}{\sum_{m=1}^M \frac{MWh_m}{Z_{m,j-k}}}$$

Métodos: Basado en Uso Proporcional

- **Fundamentos:**

- Desagrega los resultados de un flujo de carga.
- Determina la distribución de la potencia inyectada en cada una de las líneas y cargas de la red
- Basada en leyes de la electrotecnia.
- Principio-criterio: una corriente saliente en un nodo mantiene las mismas proporciones que las corrientes inyectadas al nodo.

Métodos: Basado en Uso Proporcional (cont.)



n_l : cantidad de líneas de la red

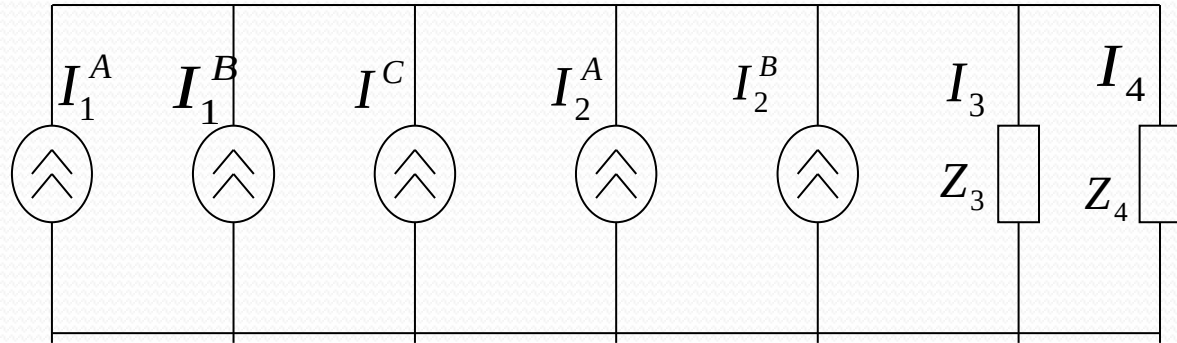
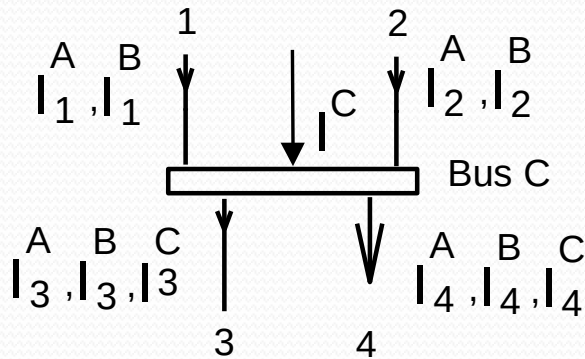
n_c : cantidad de nodos de carga

n_g : cantidad de puntos de inyección

n_s : cantidad de líneas salientes del nodo N

Asignación Cargos de Transmisión

Métodos: Basado en Uso Proporcional (cont.)



Se resuelve por el Principio de Superposición

$$I_i^j = \sum_{k=1}^{n_e} \frac{Z_{EQUIV_N}}{Z_i} * I_k^j$$

- i : índice correspondiente a las líneas o cargas salientes al nodo N
- j : índice correspondiente a los puntos de inyección
- ne : número de inyecciones de corriente (proveniente de líneas o de puntos de inyección) que tiene el nodo del que sale la corriente I_{ij}

Siendo: $Z_i = \frac{V_n}{\sqrt{3} * I_i}$

$$Z_{EQUIV} = \frac{1}{\sum_{i=1}^{n_s} (1/Z_i)}$$

Métodos seleccionados de estudio

Análisis metodológico teórico

Metodología	Puntos débiles /desventajas
Matriz Beta Áreas de Influencia GSDF	Dependencia de la ubicación de la barra slack Discontinuidad topológica
Potencia-distancia eléctrica Fuerza-Distancia	No considera el estado de carga del sistema (distribución en la red de generación-carga)
Estampilla Estampilla postal	Señal de localización nula No adecuado para sistemas poco mallados

METODOLOGÍA PROPUESTA

Aspectos de Interés

- **Lineamientos metodológicos**
- **Escenarios representativos**
- **Asignación a la generación y/o demanda**
- **Vinculación cargos de transmisión regionales**

METODOLOGÍA PROPUESTA

Lineamientos Metodológicos

- **Capacidad utilizada del sistema**
 - Premisas y análisis desarrollados: señal localización media
 - Metodología basada en el uso: Seguimiento Eléctrico
- **Capacidad no utilizada remanente**
 - ¿Por qué hay capacidad remanente?
Economías de escala – planificación de largo plazo
 - ¿Quién se beneficiará de la capacidad remanente?
Incierto
 - Metodología de asignación global: Estampilla Postal

METODOLOGÍA PROPUESTA

Lineamientos Metodológicos

Cargo a asignar		Metodología de asignación
CUSPT	Cargo asociado a la capacidad utilizada	Metodología basada en el uso: participaciones medias / Seguimiento Eléctrico
	Cargo asociado a la capacidad remanente	Metodología de asignación global: Estampilla Postal

METODOLOGÍA PROPUESTA

Escenarios Representativos

- **Escenarios ex-ante vs. ex-post**
- **Escenarios representativos de la capacidad-potencia vs. cantidad-energía transportada**
- **Cantidad de escenarios representativos**

METODOLOGÍA PROPUESTA

Escenarios representativos

- Escenarios ex-ante vs. ex-post

Tipo	Características	Ficticio/Real
Ex-ante	Escenarios futuros esperados/estimados	Ficticio
	Basado en escenarios históricos reales	Ficticio
Ex-post	Basado en escenarios reales ocurridos (despacho promedio a partir energía)	Ficticio
	Predespacho	Ficticio
	Escenarios típicos reales ocurridos (despacho típico potencia)	Real

METODOLOGÍA PROPUESTA

Escenarios Representativos. Alternativas.

- **Representativos de la Capacidad-Potencia:**
 - Aproximación a la Máxima solicitud de la red: Demanda Máxima Simultánea o No Simultánea.
 - Determinación exacta: debería identificarse la máxima solicitud de cada elemento de la red (complejo)
- **Representativos de la Cantidad-Energía Transportada:**
 - “No coincidencia” de la demanda/potencia máxima con la máxima solicitud de la red
 - Justificación económica (cargos proporcionales al beneficio)
 - Favorece-Incentiva generadores con bajo factor de planta

METODOLOGÍA PROPUESTA

Escenarios Representativos.

□ Cantidad de escenarios representativos

- **Dependiente tipo escenarios: futuros/esperados o reales.**
- **Parámetros a considerar.**
 - **Distintas hidrologías (ej: Alta, Media y Baja)**
 - **Pronósticos de crecimiento de demanda (ej: Alto, Bajo)**
 - **Periodos de tiempo (ej: estacionales, mensuales, semanales)**
 - **Grupos horarios (ej: bandas horarias de punta, medio y valle)**
 - **Tipos de días (ej: días laborables, sábados y domingo)**
 - **Cantidad ideal en escenarios reales: 8760 (horaria)**

METODOLOGÍA PROPUESTA

Propuesta Escenarios Representativos.

- **Coherente con metodología de asignación:**
 - No es adecuado utilizar escenarios ficticios → escenarios del despacho real (escenarios estimados solo cálculo preliminar)
 - Seguimiento eléctrico requiere numerosos estados
 - Cant. mín: 9 mensuales (3 bandas horarias y 3 tipos de día)
- **Coherente con las señales al mercado:**
 - Escenarios representativos de cantidad-energía transportada
 - Señal económica (cargos proporcionales al beneficio)
 - Apropiado para Energías Renovables
- **Representativos de la capacidad-potencia:**
 - Capacidad instalada de Gen/Dem. máxima no simultánea

SE

EP

ASIGNACIÓN A LA GENERACIÓN Y/O DEMANDA

Agente que paga los cargos de transmisión	Principales Desventajas
Demanda	No hay señales respecto de la localización de nueva generación. En Panamá no se considera un factor determinante (la localización generación térmica e hidro está muy definida).
Generación	Algunos generadores puedan incurrir en pérdidas económicas al no poder cubrir sus costos operativos y los cargos de transmisión con la remuneración a precio marginal. Sin embargo no se considera que pueda ser un factor crítico.

ASIGNACIÓN A LA GENERACIÓN Y/O DEMANDA

- **Porcentajes definitivos asignación generación/demanda**
 - Evaluación de ventajas/inconvenientes: Decisión final subjetiva.
 - Basada en peso relativo señales que se quieran dar al mercado
 - Fomento Energías Renovables: Se puede disminuir el % a generación.
 - Los porcentajes finales elegidos no inciden en la metodología de asignación del CUSPT adoptada.
 - Propuesta RT:
 - Mantener % para instalaciones existentes: 70% generación – 30% demanda. Luego los cargos gene. zonas 6, 7 y 9 se pasa a demanda excepto EDECHI hasta el año 3.
 - Instalaciones nuevas (3° línea): 100% demanda.

VINCULACIÓN CARGOS DE TRANSMISIÓN REGIONALES

MERCADO ELÉCTRICO REGIONAL (MER)

- **Red de Transmisión Regional (RTR)**
 - Líneas SIEPAC
 - Líneas nacionales existentes necesarias para transacciones MER
- **Régimen tarifario p/ cubrir Ingreso Autorizado Regional**
 - SIEPAC: AOM, servicio de deuda, VEI, rentabilidad, tributos
 - RTR existentes: VEI
- **Régimen tarifario**
 - Metodología Inicial Transitoria
 - Metodología prevista en el RMER

VINCULACIÓN CARGOS DE TRANSMISIÓN REGIONALES

- **Señales deseables Mercado Panamá vs MER**
 - Evitar que los CT favorezcan alguno de los mercados.
 - Armonizar CT nacionales con los regionales.
- **Incertidumbre regulatoria MER.**
 - Mantener independencia regulatoria de los CT. Falta Armonizar.
 - Régimen tarifario definitivo: posibles ajustes (% gen/dem).
- **Egresos e Ingresos de Panamá por CT Regionales.**

Tipo	Cargos de Transmisión Regionales de Panamá
Egresos	CT regionales asignados a agentes de Panamá para cubrir el IAR de la RTR de acuerdo a la reglamentación regional
Ingresos	IAR(VEI) de las líneas existentes de la RTR pertenecientes a la red de Panamá, valor que deberá descontarse al CUSPT.

CONCLUSIONES:

Respecto de las Metodologías de Asignación

- **Metodología actual basada en la Matriz Beta.**
 - Muestra una gran dispersión de valores CUSPT.
 - Fuerte señal de localización tipo exponencial.
 - Desfavorece generación basada en recursos renovables.
- **Metodologías basadas en el Seguimiento Eléctrico.**
 - Nivel de localización o sociabilización intermedio.
 - Fomenta generación basada en recursos renovables.
 - Aplicación e interpretación con bajo grado de complejidad.
- **Combinación seguimiento eléctrico-estampilla postal**
 - Mayor nivel de sociabilización.
 - Mayor equidad → uso de la capacidad remanente.

CONCLUSIONES

Resumen final

- Implementación de Metodología Híbrida basada en la combinación del método del Seguimiento Eléctrico y de la Estampilla Postal
- Escenarios de aplicación:
 - Cálculo preliminar en base a datos estimados.
 - Reajuste final en base a resultados de los despachos reales.
 - Representativos de la energía transportada → SE.
 - Representativos de la capacidad inst. / demanda max. → EP

PROCEDIMIENTO RT

Metodología aprobada artículo 197 RT.

- **El CUSPT se asignará mediante:**
 - **S. Eléctrico:** Asignar parte de cargos asociados a capacidad utilizada instalaciones. Es un cargo por unidad de energía.
 - **E. Postal:** Asignar parte de cargos asociados a capacidad remanente de instalaciones. Es un cargo por unidad de potencia.
- **Los CUSPT se calculan en forma preliminar al inicio de cada año tarifario con datos estimados y se reajustarán en base a datos del despacho ejecutado al final de año tarifario.**
- **La metodología cálculo de CUSPT se compone de los siguientes 10 pasos.**

PROCEDIMIENTO RT

Metodología aprobada artículo 197 RT.

- **Paso 1:** Construcción, para c/ año tarifario, modelo de la red de transmisión.
 - Esta tendrá igual estructura Sistema Transmisión existente más aquellos equipos transmisión comprometidos para período tarifario.
 - Los ingresos de equipamientos se considerarán que están todo el mes si ingresan antes del día 15 del mismo. Si entra en servicio después del día 15, se considerará como ingresando al mes siguiente.

PROCEDIMIENTO RT

Metodología aprobada artículo 197 RT.

- **Paso 2:** Realización flujos de potencia de referencia para escenarios típicos de generación y demanda.
- Para cálculo a realizar al inicio de cada año tarifario:
 - Se adoptarán escenarios en base a datos estimados por ETESA de acuerdo a modelación utilizada normalmente para el cálculo del despacho de mediano plazo.
 - Se asignará una duración T_e a cada escenario, de forma tal que en conjunto sumen el total de 8760 horas del año.

PROCEDIMIENTO RT

Metodología aprobada artículo 197 RT.

- Paso 3: Equipamiento SPT se divide en dos tipos:
- “Equipa. Principal Asignado Total a Demanda”: Demanda
- “Equipa. Principal Asignado a Gen&Dem”: Resto.
 - $\%ASIGP(G) = 70\%$: *% cargo del Equipa. Principal Asignado a Gen&Dem que se asigna a la Generación.*
 - $\%ASIGP(D) = 30\%$: *% cargo Equipa. Principal Asignado a Gen&Dem que se asigna a demanda.*

PROCEDIMIENTO RT

Metodología aprobada artículo 197 RT.

- Paso 4: Determinación costo unitario de elementos SPT.

a) IMP SPT asignado a Gen&Dem:

- *IPSPTPi*: IMP cubre costos SPT del Equipa. Principal Asignado Gen&Dem.
- *ISPTDi*: IMP Equipa. Principal Asignado Totalmente Demanda
- Determinados para c/año tarifario, serán divididos en las proporciones que correspondan a cada nivel de tensión.

PROCEDIMIENTO RT

Metodología aprobada artículo 197 RT.

- Paso 4: Determinación costo unitario de elementos SPT.
 - b) Para cada año “i”, se calcula costo equiv. por unidad de longitud líneas SPT para cada nivel de tensión “v”, como:
 - $CUP_{vi} = IPSPTP_{vi} / \sum_{l=1}^{nlp}(LO_{li})$: Costo unitario anual, asociado líneas nivel de tensión “v” del año tarifario “i” del Equipa. Principal Asignado a Generación y Demanda.
 - $CUD_{vi} = IPSPTD_{vi} / \sum_{l=1}^{nld}(LO_{li})$: Costo unitario anual, asociado líneas nivel de tensión “v” del año tarifario “i” del Equipa. Principal Asignado a Demanda.

PROCEDIMIENTO RT

Metodología aprobada artículo 197 RT.

- **Paso 5**: Calculo % uso líneas SPT que realiza Gen&Dem ubicada en c/nodo mediante el Método Segui. Eléctrico.
 - a) La corriente que circula por c/línea/carga se expresa como suma de varios componentes que provienen de c/uno de generadores. Luego estas componentes son incógnitas del problema:
 - b) C/una incógnitas representa corriente, saliente de un nodo, que circula por una línea/carga, proveniente de un punto inyección.

Por cada nodo de la red se construye un circuito equivalente de acuerdo a una siguientes pasos según se explicó:

- $\%USO_{jl}(G) = \frac{I_l^j}{I_l} * 100$: % participación generador “j” en el uso de línea “l”.
- $\%USO_{kl}(D) = \sum_{j=1}^{n_g} cinv_l^{k,j} * \frac{I_l^j}{I_l} * 100$: % participación demanda “k” en el uso de una línea “l”

PROCEDIMIENTO RT

Metodología aprobada artículo 197 RT.

- **Paso 6:** Determina cargo nodal correspondiente a la generación c/nodo “j” y demanda c/nodo “k” que permite recuperar costo asociado a utilización c/línea, en el año tarifario “i”:

$CUAP_{lei} = CUP_{vi} * ABS(F_{lei}) / FMAX_l$; Costo unitario adaptado G&D para l y e.

$CUAD_{lei} = CUD_{vi} * ABS(F_{lei}) / FMAX_l$; Costo unitario adaptado D para l y e.

▪Para Equipamiento Principal Asignado a Gen&Dem:

$$CNODP_{ji}(G) = \sum_e \sum_{l=1}^{nLP} [T_e / 8760 * CUAP_{lei} * LO_{li} * \%USO_{lkei}(G) * \%ASIGP(G)]$$

$$CNODP_{ki}(D) = \sum_e \sum_{l=1}^{nLP} [T_e / 8760 * CUAP_{lei} * LO_{li} * \%USO_{lkei}(D) * \%ASIGP(D)]$$

▪Para Equipa. Principal Asignado Totalmente Demanda:

$$CNODD_{ki}(D) = \sum_e \sum_{l=1}^{nLD} [T_e / 8760 * CUAD_{lei} * LO_{li} * \%USO_{lkei}(D)]$$

PROCEDIMIENTO RT

Metodología aprobada artículo 197 RT.

- **Paso 7:** Determinación Cargos por Uso zonales por unidad energía asignados por Seguimiento Eléctrico.

a) A los fines del cálculo de los CUSPT, los nodos se agrupan en zonas. Los cargos de cada zona es suma de cargos nodales de todos los nodos pertenecientes a una misma zona:

$CZONP_{zi}(G) = \sum jz (CNODP_{jzi}(G))$: Para Equipa. Ppal. Asignado Genera.

$CZONP_{zi}(D) = \sum kz (CNODP_{kzi}(D))$: Para Equipa. Ppal. Asignado Demanda

$CZOND_{zi}(D) = \sum kz (CNODD_{kzi}(D))$: Para Equipa. Principal Asignado
Totalmente a la demanda:

b) Los cargos zonales por uso del SPT, por unidad de energía:

$CXUSOPS_{zi}(G) = CZONP_{zi}(G) / \sum jz [E_{jzi}(G)]$

$CXUSOPS_{zi}(D) = CZONP_{zi}(D) / \sum jz [E_{kzi}(D)]$

$CXUSODS_{zi}(D) = CZOND_{zi}(D) / \sum jz [E_{kzi}(D)]$

PROCEDIMIENTO RT

Metodología aprobada artículo 197 RT.

- **Paso 8: Determinación de Cargos por Uso por unidad de potencia asignados por Método de Estampilla Postal.**

a) El Costo Reconocido del equipamiento del Sistema Principal de Transmisión se determina de acuerdo a las siguientes expresiones:

$CRECP_i = \sum_{l=1}^{nLP} (LO_{li} * CUP_{vi})$: Costo Reconocido Equipa. Ppal. Asignado a Generación y Demanda en año tarifario “i”.

$CRECD_i = \sum_{l=1}^{nLD} (LO_{li} * CUD_{vi})$: Costo Reconocido Equipa. Ppal. Asignado a Totalmente a Demanda en año tarifario “i”.

b) **Los cargos zonales por uso del SPT, por unidad de energía:**

$CRECPE_i(G) = CRECP_i * \%ASIGP(G) - \sum Z CZONP_{zi}(G)$: Costo Reco. Equipa. Ppal. Asignado a Gen&Demanda, año “i”, asignado por E Postal, generado.

$CRECPE_i(D) = CRECP_i * \%ASIGP(D) - \sum Z CZONP_{zi}(D)$: Idem a Demanda.

$CRECDE_i(D) = CRECD_i - \sum Z CZOND_{zi}(D)$: Idem asignado solo Demanda.

PROCEDIMIENTO RT

Metodología aprobada artículo 197 RT.

- **Paso 8**: Determinación de Cargos por Uso por unidad de potencia asignados por Método de Estampilla Postal.

c) Los cargos por uso del SPT, por unidad de potencia, asignados por el método de E Postal, resultan de siguientes expresiones:

- **Para Equipamiento Principal Asignado a Gen&Demanda:**

$$CXUSOPE_i (G) = CRECPE_i / \sum g C_{inst_{gi}}$$

$$CXUSOPE_i (D) = CRECPE_i / \sum d P_{ma_{di}}$$

- **Para Equipamiento Principal Asignado Totalmente a demanda:**

$$CXUSODE_i (D) = CRECDE_i / \sum d P_{ma_{di}}$$

.

PROCEDIMIENTO RT

Metodología aprobada artículo 197 RT.

- **Paso 9**: Determinación de Cargos Adicionales del SPT por unidad de potencia.
 - a) Este Paso aplicación exclusiva para periodo comprendido entre la puesta en vigencia RT y la puesta servicio de la primera instalación definida por ASEP como “Equipamiento Principal Asignado Totalmente a la Demanda”.
 - b) Se definen como Agentes Excluidos del pago de los cargos por uso del SPT a los generadores de la Zona 6, Zona 7 y Zona 9.
 - c) Se definen como Agentes Sujetos al pago del Cargo Adicional a todas las demandas, excluidas: a Zona 1, Zona 2, Zona 3 y Zona 4.
 - d) El Cargo Adicional del SPT para el año tarifario “i” (CADIC_i) se determina de acuerdo a la siguiente expresión:

$$CADIC_i = \sum_z^{zexc} CZONP_{zi}(G) + CXUSOPE_i(G) * \sum_z^{zexc} Cinst_{zgi}$$

PROCEDIMIENTO RT

Metodología aprobada artículo 197 RT.

- Paso 9: Determinación de Cargos Adicionales del SPT por unidad de potencia.
 - e) Los Cargos Adicionales SPT por unidad de potencia, que deben pagar los Agentes Sujetos al pago del Cargo Adicional, son:

$$CADICU_i(D) = CADIC_i / \sum_d^{zca} Pma_{zdi}$$

CADICU_i(D): Cargo Adicional SPT por unidad potencia, correspondiente a las demandas definidas como Agentes Sujetos al pago del Cargo Adicional, válido para el año tarifario “i”. El cargo se expresa por unidad de potencia máxima anual no coincidente de la demanda.

zca: Zonas correspondientes a los Agentes Sujetos al pago del Cargo Adicional

PROCEDIMIENTO RT

Metodología aprobada artículo 197 RT.

- **Paso 10: Componentes del cargo por Zona**

El Cargo de cada Zona, para generación y demanda, es la suma:

- **Del Cargo por Energía determinado en base al método del Seguimiento Eléctrico.**
- **Más el Cargo Fijo por Estampilla Postal.**
- **Más el Cargo Adicional que corresponda para la generación y para la demanda.**

ASIGNACIÓN DE PÉRDIDAS DEL SPT

PÉRDIDAS: INTRODUCCIÓN

- **Cálculo de pérdidas:**
 - Diferencia entre la generación realizada y el consumo registrado.
- **Valoradas por el CND según Reglas Comerciales.**
- **Asignación de pérdidas.**
 - Agentes compradores.
 - Metodología de tipo marginal.
 - Proporcional a Factores de Pérdidas Promedio (FPPI) por zona.

PÉRDIDAS: METODOLOGÍA VIGENTE

CÁLCULO FACTORES PÉRDIDAS

- **Cálculo de Pérdidas Marginales de Transmisión.**
 - 10 casos de pérdidas base.
 - Cuantificación del incremento marginal de pérdidas → incrementos de 10 MW en cada centro de demanda
- **Cálculo de los Factores Promedio de Pérdidas.**
 - Promedio ponderado: Duración bloques y factores de ocurrencia de las hidrologías
- **Consideraciones Metodología actual.**
 - Escasa representatividad de los escenarios → dependencia generador marginal.
 - Valor incremento de demanda → puede ser excesivo y distorsivo.

PÉRDIDAS: SIMULACIONES REALIZADAS

Metodología actual

- Incidencia de ubicación del generador marginal

Incremento de pérdidas

Zona - Nodo	Slack 97 FOR13A- Zona 2	Slack 66 BLM13B Zona 9	Slack 101 BAY13A Zona 8
1 - Progreso	0.10	-0.01	-0.03
4- M de Nance	0.01	-0.01	-0.03
5 -LI. de Sanchez	0.06	0.02	0.00
6 - Chorrera	0.10	0.04	0.02
7 - Panama	0.10	0.04	0.02
9 - Colón	0.08	0.01	-0.01
10 - Changuinola	0.10	0.04	0.02

PÉRDIDAS: METODOLOGÍA PROPUESTA PARA ASIGNAR PÉRDIDAS

- Asignación de pérdidas basada en seguimiento eléctrico
- Identifica pérdidas producidas por varias corrientes circulando en forma simultánea por una línea

$$L_i = 3 * \left(\sum_{i=1}^n I_i \right)^2 * R \quad \longrightarrow \quad L_i = 3R \sum_{i=1}^n I_i^2 + 3R \sum_{i=1}^n \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^n I_i * I_j$$

- Asignación a un corriente genérica I_K
 - Término cuadrático
 - Términos lineales asignados en forma proporcional

PÉRDIDAS: METODOLOGÍA PROPUESTA PARA ASIGNAR PÉRDIDAS

- Asignación a una corriente genérica I_k

$$L_{I_k} = 3R I_k^2 \left\{ 1 + \frac{2I_1}{I_k + I_1} + \frac{2I_2}{I_k + I_2} + \dots + \frac{2I_n}{I_k + I_n} \right\}$$

- Asignación a una demanda genérica m

$$L_m = \sum_{i=1}^{NI} L_{I_{k,i}}$$

- Asignación final por zonas

PÉRDIDAS: CONCLUSIONES

Metodología Propuesta

- **No se presentan Factores de Pérdidas negativos.**
- **Independientes de la ubicación del generador marginal.**
- **Posibilidad de utilizar una única metodología para asignación de pérdidas y del CUSPT.**
- **Método del SE se considera técnica y económicamente adecuado para el cálculo de los factores de pérdidas.**

Gracias por la Atención
FUUNSAJ-IEE

avargas@iee.unsj.edu.ar

reta@iee.unsj.edu.ar