



**Comisión de Regulación  
de Energía y Gas**

# **Confiabilidad con Calidad**

**Ing. Germán Castro Ferreira**

**III Congreso Internacional Supervisión Servicio  
Eléctrico – Cusco Septiembre 2012**

1. Generalidades de la prestación del servicio de energía eléctrica en Colombia
2. Costo de prestación del servicio
3. Calidad del servicio
  - Calidad del servicio en distribución
  - Calidad del servicio en transmisión
  - Calidad de la potencia

## Aumento de cobertura

## Eficiencia en costos Continuidad del servicio

Constitución  
1991

Ley Servicios Públicos  
142 de 1994

Ley Eléctrica  
143 de 1994

1991

1994

### Estado prestador de los SSPP.

Prestación de los servicios públicos por parte de **entidades estatales**

### ARTICULO 365. Los SSPP son inherentes a la finalidad social del Estado.

Es deber del Estado asegurar su prestación eficiente a todos los habitantes del territorio nacional.

Podrán ser prestados por el Estado, directa o indirectamente, por comunidades organizadas, o por **particulares**.

En todo caso, el Estado mantendrá **la regulación, el control y la vigilancia** de dichos servicios.

### Intervención del Estado en SSPP

- Garantizar **calidad y disponibilidad** de los servicios.
- Ampliación permanente de **cobertura**.
- Prestación **continua e ininterrumpida**.
- Prestación eficiente.
- Participación de **usuarios en la gestión y fiscalización** de la prestación de los servicios

**Calidad en la prestación del servicio**  
**Ampliación de cobertura**  
**Eficiencia – reducción de pérdidas**

Ley Servicios Públicos  
142 de 1994

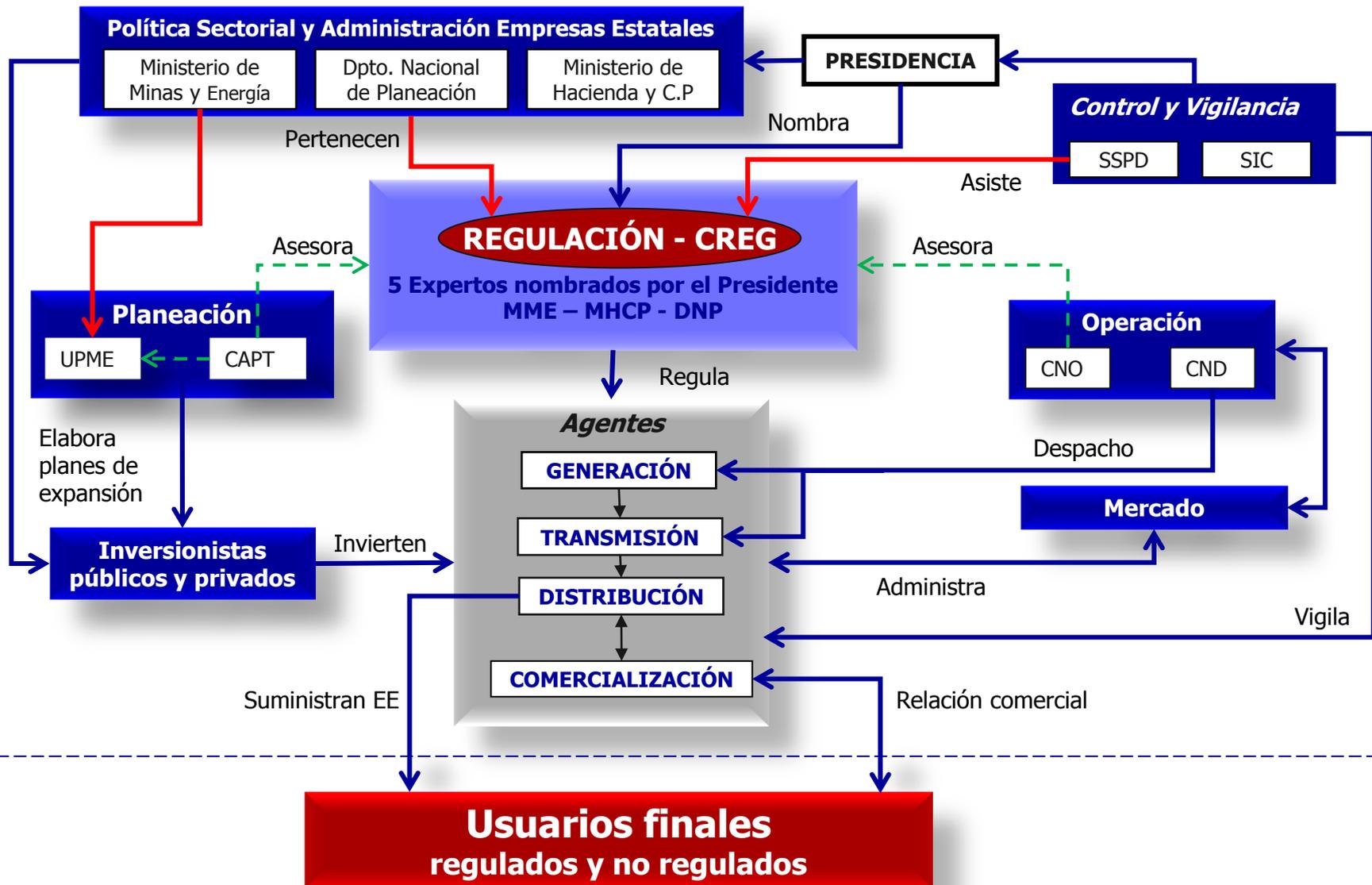
Ley Eléctrica  
143 de 1994

1994

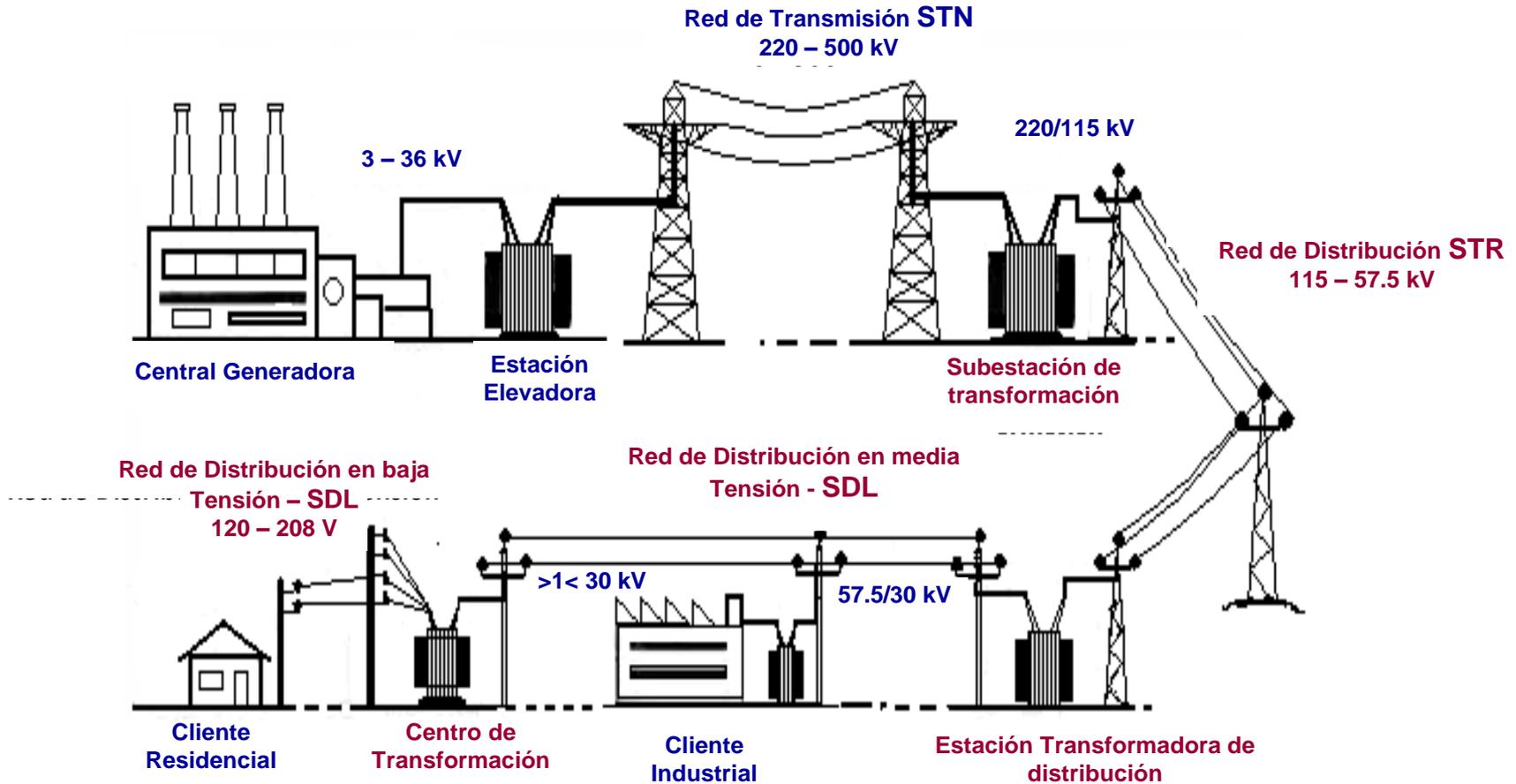
2010

- **Separación de actividades** para la prestación del servicio
- Participación de **agentes privados** en la prestación del servicio.
- Entidad de regulación - Comisión de Regulación de Energía y Gas - **CREG**
- Entidad de planeación - Unidad de Planeación Minero Energética - **UPME**
- Entidad de vigilancia y control Superintendencia de Servicios públicos domiciliarios – **SSPD**
- **Participación ciudadana** (audiencias públicas, vocales de control).
- Régimen tarifario quinquenal
- Regulación para cada actividad de la cadena de prestación del servicio

# Esquema Institucional Sector Eléctrico en Colombia



# Cadena de prestación del servicio

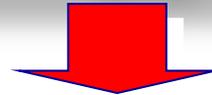


# Sistema de Transporte de energía eléctrica

TRANSMISIÓN

**Sistema de Transmisión Nacional  
STN**

**$\geq 220$  kV**



DISTRIBUCIÓN

**$< 220$  kV**

**Sistema de Transmisión  
Regional  
*STR Norte***

**Sistema de Transmisión  
Regional  
*STR Centro-Sur***



**Sistema de  
Distribución  
Local - SDL**



**Sistema de  
Distribución  
Local - SDL**

**Sistema de  
Distribución  
Local - SDL**

.....

**Sistema de  
Distribución  
Local - SDL**

# Sistema de distribución - Niveles de tensión

Sistema de Transmisión  
regional - STN

$57.5 \text{ kV} \leq V < 220 \text{ kV}$

Nivel 4

Sistema de Distribución  
Local - SDL

$30 \text{ kV} \leq V < 57.5 \text{ kV}$

Nivel 3

$1 \text{ kV} \leq V < 30 \text{ kV}$

Nivel 2

$V < 1 \text{ kV}$

Nivel 1

# Características del Sector Eléctrico

## Capacidad Instalada [MW]

|                     |               |
|---------------------|---------------|
| Plantas Hidráulicas | 8.525         |
| Plantas Térmicas    | 4.298         |
| Plantas Menores     | 558           |
| Cogeneradores       | 25            |
| <b>Total</b>        | <b>13.406</b> |

## Interconexiones Internacionales [MW]

### *Ecuador*

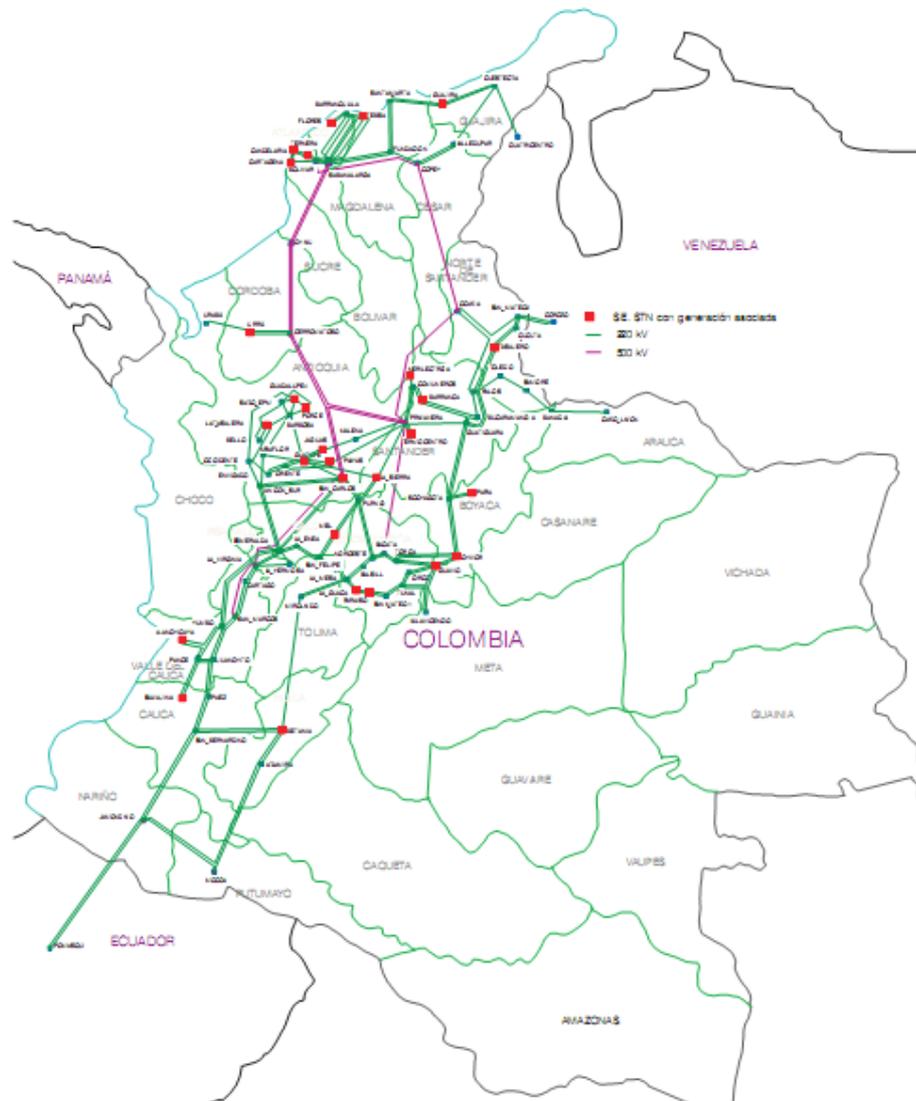
|             |     |
|-------------|-----|
| Importación | 215 |
| Exportación | 500 |

### *Venezuela*

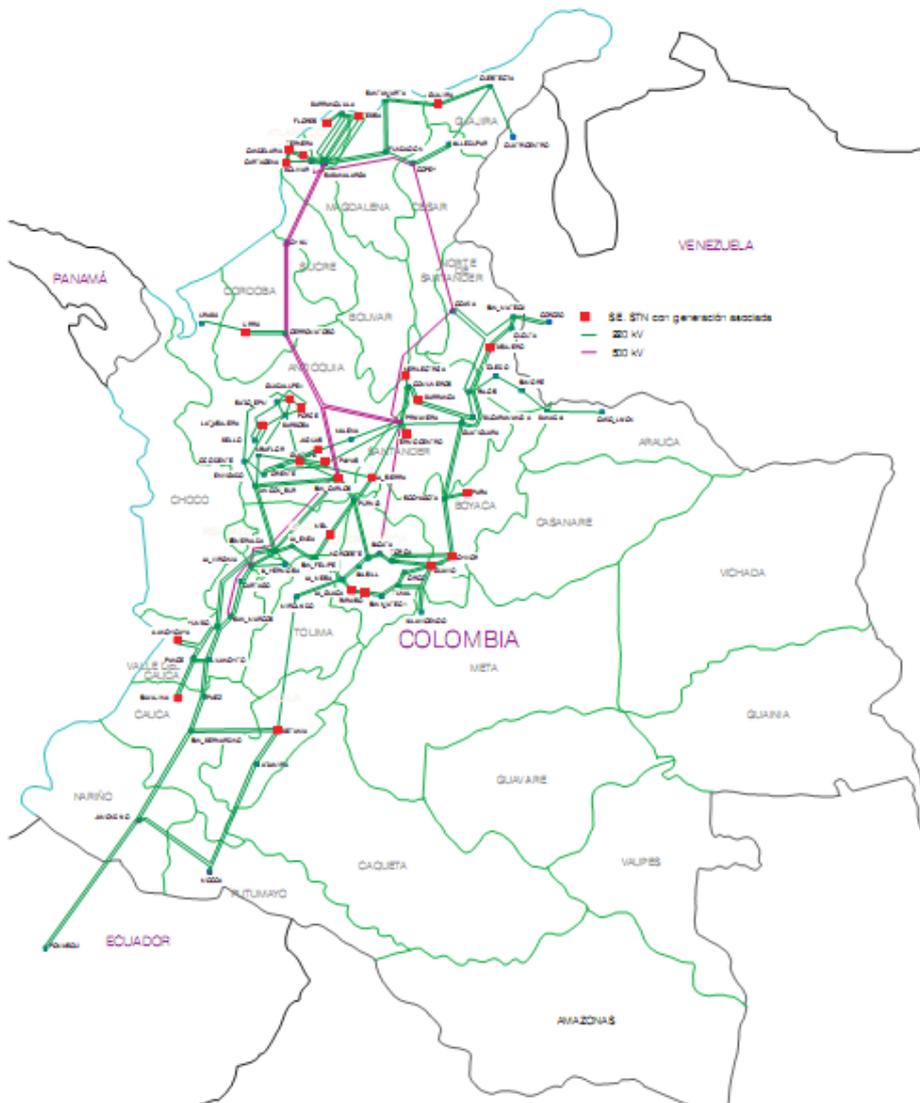
|             |     |
|-------------|-----|
| Importación | 205 |
| Exportación | 336 |

### *Panamá*

|             |     |
|-------------|-----|
| Exportación | 300 |
|-------------|-----|



# Características del Sector Eléctrico



## Transmisión [km]

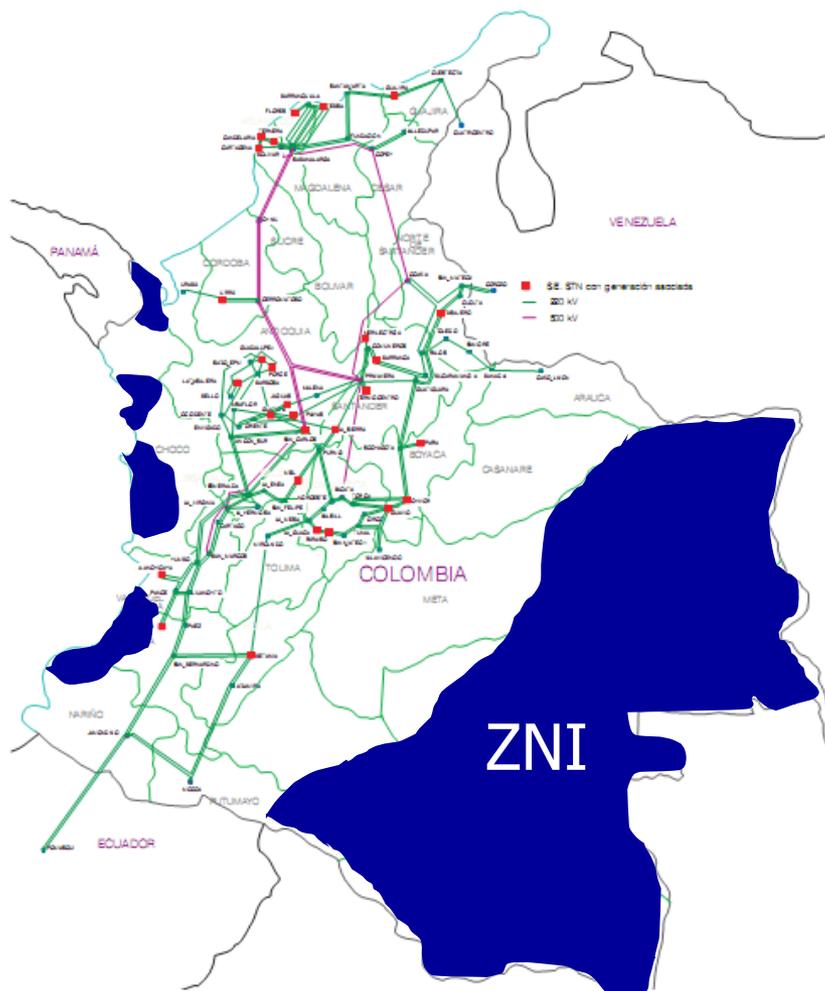
|                       |               |
|-----------------------|---------------|
| Líneas a 500 kV       | 2399          |
| Líneas a 220 - 230 kV | 11647         |
| Líneas a 138 kV       | 16            |
| <b>Total</b>          | <b>14,062</b> |

## Distribución [km]

|                       |                |
|-----------------------|----------------|
| Líneas a 115 kV       | 9,600          |
| Líneas a 34.5 kV      | 16,300         |
| Líneas a 11.4/13.2 kV | 176,900        |
| Líneas < 1000 V *     | 250,000        |
| <b>Total</b>          | <b>452,800</b> |

\* Estimado

# Características del Sector Eléctrico



## Agentes

|                   |    |
|-------------------|----|
| Generadores       | 43 |
| Transportadores   | 9  |
| Distribuidores    | 32 |
| Comercializadores | 72 |

## Demanda de Energía SIN

|                         |            |
|-------------------------|------------|
| Energía generada        | 56.000 GWh |
| Crecimiento Energía     | 1,8%       |
| Demanda máxima Potencia | 9.300 MW   |
| Crecimiento Potencia    | 2,3%       |
| Usuarios SIN            | 11,200,000 |

- **Generación**

Competencia en precios - Mercado de Energía Mayorista

- **Transmisión**

Tasa de retorno para infraestructura existente hasta 2001 – **Tasa de retorno 11.5%**

Expansión mediante convocatorias a partir de 1999

- **Distribución**

STR : Ingreso regulado - **Tasa de retorno 13%**

SDL : Precio máximo – **Tasa de retorno 13.9%**

- **Comercialización**

Competencia

# Costo de prestación del servicio

Valores ajustados por la calidad  
del servicio prestado

Cargo fijo

$$CU = (G + T + D + C_v + Pr + R) * Consumo + C_f$$

Cargo variable

**G** = Cargo por generación

**T** = Cargo por transporte

**D** = Cargo de distribución

**C<sub>v</sub>** = Cargo variable de comercialización

**Pr** = Cargo de pérdidas reconocidas

**Pr** = Restricciones del sistema

**C<sub>f</sub>** = Cargo fijo de comercialización

# Cargo de Transmisión

Cargo mensual calculado por el LAC (Liquidador y Administrador de Cuentas)

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

**IAT** = Ingreso anual (Activos + AOM)

**IE** = Ingreso esperado convocatorias

**VCM** = Valor mensual a compensar

Valor asociado con el esquema de calidad del servicio del STN

$$T = \frac{IMT - PCP - VTG}{DTC}$$

**IMT** = Ingreso mensual (Activos + AOM)

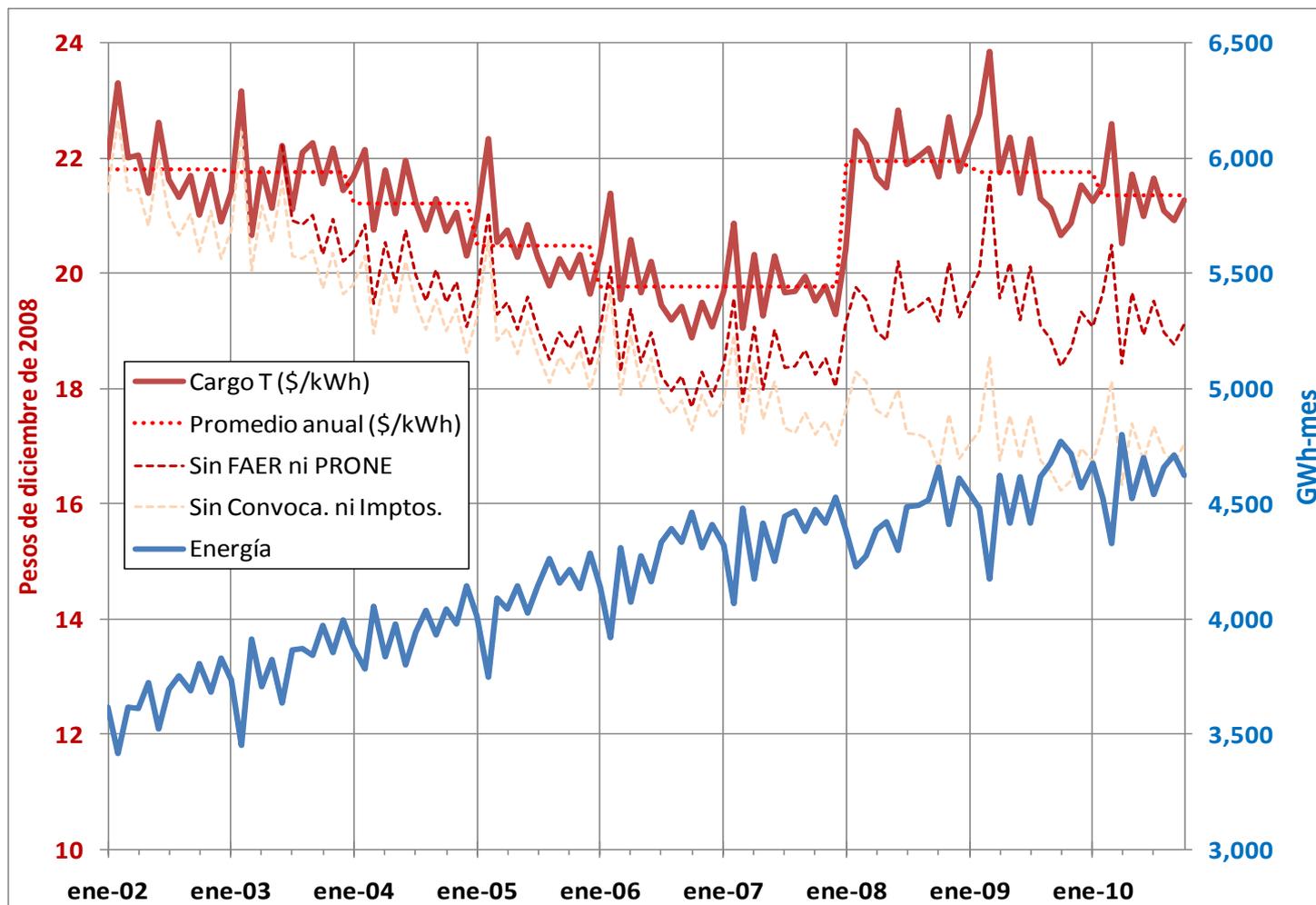
**PCP** = Descuento Activos Conexión profunda

**VTG** = Garantías

**DTC** = Demanda total

COBERTURA  
CALIDAD SERVICIO  
CALIDAD DE LA POTENCIA

# Evolución del cargo de Transmisión



1 USD \$ = 2.240 COP \$

# Cargo de Distribución

Cargo mensual de distribución de nivel de tensión 1, es un cargo acumulado.

$$CD = \frac{CAI + AOM}{E_u}$$

**CAI** = Costo anual de inversiones [\$/año]

**AOM** = Gastos aprobados [\$/año]

**Eu** = Energía útil [kWh/año]

Valor asociado con el esquema  
de calidad del servicio del SDL

$$Dt_1 = \frac{CD_4}{(1 - Pr_1)} + \frac{CD_2}{(1 - Pr_{1-2})} + CDI_1 + CDM_1 + \Delta Dt$$



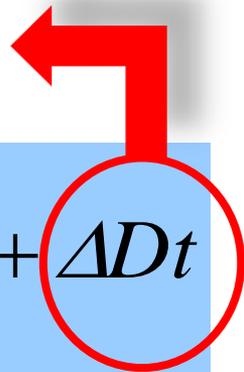
COBERTURA  
CALIDAD SERVICIO  
CALIDAD DE LA POTENCIA

**Dt<sub>1</sub>** = Cargo de distribución de nivel 1 [\$/kWh]

**CD<sub>i</sub>** = Cargo máximo del nivel de tensión i

**CDI** = Cargo máximo inversiones, nivel 1

**CDM** = Cargo máximo AOM, nivel 1



# Tipo de usuarios por tarifas

## Usuario Regulado - UR

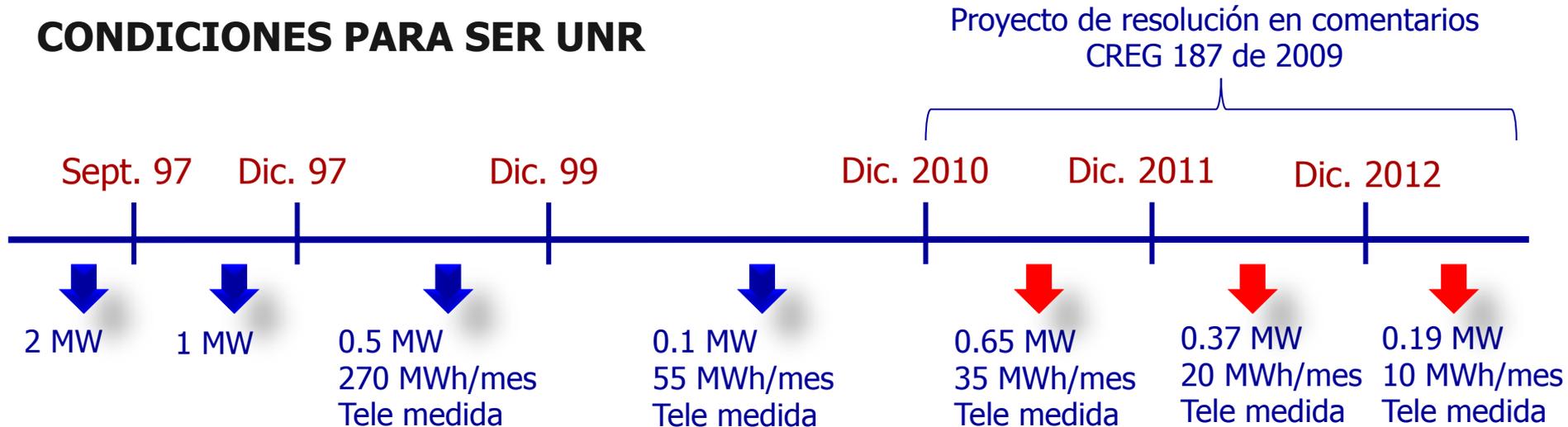
Persona natural o jurídica cuyas compras de electricidad están sujetas a **tarifas establecidas por la CREG**

## Usuario no Regulado - UNR

Persona natural o jurídica con una demanda superior a **2 MW\*** cuyas compras de electricidad se realizan a **precios acordados libremente.**

\* Valor modificado por las resoluciones CREG 199 de 1997 y 131 de 1998.

## CONDICIONES PARA SER UNR

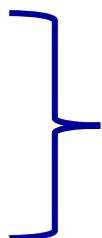


La estratificación socioeconómica es el **instrumento técnico** que permite **clasificar la población** de los municipios y distritos del país, a través de las viviendas y su entorno, en estratos o grupos socioeconómicos diferentes.

- Se realiza, principalmente, para cobrar los **servicios públicos** domiciliarios con **tarifas diferenciales** por estrato y para **asignar subsidios** en esta área. Quienes tienen más capacidad económica pagan más por los servicios públicos y contribuyen para que los estratos bajos puedan pagar sus tarifas.
- Permite orientar la planeación de la inversión pública.
- Sirve para **cobrar tarifas de impuestos** asociados a los inmuebles como el predial unificado, en forma diferencial por estrato.

# Usuarios residenciales según estrato

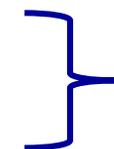
| Estratificación socioeconómica |            |
|--------------------------------|------------|
| 1                              | Bajo-Bajo  |
| 2                              | Bajo       |
| 3                              | Medio-Bajo |
| 4                              | Medio      |
| 5                              | Medio-Alto |
| 6                              | Alto       |



Recibe **subsidio** sobre el consumo de subsistencia



Paga el costo del servicio



Paga **contribución** del 20%

| Consumo de subsistencia |                   |
|-------------------------|-------------------|
| Altura [m.s.n.m.]       | Consumo [kWh/mes] |
| < 1000 m                | 173               |
| >= 1000 m               | 130               |

| Porcentajes de subsidio |          |
|-------------------------|----------|
| Estrato                 | Subsidio |
| 1                       | 60%      |
| 2                       | 50%      |
| 3                       | 15%      |

# Usuarios no Residenciales por sector de consumo

| Tipo usuario           | Contribución |
|------------------------|--------------|
| Industrial             | SI           |
| Comercial              | SI           |
| Oficial                | NO           |
| Especial asistencial*  | NO           |
| Especial educativo**   | NO           |
| Industrial bombeo ***  | NO           |
| Distrito de riego **** | NO           |

} Contribución del 20 %  
sobre el consumo

- \* Hospitales, Clínicas, puestos de salud.
- \*\* Colegios y universidades
- \*\*\* Prestación servicio de acueducto y alcantarillado
- \*\*\*\* Estos usuarios tienen un régimen especial de subsidios

# Tarifa a usuario final

Ajuste por calidad del servicio  
STN y STR (-)

$$Tarifa = (G + T + D + C_v + Pr + R) * Consumo + C_f$$

- Subsidio  
+ Contribución

Ajuste por calidad del servicio  
SDL N3, N2, N1 (+ / -)

De las funciones generales de las comisiones de regulación, artículo 73.4 de la ley 142 de 1994:

*“Fijar las normas de calidad a las que deben ceñirse las empresas de servicios públicos en la prestación del servicio”.*

# Calidad del servicio

**Calidad de la energía:** Condiciones en las que se suministra la energía eléctrica en un sistema, con base en valores predefinidos en normas técnicas y regulatorias.

**PRODUCTO = Energía Eléctrica**

**SERVICIO  
COMERCIAL**

CREG 108 de 1997

**En revisión**

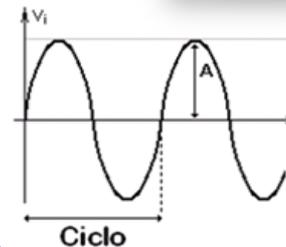
**CONTINUIDAD**

**CALIDAD DEL SERVICIO**

CREG 070 de 1998  
CREG 097 de 2008  
CREG 043 de 2010

**Nuevo esquema en  
proceso de aplicación**

**CALIDAD SEÑAL**

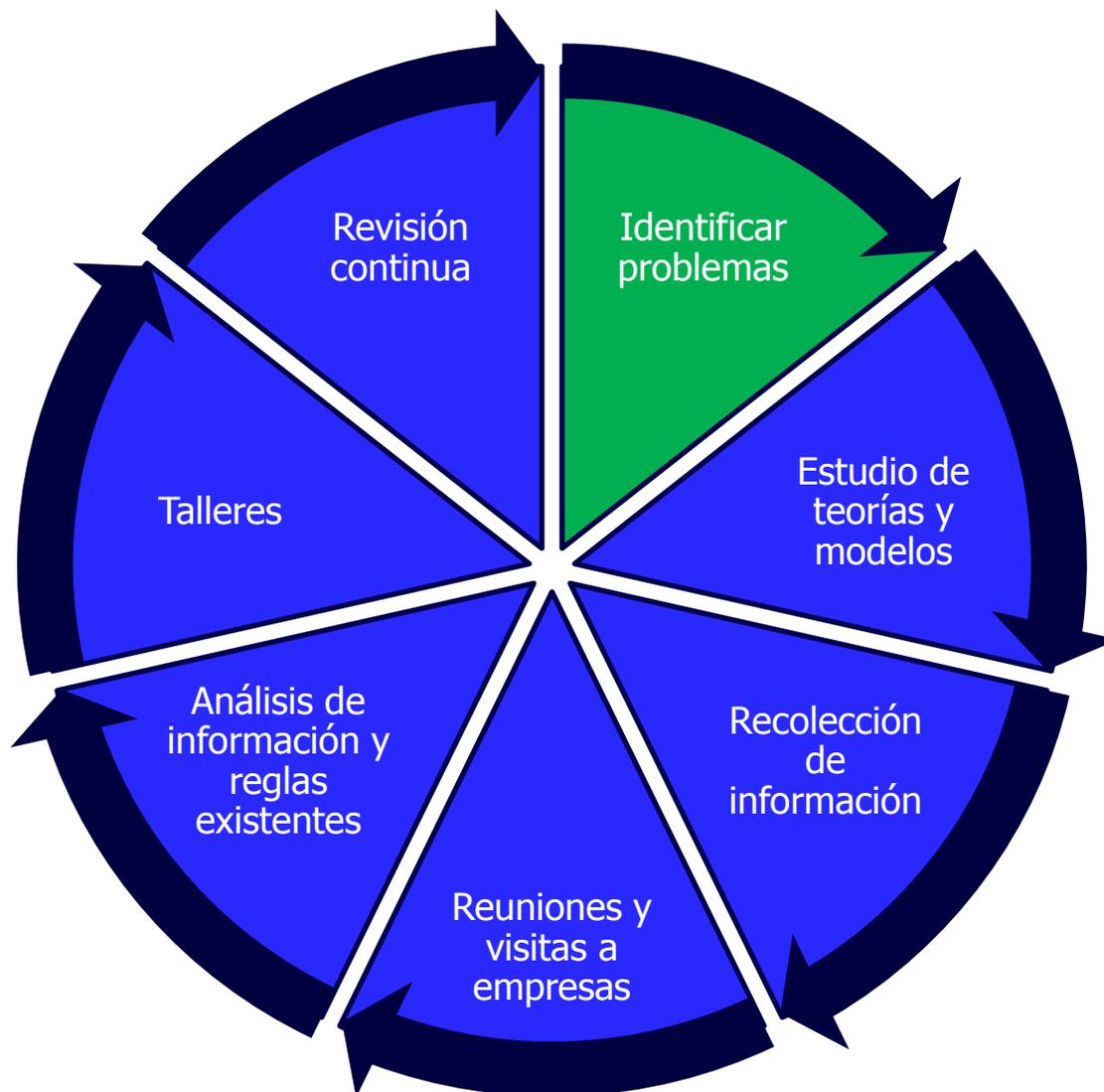


**CALIDAD DE LA  
POTENCIA**

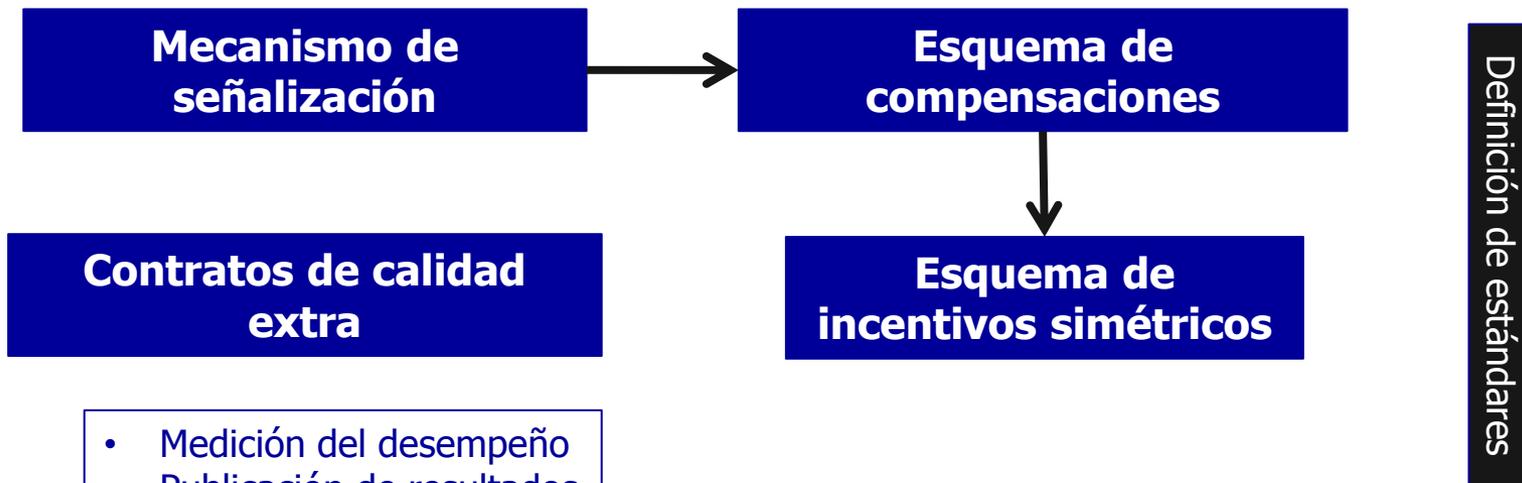
CREG 070 DE 1998  
CREG 024 de 2005  
CREG 016 de 2007

**En revisión**

# Proceso de regulación de la calidad



# Instrumentos para la regulación de la Calidad



- Medición del desempeño
- Publicación de resultados

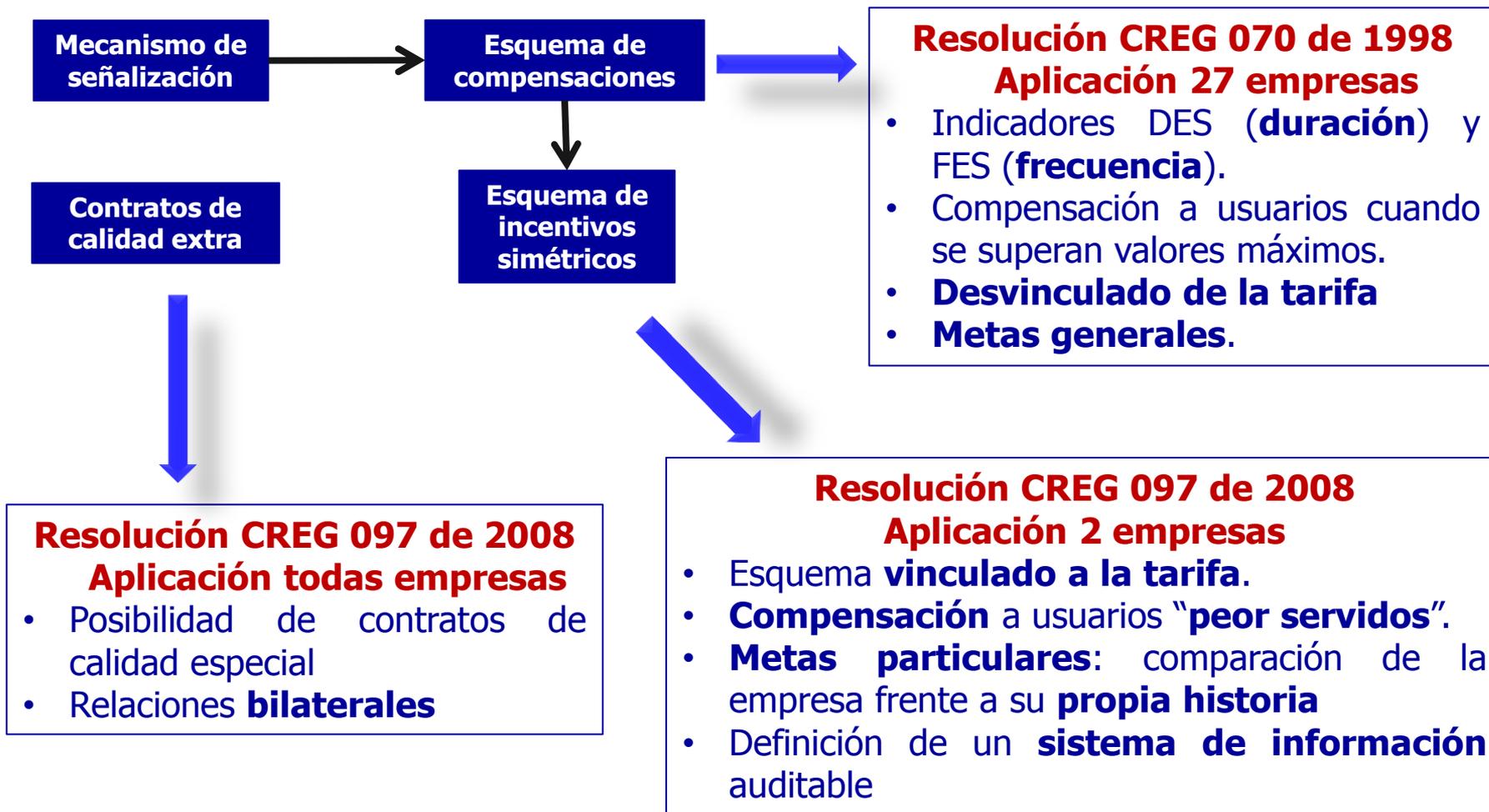
- **Penalizaciones** por incumplimiento
- Es útil cuando el OR presta **niveles bajos** de calidad **a un grupo de usuarios**
- Requiere información de costos de mejoramiento y beneficios a los usuarios

- Conocer la valoración de los usuarios sobre la calidad prestada
- Se requiere un **sistema de medición e información confiable**
- Es **complejo** de diseñar, implementar y controlar
- Se establecen **estándares de calidad e incentivos financieros**

- Relaciones **bilaterales** de calidad entre usuarios y prestadores del servicio
- Especiales para usuarios con **alta valoración** de la calidad del servicio
- Se definen **estándares particulares de calidad y precio**
- Se definen **pagos por incumplimiento**

Definición de estándares

- Los instrumentos regulatorios deben ser **claros** y **sencillos de implementar**.
- Se requieren **reglas claras** sobre la **medición y recolección** de datos.
- Deben considerarse las **condiciones de cada país/región**, y valorar los **beneficios** de mejorar contra los **costos de implementación**
- La implementación de regulación de calidad debe ser un **proceso gradual**
- Se requiere una **revisión periódica** de los instrumentos regulatorios
- Se requiere un **sistema de medición confiable** de los indicadores de calidad
- **Definir estándares** para determinar la calidad del servicio que la empresa debe suministrar



1. Medición de las Interrupciones del Servicio
  - Número de Interrupciones (Indicador FES)
  - Duración de las interrupciones (Indicador DES)
2. Metas Trimestrales DES-FES por Grupo de Calidad
3. Incumplimiento de las Metas DES y/o FES generan
  - Pago de compensaciones a los usuarios afectados
  - Energía no suministrada pagada a Costo de Racionamiento
  - Compensación > 20% Ingreso Distribución: Causal de Intervención por parte de la SSPD

Resoluciones CREG 070/98, 089/99, 096/00, 113/03 y 103/04.

El esquema actual consiste en:

## **1. Medición de las Interrupciones del Servicio**

**Mensualmente** los OR registran el número de interrupciones (FES) y la duración de las interrupciones (DES) para cada circuito y transformador de los niveles de tensión 2 y 3.

Para este fin utilizan equipos registradores de eventos y reportes telefónicos de los usuarios.

## **2. Reporte de las Interrupciones del Servicio**

Cada OR reporta mensualmente en la base de datos del SUI las duraciones y frecuencias de los eventos en circuitos y transformadores, junto con información adicional solicitada en el formato.

## **3. Metas DES-FES por Grupo de Calidad**

Revisión trimestral del cumplimiento de los Valores Máximos Admisibles de DES y FES para cada Grupo de Calidad. Su incumplimiento genera compensación económica para los usuarios.



## Clasificación de las interrupciones para el cálculo de los Indicadores

### Incluidas:

- Programadas.
- No Programadas.

### Excluidas:

- Racionamiento de emergencia o programadas por eventos de generación o del STN.
- Indisponibilidades permitidas de activos de conexión al STN
- Inferiores a un (1) minuto.
- Seguridad ciudadana y organismos de socorro.
- Suspensiones por incumplimiento del contrato de servicios públicos.
- Eventos de fuerza mayor

# Esquema de compensaciones en SDL

$$DES_c = \sum_{i=1}^{NTI} t(i)$$

$$FES_c = NTI$$

$t(i)$  = tiempo en horas de la interrupción  $i$ -ésima

NTI = Número total de interrupciones durante el trimestre

## Valores Máximos Admisibles para DES y FES

| GRUPO | DES (horas) | FES |
|-------|-------------|-----|
| 1     | 11          | 26  |
| 2     | 19          | 44  |
| 3     | 29          | 51  |
| 4     | 39          | 58  |

## Valores anuales

## Compensación a usuarios afectados

Si  $[DES_c - VM_{DES_c}] \leq 0$ , entonces  $VCD_c = 0$

Si no,  $VCD_c = [DES_c - VM_{DES_c}] \times CI \times DP_c$

Si  $[FES_c - VM_{FES_c}] \leq 0$ , entonces  $VCF_c = 0$

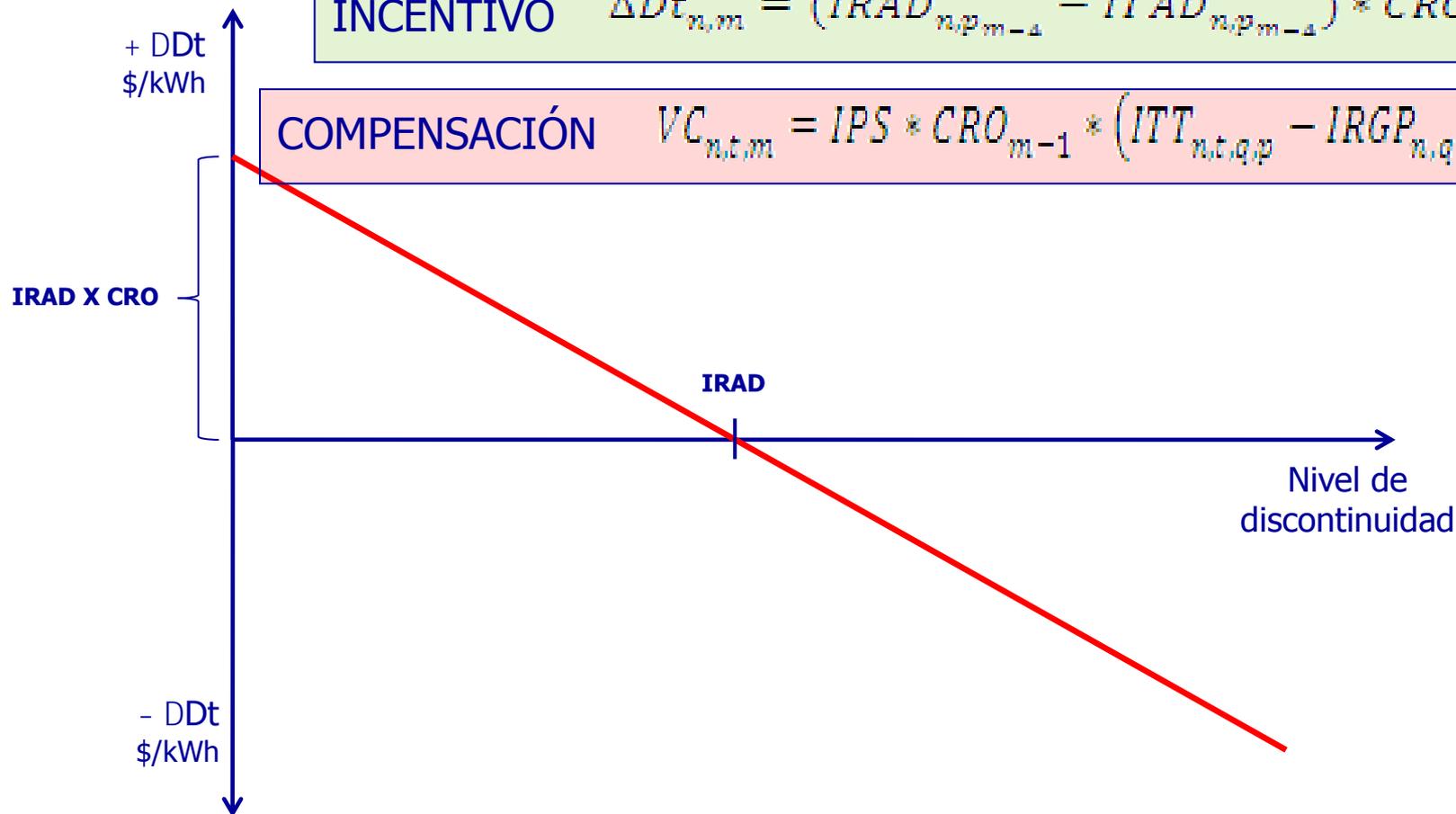
Si no,  $VCF_c = [FES_c - VM_{FES_c}] \times [DES_c / FES_c] \times CI \times DP_c$

VM = Valor máximo admisible  
VCD = Valor a compensar por DES  
VCF = Valor a compensar por FES  
CI = Costo de racionamiento  
DP = Demanda promedio

# Esquema de incentivos simétricos en SDL

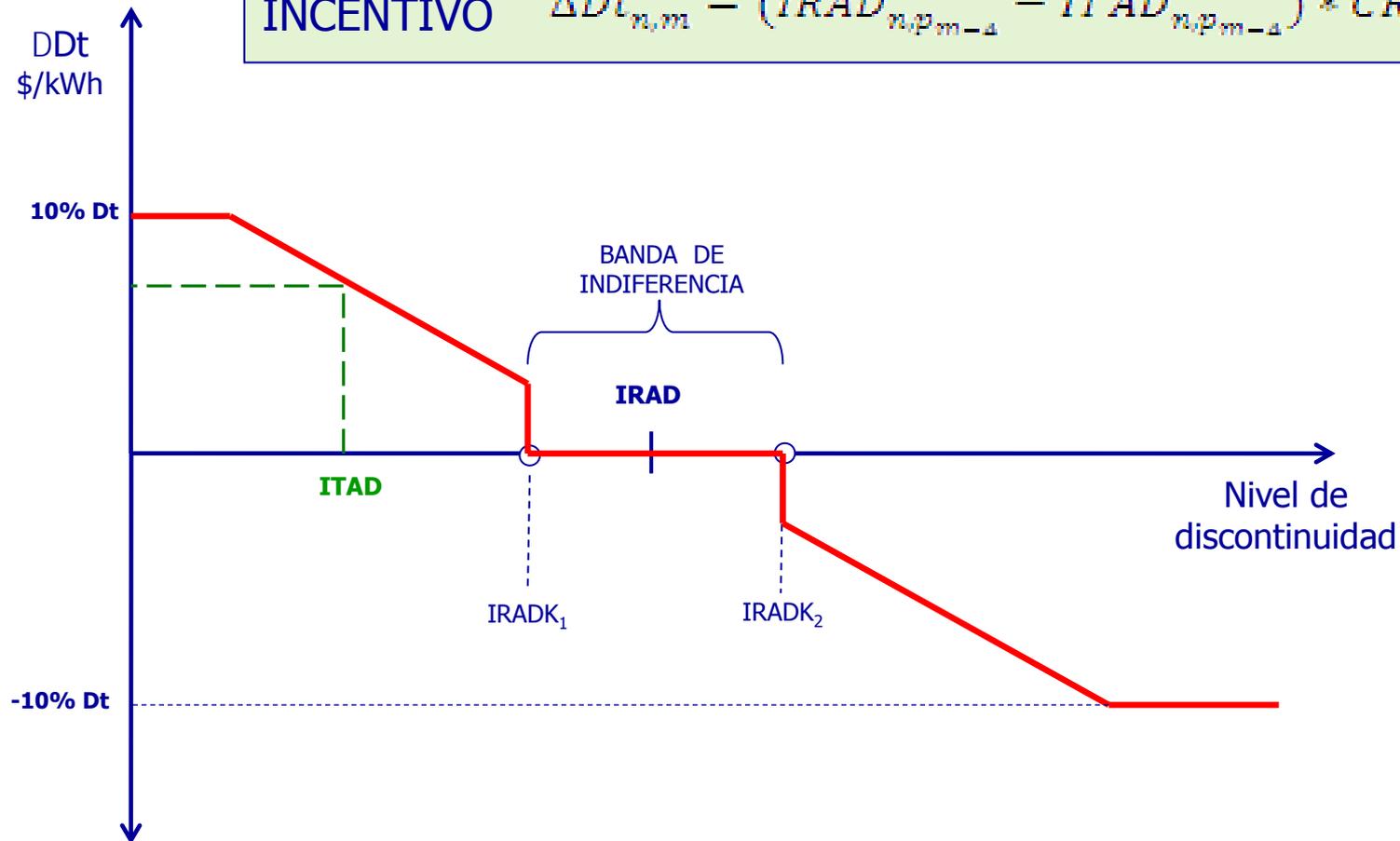
INCENTIVO  $\Delta Dt_{n,m} = (IRAD_{n,p,m-a} - ITAD_{n,p,m-a}) * CRO_{m-1}$

COMPENSACIÓN  $VC_{n,t,m} = IPS * CRO_{m-1} * (ITT_{n,t,q,p} - IRGP_{n,q}) * CM_p$



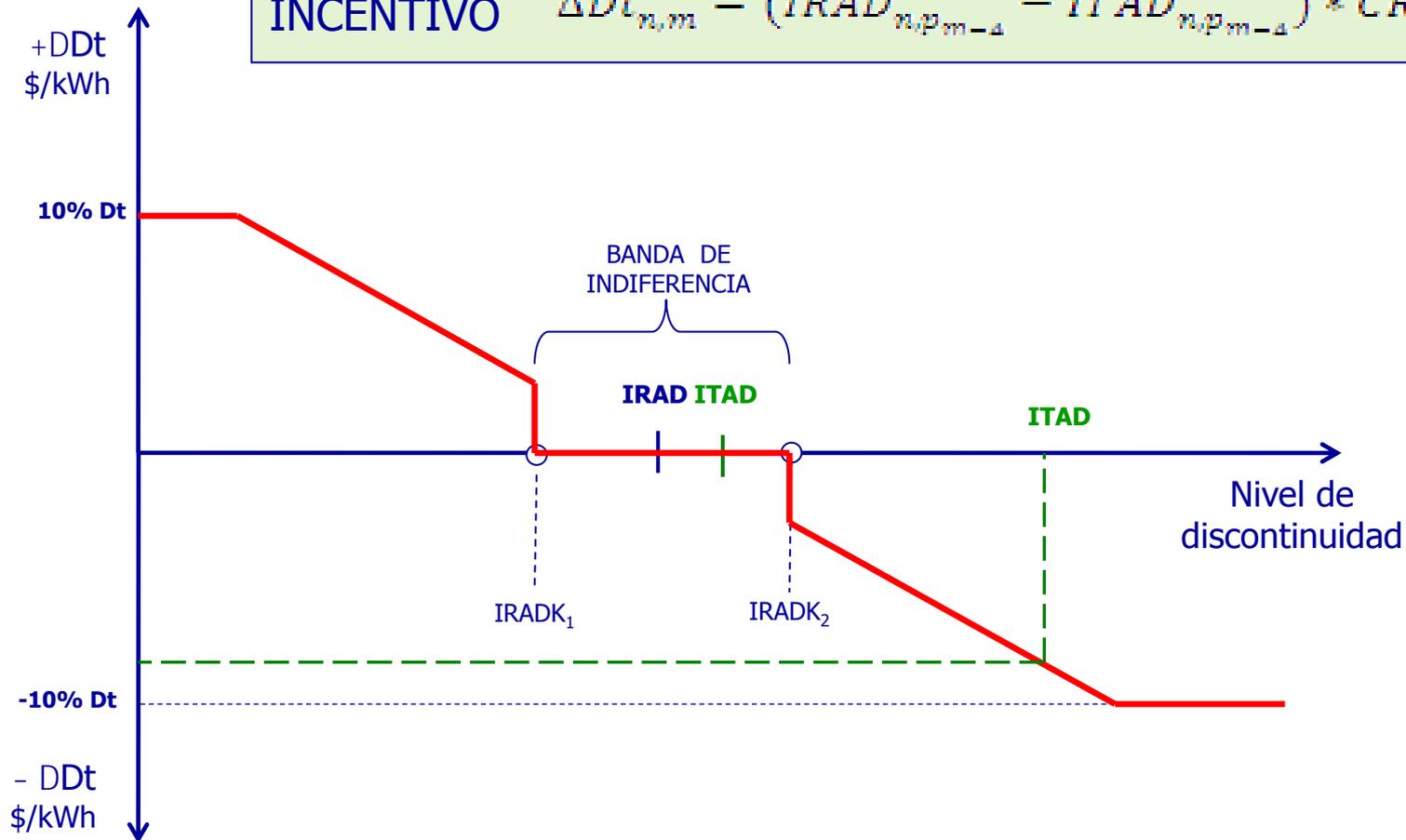
# Esquema de incentivos simétricos en SDL

INCENTIVO  $\Delta Dt_{n,m} = (IRAD_{n,p_{m-d}} - ITAD_{n,p_{m-d}}) * CRO_{m-1}$



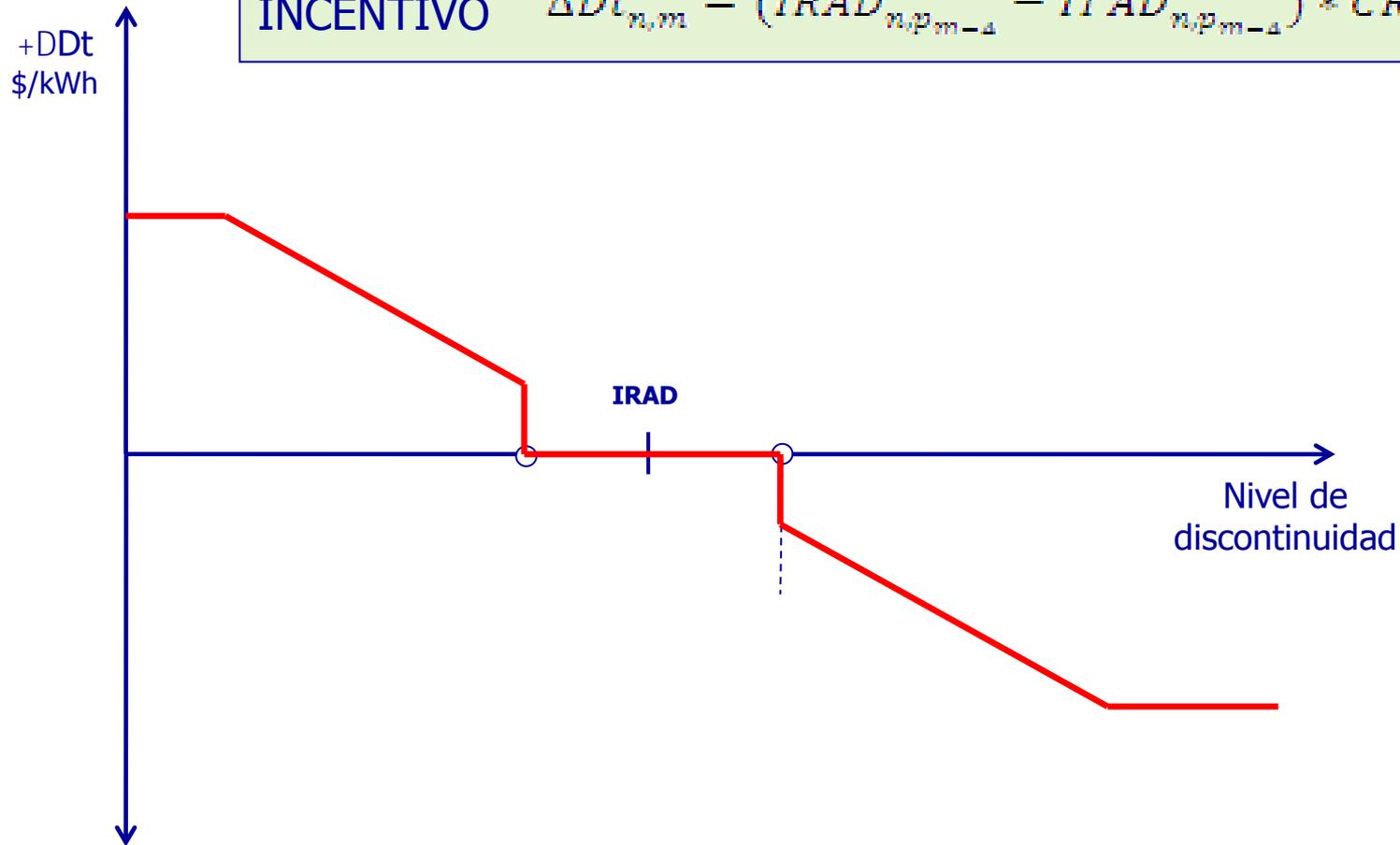
# Esquema de incentivos simétricos en SDL

INCENTIVO  $\Delta Dt_{n,m} = (IRAD_{n,p_{m-d}} - ITAD_{n,p_{m-d}}) * CRO_{m-1}$



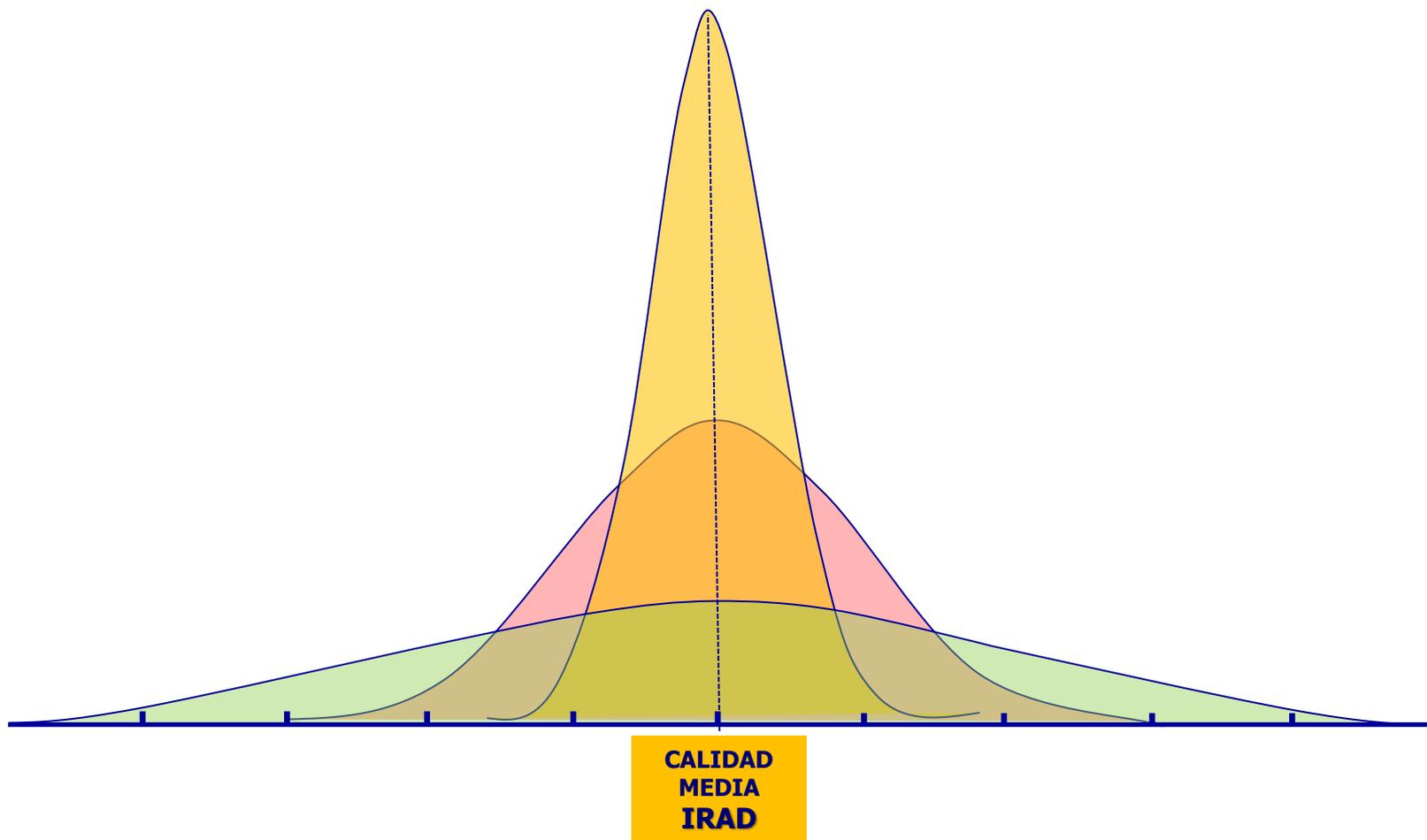
# Esquema de incentivos simétricos en SDL

INCENTIVO  $\Delta Dt_{n,m} = (IRAD_{n,p_{m-1}} - ITAD_{n,p_{m-1}}) * CRO_{m-1}$



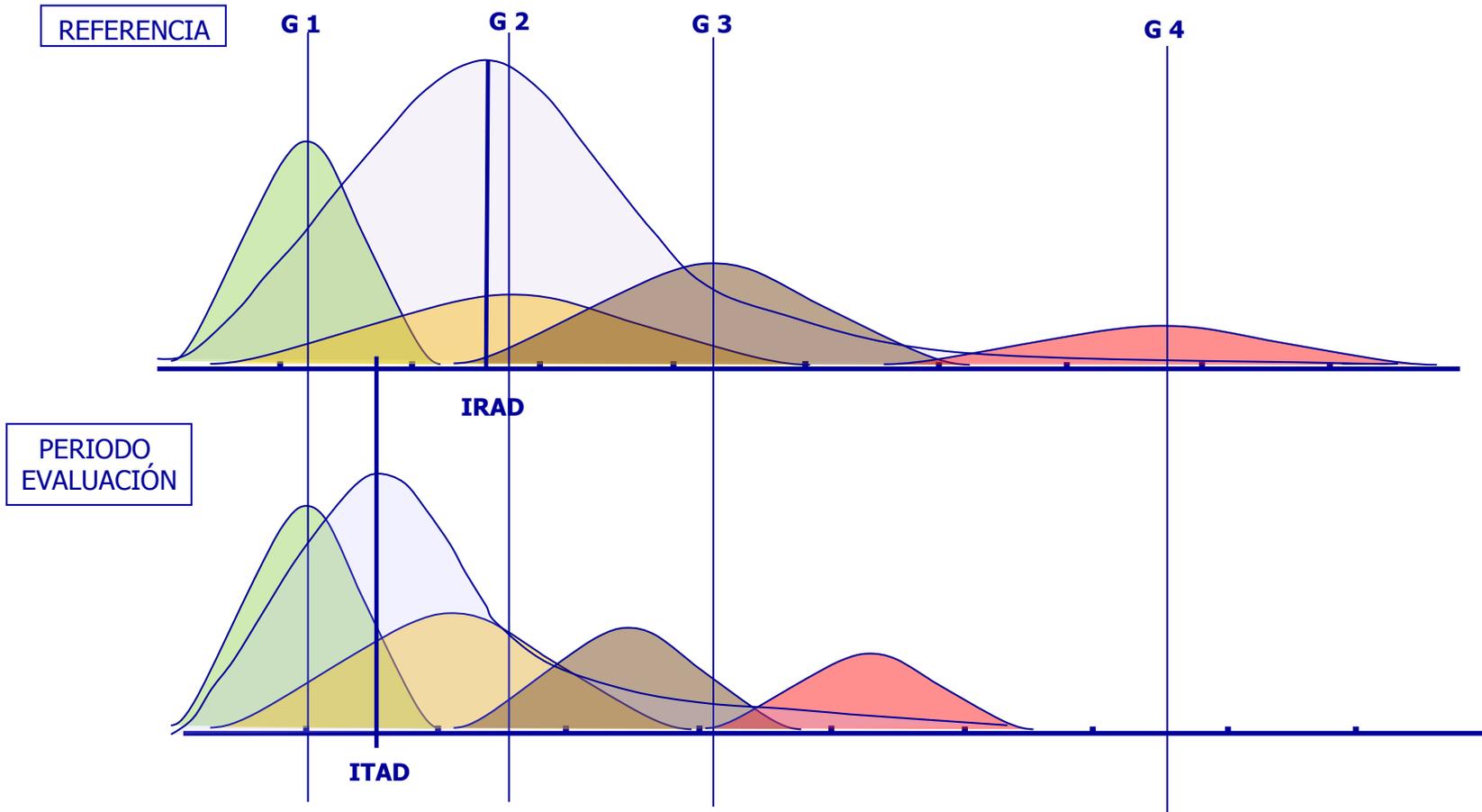
# Esquema de incentivos simétricos en SDL

COMPENSACIÓN  $VC_{n,t,m} = IPS * CRO_{m-1} * (ITT_{n,t,q,p} - IRGP_{n,q}) * CM_p$



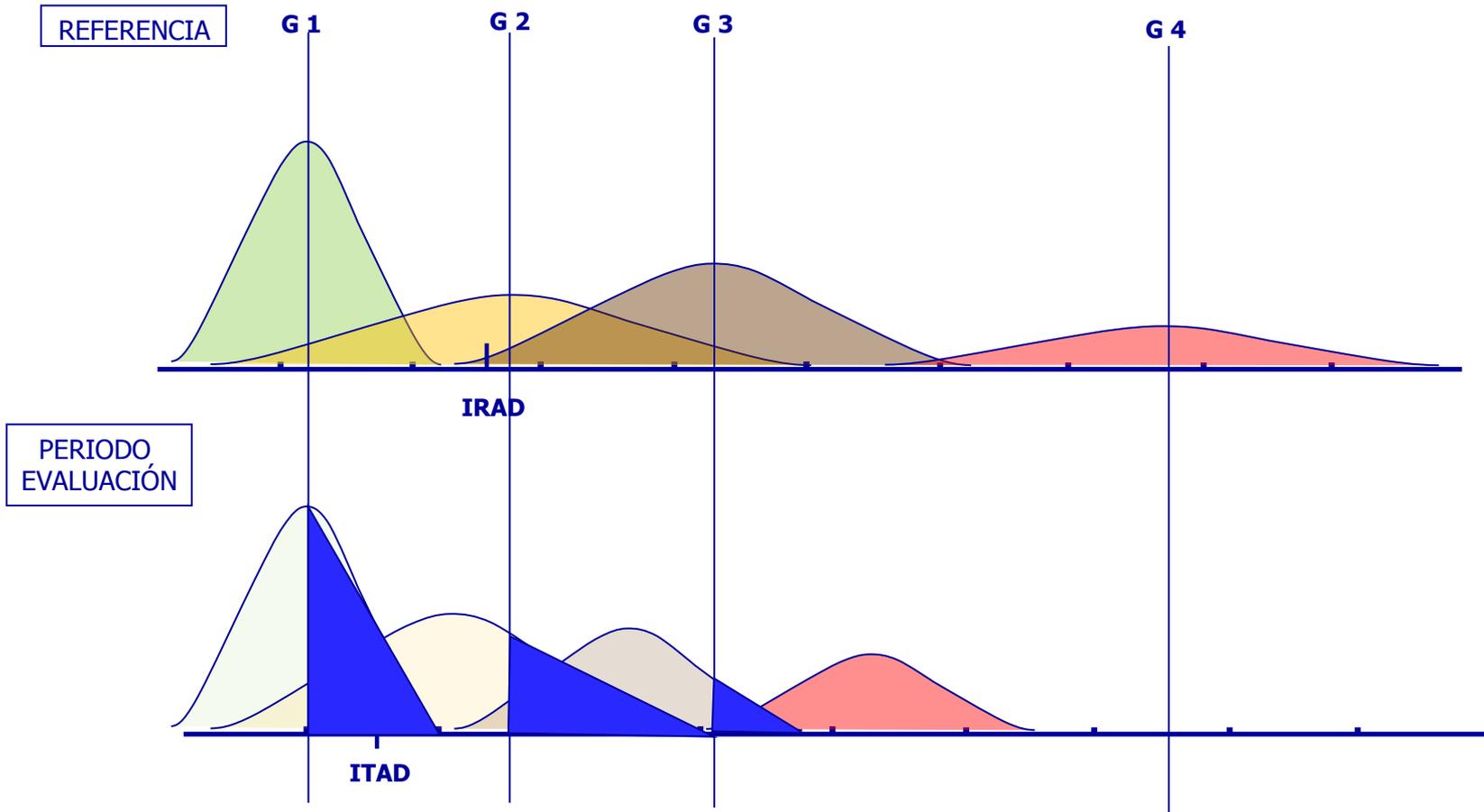
# Esquema de incentivos simétricos – Compensación peor servido

$$VC_{n,t,m} = IPS * CRO_{m-1} * (ITT_{n,t,q,p} - IRGP_{n,q}) * CM_p$$



# Esquema de incentivos simétricos – Compensación peor servido

$$VC_{n,t,m} = IPS * CRO_{m-1} * (ITT_{n,t,q,p} - IRGP_{n,q}) * CM_p$$



# ¿Hacia dónde vamos?

## Calidad del servicio SDL

- Concentración de los niveles de calidad brindados a los usuarios.
- Robustez en los sistemas de medición y en la recolección de la información.
- Impulso a empresas rezagadas.
- Exploración de nuevos conceptos (smart-metering, smartgrids).
- Concientización de derechos y deberes de los usuarios.

## Res. 061 de 2000

Exceder límites de duración de indisponibilidades

## Res. 011 de 2009

- Exceder límites de duración de indisponibilidades
- Exceder 6 meses en recuperación activos
- Causar Energía No Suministrada (ENS) o dejar otros activos No Operativos

# Esquema de compensaciones STN

Esquema de compensaciones por:

## **SOBREPASAR EL MÁXIMO DE HORAS PERMITIDO**

Disminución del ingreso proporcional al número de horas a compensar

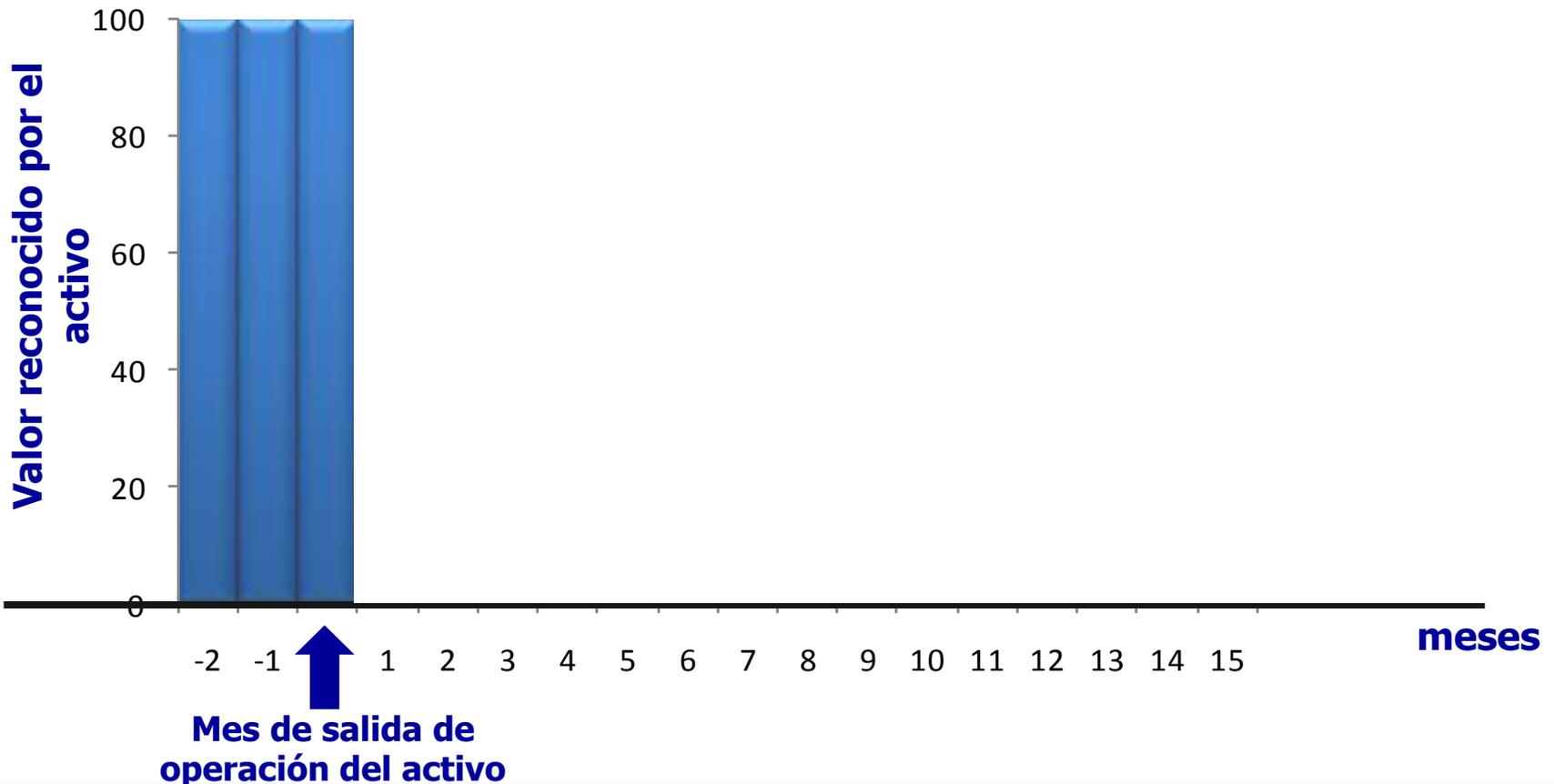
| Activos                 | Máximas Horas Anuales de Disponibilidad - MHA |
|-------------------------|---|
| Bahía de Línea          | 15  |
| Bahía de Transformación | 15  |
| Bahía de Compensación   | 16  |
| Módulo de Barraje       | 15  |
| Módulo de Compensación  | 15  |
| Autotransformador       | 28  |
| Línea de 220 o 230 kV   | 20  |
| Línea de 500 kV         | 37  |
| VQC                     | 5   |
| Otros Activos           | 10  |

$$Compensación_{UC} = VR_{UC} * \frac{HAI - MHA}{HA - MHA}$$

**VR<sub>uc</sub>** = Valor reconocido por el activo  
**HAI** = Horas anuales de indisponibilidad  
**MHA** = Horas anuales de indisponibilidad permitida  
**HA** = Horas año

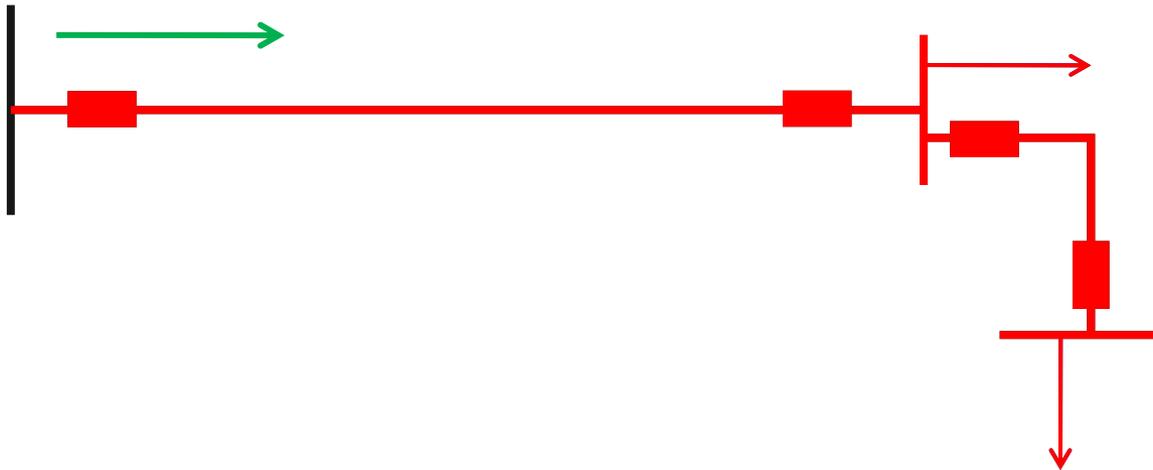
## DEMORA EN RESTABLECIMIENTO DE ACTIVOS

Disminución del ingreso proporcional al número de meses transcurridos después del sexto mes de ocurrido el evento



## ENERGÍA NO SUMINISTRADA - ENS O POR DEJAR NO OPERATIVOS OTROS ACTIVOS DEL SISTEMA

Disminución proporcional a la ENS o a los elementos inoperativos



Si  $HAI > MHAI$  se calcula el costo de los activos afectados durante la duración del evento

Se calcula la ENS y se valora al Costo de racionamiento se verifica si:  
 $ENS > 2\%$  demanda proyectada

Se aplica el máximo valor de los dos anteriores

**Adecuación de Sistemas.** Áreas que pueden quedar sin servicio en el caso de una contingencia simple:

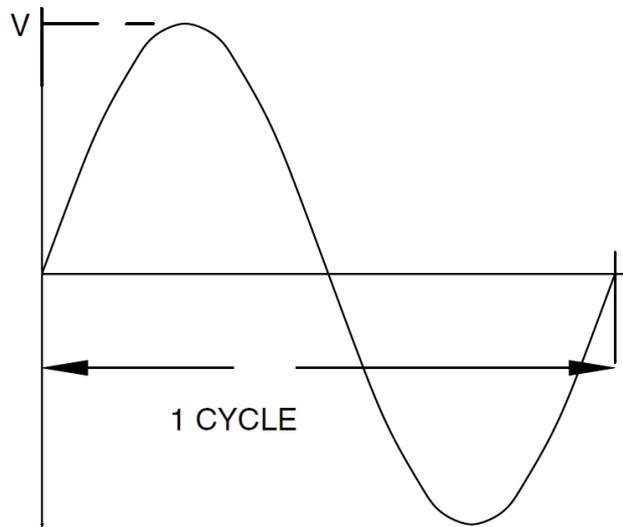
- OR presenta en seis meses plan para mitigar fallas **y evitar que contingencias del STR afecten el STN**
- UPME define viabilidad de alternativas y confirma plazo de ejecución
- Si UPME no aprueba y no se sugiere otra alternativa, no aplica compensación por ENS
- Si hay aprobación, la compensación se calcula a partir de la fecha confirmada por la UPME

La calidad de la potencia ha tomado importancia por el **aumento de cargas perturbadoras** (iluminación, electrodomésticos, maquinaria automatizada) y **cargas sensibles** a estas perturbaciones.

Una mala calidad ocasiona:

- Daños, fallas y disminución de la vida útil de equipos
- Tiempos muertos en procesos productivos
- Pérdida de información sistematizada
- Operación no deseada de protecciones

- Características de la electricidad en un punto dado de un sistema eléctrico, evaluado contra un conjunto de **parámetros técnicos** de referencia.
- La característica técnica evaluada en el sistema es la **señal de tensión**:



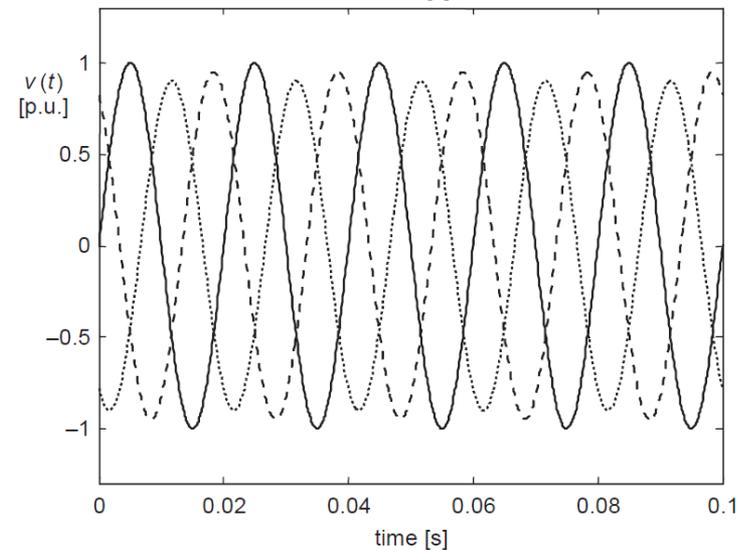
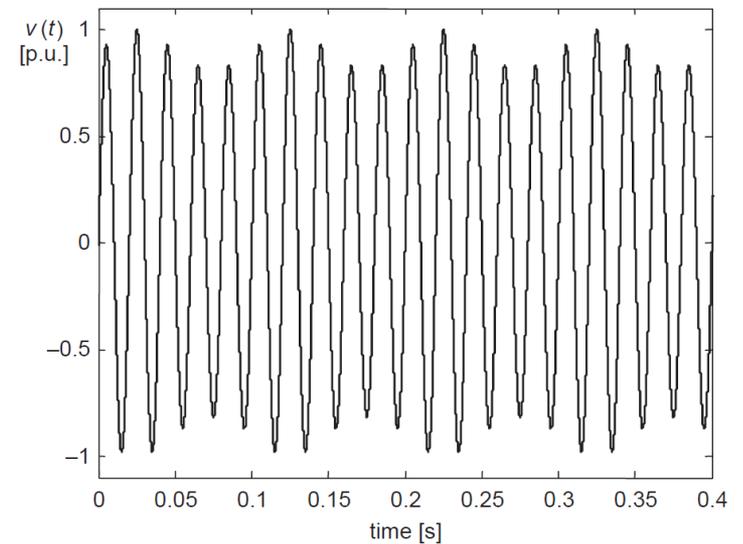
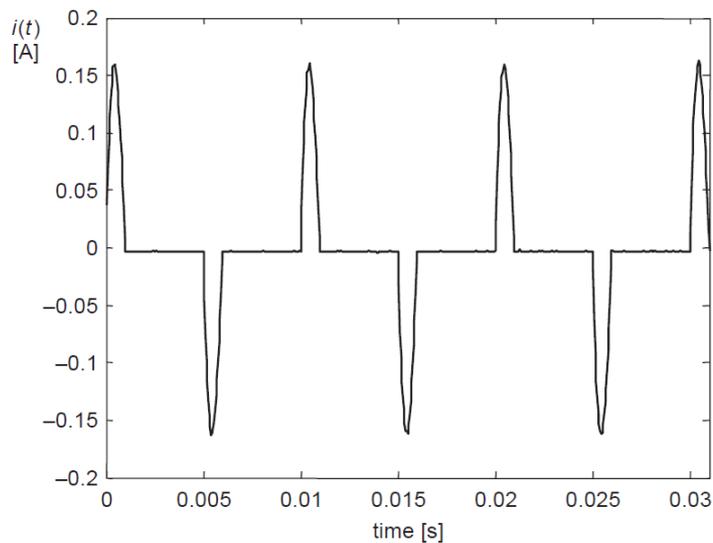
Parámetros técnicos buscan evaluar:

- Magnitud
- Frecuencia

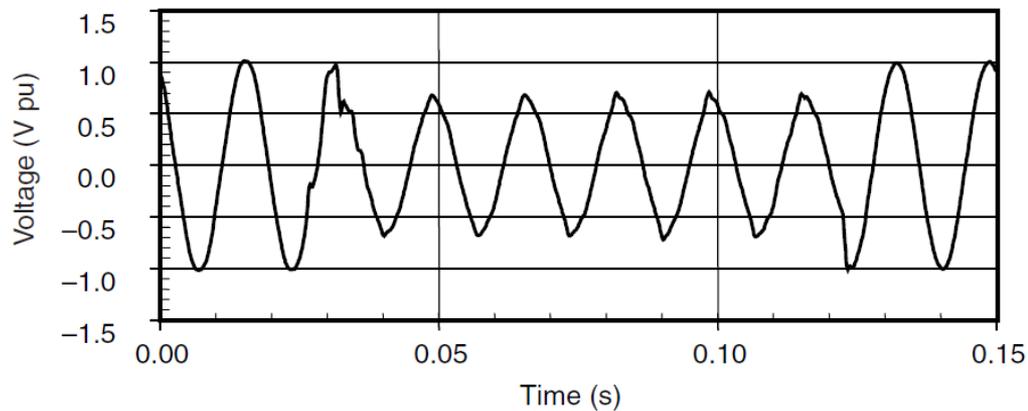
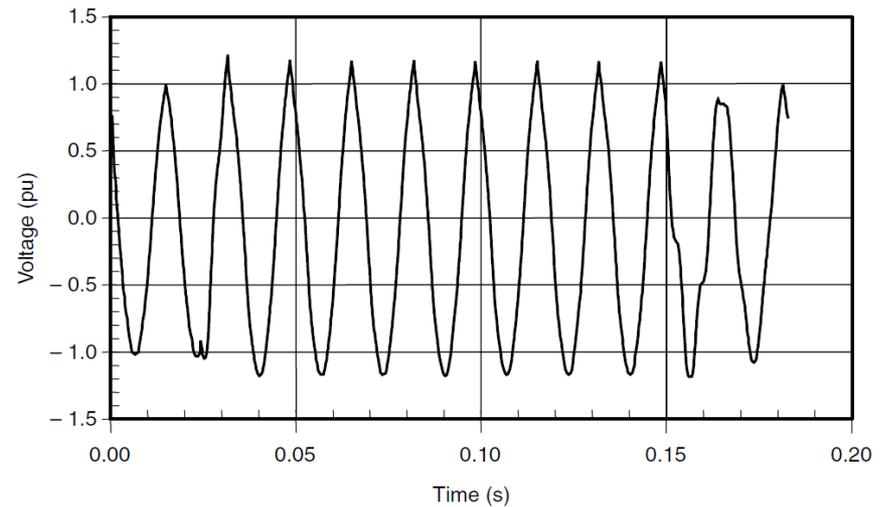
Los fenómenos caracterizados se pueden agrupar en permanentes y aleatorios:

- Permanentes
  - Distorsión armónica
  - Desbalance
  - Parpadeo
  
- Aleatorios (duración < 1min)
  - Hundimientos
  - Elevaciones
  - Interrupciones

- Permanente:
  - Distorsión armónica
  - Desbalance
  - Parpadeo

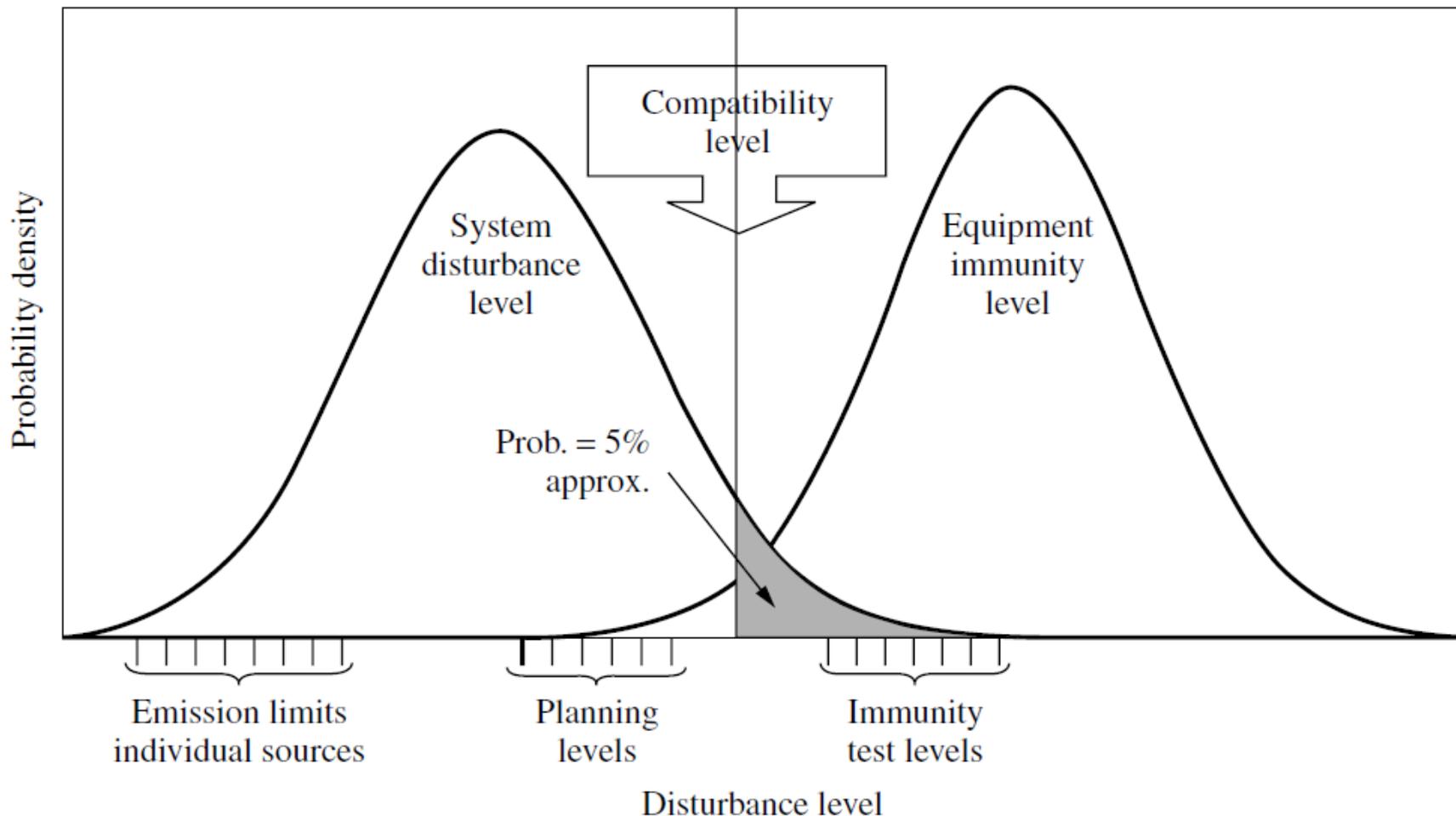


- Aleatorio:
- Hundimientos
- Elevaciones
- Interrupciones



- **Institute of Electrical and Electronics Engineers**  
IEEE 519:1992, IEEE 1159:2009, IEEE 1453:2004 y Draft IEEE 1564.
- **International Electrotechnical Commission – IEC**  
IEC 61000-4-30:2008,  
IEC 61000-4-15:2003,  
IEC 61000-3-3:2008,  
IEC 61000-3-7:2008.
- **Comité Europeo de Normalización Electrotécnica**  
EN 50160:2007.
- **Norma Técnica Colombiana - ICONTEC**  
NTC 5000:2002  
NTC 5001:2008

# Criterio de definición de estándares IEC



## CREG 070 DE 1998

- Se definen estándares de calidad de potencia eléctrica, CPE, en el SIN, plazos para corregir deficiencias y garantías financieras.

## CREG 024 DE 2005

- Definición de estándares de calidad, implementación de un sistema de medición y registro de CPE, definición esquema de reporte de información a la CREG.

## CREG 016 DE 2007

- Se ajustan plazos para el inicio del reporte y aclaraciones sobre el sistema de medición y registro.

## Calidad de la potencia

- Análisis de la información de CPE reportada por los OR a partir del año 2008.
- Elaboración de un diagnóstico de la calidad de la potencia en el SIN.
- Revisión del sistema de medición y registro de CPE implementado por los OR y ajustes a los reportes.
- Análisis integral de la calidad de la potencia (generadores, transmisores, distribuidores y usuarios).
- Análisis de regulación internacional de la CPE.

Relacionada con la continuidad en la prestación del servicio.

## CREG 091 DE 2007 (ZNI)

- Se establecen reglas para localidades con servicio las 24 horas, basadas en la reglamentación de los usuarios rurales del SIN.
- Se utiliza el indicador DES.

## CREG 091 DE 2007 (ZNI)

- Se establecen estándares sobre rangos de frecuencia y variaciones de voltaje frente al valor nominal.
- Se determinan las condiciones de medición y registro que como mínimo deben tener los prestadores del servicio.

**Ley 142 de 1994** – Ley de Servicios Públicos Domiciliarios

**Ley 143 de 1994** - Ley del Sector Eléctrico

**CREG 097 de 2008** – Metodología de remuneración actividad de Distribución

**CREG 011 de 2009** – Metodología de remuneración actividad de Transmisión

**CREG 119 de 2007** – Metodología para establecer el Costo Unitario de Prestación  
del Servicio a Usuarios Regulados

**CREG 070 de 1997** – Reglamento de Distribución

**CREG 024 de 2005** – Calidad de la potencia en STR y SDL

**CREG 016 de 2007** – Calidad de la potencia en STR y SDL

# Gracias !!!

**Germán Castro Ferreira**

Director Ejecutivo – CREG

[gcastro@creg.gov.co](mailto:gcastro@creg.gov.co) - [creg@creg.gov.co](mailto:creg@creg.gov.co)

Av. Calle 116 No. 7-15 Edificio Cusezar Int. 2 Oficina 901

Conmutador (571) 603 2020 – Fax 603 2100 – 603 2049

Bogotá - Colombia