

FÓRMULA TARIFARIA

INF_001_2018 Capacitación CU_Rev 00

CQM PN_P_003_2018_Capacitación CU SINTRAELECOL

Bogotá, 23/05/2018

Contenido

- I. Estructura de la fórmula tarifaria
- II. Costos de compra de energía
- III. Costo de transmisión
- IV. Costo de distribución
- V. Costo de comercialización
- VI. Costo de pérdidas
- VII. Costo de restricciones
- VIII. Resolución CREG 015 2018

FÓRMULA TARIFARIA

República de Colombia



Ministerio de Minas y Energía

COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS

RESOLUCIÓN No. 119 DE 2007

(21 DIC. 2007)

Por la cual se aprueba la fórmula tarifaria general que permite a los Comercializadores Minoristas de electricidad establecer los costos de prestación del servicio a usuarios regulados en el Sistema Interconectado Nacional.



Modificaciones

- Resolución CREG 017 de 2008
- Resolución CREG 018 de 2008
- Resolución CREG 156 de 2009
- Resolución CREG 173 de 2011
- Resolución CREG 191 de 2014

Fuente Imagen: CREG

TARIFA

Costo Unitario (CU) de Prestación del Servicio + subsidio o contribución

<u>Estrato</u>	<u>Factor</u>
1	Subsidio 50%
2	Subsidio 40%
3	Subsidio 15%
4	CU
5	Contribución 20%
6	Contribución 20%

Consumo
subsistencia

m.s.n.m

130 kWh

1.000

173 kWh



Costo unitario de prestación del servicio

Componente Variable (\$/kWh)

$$CUv_{n,m,i,j} = G_{m,i,j} + T_m + D_{n,m} + Cv_{m,i,j} + PR_{n,m,i,j} + R_{m,i}$$

Diagram illustrating the components of the Variable Unit Cost (\$/kWh):

- Generación (blue box)
- Distribución (green box)
- Pérdidas (purple box)
- Transmisión (yellow box)
- Costo variable comercialización (red box)
- Restricciones (light blue box)

Componente Fijo (\$/factura)

$$CUf_{m,j} = \beta \times Cf_{m,j}$$

Diagram illustrating the components of the Fixed Unit Cost (\$/factura):

- Costo base comercialización (red box)
- % Cf que se remunera mediante Cuf (light blue box)

n: Nivel de tensión
m: Mes
i: Comercializador minorista
j: Mercado de comercialización

Fórmula Tarifaria

Generación

- **Competencia**
- Mercado diario (bolsa de energía)
- Mercado de largo plazo (contratos)
- Cargo por confiabilidad

Transmisión

- **Monopolio**
- Ingreso regulado para infraestructura existente hasta 2001
 - Tasa de retorno 11,5%
- Expansión mediante convocatorias públicas desde 1999

Fórmula Tarifaria

Distribución

- **Monopolio**
- Ingreso Regulado – Tasa de retorno: 11,8%

Comercialización

- **Competencia**
- Usuarios no regulados: Competencia
- Usuarios regulados: Cargo máximo regulado

Costos de compra de energía

Se reconocen el costo de las compras de energía realizadas por el comercializador en el mes anterior:

BOLSA o CONTRATOS

Primera Fase

$$G_{m,i,j} = Qc_{m-1,i} * (\alpha_{i,j} * Pc_{m-1,i} + (1 - \alpha_{i,j}) * Mc_{m-1}) + (1 - Qc_{m-1,i}) * Pb_{m-1,i} + AJ_{m,i}$$

Segunda Fase

$$G_{m,i,j} = Qc_{m-1,i} * (\alpha_{i,j} * Pc_{m-1,i} + (1 - \alpha_{i,j}) * Mc_{m-1}) + Q_{MOR_{m-1,i}} * P_{MOR_{m-1,i}} + Qb_{m-1,i} * Pb_{m-1,i} + AJ_{m,i}$$

Donde:

$$Qc_{m-1,i} + Q_{MOR_{m-1,i}} + Qb_{m-1,i} = 1;$$

Costos de compra de energía

Costo máximo de G

$$G_{m,i} = Q_{MOR_{m-1,i}} * P_{MOR_{m-1}} + Q_{b_{m-1,i}} * P_{b_{m-1}} + AJ_{m,i}$$

$$Q_{MOR_{m-1}} + Q_{b_{m-1}} = 1$$

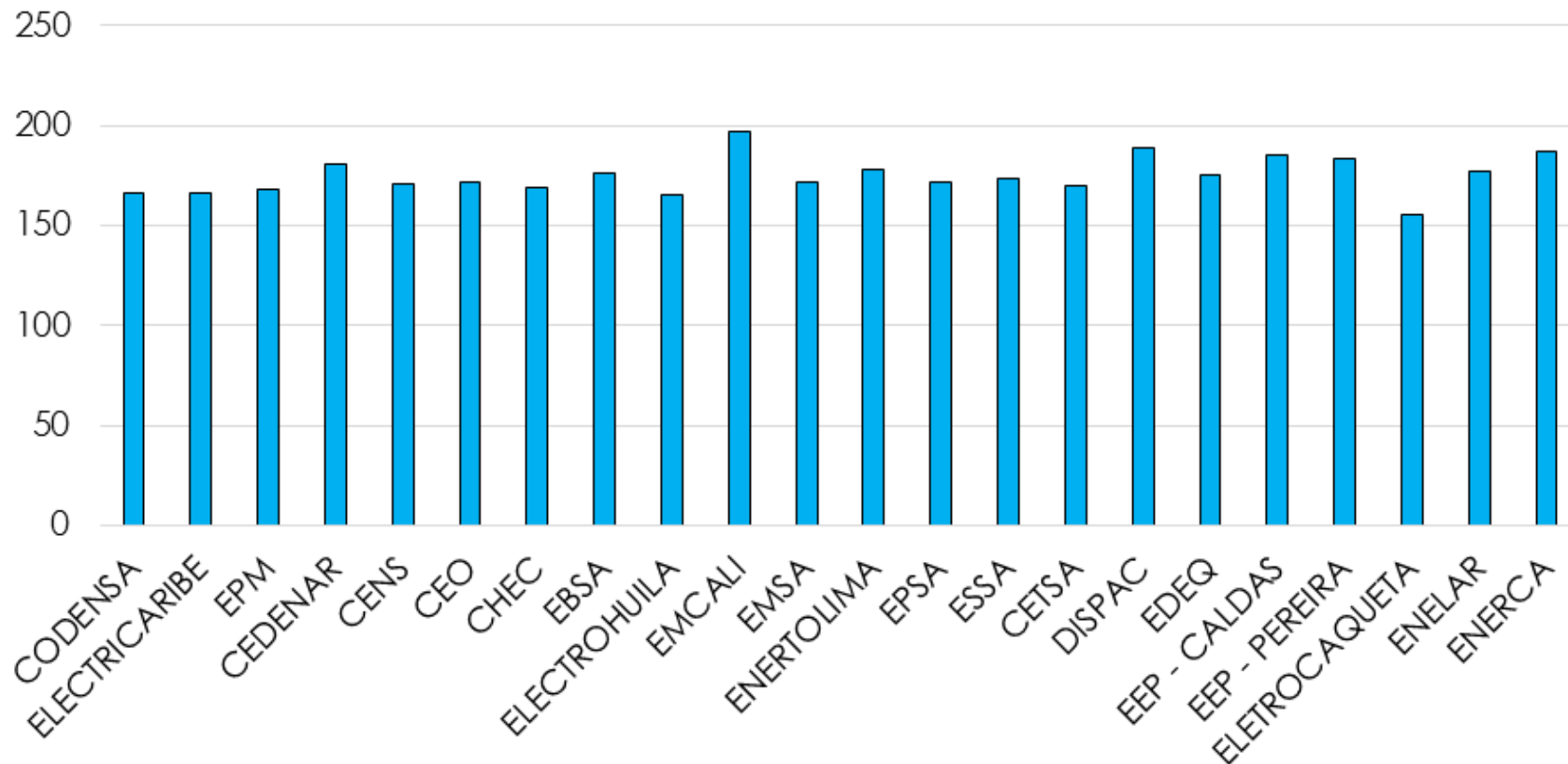
Ajuste tarifario por compras en bolsa

$$AJ_m = \min \left[(MAX_m - CR_m), \frac{AD_m}{VR_{m-1}} \right]$$

$$MAX_m = REF_m \times (1 + 0.3)$$

$$AD_m = [AD_{m-1} + (CR_{m-1} - G_{m-1}) \times VR_{m-1}] \times (1 + i)$$

Componente G dic 2017 (\$/kWh)



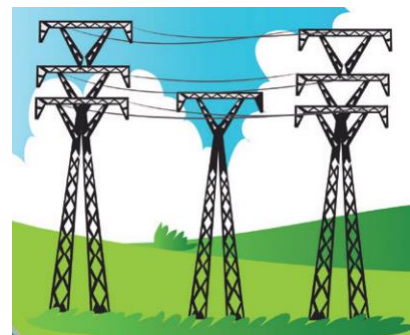
Fuente Datos Superservicios. Boletín Tarifario Octubre – Diciembre 2017

Costo de transmisión

Se traslada directamente según la metodología
Resolución CREG 011 de 2009 (Vigente):

T_m: Cargos por uso del STN expresados en (\$/kWh), publicados por el LAC para el mes m, de acuerdo con la metodología vigente de remuneración del Sistema de Transmisión Nacional.

**Valor
ajustado
por la
calidad del
servicio
prestado**



Fuente Imagen: CREG

Costo de transmisión

Ingreso Anual
(Activos + AOM)

Ingreso
esperado
Convocatorias

Valor mensual a
compensar,
asociado con el
esquema de
calidad del servicio
del STN

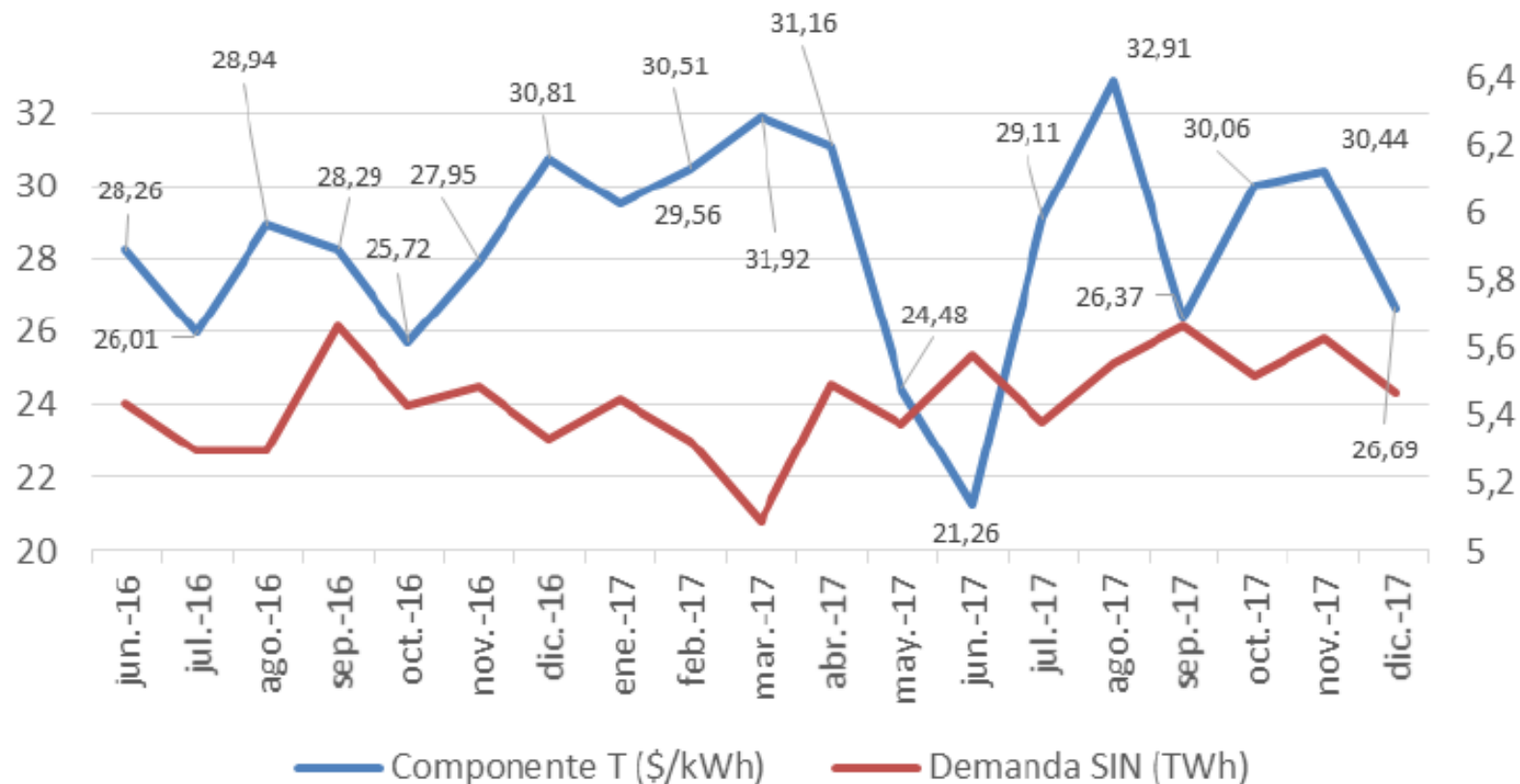
$$IMT = \frac{IAT}{12} + IE - VCM$$

Descuento activos
Conexión Profunda

Garantías

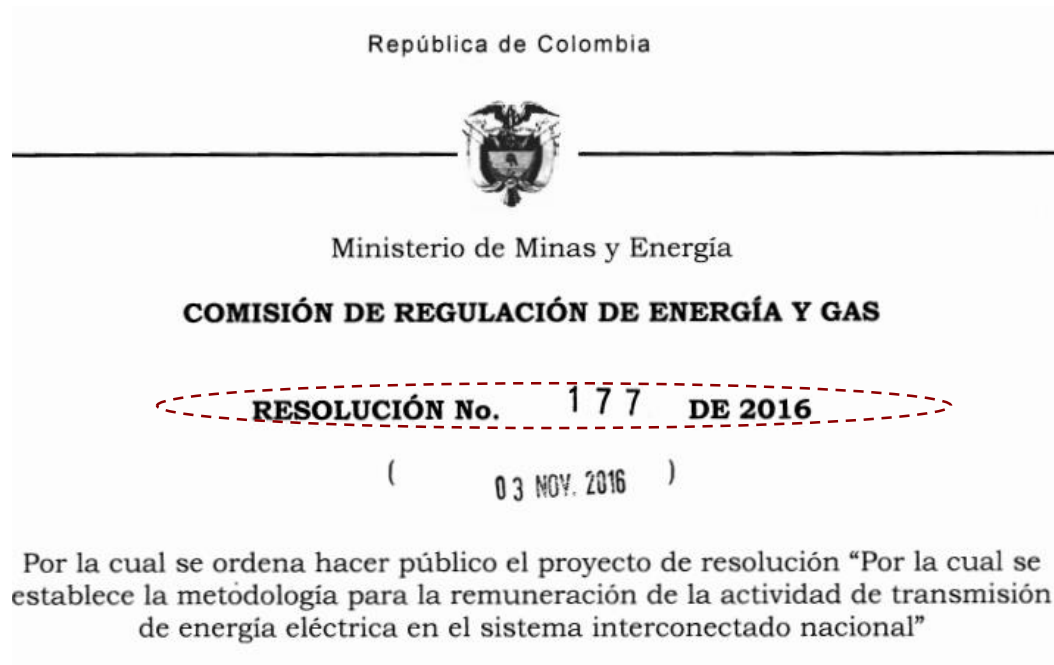
$$T = \frac{IMT - PCP - G}{DemandaTotal}$$

Componente T y Demanda de Energía SIN 2016 -2017



Fuente Superservicios. Boletín Tarifario Octubre – Diciembre 2017

Propuesta metodológica para la remuneración del T



Propone entre otros:

- Costo de reposición depreciado
- Activos depreciados
- Esquema de compensaciones por superar los límites de indisponibilidad permitidos

Costo de distribución

Cargos por uso vigentes (**Resolución CREG 015 de 2018**) + ADD

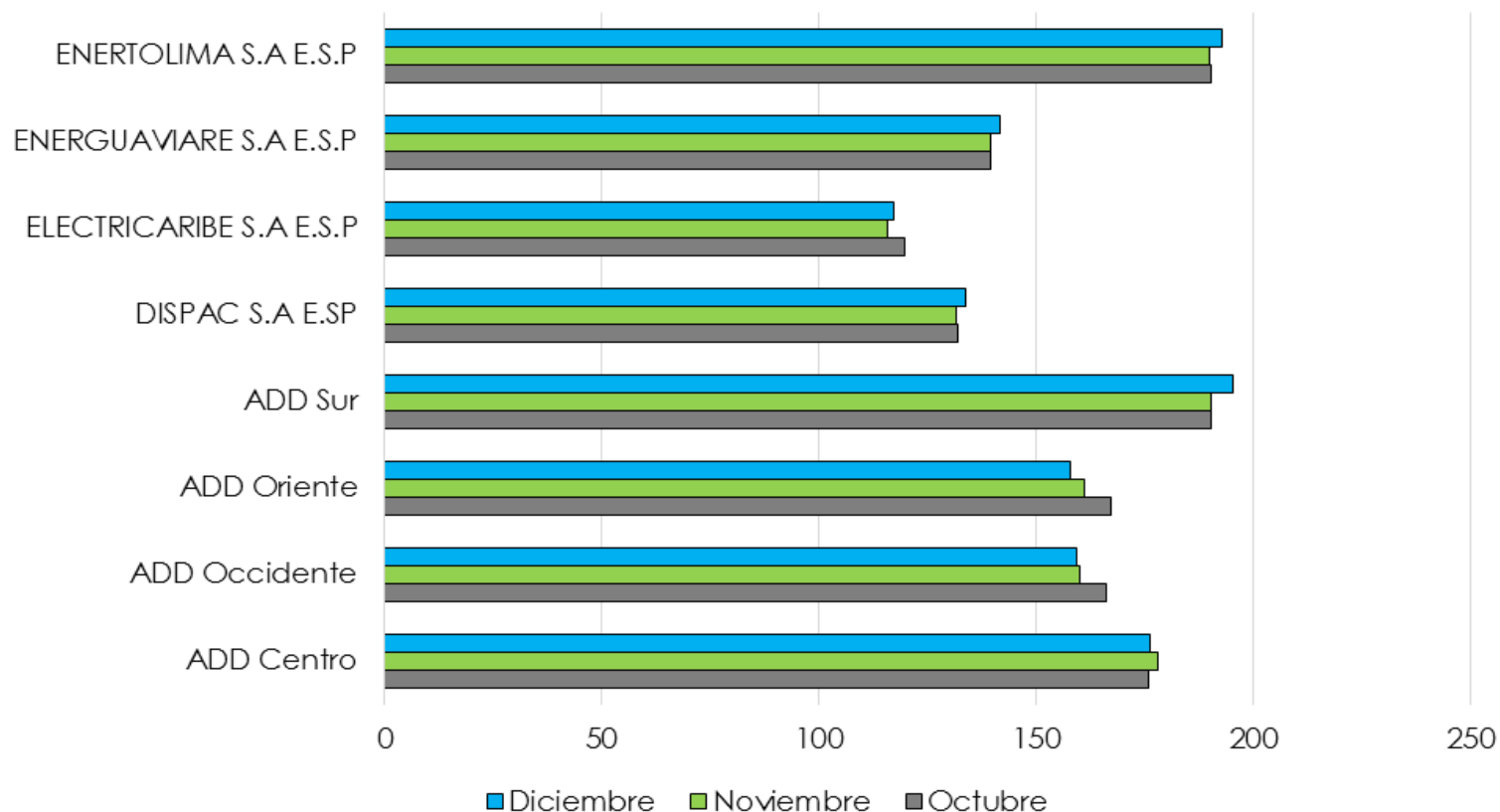
En general:

$$Cargo_n = \frac{Inversión + AOM}{Energía de entrada}$$



Ver detalle Resolución CREG 015 de 2018
al final de la presentación

Componente de distribución (\$/kWh)



Fuente Datos Superservicios. Boletín Tarifario Octubre – Diciembre 2017

Costos de comercialización

Costo Fijo

- Gastos
- Eficiencia
- Facturación



Costo Variable

- Riesgo cartera
- Margen Operacional
- Costos financieros



Imágenes fuente CREG

Costos de comercialización

Costo fijo

$$\text{Costo base} = \frac{\text{Gastos 2013} * \text{eficiencia}}{\text{Facturas 2013}}$$

$$Cf_{j,m} = Cf_j * (1 - X) * \frac{IPC_{m-1}}{IPC_0}$$



Índice de
productividad
acumulado=
0,00725



Costos de comercialización

Costo variable

$$Cv_{m,i,j} = C_{i,j,m}^* + \frac{CER_{i,m} + CCD_{i,m-1} + CG_{i,m-1}}{V_{i,m-1}} + CvR_{i,j,m}$$

Diagram illustrating the components of the variable cost calculation:

- Margen** (Margin) points to $C_{i,j,m}^*$.
- Costo Variable R CREG 180** points to $C_{i,j,m}^*$.
- Contribuciones CREG/SSPD** points to $CER_{i,m}$.
- CND/ASIC** points to $CCD_{i,m-1}$.
- Garantías R CREG 180** points to $CG_{i,m-1}$.
- Ventas totales** (Total sales) points to $V_{i,m-1}$.
- Atención de usuarios regulados** (Regulated user service) points to $CvR_{i,j,m}$.

Costos de comercialización

Costo variable R CREG 180 de 2014

$$\begin{array}{c}
 \boxed{\text{Tarifa - Cargo C}} \\
 \boxed{(\$/\text{kWh})} \\
 \hline
 (G_{i,j,m-1} + T_{m-1} + D_{1,j,m-1} + PR_{1,j,m-1})
 \end{array}
 \times
 \begin{array}{c}
 \boxed{\text{Riesgo}} \\
 \boxed{\text{cartera}} \\
 \hline
 (mo + RC_{i,j,m} + CFE_{i,j,m})
 \end{array}$$

✓
✓

Margen
operacional

Costos
financieros



Costos de comercialización

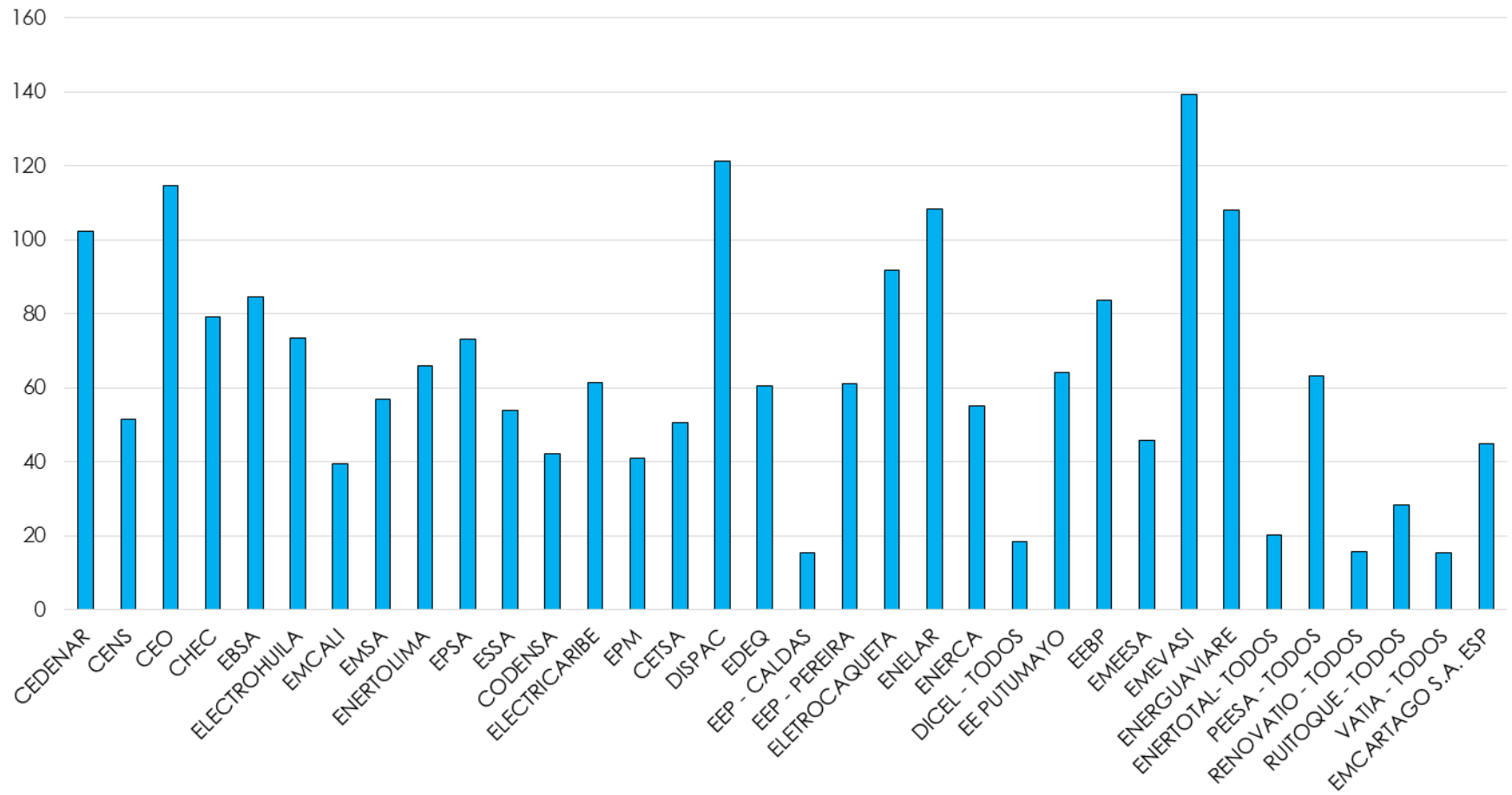
Costo variable

$$CvR_{i,j,m} = \frac{(1 - \beta) \times Cf_{m,j} \times UR_{i,j,m-2} + CGCU_{i,j,m-1} + PUI_{j,m}}{VR_{i,j,m-2}}$$

Diagram illustrating the components of the variable cost formula:

- Costo Base** (Yellow box) points to $Cf_{m,j}$.
- # usuarios regulados** (Grey box) points to $UR_{i,j,m-2}$.
- Garantías cargos por uso** (Green box) points to $CGCU_{i,j,m-1}$.
- Prestador de última instancia** (Blue box) points to $PUI_{j,m}$.
- % Cf que se remunera mediante Cuf** (Orange box) points to $(1 - \beta)$.
- Ventas regulados** (Blue box) points to $VR_{i,j,m-2}$.

Componente de comercialización dic 2017 (\$/kWh)



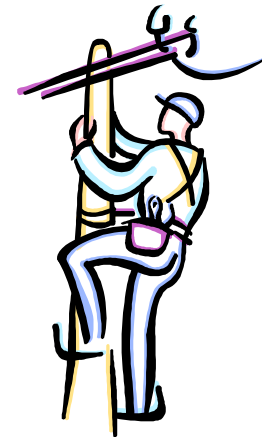
Costo de pérdidas

Pérdidas de energía durante el **proceso** de transporte y transformación.

Pérdidas Técnicas

- Fraude
- Conexiones Ilegales
- Errores en Facturación.

Pérdidas No Técnicas



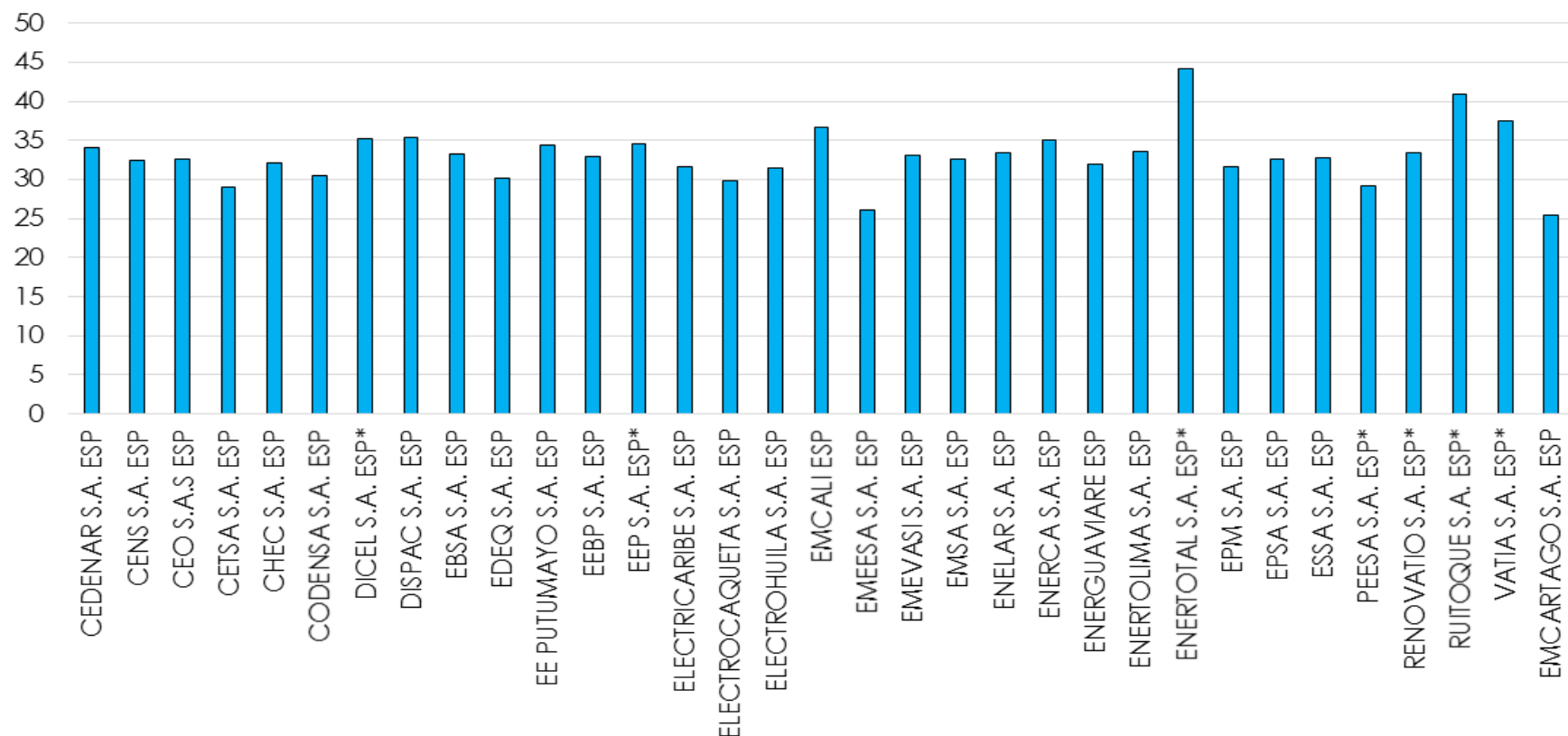
Costo de pérdidas

$$PR_{m,n,i,j} = \left(\frac{G_{m,i,j} * (IPR_{n,m,j} + IPRSTN_{m-1})}{1 - (IPR_{n,m,j} + IPRSTN_{m-1})} + \frac{T_m * IPR_{n,m,j}}{1 - IPR_{n,m,j}} + CPROG_{j,m} \right)$$



Pérdidas eficientes
en el Mercado de
Comercialización

Componente pérdidas dic 2017 (\$/kWh)



Fuente Datos Superservicios. Boletín Tarifario Octubre – Diciembre 2017

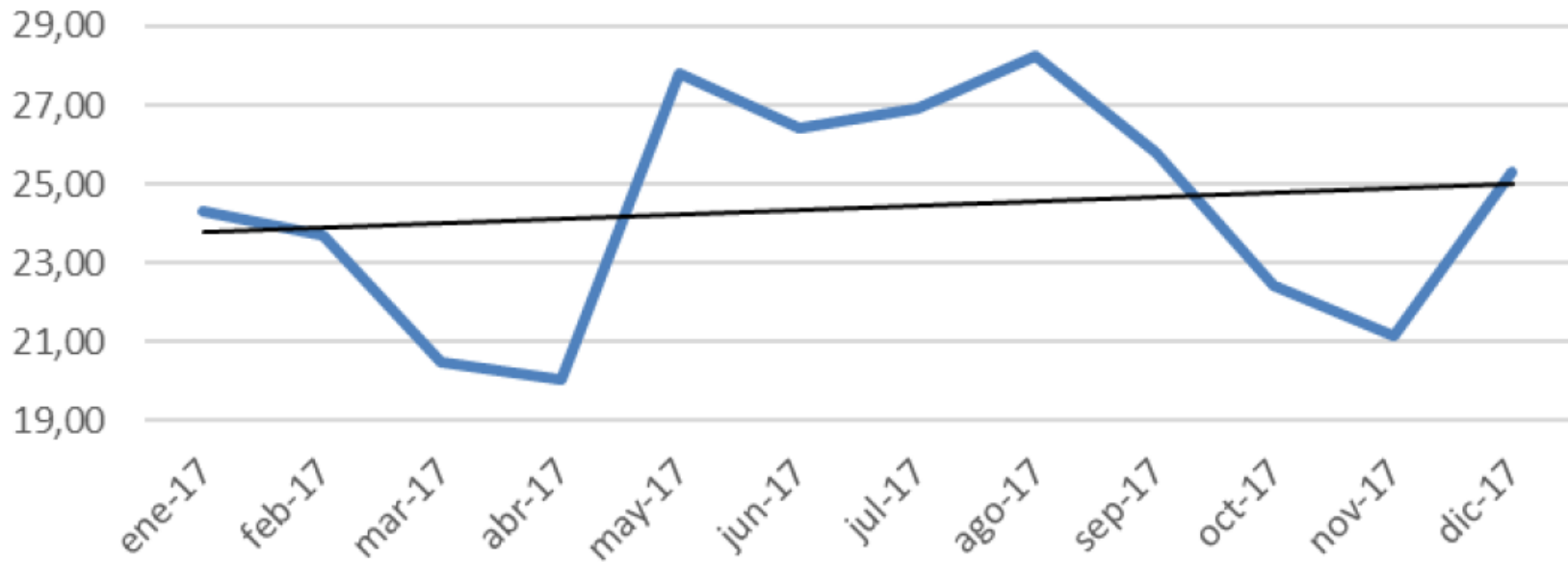
Costo de restricciones

Es el costo de la generación que debió utilizarse debido a servicios requeridos por el STN, que impiden abastecer la demanda con los recursos de generación más económicos.



Imágenes fuente CREG

Componente restricciones (\$/kWh)



Fuente Superservicios. Boletín Tarifario Octubre – Diciembre 2017

Resolución CREG 015 de 2018

Resolución CREG 015-2018

Ministerio de Minas y Energía

COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS

RESOLUCIÓN No. 015 DE 2018

(ENE.29-2018)

Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional

Contenido

1. Inversión
2. Gastos de Administración, Operación y Mantenimiento (AOM)
3. Calidad del Servicio
4. Pérdidas de Energía
5. Planes de Inversión
6. Temas relacionados con Alumbrado Público

1. Inversión

Esquema:

- Costo de reposición depreciado
- Ingreso Máximo

Tasa de retorno (R. CREG 16 de 2018):

12,4%

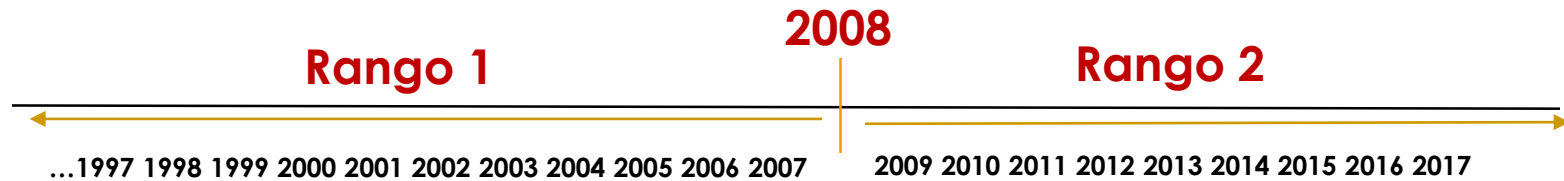
2018

11,8%

2019 en adelante

1. Inversión

Factor de Capital Remanente de activos (CRA):



Otros:

- Vidas útiles
- Desagregación (Categoría, Rango)
- Límites al Capex

Reporte de activos por parte de los Operadores de Red

Activo pertenece a

Características

Inventario Inicial (CRI)



CREG entrega a cada OR el listado de UC

No incluidos en el inventario inicial (CRINR)



Para N4, N3, N2: Indicar municipio, subestación, georreferenciación, características técnicas, FPO, datos de placa, inventario de UC

Para N1 adicionalmente: Número de usuarios asociados

Reporte de activos por parte de los Operadores de Red

Activo pertenece a

Características

Fuera de Operación (CRIFO)



Reportar las UC partiendo del listado de UC de aprobación de cargos

Puestos en operación 2008 – a fecha de corte (CRIN)



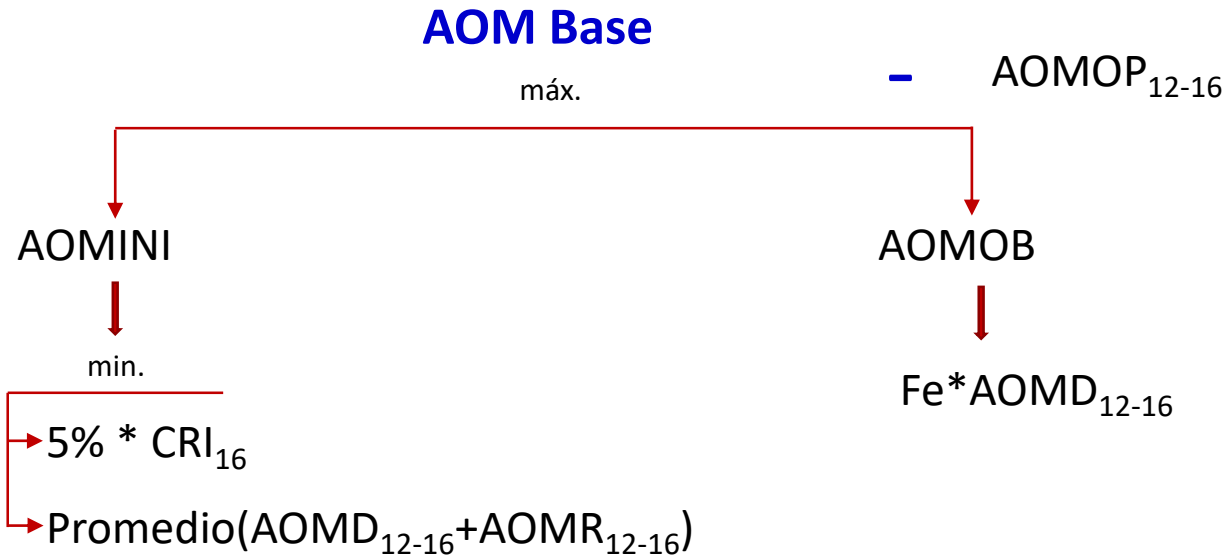
Para N4, N3, N2: Indicar municipio, subestación, georreferenciación, características técnicas, FPO, datos de placa, inventario de UC

Para N1 adicionalmente: Número de usuarios asociados

Imágenes fuente CREG

2. Gastos de AOM

AOM “Base Antigua”:



AOM “Base Nueva”:

N4, N3

2% VACNI + 2,6% VACPIEC

N2, N1

4% VACNI + 4,6% VACPIEC

3. Calidad del Servicio

Calidad media:

Promedio SAIDI/SAIFI

Mejoras del 8% anual

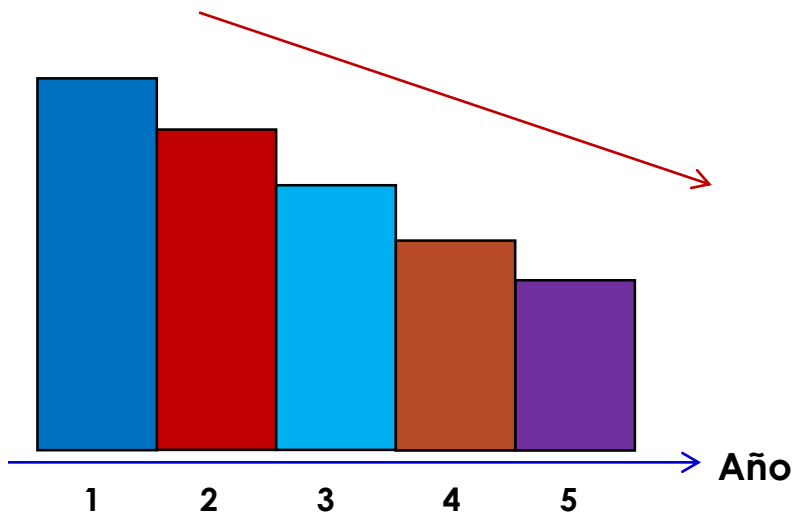
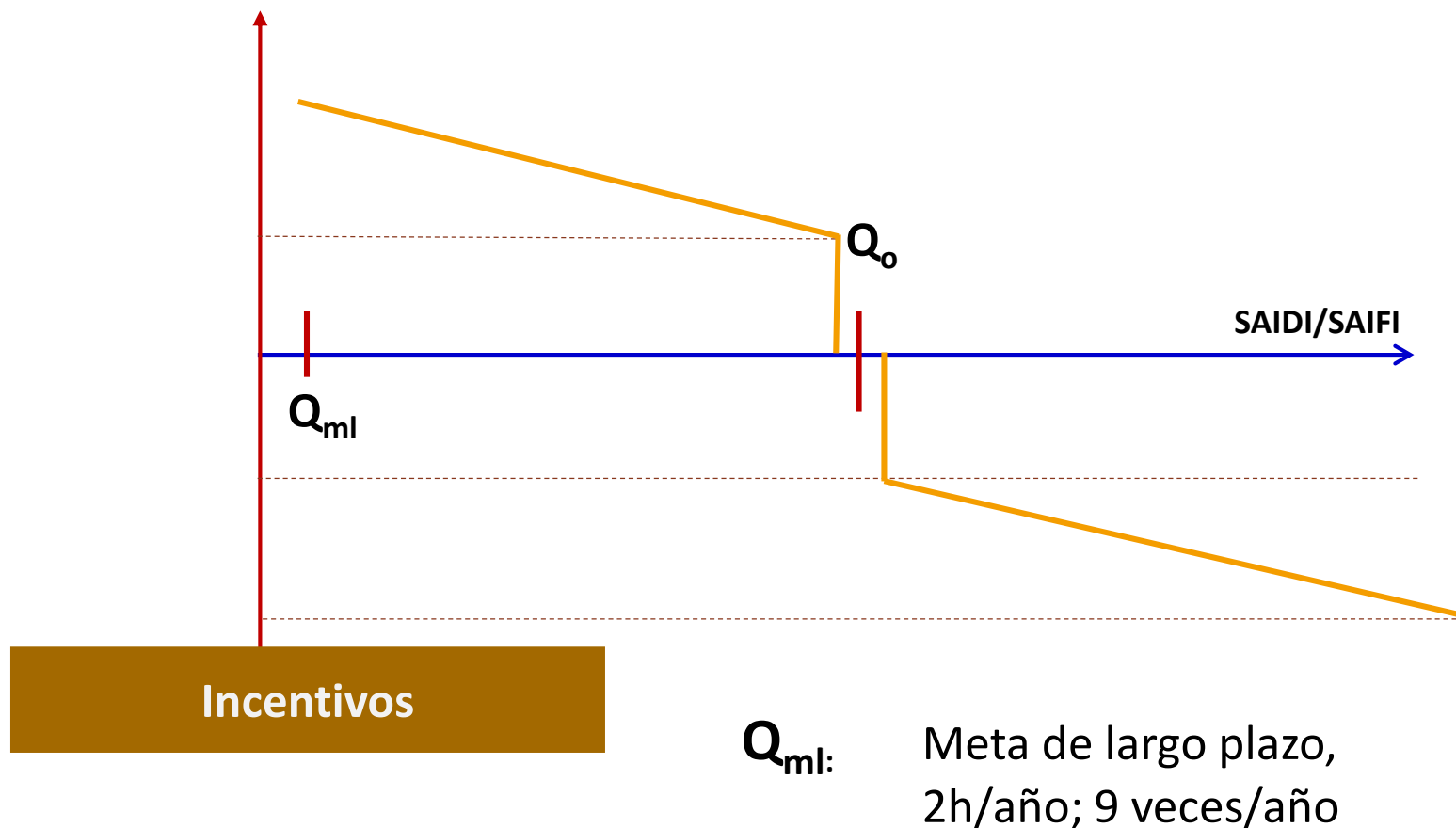


Imagen fuente CREG

3. Calidad del Servicio

Calidad media:



3. Calidad del Servicio

Calidad Individual:

Grupo de calidad : X Y

X

Nivel de ruralidad (IR)

Y

Nivel de riesgo (IRF)

X

Nivel de ruralidad (IR)

1

Usuario **urbano** de un municipio con igual o más de 100.000 habitantes

2

Usuario **urbano** de un municipio con menos de 100.000 habitantes

3

Usuario **rural** de un municipio



Y

Nivel de riesgo (IRF)

1

$IRF < 22$

2

$22 < IRF \leq 45$

3

$45 < IRF \leq 100$

Cada municipio aparece clasificado en el Capítulo 16 de la R CREG 015/2018

Imagen fuente CREG

3. Calidad del Servicio

Calidad Individual:



3. Calidad del Servicio

Calidad Individual:



3. Calidad del Servicio

Requisitos:

- Vinculación de cada usuario a la red de distribución, búsqueda de mecanismo de actualización permanente de georreferenciación de la red y de la vinculación de usuarios
- Telemedición y control automático en elementos de corte y maniobra instalados en las cabeceras de circuito
- Contar con un segundo equipo instalado en por lo menos 90% de los circuitos N2 y N3
- Contar con un tercer equipo de telemedición sea de corte y maniobra o telecontrolado.

4. Pérdidas de energía

Pérdidas Eficientes

N4

Balance energético, LAC

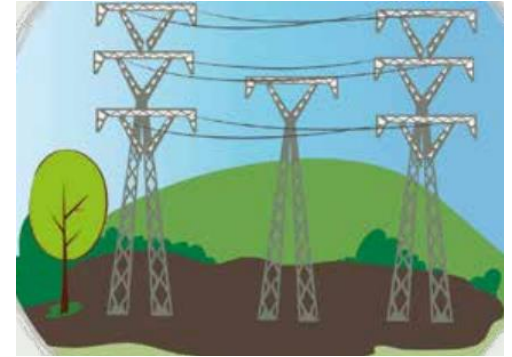
N3

Media, Desv Est. Define estudio de pérdidas

N2

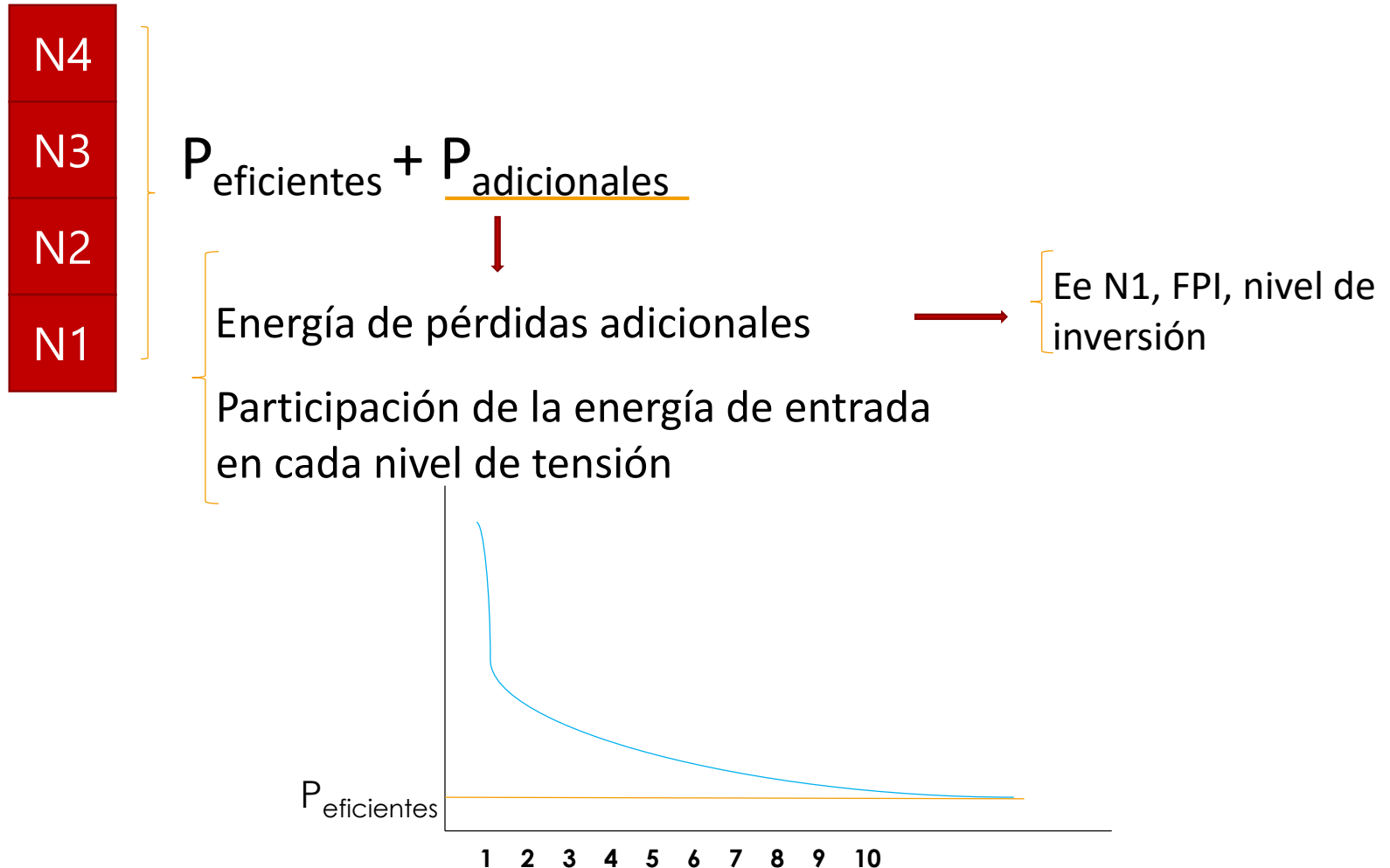
N1

PT_1 (Circular CREG 052/2010) + PNT (km líneas rurales. + áreas especiales)



4. Pérdidas de energía

Pérdidas Reconocidas



4. Pérdidas de energía

Plan de reducción de pérdidas

OR con $PT_1 >$ Pérdidas reconocidas, deben realizar plan de reducción de pérdidas

La senda de reducción de pérdidas es propuesta por el OR. Siempre y cuando:

$$IPTS_{j,t} - IPTS_{j,t+1} < 0,4 * (IPT_{j,0} - IPTS_{j,9})$$

Valor del Plan

$$CTP_j = \min\{CPCE_j, CPOR_j\}$$

$$\frac{5}{6} * \sum_{k=1}^6 AOMP_{j,k} + INVNUC_j$$

Aplicativo CREG

Costo Anual del Plan

$$CAP_j = \frac{CTP_j}{10}$$

5. Plan de Inversión

- Plan de inversión 2019 – 2023, indicando para cada año los proyectos de inversión que se realizarán.
- Presentar un cronograma general de las inversiones a realizar y su ubicación geográfica a nivel de municipio.
- Presentar un diagnóstico del STR y el SDL.



Tipos de Proyectos

Inversiones **Tipo I**
(Expansión –
Reemplazo de activos)

Inversiones **Tipo II**
(Expansión – nuevos
activos)

**Inversiones Asociadas a la
Atención de Nueva
Demanda**

Inversiones **Tipo III**
(Reposición)

Inversiones **Tipo IV**
(Calidad, Pérdidas,
Tecnología)

**Inversiones No Asociadas
a la Atención de Nueva
Demanda**

Tipos de Proyectos (Ejemplos)

Tipo I

Cambio de trafo por uno de mayor potencia

Tipo II

Nueva línea

Inversiones Asociadas a la Atención de Nueva Demanda

Tipo III

Reemplazo de activos

Tipo IV

Calidad del servicio, centro de control

Inversiones No Asociadas a la Atención de Nueva Demanda

7. Alumbrado Público

- a. Los activos (transformadores y redes) dedicados exclusivamente a la prestación del servicio de alumbrado público no hacen parte de los activos que se remuneran vía cargos por uso.
- b. Los comercializadores aplicarán cargos por uso del STR y SDL a la demanda asociada con la prestación del servicio de alumbrado público del nivel de tensión al cual se conecten las redes dedicadas exclusivamente a la prestación de este servicio.

Cuando no existan redes exclusivas para el alumbrado público, el comercializador aplicará sobre las demandas respectivas cargos por uso del nivel de tensión 2.

Si el alumbrado público posee medida de energía en nivel de tensión 1 y el transformador no es de propiedad del OR, el comercializador aplicará cargos por uso de este nivel, descontando la parte del cargo que corresponda a la inversión.

7. Alumbrado Público

- c. Para el cálculo de los indicadores de calidad promedio y calidad individual del operador de red, y para efectos de contabilizar la calidad del servicio del usuario de alumbrado público no se tendrán en cuenta los eventos que ocurran entre las 6 a.m. y las 6 p.m.
- d. En cada transformador al cual se halle conectada una red de alumbrado público se considerará que existe un consumidor de alumbrado público del OR, CALP, que será contabilizado para efectos de realizar la estimación de los indicadores de calidad media para aplicar el esquema de incentivos, y los indicadores de calidad individual para compensarlo cuando haya lugar.
- e. Cuando el transformador sea de uso compartido con el SALP, el CALP pertenecerá al nivel de tensión 1, en caso contrario pertenecerá al nivel 2.

7. Alumbrado Público

- f. Para la medición del consumo, el OR debe utilizar los medidores instalados por el municipio de acuerdo con la obligación establecida en el artículo 16 de la R. 123-2011. En caso de no contar con medidor, el consumo debe estimarse con base en el aforo de la carga de la red de alumbrado público conectada al transformador.
- g. La suma de las compensaciones ocasionadas por el servicio prestado, medido en cada transformador, será la compensación total que debe incluirse en la factura.
- h. El plan de inversiones que debe presentar el operador de red a la CREG, no debe incluir activos empleados exclusivamente para la prestación del servicio de alumbrado público.
- i. Los proyectos de expansión de cobertura de los operadores de red en zonas interconectables al SIN (Sistema Interconectado Nacional) remunerados conforme la R. 015-2018, no deben incluir activos empleados exclusivamente para la prestación del servicio de alumbrado público o de conexión.



Camilo Quintero Montaña
E-mail: quintano.camilo@gmail.com

19 de junio de 2018