

**Estudio Integral de Tarifas Eléctricas
para México**

Tarea 1.3.3 – Informe N°22

**Metodología para la determinación de
los Costos Marginales de Largo Plazo
de Distribución primaria y secundaria**

Preparado para:



METODOLOGÍA PARA LA DETERMINACIÓN DE LOS COSTOS MARGINALES DE LARGO PLAZO DE DISTRIBUCIÓN PRIMARIA Y SECUNDARIA

CONTENIDO

| | |
|--|----------|
| RESUMEN EJECUTIVO | 4 |
| INFORME | 6 |
| 1. INTRODUCCIÓN | 6 |
| 2. ENFOQUE METODOLÓGICO – LEY DE CANTIDAD DE OBRAS | 6 |
| 3. APLICACIÓN AL CÁLCULO DEL CMLP DE DISTRIBUCIÓN (CMLPD)..... | 10 |
| 4. EJEMPLO DE CÁLCULO DEL COEFICIENTE ALFA | 12 |
| 5. CONCLUSIÓN | 13 |

INDICE DE FIGURAS Y TABLAS

| | |
|---|----|
| Figura 1 - Curvas de Costo marginal a partir de la evolución del sistema..... | 7 |
| Figura 2 - Regresión lineal entre las variables X y P | 13 |
| Tabla 1 - Evolución anual de Demanda e Instalaciones | 10 |
| Tabla 2 - Ejemplo de evolución anual de Demanda e Instalaciones | 12 |

ENCUENTRO

GLOSARIO

CFE: Comisión Federal de Electricidad

LFC: Luz y Fuerza del Centro

CRE: Comisión Reguladora de Energía

SENER: Secretaria de Energía

TdR: Términos de Referencia

CMLP: Costo Marginal de Largo Plazo

CMLPD: Costo Marginal de Largo Plazo de Distribución

VRN: Valor de Reemplazo Nuevo

AT: Alta Tensión

MT: Media Tensión

BT: Baja Tensión

AP: Alumbrado Público

SER: Sistemas Eléctricos Representativos

Transformador AT/MT: Transformador reductor de Alta tensión a Media Tensión

Transformador MT/BT: Transformador reductor de Media tensión a Baja Tensión

EETT AT/MT: Estaciones Transformadoras de Alta a Media Tensión

METODOLOGÍA PARA LA DETERMINACIÓN DE LOS COSTOS MARGINALES DE LARGO PLAZO DE DISTRIBUCIÓN PRIMARIA Y SECUNDARIA

RESUMEN EJECUTIVO

El presente informe corresponde a la Tarea 1.3.3 “Cálculo de los costos marginales de capacidad de distribución” y contiene la descripción de la metodología para el cálculo de los costos marginales del largo plazo de distribución (CMLPD) primaria y secundaria, referidos, respectivamente, al desarrollo de las redes de media tensión (nivel de MT) y de baja tensión (nivel de BT).

La metodología descrita en este informe, se aplicará sobre la base de los resultados del VRN adaptado de CFE y LFC que se obtengan del Informe N°21 “Determinación del VRN adaptado de los activos de distribución correspondientes a cada zona” y los costos de operación y mantenimiento eficientes que se obtengan del Informe N°24 “Determinación de costos operativos de distribución”. Asimismo, se requiere contar con información de la evolución histórica reciente de las cantidades físicas de instalaciones de distribución primaria y secundaria, asociadas a la evolución de la cantidad de energía distribuida y demanda máxima para el mismo periodo.

Los CMLPD primaria (MT) y secundaria (BT), se utilizarán para la definición de las tarifas teóricas y el cálculo de los ingresos a costo marginal en el año de referencia o testigo.

La definición conceptual de costo marginal de largo plazo representa el costo adicional necesario (capital más gastos operativos) para obtener una unidad más de producción (en este caso, energía distribuida) asumiendo que todos los factores involucrados pueden variarse, de forma que éstos se pueden combinar en forma óptima con el objetivo de minimizar los costos.

Para aplicar al pie de la letra esa definición conceptual en el sector de distribución, primaria (MT) y secundaria (BT), se necesitaría determinar los puntos de consumos y cantidad de energía que se deberán abastecer en el futuro, tanto en zonas urbanas como rurales; esto es, hacer previsiones demográficas, económicas y urbanísticas para determinar los crecimientos de demanda y las instalaciones necesarias requeridas a largo plazo, con un grado de precisión razonable que es realmente imposible asegurar.

Una opción práctica alternativa para estimar el costo de desarrollo de las redes de distribución, es entonces, estudiar la evolución histórica de las cantidades agregadas de los distintos tipos de obras e instalaciones - por ejemplo, longitudes de líneas de MT y líneas de BT, cantidad y potencia nominal de transformadores MT/BT - relacionándolas con el crecimiento de consumo asociado, estableciendo de esta manera una ley de crecimiento que sea representativa en términos de correlación probable, con el consumo como variable independiente. Unas leyes de correlación de este tipo representan tendencias estructurales que permiten describir el comportamiento esperado de las inversiones para cada clase de instalación. Esto es lo que se conoce como Ley de la Cantidad de Obras ⁽¹⁾ en su aplicación para la estimar los costos marginales de largo plazo de las redes de distribución.

⁽¹⁾ R. Juricic – EDF, Dirección de Distribución – propuso un modelo, a partir de las Leyes de Kelvin y Santarelli que muestra la existencia de relaciones simples entre el volumen de conductores y los puntos de suministro

La ventaja de la aplicación de este método radica en que el cálculo se desarrolla sobre la base de información y datos reales estadísticos, los que habitualmente son registrados por las prestadoras de servicio eléctrico, sin necesidad de hacer hipótesis de desarrollo a futuro de las redes, que pueden ser discutibles.

De la aplicación de la metodología mencionada anteriormente, resulta que los costos marginales de largo plazo de distribución, se calculan mediante la siguiente fórmula:

$$CMLPD_i = \alpha_i \times \frac{[FRC_{iX} \times X_{iX} \times CU_X + CO \& M_i]}{P_i}$$

Donde:

$CMLPD_i$ costo marginal de largo plazo para el nivel de tensión i

α_i parámetro cuyo valor depende del crecimiento de la demanda y las instalaciones para el nivel de tensión i ⁽²⁾

FRC_{iX} factor de recuperación del capital para el nivel de tensión i y tipo de instalación X ⁽³⁾

X_{iX} volumen de instalaciones tipo X para el año base para el nivel de tensión i

CU_X costos unitarios de las instalaciones X

$CO \& M_i$ costos anuales de operación y mantenimiento eficientes del nivel de tensión i

P_i demanda (agregada) a la entrada del nivel de tensión i

⁽²⁾ Se determina a partir de información estadística histórica de crecimiento de la demanda y de las instalaciones por nivel de tensión

⁽³⁾ Definido para una determinada tasa de descuento y vida útil según el tipo de instalación (subestaciones AT/MT, líneas de MT, transformador MT/BT o líneas de BT)

METODOLOGÍA PARA LA DETERMINACIÓN DE LOS COSTOS MARGINALES DE LARGO PLAZO DE DISTRIBUCIÓN PRIMARIA Y SECUNDARIA

INFORME

1. INTRODUCCIÓN

El presente informe corresponde a la Tarea 1.3.3 “Cálculo de los costos marginales de capacidad de distribución” y contiene la descripción de la metodología para el cálculo de los costos marginales del largo plazo de distribución (CMLPD) primaria y secundaria, referidos, respectivamente, al desarrollo de las redes de media tensión (nivel de MT) y de baja tensión (nivel de BT).

La metodología descrita en este informe, se aplicará sobre la base de los resultados del VRN adaptado de CFE y LFC que se obtengan del Informe N°21 “Determinación del VRN adaptado de los activos de distribución correspondientes a cada zona” y los costos de operación y mantenimiento eficientes que se obtengan del Informe N°24 “Determinación de costos operativos de distribución”. Asimismo, se requiere contar con información de la evolución histórica reciente de las cantidades físicas de instalaciones de distribución primaria y secundaria, asociadas a la evolución de la cantidad de energía distribuida y demanda máxima para el mismo periodo.

Las señales económicas implícitas en las tarifas eléctricas deben permitir que el sistema evolucione tendiendo hacia el óptimo, mostrando en cada momento la desadaptación existente entre la expansión óptima y el estado real del sistema. Las señales económicas de largo plazo son las que permiten optimizar las inversiones en el sistema en los tres segmentos: generación, transmisión y distribución.

El objetivo del informe es presentar la metodología a aplicar para la determinación de los costos marginales de distribución correspondientes a las etapas de suministro en MT y BT.

A continuación se desarrollan los siguientes puntos:

- Enfoque Metodológico – Ley de la Cantidad de Obras
- Aplicación al cálculo del CMLP de Distribución
- Cálculo de las variables

2. ENFOQUE METODOLÓGICO – LEY DE CANTIDAD DE OBRAS

Según la definición conceptual dada anteriormente, los costos marginales se definen como:

$$CMg = \min \left(\frac{dCt}{dQ} \right)$$

Donde,

CMg costo marginal

$\frac{dCt}{dQ}$ derivada de los costos totales (Ct) respecto de las cantidades producidas (Q)

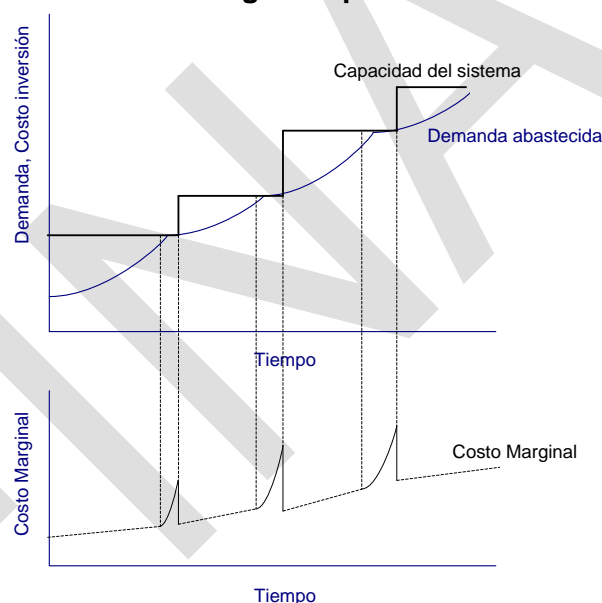
En el caso de distribución C_t serán los costos totales de inversiones más gastos operativos anuales y Q será la demanda anual a abastecer.

Los costos asociados a las redes y demás instalaciones involucradas en la prestación del servicio de electricidad están constituidos por el costo financiero de las inversiones, amortizaciones y gastos en operación y mantenimiento. Al crecer la demanda a abastecer, necesariamente aumentan estos costos, tanto por incremento de los gastos de operación y mantenimiento como por la adición de inversiones que aumentan la capacidad general del sistema de abastecimiento.

El sistema y la demanda a abastecer se consideran mutuamente adaptados cuando, considerando las restricciones y normas de calidad y seguridad correspondientes, la capacidad del sistema es tal que el costo económico del servicio es el mínimo posible. Cualquier aumento adicional de la demanda implicará un aumento del costo de inversión y de explotación o generará condiciones de operación en las que no se cumple con la calidad de servicio especificada.

La capacidad de los sistemas eléctricos se incrementa en forma discreta, en función de los requerimientos de demanda a abastecer, la cual varía en forma continua, en contraposición a los primeros. Estas variaciones se muestran en el siguiente gráfico:

Figura 1 - Curvas de Costo marginal a partir de la evolución del sistema



Para aplicar al pie de la letra la definición conceptual de CM_g en el sector de distribución, primaria (MT) y secundaria (BT), se necesitaría determinar los puntos de consumos y volúmenes de energía que se deberán abastecer en el futuro, tanto en zonas urbanas como rurales; esto es, hacer previsiones demográficas, económicas y urbanísticas para determinar los crecimientos de demanda y las instalaciones necesarias requeridas a largo plazo, con un grado de precisión razonable que es realmente imposible asegurar.

Una opción práctica alternativa para estimar el costo de desarrollo de las redes de distribución, es estudiar la evolución histórica de las cantidades agregadas de los distintos tipos de obras e instalaciones - por ejemplo, longitudes de líneas de MT y líneas de BT, cantidad y potencia nominal de transformadores MT/BT - relacionándola con el crecimiento de consumo asociado, de manera de identificar una ley de crecimiento que sea representativa, en términos de correlación probable con el consumo como variable independiente. Unas leyes de correlación de este tipo representan tendencias estructurales que permiten describir el comportamiento esperado de las inversiones para cada clase de instalación.

De la observación se evidencia que un aumento de consumo implica un aumento de las cantidades de obras necesarias para abastecer ese incremento de consumo.

Según R. Juricic (4), considerando una red de distribución de electricidad que alimenta cierta área de servicio, puede establecerse empíricamente y justificarse teóricamente, una correlación entre la densidad (superficial) de demanda y la densidad (superficial) de cantidad de instalaciones de distribución de cierto tipo. Siendo X la cantidad de instalaciones (por ejemplo, el total de transformadores MT/BT instalados) para abastecer una demanda máxima agregada P en un área electrificada de extensión S , la Ley de Juricic se expresa de la siguiente forma:

$$\frac{X}{S} = k \times \left(\frac{P}{S}\right)^\beta$$

donde k y β son constantes determinadas empíricamente y que dependen del tipo de instalación considerada, de la tecnología utilizada y de las características propias del terreno.

Para aplicar la fórmula anterior a un sistema de distribución, las variables X y P pueden usualmente determinarse sin mayor dificultad, pero no es en cambio fácil definir con precisión el área electrificada S . Además, en su formulación original no es directamente aplicable para los cálculos tarifarios. Por eso se recurre en la práctica a una derivación de la Ley de Juricic que ha sido llamada Ley de la Cantidad de Obras, explicada como sigue.

Considerando un área de servicio determinada, todas las variables de interés evolucionan, crecen temporalmente, en una forma que en general puede asimilarse bien a una función exponencial con el tiempo t como variable independiente. Entre las variables dependientes $X(t)$, $P(t)$ y $S(t)$ se mantiene la relación que establece la Ley de Juricic, conservándose invariantes k y β , mientras se trate del mismo tipo de instalaciones, con la misma tecnología, aplicada en el mismo tipo de terreno. Puede entonces postularse la siguiente formulación:

$$\text{sean } P(t) = P(0)\exp\{g \cdot t\} \quad \text{y} \quad S(t) = S(0)\exp\{s \cdot t\}$$

entonces:

$$X(t) = k \times \frac{P(t)^\beta}{S(t)^{\beta-1}} = k \times \frac{P(0)^\beta}{S(0)^{\beta-1}} \times \exp\{\beta \cdot g \cdot t - (\beta-1) \cdot s \cdot t\}$$

El último término se puede transformar como sigue:

$$\exp\{[\beta + (1-\beta) \cdot (s/g)] \cdot g \cdot t\} = \exp\{\alpha \cdot g \cdot t\} = \left[\frac{P(t)}{P(0)}\right]^\alpha, \quad \text{con } \alpha = [\beta + (1-\beta) \cdot (s/g)]$$

Con lo que finalmente se tiene

$$X(t) = K \times P(t)^\alpha \quad \text{siendo:} \quad K = k \times \frac{P(0)^{\beta-\alpha}}{S(0)^{\beta-1}} = k \times \left[\frac{P(0)^{s/g}}{S(0)}\right]^{\beta-1}$$

Así pues, se generaliza la siguiente Ley de la Cantidad de Obras, expresando las variables correspondientes a las instalaciones y la demanda en función del tiempo:

(4) R. Juricic – EDF, Dirección de Distribución – propuso un modelo, a partir de las Leyes de Kelvin y Santarelli que muestra la existencia de relaciones simples entre el volumen de conductores y los puntos de suministro

$$X(t) = K \times P(t)^\alpha$$

Donde:

$X(t)$ cantidad de obras de un tipo de instalación X (longitud de líneas MT, o líneas BT, o número de transformadores MT/BT, o subestaciones AT/MT) en el área $S(t)$

$P(t)$ potencia máxima agregada de la demanda distribuida en el área $S(t)$

α coeficiente de rendimiento de escala, - empírico, adimensional. Permite relacionar el costo medio con el costo marginal y su valor depende de la tasa de crecimiento de la demanda y del tipo de instalaciones

K constante empírica dependiente de la densidad de demanda máxima en el momento de referencia ($t=0$) y de las tendencias de crecimiento temporal de $P(t)$ y $S(t)$

Derivando la ecuación anterior respecto de la demanda, se obtiene:

$$\frac{dX}{dP} = \alpha \times K \times P^{\alpha-1} = \alpha \times \frac{K \times P^\alpha}{P} = \alpha \times \frac{X}{P}$$

La anterior ecuación permite calcular el incremento marginal de cada tipo de instalación con respecto a la demanda en cierto momento en forma proporcional al promedio observado de cantidad de instalaciones por unidad de demanda en ese momento.

Valorizando en la anterior expresión la cantidad de obras X por su VRN eficiente CX , se tiene una formulación adecuada para estimar, con fines tarifarios, el costo marginal de desarrollo de las instalaciones en relación con el incremento de la demanda.

Como se mencionó anteriormente, los costos marginales de largo plazo de distribución comprenden tanto los costos de capital como los costos operativos. Si asumimos que los costos operativos eficientes son un porcentaje del costo de capital, el costo total anual de las instalaciones de distribución de tipo X se expresa de la siguiente manera:

$$CD = \sum_x (FRC + \%CO \& M) \times CX$$

Donde,

CD son los costos de distribución anuales (capital + O&M)

FRC factor de recuperación del capital

CX VRN del conjunto de las instalaciones de distribución del tipo X

$\%CO\&M$ porcentaje de costos de O&M respecto del VRN (CX)

Relacionando la fórmula anterior con la forma incremental derivada de la ley de la cantidad de obras precedente, se encuentra que los costos marginales de largo plazo se pueden expresar como:

$$CMLPD = \frac{dCD}{dP} = \sum_x \alpha \times \frac{[FRC + \%CO \& M] \times CX}{P}$$

Este valor representa el costo marginal derivado de la ley de las cantidades de obras, calculado a partir del VRN de las instalaciones para el año base, adicionando los costos de operación y mantenimiento anuales eficientes.

3. APLICACIÓN AL CÁLCULO DEL CMLP DE DISTRIBUCIÓN (CMLPD)

Considerando el enfoque metodológico presentado en el punto anterior, donde los costos marginales se determinan a partir de los costos medios mediante un apropiado coeficiente de rendimiento de escala, se puede extender la fórmula de cálculo de la siguiente manera para su aplicación al requerimiento del estudio tarifario:

$$CMLPD_i = \alpha_i \times \frac{[FRC_{iX} \times X_{iX} \times CU_X + CO \& M_i]}{P_i}$$

Donde:

$CMLPD_i$ costo marginal de largo plazo para el nivel de tensión i (MT o BT)

α_i parámetro cuyo valor depende del crecimiento de la demanda y las instalaciones para el nivel de tensión i ⁽⁵⁾

FRC_{iX} factor de recuperación del capital para el nivel de tensión i y tipo de instalación X ⁽⁶⁾

X_{iX} volumen de instalaciones tipo X para el año base para el nivel de tensión i

CU_X costos unitarios de las instalaciones X

$CO \& M_i$ costos anuales de operación y mantenimiento eficientes del nivel de tensión i

P_i demanda a la entrada del nivel de tensión i

Para calcular los costos marginales de largo plazo aplicando la fórmula anterior es necesario contar con la siguiente información:

- Evolución anual de la demanda o energía y la correspondiente cantidad de instalaciones, según se muestran en la siguiente tabla:

Tabla 1 Evolución anual de Demanda e Instalaciones

| Año | Demanda o Energía | Cantidad de Instalaciones |
|-----|-------------------|---------------------------|
| 1 | P1 | X1 |
| 2 | P2 | X2 |
| 3 | P3 | X3 |
| ... | ... | ... |
| N | Pn | Xn |

A partir de esta información se determina una función del tipo $X=K \cdot P^\alpha$ mediante un análisis de regresión lineal del logaritmo natural de las variables, de la forma:

$$\ln X = \ln K + \alpha \times \ln P$$

Del análisis de regresión se obtienen las constantes empíricas $\ln K$ y α .

⁽⁵⁾ Se determina a partir de información estadística histórica de crecimiento de la demanda y de las instalaciones por nivel de tensión

⁽⁶⁾ Definido para una determinada tasa de descuento y vida útil según el tipo de instalación (subestaciones AT/MT, líneas de MT, transformador MT/BT o línea de BT)

- b) El factor de recuperación de capital, calculado mediante la fórmula clásica, a partir de la tasa de descuento y la vida útil de las instalaciones.

$$FRC_x = \frac{r \cdot (1+r)^n}{(1+r)^n - 1}$$

Donde,

FRC_x factor de recuperación de capital para las instalaciones X

r tasa de descuento

n vida útil de las instalaciones X

- c) El VRN de las instalaciones, determinado como el producto de la cantidad total de instalaciones de cierto tipo adaptadas a la demanda para un determinado nivel de tensión X_{ix} y los correspondientes costos unitarios CU_x
- d) $CO\&M_i$, los costos de operación y mantenimiento anuales eficientes para el nivel de tensión i
- e) P_i , la demanda máxima agregada o la energía ingresada a la entrada del nivel de tensión i , determinada a partir del balance de energía y potencia.

El procedimiento para la determinación de los costos marginales de largo plazo comprende así las siguientes etapas de procesamiento:

- i) En primer lugar se determina la cantidad de instalaciones adaptadas a la demanda, en las condiciones presentes de acuerdo a lo indicado en la TAREA 1.2.5 INFORME N° 14: SELECCIÓN DE SISTEMAS ELÉCTRICOS REPRESENTATIVOS DE DISTRIBUCIÓN.
- ii) Se estima luego el total de las instalaciones adaptadas a la demanda del año base (o de referencia o testigo) para cada División de distribución, considerando las instalaciones adaptadas a la demanda asociadas a las distintas zonas características en las proporciones que éstas conforman la División. Estas instalaciones valorizadas como en i), conforman el VRN a considerar en los cálculos tarifarios.
- iii) Por otra parte, se determinan los coeficientes de rendimiento de escala " α " aplicables a los distintos tipos de instalación en cada División de distribución, considerando los registros históricos de cantidades físicas de instalaciones y la correspondiente demanda agregada anual, determinadas como se mencionó anteriormente, a partir de las variables " X " y " P " de la Ley de Cantidad de Obras para cada caso.
- iv) Finalmente, con el VRN de las instalaciones adaptadas a la demanda del año base, determinado en ii), y los correspondientes α , FRC y $CO\&M$, se calculan los costos marginales de largo plazo $CMLPD$ en los niveles de tensión MT y BT para cada División.

Las particularidades ventajosas de este método son:

- que se utiliza como base una información histórica, cierta y verificable, y no hipotéticos planes de inversión inevitablemente muy imprecisos

- que al considerar el incremento histórico de cantidades físicas de los diferentes tipos de instalaciones y no su costo de adquisición, se evita el inconveniente de introducir ajustes a esos costos incurridos en distintos momentos para referirlos a las condiciones de mercado actuales
- que valorizando los costos de las instalaciones por VNR actual, se asegura la deseada propiedad de que las tarifas reflejen de la mejor manera posible los costos eficientes de desarrollo de las redes en las condiciones tecnológicas y económicas corrientes

4. EJEMPLO DE CÁLCULO DEL COEFICIENTE ALFA

Con el propósito de ampliar la explicación del procedimiento práctico de la metodología basada en la Ley de la Cantidad de Obras, se desarrolla a continuación un ejemplo numérico ilustrativo.

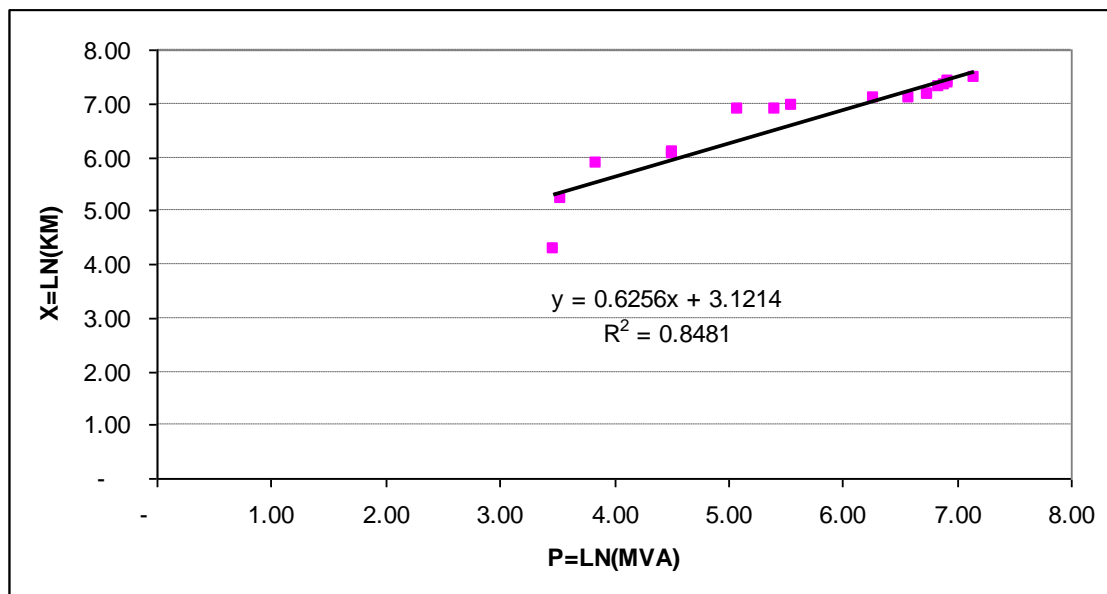
Sea la evolución histórica de las instalaciones de una red de distribución primaria (longitud total de líneas MT en km) y la demanda agregada (en MVA) abastecida desde la salida de las SSEE AT/MT que se detalla en la Tabla 2 siguiente.

Tabla 2 - Ejemplo de evolución anual de Demanda e Instalaciones

| Año | MVA SE AT/MT | KM MT | X=LN(MVA) | Y=LN(KM) |
|------|--------------|--------|-----------|----------|
| 1990 | 32.2 | 72.7 | 3.47 | 4.29 |
| 1991 | 34.2 | 186.9 | 3.53 | 5.23 |
| 1992 | 46.8 | 351.5 | 3.85 | 5.86 |
| 1993 | 90.7 | 428.3 | 4.51 | 6.06 |
| 1994 | 90.7 | 444.3 | 4.51 | 6.10 |
| 1995 | 160.6 | 987 | 5.08 | 6.89 |
| 1996 | 223.3 | 987 | 5.41 | 6.89 |
| 1997 | 260.9 | 1058.7 | 5.56 | 6.96 |
| 1998 | 531.9 | 1215.9 | 6.28 | 7.10 |
| 1999 | 728 | 1215.9 | 6.59 | 7.10 |
| 2000 | 852.6 | 1293.6 | 6.75 | 7.17 |
| 2001 | 852.6 | 1315.5 | 6.75 | 7.18 |
| 2002 | 936 | 1498.2 | 6.84 | 7.31 |
| 2003 | 977.7 | 1550.5 | 6.89 | 7.35 |
| 2004 | 1019.4 | 1601 | 6.93 | 7.38 |
| 2005 | 1019.4 | 1662.2 | 6.93 | 7.42 |
| 2006 | 1270.4 | 1739.9 | 7.15 | 7.46 |

Mediante el análisis de regresión lineal entre el logaritmo natural de las variables se determina el siguiente gráfico y la ecuación asociada:

Figura 2 - Regresión lineal entre las variables X y P



$$\ln X = \ln K + \alpha \times \ln P$$

$$\ln X = 3.1214 + 0.6256 \times \ln P$$

Por lo tanto el coeficiente de rendimiento de escala α , que relaciona los costos medios con los marginales de largo plazo, es 0.6256, resultando entonces:

$$\frac{\Delta X}{\Delta P} = 0.6256 \times \frac{X}{P}$$

5. CONCLUSIÓN

Para aplicaciones tarifarias, el método de cálculo del costo incremental de desarrollo de las redes de distribución de electricidad (o costo marginal de largo plazo) basado en la llamada Ley de la Cantidad de Obras, introducido por Juricic, tiene su principal ventaja en que no resulta necesario hacer hipótesis detalladas específicas, siempre discutibles, sobre las adiciones de instalaciones que se requieren para expandir las redes en respuesta a un dado incremento futuro de demanda.

El método se fundamenta en una única hipótesis de innegable razonabilidad: se supone que en el corto y mediano plazo (el del horizonte de aplicación de un cálculo tarifario) las tendencias de desarrollo de las redes se conservan, pues estas tendencias están determinadas por patrones estructurales que capturan en sí mismos toda la complejidad de un área de servicio específica (urbanización, topografía, clima, etc.) y que no se modifican significativamente en los plazos que interesan a esta aplicación.

Además, el método es de simple implementación y se adapta bien a las condiciones de información disponible en la mayoría de los casos, pues ésta es de naturaleza agregada y no requiere descripciones de detalle particular y específico.

Es particularmente apto para las redes de distribución MT y BT, pues aunque éstas son muy dinámicas en su desarrollo y susceptibles de cambios sustanciales de detalle en plazos breves, como se trata de estructuras conformadas por una gran cantidad de elementos individualmente muy semejantes entre sí, son aplicables enfoques globales basados en las

técnicas estadísticas, asimilando el conjunto de los cambios a una “evolución gradual”. En esto se sustenta la validez del enfoque propuesto por Juricic.

El método no es apropiado para el análisis de costos incrementales en redes de transmisión debido a que en esos casos el supuesto de una “evolución gradual” no suele ser aceptable, pues es frecuente que las inversiones, ampliaciones o adiciones de las redes, sucedan en forma esporádica y por cuantías importantes en relación al total. En estos casos es inevitable considerar los planes de inversión concretos en el mediano y largo plazo para estimar el costo de desarrollo. Se asimila entonces el costo incremental de estas redes como representativo de un costo marginal para los fines tarifarios.

FINANZA