



Anexo I Memoria de cálculo para la determinación del análisis costo beneficio

- **Cargos por obra específica:**
Son los recursos de aportaciones que se consideran para construir la infraestructura necesaria para la conexión o interconexión eléctrica de los nuevos centros de carga o centrales.
- **Cargo por ampliación:**
Son los recursos de aportaciones que se consideran para ejecutar obras de ampliación a la capacidad de transformación en las subestaciones de distribución del Sistema Eléctrico Nacional, lo que permite atender el crecimiento de la demanda que se va presentando con el paso del tiempo en las RGD, estas obras representan un beneficio para todos los usuarios que se encuentren dentro del área de influencia de la subestación de distribución en cuestión.

1. Metodología de cálculo para las solicitudes de servicio de suministro de energía eléctrica en media tensión

a) Metodología Regulación vigente

Cargo por obra específica

El solicitante cubrirá la aportación que resulte por la obra específica necesaria, de acuerdo con la solución técnica más económica y las especificaciones de su solicitud.

Cargo por ampliación

Para determinar este cargo se procederá conforme el siguiente criterio:

- a) Cuando la demanda solicitada sea mayor a 200 kVA, el cargo se determinará de acuerdo con lo siguiente:

$$\text{Cargo por ampliación} = (D_s - 200)(\$ / kVA_s)$$

Donde:

D_s = Demanda solicitada

200 = Demanda normal de servicio en kVA



b) Metodología Regulación propuesta (DACGMA)

$$A_{MT} = COC_{MT} + \max[(COA_{MT} - VPN_{MT}), 0]$$

Donde:

A_{MT}	=	Aportación de media tensión
COC_{MT}	=	Costo de obra de conexión en media tensión
COA_{MT}	=	Costo de obras de ampliación en media tensión
VPN_{MT}	=	Valor presente neto del cobro esperado de la tarifa en media tensión

$$COC_{MT} = COE + CMOD + CREF + CPAR$$

Donde:

COE	=	Costo de obras específicas
$CMOD$	=	Costo de modificación a las instalaciones existentes
$CREF$	=	Costo de las obras de refuerzo
$CPAR$	=	Costo por alimentador de respaldo, en su caso

$$COA = DS_{MT} * CU_{kVA}$$

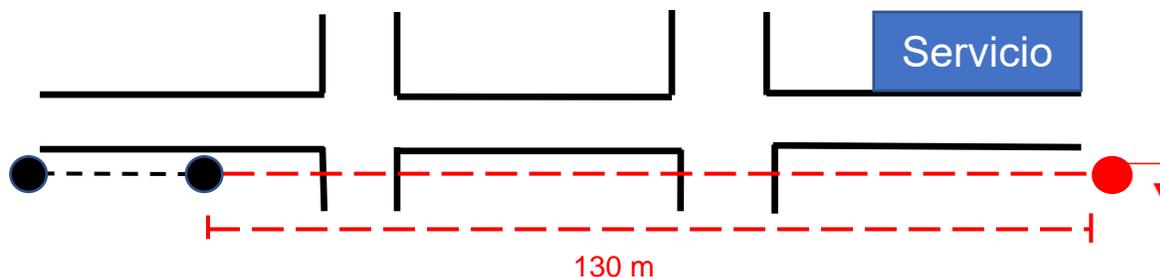
Donde:

DS_{MT}	=	Demanda solicitada en media tensión en kVA
CU_{kVA}	=	Costo unitario del kVA de la subestación de distribución



Caso 1

Solicitud de servicio en media tensión ubicado a 130 metros de las Redes Generales de Distribución.



Obras específicas:

- Desarrollo de 130 metros de red de media tensión

Demanda solicitada kVA
250

Costos regulación vigente

Cargo por obra específica:

El solicitante cubrirá la aportación que resulte por la obra específica necesaria, de acuerdo con la solución técnica más económica.

- Costo por 130 metros de red de media tensión = \$ 105,370.00¹

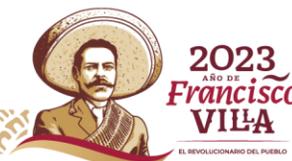
Cargo por ampliación:

$$\text{Cargo por ampliación} = (D_s - 200)(\$ / kVA_s)$$

- DS = Demanda solicitada en media tensión, 250 kVA
- 200 = Demanda normal de servicio en kVA
- \$/kVA_s = Costo unitario del kVA de la subestación de distribución al mes de enero 2022, \$ 2,088.00

$$\text{Cargo por ampliación} = (250 - 200)(\$ 2,088.00) = \$ 104,400.00$$

¹ Conforme los costos de referencia indicados en el Catálogo de precios vigente





Aportación total:

$$\text{Cargo por obra específica} + \text{Cargo por ampliación} = \$ 105,370.00 + \$ 104,400.00 = \$ 209,770.00$$

Costos regulación propuesta (DACGMA)

$$A_{MT} = COC_{MT} + \max[(COA_{MT} - VPN_{MT}), 0]$$

$$VPN_{MT} = \$438,339.58^2$$

$$COC_{MT} = \$ 105,370.00$$

$$COA = DS_{MT} * CU_{kVA} = 250 * \$ 2,088.00 = \$ 522,000.00$$

$$A_{MT} = \$ 105,370.00 + \max[(\$ 522,000.00 - \$438,339.58), 0]$$

$$A_{MT} = \$ 105,370.00 + \max[(\$ 83,660.42), 0]$$

$$A_{MT} = \$ 189,030.42$$

Costos Regulación Vigente	Costos Regulación Propuesta	Beneficios (%)
\$ 209,770.00	\$ 189,030.42	10 %

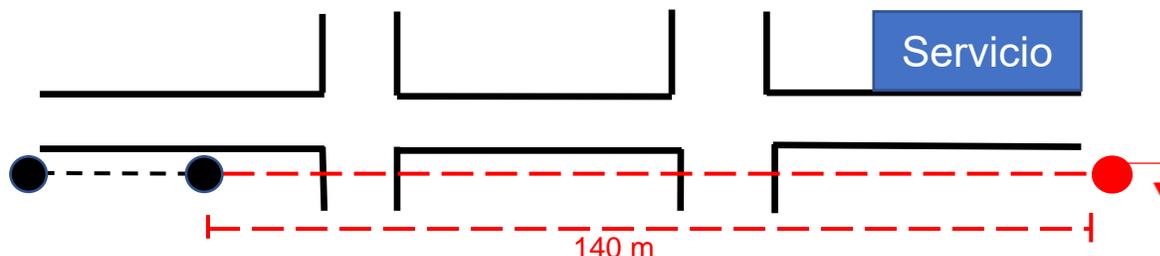
² El ejemplo de cálculo para la determinación del Valor Presente Neto se indica en el numeral 2 del presente documento





Caso 2

Solicitud de servicio en media tensión ubicado a 140 metros de las Redes Generales de Distribución.



Obras específicas:

- Desarrollo de 140 metros de red de media tensión

Demanda solicitada kVA
270

Costos regulación vigente

Cargo por obra específica:

El solicitante cubrirá la aportación que resulte por la obra específica necesaria, de acuerdo con la solución técnica más económica.

- Costo por 140 metros de red de media tensión = \$ 113,475.38³

Cargo por ampliación:

$$\text{Cargo por ampliación} = (D_s - 200)(\$ / kVA_s)$$

- D_s = Demanda solicitada en media tensión, 270 kVA
- 200 = Demanda normal de servicio en kVA
- $\$/kVA_s$ = Costo unitario del kVA de la subestación de distribución al mes de enero 2022, \$ 2,088.00

$$\text{Cargo por ampliación} = (270 - 200)(\$ 2,088.00) = \$ 146,160.00$$

³ Conforme los costos de referencia indicados en el Catálogo de precios vigente





Aportación total:

$$\text{Cargo por obra específica} + \text{Cargo por ampliación} = \$113,475.38 + \$ 146,160.00 = \$ 259,635.38$$

Costos regulación propuesta (DACGMA)

$$A_{MT} = COC_{MT} + \max[(COA_{MT} - VPN_{MT}), 0]$$

$$VPN_{MT} = \$438,339.58$$

$$COC_{MT} = \$ 113,475.38$$

$$COA = DS_{MT} * CU_{kVA} = 270 * \$ 2,088.00 = \$ 563,760.00$$

$$A_{MT} = \$ 113,475.38 + \max[(\$ 563,760.00 - \$438,339.58), 0]$$

$$A_{MT} = \$ 113,475.38 + \max[(\$ 125,420.42), 0]$$

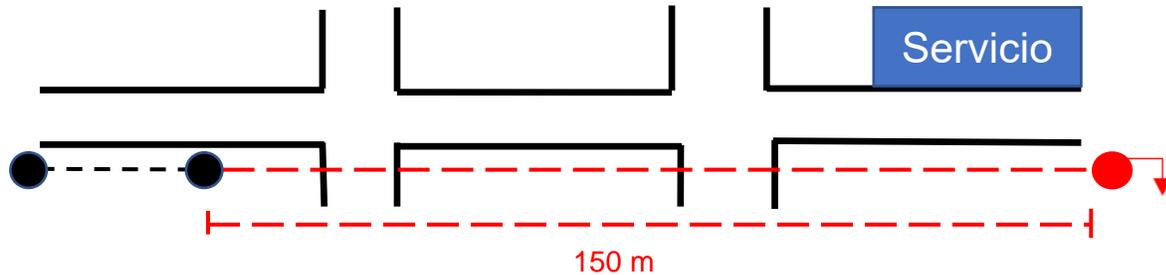
$$A_{MT} = \$ 238,895.81$$

Costos Regulación Vigente	Costos Regulación Propuesta	Beneficios (%)
\$ 259,635.38	\$ 238,895.81	8 %



Caso 3

Solicitud de servicio en media tensión ubicado a 150 metros de las Redes Generales de Distribución.



Obras específicas:

- Desarrollo de 150 metros de red de media tensión

Table with 1 row and 1 column: Demanda solicitada kVA, 230

Costos regulación vigente

Cargo por obra específica:

El solicitante cubrirá la aportación que resulte por la obra específica necesaria, de acuerdo con la solución técnica más económica.

- Costo por 150 metros de red de media tensión = \$ 121,580.774

Cargo por ampliación:

Cargo por ampliación = (Ds - 200)(\$ / kVA_s)

- DS = Demanda solicitada en media tensión, 230 kVA
200 = Demanda normal de servicio en kVA
\$/kVA_s = Costo unitario del kVA de la subestación de distribución al mes de enero 2022, \$ 2,088.00

Cargo por ampliación = (230 - 200)(\$ 2,088.00) = \$ 62,640.00

4 Conforme los costos de referencia indicados en el Catálogo de precios vigente





Aportación total:

$$\text{Cargo por obra específica} + \text{Cargo por ampliación} = \$121,580.77 + \$62,640.00 = \mathbf{\$184,220.77}$$

Costos regulación propuesta (DACGMA)

$$A_{MT} = COC_{MT} + \max[(COA_{MT} - VPN_{MT}), 0]$$

$$VPN_{MT} = \$438,339.58$$

$$COC_{MT} = \$121,580.77$$

$$COA = DS_{MT} * CU_{kVA} = 230 * \$2,088.00 = \$480,240.00$$

$$A_{MT} = \$121,580.77 + \max[(\$480,240.00 - \$438,339.58), 0]$$

$$A_{MT} = \$121,580.77 + \max[(\$41,900.42), 0]$$

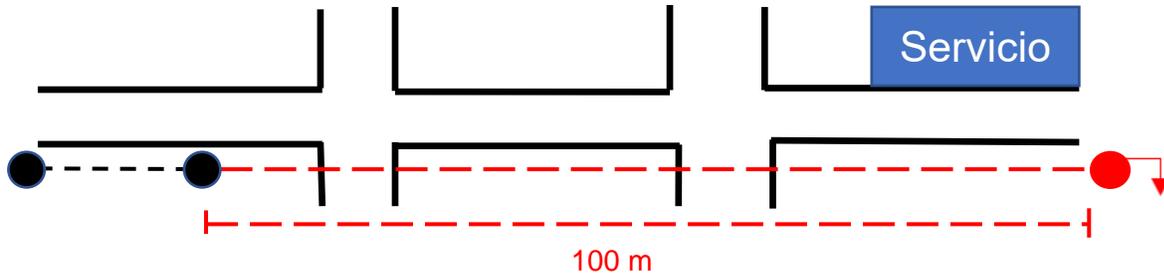
$$A_{MT} = \$163,481.19$$

Costos Regulación Vigente	Costos Regulación Propuesta	Beneficios (%)
\$ 184,220.77	\$ 163,481.19	11 %



Caso 4

Solicitud de servicio en media tensión ubicado a 100 metros de las Redes Generales de Distribución.



Obras específicas:

- Desarrollo de 100 metros de red de media tensión

Table with 1 column: Demanda solicitada kVA, 1 row: 300

Costos regulación vigente

Cargo por obra específica:

El solicitante cubrirá la aportación que resulte por la obra específica necesaria, de acuerdo con la solución técnica más económica.

- Costo por 100 metros de red de media tensión = \$ 81,053.85⁵

Cargo por ampliación:

Cargo por ampliación = (Ds - 200)(\$ / kVA_s)

- DS = Demanda solicitada en media tensión, 300 kVA
200 = Demanda normal de servicio en kVA
\$/kVA_s = Costo unitario del kVA de la subestación de distribución al mes de enero 2022, \$ 2,088.00

Cargo por ampliación = (300 - 200)(\$ 2,088.00) = \$208,800.00

5 Conforme los costos de referencia indicados en el Catálogo de precios vigente





Aportación total:

$$\text{Cargo por obra específica} + \text{Cargo por ampliación} = \$ 81,053.85 + \$ 208,800.00 = \$ \mathbf{289,853.85}$$

Costos regulación propuesta (DACGMA)

$$A_{MT} = COC_{MT} + \max[(COA_{MT} - VPN_{MT}), 0]$$

$$VPN_{MT} = \$ 438,339.58$$

$$COC_{MT} = \$ 81,053.85$$

$$COA = DS_{MT} * CU_{kVA} = 300 * \$ 2,088.00 = \$ 626,400.00$$

$$A_{MT} = \$ 81,053.85 + \max[(\$ 626,400.00 - \$ 438,339.58), 0]$$

$$A_{MT} = \$ 81,053.85 + \max[(\$ 188,060.42), 0]$$

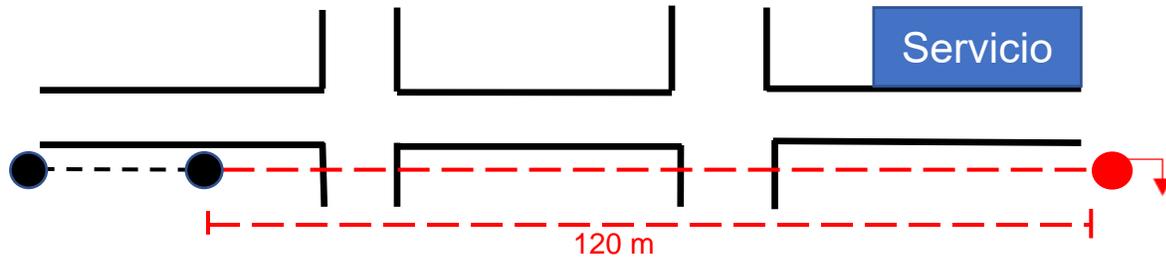
$$A_{MT} = \$ 269,114.27$$

Costos Regulación Vigente	Costos Regulación Propuesta	Beneficios (%)
\$ 289,853.85	\$ 269,114.27	7 %



Caso 5

Solicitud de servicio en media tensión ubicado a 120 metros de las Redes Generales de Distribución.



Obras específicas:

- Desarrollo de 120 metros de red de media tensión

Table with 1 row and 1 column: Demanda solicitada kVA, 220

Costos regulación vigente

Cargo por obra específica:

El solicitante cubrirá la aportación que resulte por la obra específica necesaria, de acuerdo con la solución técnica más económica.

- Costo por 120 metros de red de media tensión = \$ 97,264.62⁶

Cargo por ampliación:

Cargo por ampliación = (Ds - 200)(\$ / kVA_s)

- DS = Demanda solicitada en media tensión, 220 kVA
200 = Demanda normal de servicio en kVA
\$/kVA_s = Costo unitario del kVA de la subestación de distribución al mes de enero 2022, \$ 2,088.00

Cargo por ampliación = (220 - 200)(\$ 2,088.00) = \$ 41,760.00

6 Conforme los costos de referencia indicados en el Catálogo de precios vigente





Aportación total:

$$\text{Cargo por obra específica} + \text{Cargo por ampliación} = \$ 97,264.62 + \$ 41,760.00 = \$ 139,024.62$$

Costos regulación propuesta (DACGMA)

$$A_{MT} = COC_{MT} + \max[(COA_{MT} - VPN_{MT}), 0]$$

$$VPN_{MT} = \$ 438,339.58$$

$$COC_{MT} = \$ 97,264.62$$

$$COA = DS_{MT} * CU_{kVA} = 220 * \$ 2,088.00 = \$ 459,360.00$$

$$A_{MT} = \$ 97,264.62 + \max[(\$ 459,360.00 - \$ 438,339.58), 0]$$

$$A_{MT} = \$ 97,264.62 + \max[(\$ 21,020.42), 0]$$

$$A_{MT} = \$ 118,285.04$$

Costos Regulación Vigente	Costos Regulación Propuesta	Beneficios (%)
\$ 139,024.62	\$ 118,285.04	15 %



Resumen

Considerando el procedimiento establecido en el proyecto regulatorio a emitir, se incluyen los costos administrativos por los tramites indicados generando los siguientes costos.

Table with 4 columns: Caso, Costos Regulación Vigente, Costos Regulación Propuesta, Beneficios (%). It lists 5 cases and a summary row for the average benefit of 10.24%.

Con el resultado obtenido de los ejercicios anteriores, se puede concluir que, en promedio la implementación de la regulación propuesta representa beneficios de un 10.24% respecto a los costos de la regulación vigente.

De acuerdo con los datos e información sobre el total de las aportaciones realizadas por los solicitantes del servicio público de energía eléctrica, durante el año 2021, para el nivel de media tensión se recibió un total de \$ 2,848,703,921.007 por concepto de aportaciones en efectivo.

En este sentido, aplicando el porcentaje correspondiente a los beneficios obtenidos por la implementación de la regulación propuesta y considerando los datos de las aportaciones del año 2021, el impacto global de la regulación representa un ahorro de aproximadamente \$ 284,870,392.10, tan solo por costos evitados, por lo tanto, los costos de la regulación vigente son superiores a los costos de la regulación propuesta.

Table with 3 columns: Costo de la regulación vigente, Costo de la regulación propuesta, Ahorro estimado. Values are \$2,848,703,921.00, \$2,562,978,917.42, and \$285,725,003.28 respectively.

7 Información integrada conforme a lo establecido en el artículo 2 Bis del Reglamento de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica en Materia de Aportaciones.





2. Metodología para la actualización del Valor Presente Neto del cobro esperado de la tarifa de distribución (VPN)

Para el cálculo del valor presente neto del cobro esperado de la tarifa con cargos por demanda en media tensión, se consideran las siguientes variables generales:

- I. Tasa Social de Descuento aprobada y publicada por la Secretaría de Hacienda y Crédito público;
- II. Vida útil de los equipos de transformación estimada por fabricantes.

La metodología para el cálculo es la siguiente:

$$VPN_{TD} = \sum_{t=1}^n \frac{F_{TD}}{(1+k)^t}$$

Donde:

VPN_{TD}	=	Valor presente neto del cobro esperado de la tarifa con cargos por demanda en media tensión.
F_{TD}	=	Flujo neto anual del cobro esperado de la tarifa con cargos por demanda en media tensión.
k	=	Tasa Social de Descuento.
t	=	Años de Vida útil de los equipos de transformación.

Para determinar el flujo neto anual del cobro esperado de la tarifa (F_{TD}) se utilizan las siguientes variables:

Dm	=	Suma de la demanda promedio mensual (en kW) de Usuarios Finales
U_f	=	Número de Usuarios Finales al final del año

Estos valores deben ser calculados de acuerdo con la información y datos registrados por el Distribuidor.

- Demanda acumulada

Con los valores de las variables anteriores (Dm y U_f) se procede a calcular la demanda acumulada para la tarifa con cargos por demanda (D), mediante la siguiente fórmula:

Demanda acumulada de tarifa con cargos por demanda:

$$D = \frac{Dm}{U_f} * 12$$



- Flujo neto anual del cobro esperado de la tarifa de distribución

Una vez que se tiene la información de la demanda acumulada, se calcula el flujo neto anual del cobro esperado de la tarifa de distribución de la siguiente manera:

Tarifa con cargos por demanda

$$F_{TD} = D * T_D$$

Donde:

T_D = Valor de la tarifa con cargos por demanda correspondiente

- Cálculo del Valor Presente Neto del cobro esperado de la tarifa de distribución

Finalmente, de los valores calculados con la información de las variables anteriores, se procede aplicar la fórmula del VPN correspondiente a la tarifa con cargos por demanda:

Tarifa con cargos por Demanda (kW):

$$VPN_{TD} = \sum_{t=1}^n \frac{F_{TD}}{(1+k)^t}$$



Ejemplo de cálculo del VPN

A continuación, se muestra el procedimiento para el cálculo del VPN tomando como ejemplo los datos de la tarifa GDMT de la división Centro Sur.

Los datos proporcionados por el distribuidor para esta tarifa son los siguientes:

Table with 9 columns: División, Tarifa, Mes, Año, KWH (Energía), KW_LIQ (Demanda liquidada), KW_CONT (Deamda contratada), KW_MAX (Demanda máxima), Clientes. It contains 12 rows of data for the Centro Sur division under the GDMT tariff for the year 2021.

- La Suma de la demanda promedio mensual (en kW) de Usuarios Finales, corresponde al promedio de la demanda liquidada durante el 2021 (promedio columna kW_LIQ), para este caso se obtiene el siguiente valor:

Dm = 519,011.17

- El número de Usuarios Finales al final del año corresponde al número de servicios reportados durante el mes de diciembre, este valor se encuentra en la columna Clientes de la tabla anterior, para el mes de diciembre en esta tarifa se reporta el siguiente valor:

Uf = 16,875

- Una vez obtenidas las variables anteriores, se calcula la demanda acumulada de la siguiente manera:

D = (Dm / Uf) * 12 = (519,011.17 / 16,875) * 12 = 369.07





Para el cálculo del flujo neto anual del cobro esperado de la tarifa, se toma en cuenta el valor de la tarifa con cargos por demanda correspondiente, este valor es obtenido del Acuerdo por el que la Comisión Reguladora de Energía determina las tarifas de distribución de energía eléctrica aplicables al año 2021⁸, para la división Centro Sur la tarifa aplicable es la siguiente:

$$T_D = 227.04$$

El flujo neto anual del cobro esperado de la tarifa se determina mediante el siguiente producto:

$$F_{TD} = D * T_D = 369.07 * 227.04 = 83,795.95$$

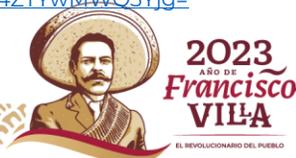
Finalmente, se aplica la fórmula de VPN considerando la Tasa Social de Descuento publicada y aprobada por la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (10%) y una vida útil de los equipos de transformación estimada por fabricantes de 20 años.

$$VPN = \sum_{t=1}^n \frac{F_{TE}}{(1+k)^t} = VPN = \sum_{t=1}^{20} \frac{83,795.95}{(1+0.1)^t} = 76,178.13$$

El resultado de cada una de las iteraciones de la sumatoria es el siguiente:

t	Σ	t	Σ
1	76,178.13	14	22,066.09
2	69,252.85	15	20,060.08
3	62,957.14	16	18,236.44
4	57,233.76	17	16,578.58
5	52,030.69	18	15,071.44
6	47,300.63	19	13,701.31
7	43,000.57	20	12,455.73
8	39,091.43	VPN	713,402.14
9	35,537.66		
10	32,306.97		
11	29,369.97		
12	26,699.97		
13	24,272.70		

⁸ <https://drive.cre.gob.mx/Drive/ObtenerAcuerdo/?id=MmUxOTEwMDQtYzI3OC00Y2RmLTc5My03YjA4ZTYwMmW05Yjg=>





La metodología anterior debe ser aplicada a los datos de cada una de las 16 divisiones de Distribución, obteniendo los siguientes resultados:

División de Distribución	VPN
Baja california	\$ 401,846.60
Bajío	\$ 336,859.46
Centro Occidente	\$ 381,356.94
Centro Oriente	\$738,449.88
Centro sur	\$ 713,402.14
Golfo Centro	\$ 335,618.52
Golfo Norte	\$ 192,340.50
Jalisco	\$ 514,988.75
Noroeste	\$ 310,585.63
Norte	\$ 261,725.13
Oriente	\$574,007.90
Peninsular	\$ 285,414.96
Sureste	\$ 356,896.68
Valle México Centro	\$ 366,473.26
Valle México Norte	\$ 754,207.64
Valle México Sur	\$ 489,259.25

Con el Valor Presente Neto de cada una de las Divisiones de operación del Distribuidor, se procede a determinar el promedio nacional de Valor Presente Neto, mismo que deberá ser empleado a nivel nacional en el cálculo de las aportaciones.

El Valor Presente Neto del cobro esperado de la tarifa de distribución obtenido con el registro y datos del año 2021 para cada una de las 16 divisiones de distribución, es el siguiente:

$$VPN = \$ 438,339.58$$

El Valor Presente Neto del cobro esperado de la tarifa, es utilizado para determinar los casos en los que los solicitantes estarán exentos de realizar aportaciones por el cargo de ampliación, la regulación vigente considera el concepto de demanda normal de servicio, con este concepto se contemplan como exentas de este cargo, las solicitudes con una demanda igual o menor a 200 kVA´s.

De acuerdo con la metodología propuesta para el cálculo de las aportaciones, y considerando el costo promedio de los kVA´s para el año 2021⁹, al implementar el VPN del cobro esperado de la tarifa se estarían considerando como exentos los primeros 222 kVA´s de las solicitudes presentadas, lo anterior representa los siguientes beneficios:

⁹ <https://www.gob.mx/cre/documentos/factores-de-ajuste-del-catalogo-de-cfe-en-materia-de-aportaciones>





Regulación vigente kVA´s exentos	Regulación propuesta kVA´s exentos	Diferencia kVA´s	Costo promedio 2021 \$/kVA	Beneficio
200	222	22	\$ 1,967	\$ 43,274.00

Con lo anterior se logra un beneficio de aproximadamente \$ 43,274.00, por cada solicitud presentada, por lo tanto, si se toma como referencia el total de solicitudes pagadas con aportaciones en efectivo durante el año 2021¹⁰, se tendría el siguiente impacto:

Beneficio por solicitud	Total de solicitudes 2021	Beneficio (B _{propuesta})
\$43,274.00	62,813	\$ 2,718,169,762.00

De lo anterior, se concluye que los beneficios totales de la regulación superan sus costos:

$$B_{propuesta} > C_{propuesta}$$

$$\$2,718,169,762.00 > \$2,562,978,917.42$$

¹⁰ Información integrada conforme a lo establecido en el artículo 2 Bis del Reglamento de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica en Materia de Aportaciones.