



Comisión de Regulación  
de Energía y Gas

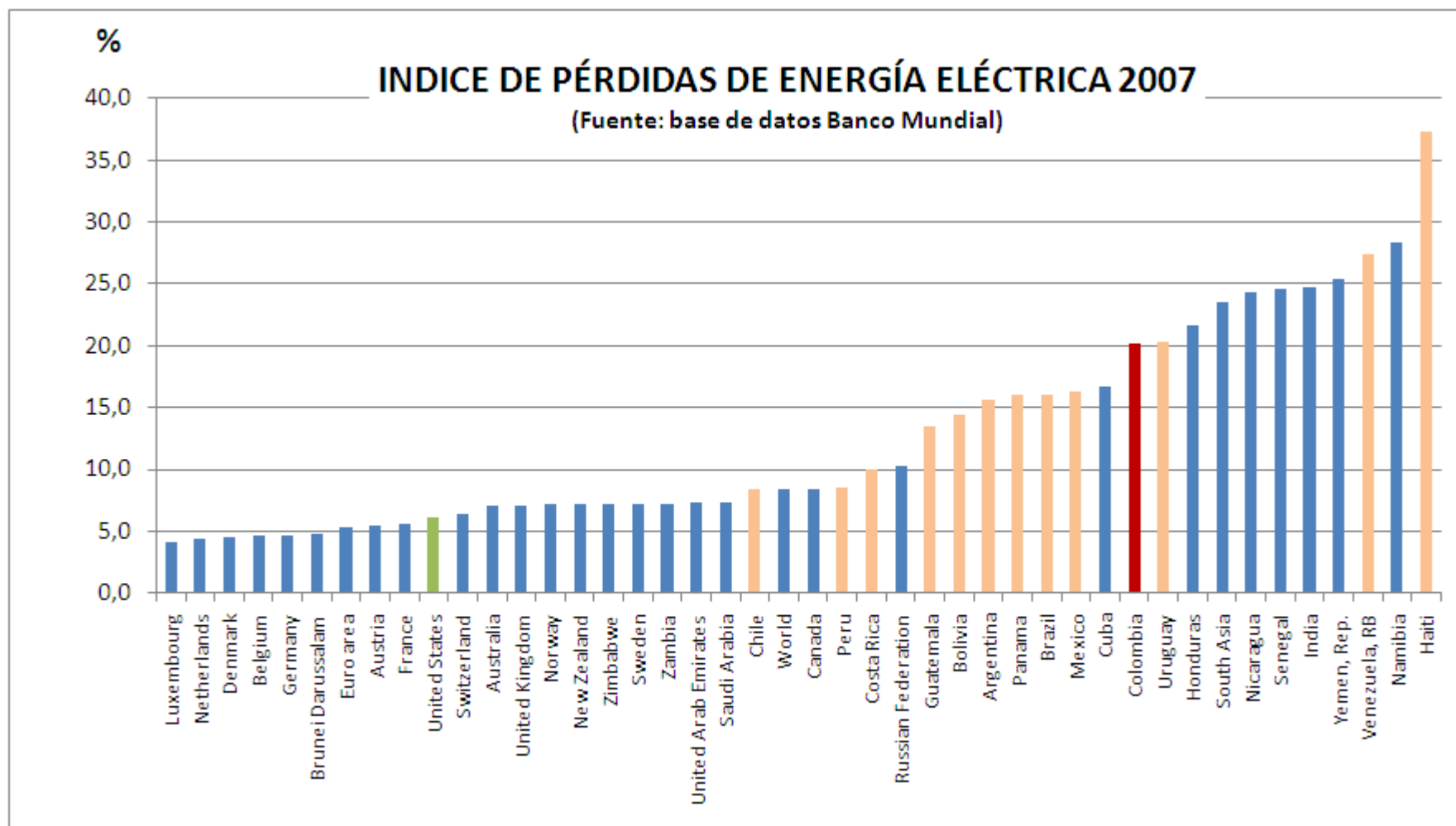
# **PLANES DE REDUCCIÓN DE PÉRDIDAS NO TÉCNICAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA**

**Resolución CREG 184 de 2010**

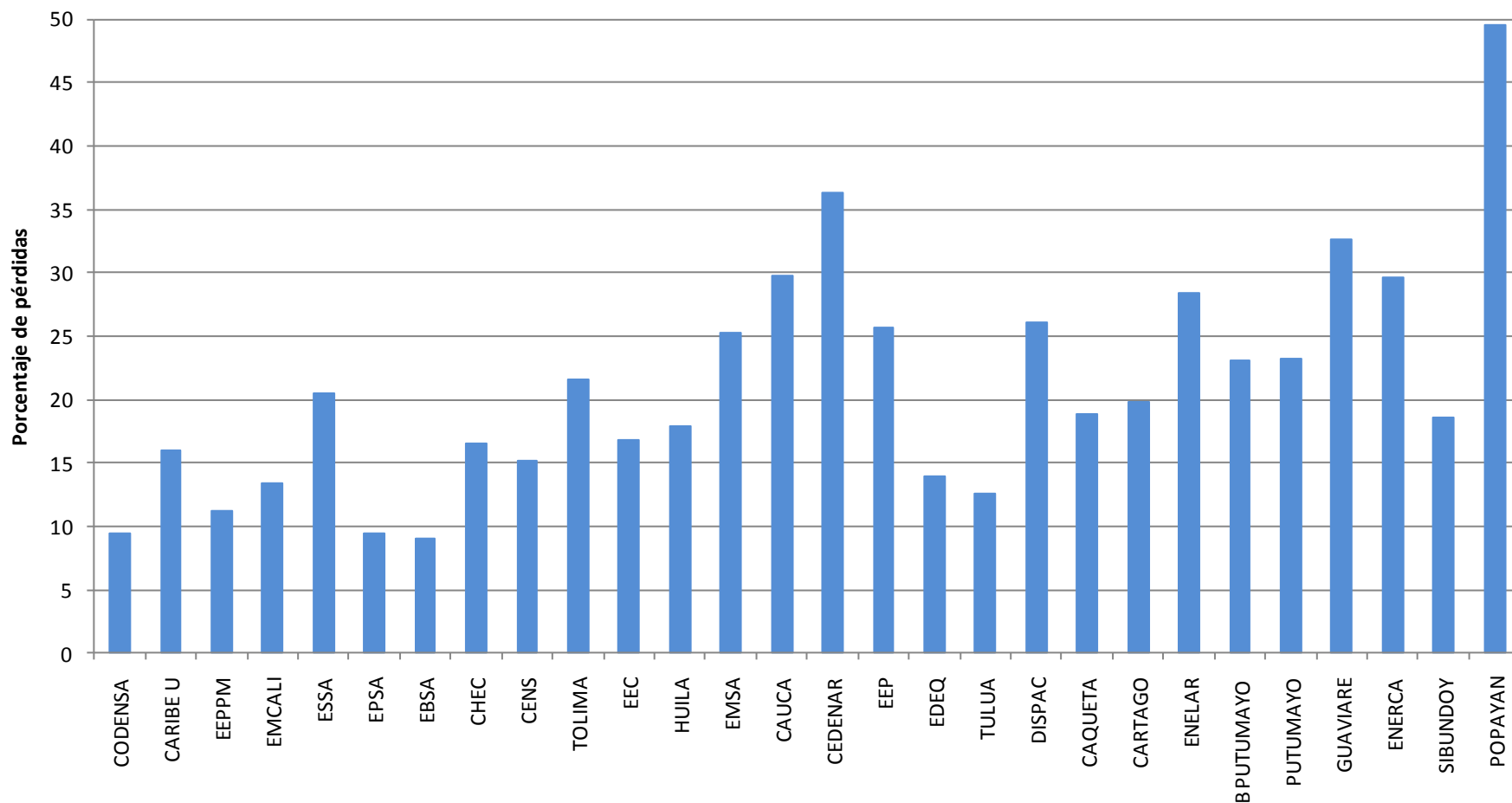
**Bogotá D.C., Enero de 2011**

- Antecedentes
- Esquema actual de asignación de pérdidas
- Propuesta de resolución
  - ✓ Presentación del plan
  - ✓ Evaluación del plan
  - ✓ Pérdidas reconocidas
  - ✓ Seguimiento del plan
- Ajustes regulación existente
- Cronograma

# Antecedentes



## Pérdidas totales por mercado 2007



- Planes FEN – BID (24% al 12% - 250 millones USD)
- Resolución CREG 099 de 1997 Metodología Distribución
- Resolución CREG 082 de 2002 Metodología Distribución



- Decreto MME 387 de 2007
- Decreto MME 4977 de 2007
- Resolución CREG 119 de 2007
- Resolución CREG 121 de 2007
- Resolución CREG 097 de 2008 Metodología Distribución

## Decreto MME 387 de 2007

**Artículo 3°. Políticas para el desarrollo de la actividad de comercialización minorista.** Con el fin de asegurar que los beneficios derivados de la competencia se extiendan a todos los usuarios del servicio de energía eléctrica, la **CREG** deberá adoptar normas que garanticen el tratamiento simétrico en la asignación de derechos y obligaciones entre los agentes comercializadores minoristas que operan en el Sistema Interconectado Nacional.

En desarrollo de lo anterior, la CREG aplicará los siguientes criterios:

## **Decreto MME 387 de 2007 (modificado por MME 4977/07)**

b) Las pérdidas totales de energía de un Mercado de Comercialización, que se apliquen para efectos del cálculo de la demanda comercial de los Comercializadores Minoristas que actúen en dicho Mercado, se distribuirán así: las pérdidas técnicas por la energía transportada por cada nivel de tensión y las pérdidas no técnicas de todo el mercado de comercialización a prorrata de la energía vendida a los usuarios finales. La **CREG** definirá la metodología de cálculo para determinar y asignar estas pérdidas.

## Decreto MME 387 de 2007 (modificado por MME 4977/07)

....

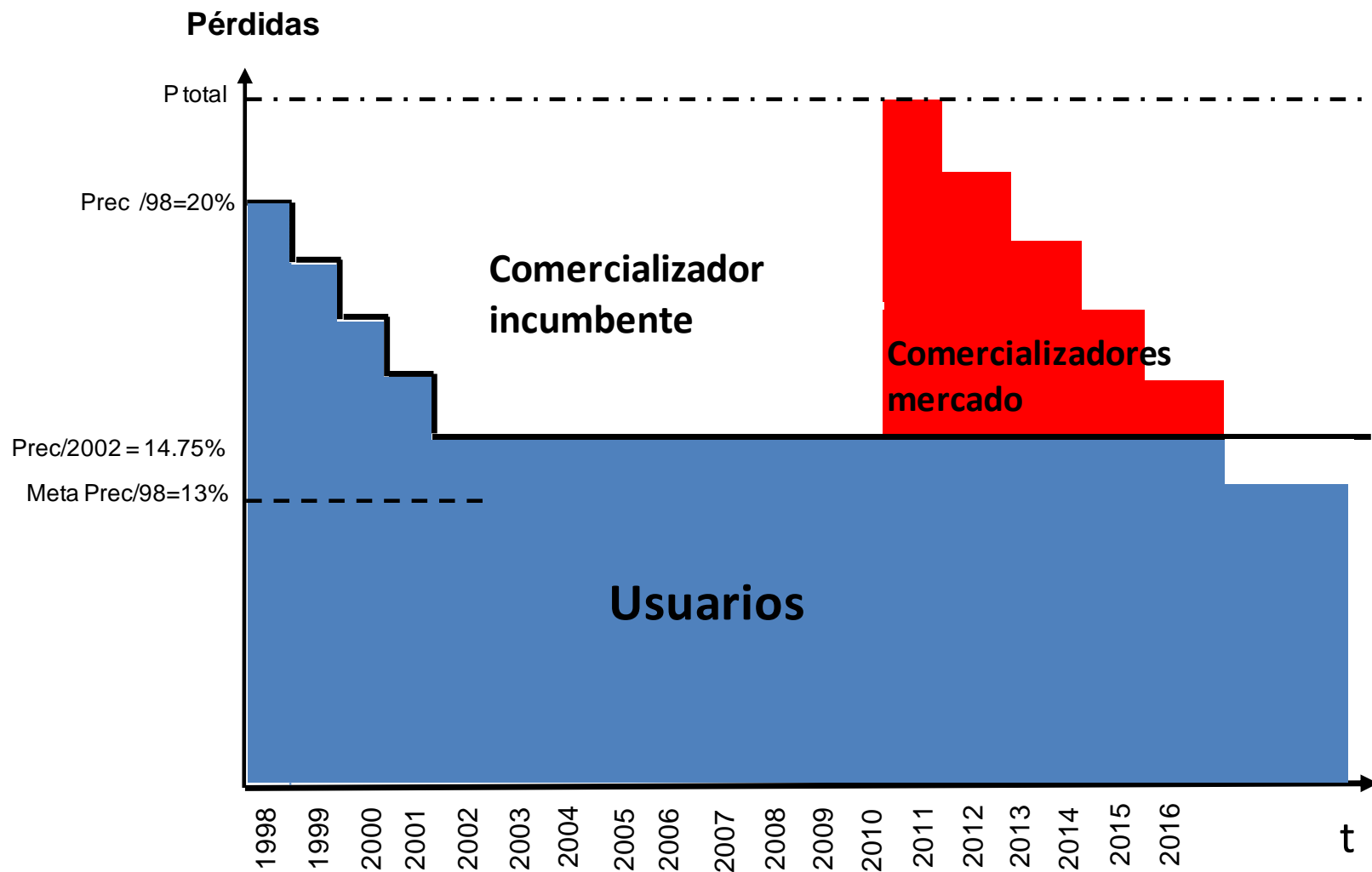
Esta distribución se mantendrá siempre que las pérdidas del Mercado no presenten incrementos con respecto a las definidas por la **CREG**, mediante una senda para lo cual tendrá en cuenta lo establecido en los literales c) y e) siguientes. En el caso de que las pérdidas presenten un incremento con relación a dicha senda, el OR correspondiente será el responsable del diferencial, que le será asignado según el procedimiento que establezca la **CREG** y sin que se afecte el balance de las transacciones del Mercado Mayorista. Lo anterior, sin perjuicio de que al usuario final sólo se traslade el nivel de pérdidas de eficiencia reconocido por el regulador.



## Decreto MME 387 de 2007

- c) La regulación creará los mecanismos para incentivar la implantación de **planes de reducción de pérdidas de energía eléctrica** de corto, mediano y largo plazo para llegar a niveles eficientes en cada mercado de comercialización;
- d) El Operador de Red será el responsable por la gestión integral de las pérdidas de energía en el mercado de comercialización asociado a sus redes;
- e) La **CREG** le reconocerá al OR **el costo eficiente** del plan de reducción de Pérdidas No Técnicas, el cual **será trasladado a todos los usuarios regulados y No regulados** conectados al respectivo mercado;

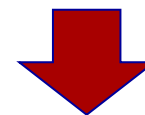
# Esquema Actual



# Esquema Actual

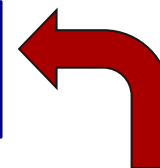
## Resolución CREG 119 de 2007

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



Costo de compra y transporte de pérdidas y  
**costo programa de reducción de pérdidas**

Programa de Reducción de Pérdidas No Técnicas  
aprobado Costo anual (\$)



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

## Resolución CREG 121 de 2007

Asignación de las Pérdidas No Técnicas entre los Comercializadores Minoristas de un mismo mercado a prorrata de las ventas de energía:

$$PRAcom_{i, m} = \frac{PRTmer_m - PRTEmer_m}{\sum_1^r Vcom_{i, m}} * Vcom_{i, m}$$

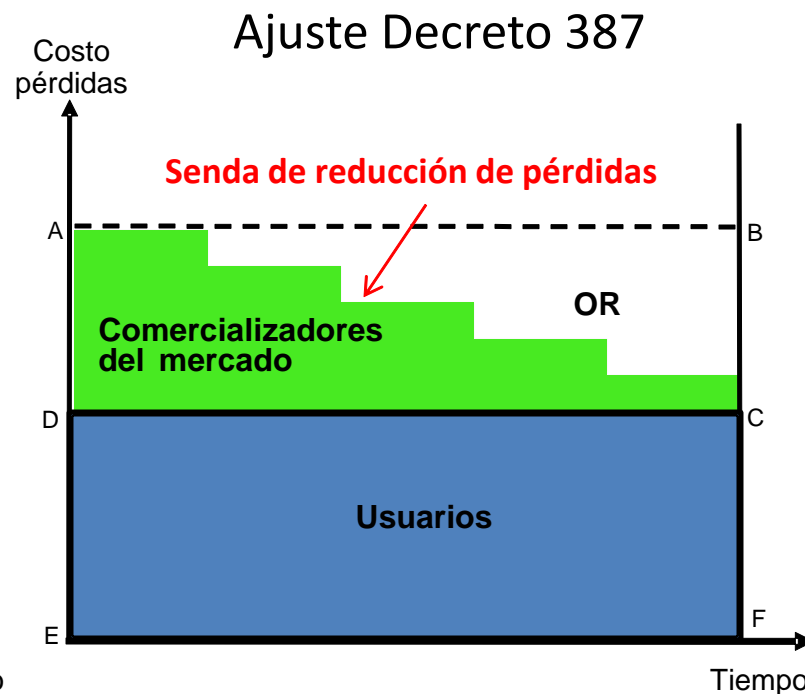
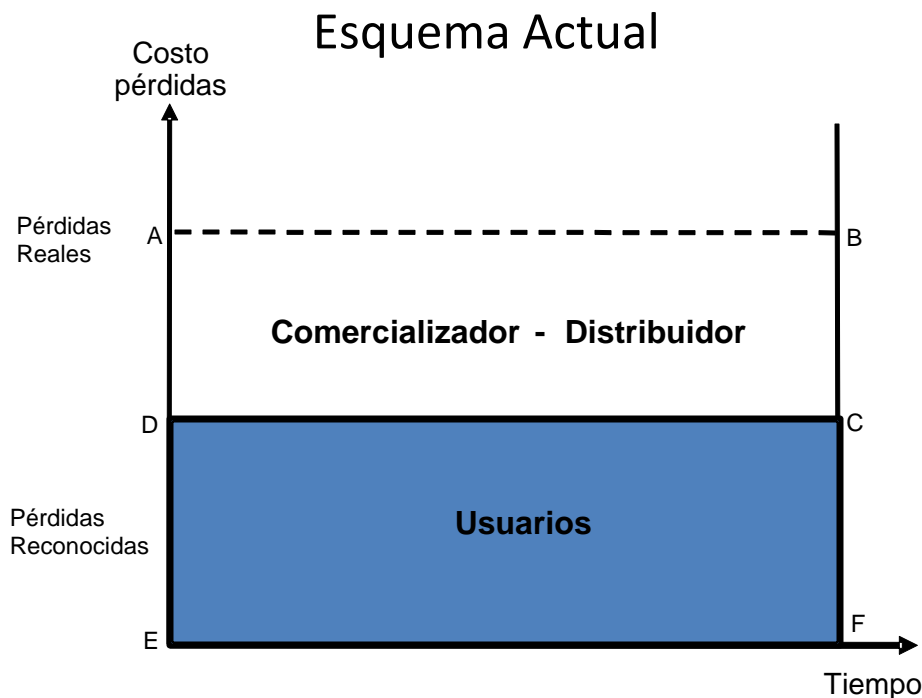
La metodología para la determinación de los valores de  $PRTmer$  y  $PRTEmer$  será definida en resolución independiente.

## Resolución CREG 097 de 2008

- Índices de pérdidas reconocidas por cada nivel de tensión.  
(NT 2, 3 y 4 = técnicas, NT 1 = técnicas + No Técnicas)
- Mientras se aprueban los planes de reducción de pérdidas, índices de NT1 = 12,75%.
- Se define la forma de calcular las  $PNTNR$  y  $PT_{N1}$ , sujeto a lo que se apruebe con los planes de pérdidas.

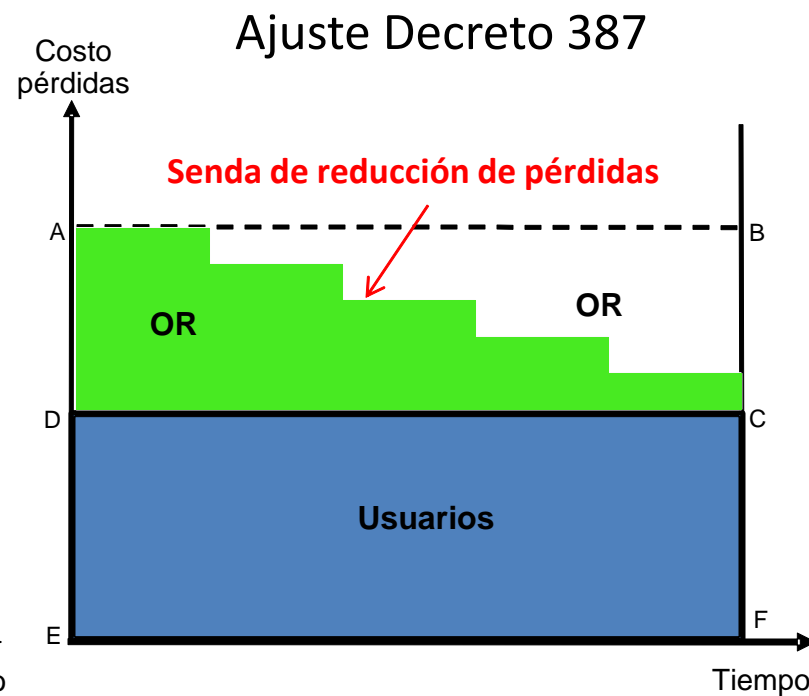
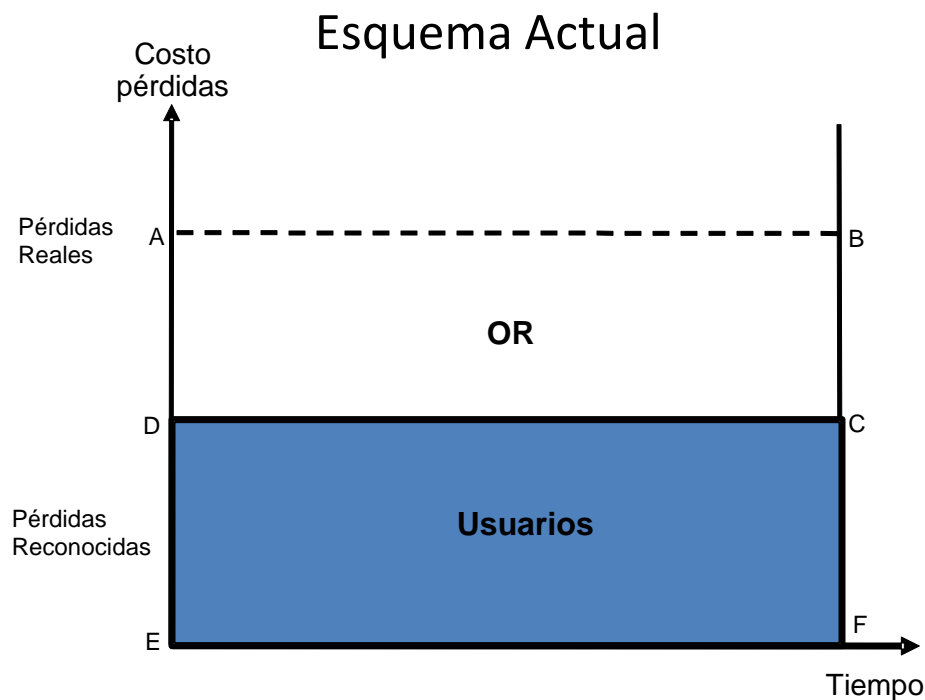
# Esquema de asignación de pérdidas

## Comercialización: G + T



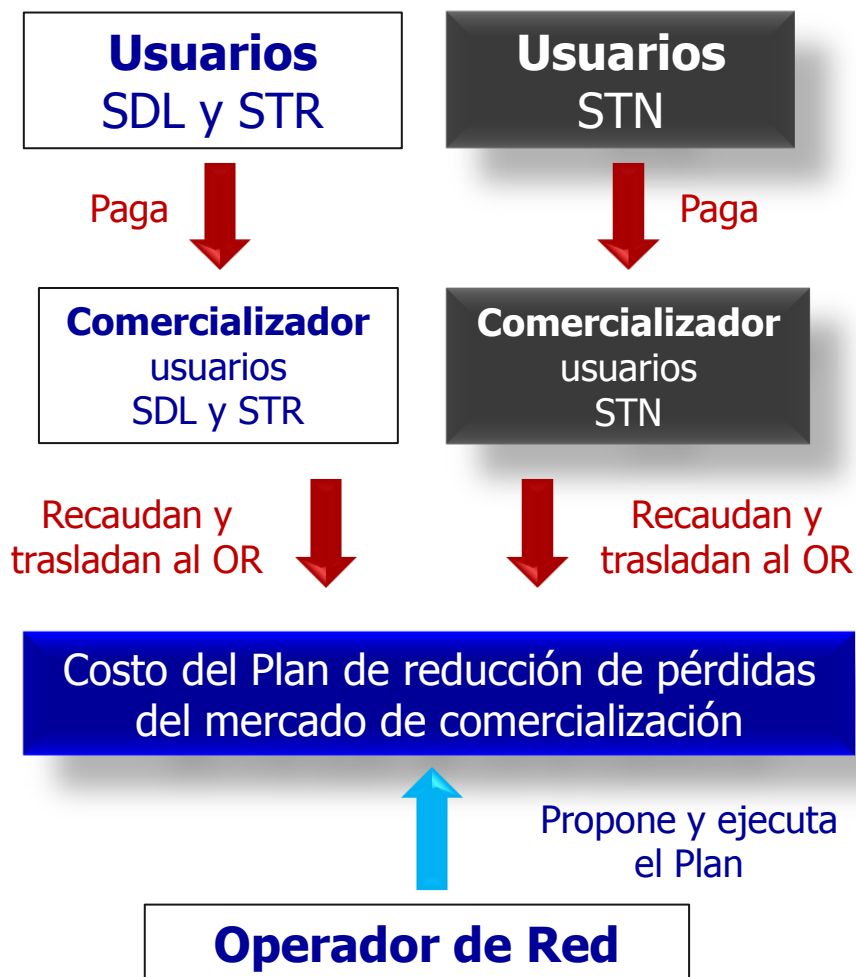
# Esquema de asignación de pérdidas

## Distribución: D

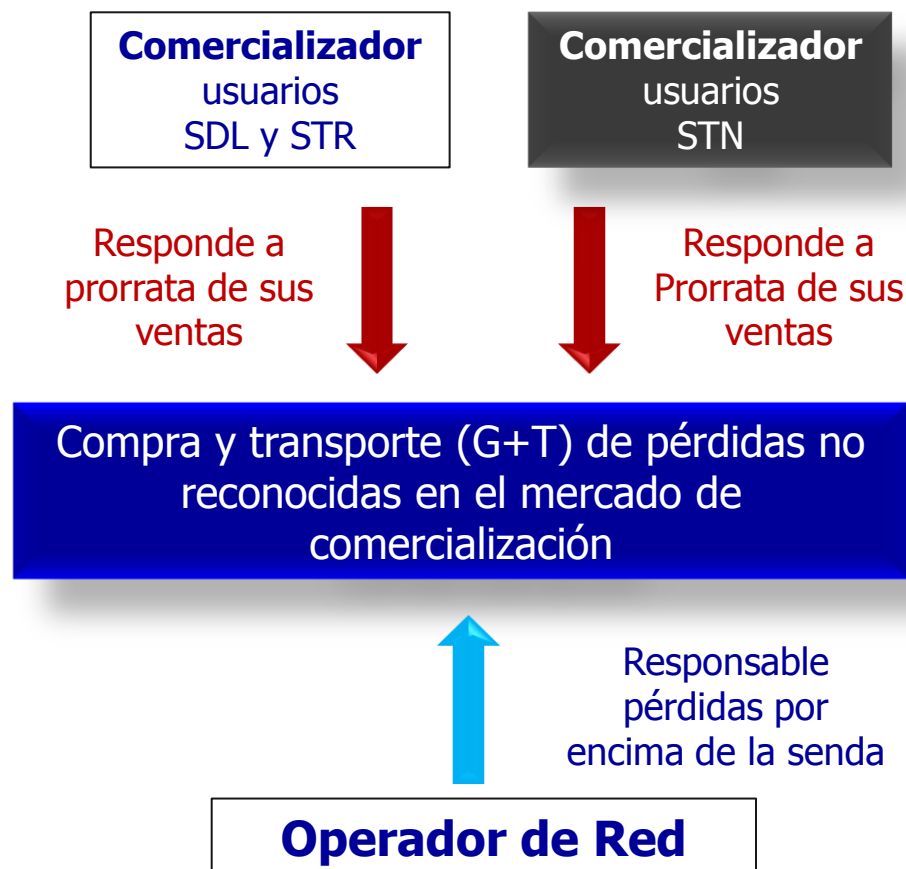


# Responsabilidad de los agentes

## Financiación del Plan

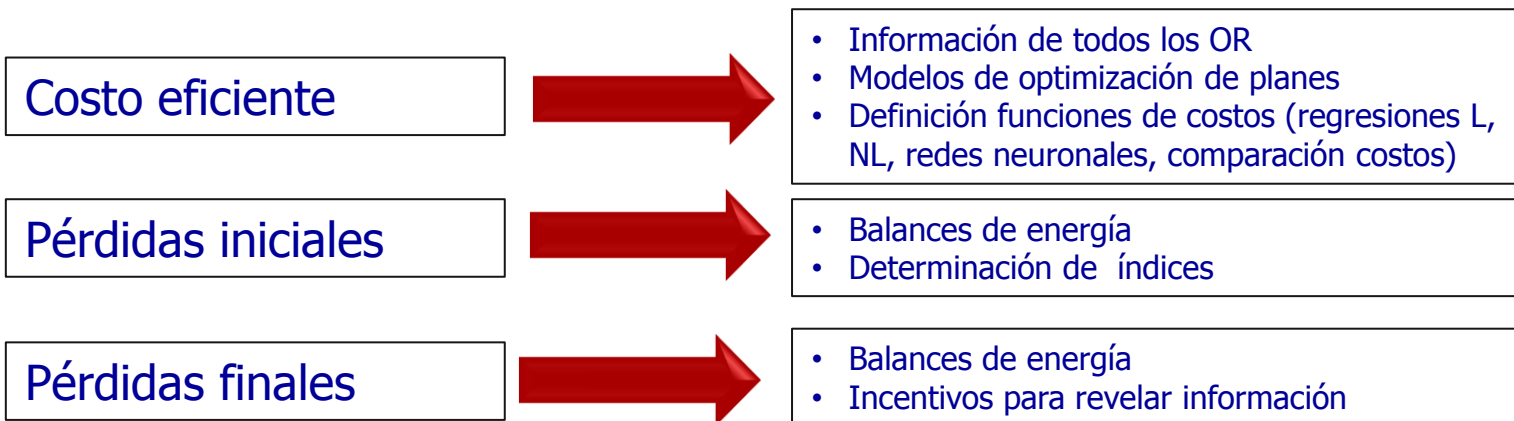


## Pago de pérdidas del mercado de comercialización





# Asimetrías de información



**Selección Adversa**

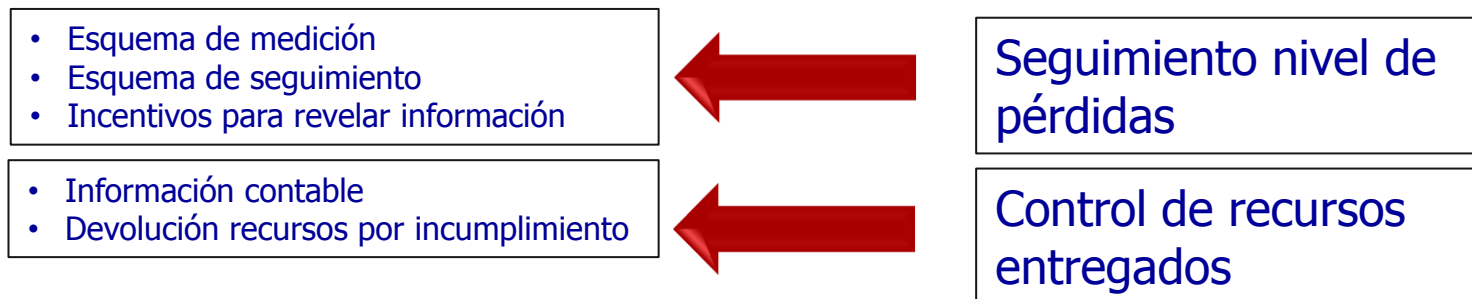
**Ejecución del Plan**

**Solicitud aprobación del Plan**

**Aprobación  
del Plan**

**Riesgo Moral**

**t**



# Propuesta Resolución planes de pérdidas

## ARTÍCULOS

1. Objeto y ámbito de aplicación
2. Definiciones
3. Inicio de los planes
4. Criterios generales
5. Requisitos para presentación del Plan
6. Plazos
7. Evaluación del plan
8. Inicio del plan
9. Seguimiento
10. Causales suspensión del reconocimiento
11. Causales de cancelación automática
12. Constitución de Fiducia
13. Devolución de ingresos OR
14. Devolución de ingresos Fiducia
15. Pérdidas reconocidas N 2, 3 y 4
16. Pérdidas reconocidas N1
17. Verificación información
18. Actualización, liquidación y recaudo
19. Variación del CU

## ANEXOS

1. Guía presentación Plan
2. Cálculo Costo del Plan
3. Actualización, liquidación y recaudo
4. Cálculo de índices
5. Pérdidas reconocidas
6. Evaluación cumplimiento
7. Verificación información
8. Devolución de ingresos

- **Usuario Conectado Directamente al STN:** Un usuario final está conectado directamente al STN cuando su equipo de medida está ubicado en el punto de conexión al STN y tiene un transformador de uso exclusivo para su conexión al STN. (...)

Un usuario conectado directamente al STN **pertenece al Mercado de Comercialización del OR** que atiende la mayor cantidad de usuarios en el municipio donde se encuentre ubicado. (...)

- Remuneración **costos eficientes** del plan, excluyendo infraestructura remunerada a través de cargos por uso.
- Inversiones de activos de uso remuneradas en el plan, se incluirán en CPROG hasta que sean incluidos en nuevos cargos.
- Remuneración de los planes **únicamente en los mercados con índices de pérdidas superiores** a las reconocidas
- Duración de **cinco años** para la remuneración de los planes.
- Remuneración **sujeta al cumplimiento de las metas** aprobadas. El no cumplimiento de las metas será causal de devolución los recursos

# Requisitos para presentación del plan

- **Resumen del Plan:** Costo total, variable  $CAP_j$ , índice de pérdidas inicial y metas para cada período de evaluación.
- **Balance de energía** por nivel de tensión para el año anterior al de presentación de la solicitud.
- Listado de **fronteras comerciales** existentes en el Mercado de Comercialización del OR.

# Requisitos para presentación del plan

- **Actividades** a desarrollar en el plan de reducción de pérdidas no técnicas.
- **Inventario de redes antifraude existentes** a la fecha de presentación del Plan.
- Procedimiento que garantice actualización permanente de **vinculación de usuarios** a circuitos y transformadores intervenidos en el plan.

# Requisitos para presentación del plan

- Inventario de equipos de medida instalados para realizar balances energéticos entre niveles de tensión
- Inventario de macromedidores y sistemas de medición centralizada existentes
- Listado de usuarios conectados directamente al STN en el Mercado de Comercialización del OR.
- Certificación del revisor fiscal de cuentas creadas en la contabilidad para registro independiente de actividades relacionadas con el plan.

Los OR deberán presentar su plan dentro de los noventa (90) días calendario a la fecha de publicación de la resolución definitiva.

- En caso de que el OR no presente un Plan de Reducción de Pérdidas en el plazo determinado la variable CPROG será igual a cero.
- Los OR de los mercados que presenten índices de pérdidas inferiores o iguales a las pérdidas reconocidas no deberán presentar Plan. La variable  $CPR_{j,m}$  será igual a cero.



- Revisión cumplimiento de requisitos
- El costo total del Plan, no podrá superar el costo total de referencia calculado a partir de las metas de pérdidas del OR.
- La CREG podrá aprobar un valor inferior al solicitado por el OR.
- El OR que acepte la ejecución del Plan deberá cumplir con las metas para cada período de evaluación.

El costo total del plan a aprobar será el menor entre el costo total del programa y el costo total de referencia.

- Luego de aprobación de plan, el OR cuenta con dos (2) meses para informar la aceptación e inicio. Debe informar a la CREG, Comercializadores del mercado y LAC.
- Si no informa en ese plazo se entiende que no ejecutará actividades del plan (CPROG = 0 y pérdidas de eficiencia)

- CPROG variable con ventas anuales (ventana móvil)

$$CPROG_{j,m} = \frac{CAP_j}{\sum_{m=-12}^{m-1} VSTN_{j,m} + \sum_{s=-2}^{s=-1} \sum_{n=1}^4 Ee_{j,n,s} * (1 - IPT_{js})} * \frac{IPP_{m-1}}{IPP_0}$$

- Liquidación según ventas SUI (LAC liquida y OR factura)

$$LCPROG_{i,j,m} = CPROG_{j,m-1} * VC_{i,j,m-1}$$

# Causales de suspensión programa

- Incumplimiento en la meta en dos periodos consecutivos. Un OR.
- Cuando se verifique que la vinculación de usuarios a la red está incompleta o desactualizada en el SUI.
- Los recursos destinados al plan son utilizados en actividades diferentes a las incluidas en el mismo.
- Existencia de fronteras no registradas ante el ASIC o que, estando registradas, su información real difiera de la registrada.

# Causales de cancelación programa

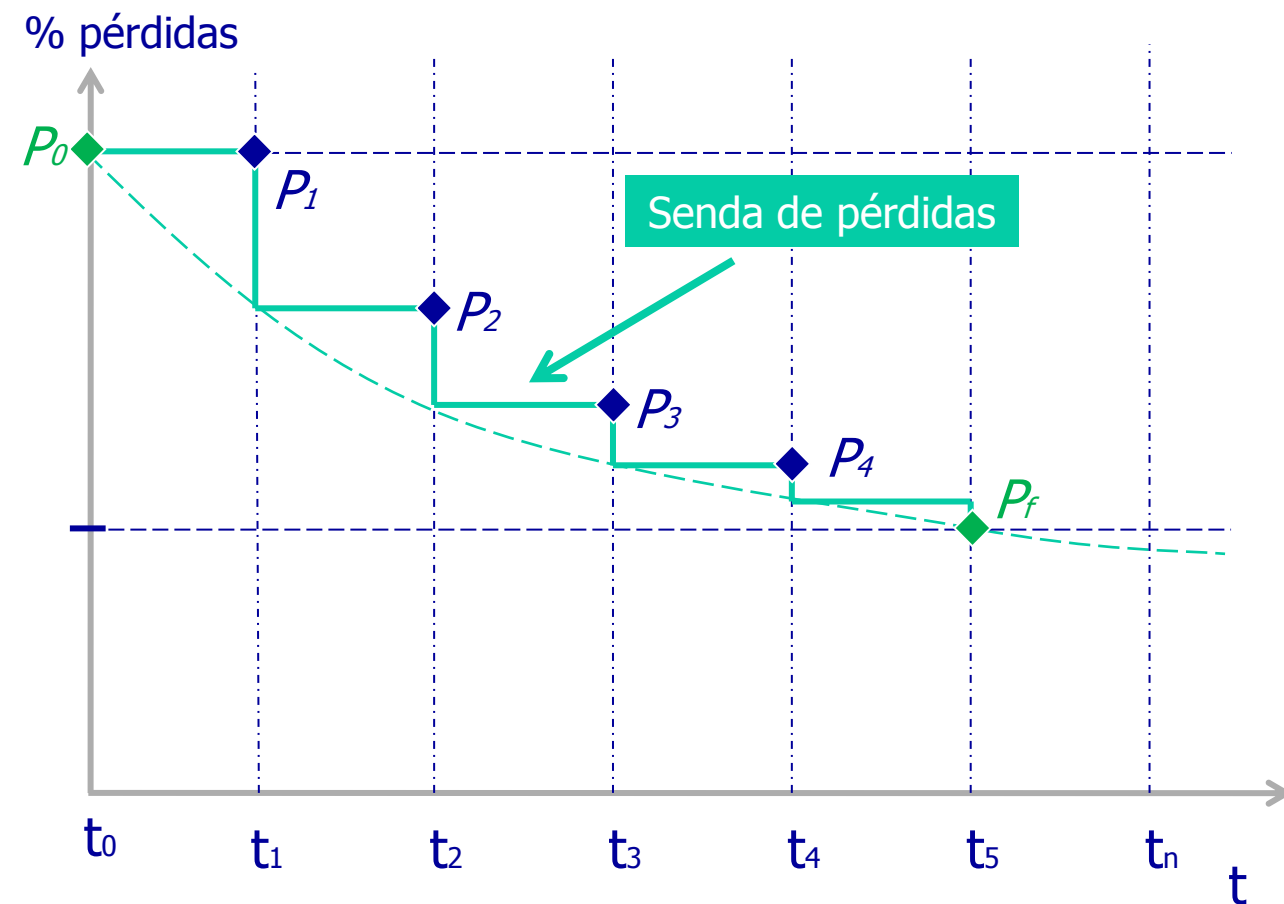
- Incumplimiento de metas durante tres períodos consecutivos
- Reincidencia en causal de suspensión
- Seis (6) meses posteriores a inconsistencias en la información vínculo cliente red sin corrección
- En caso de que el OR reporte, como parte del plan, redes existentes
- Cuando los ingresos obtenidos por la ejecución del plan son superiores a la suma de los gastos más los excedentes
- Cuando un OR decida finalizar el Plan.
- No constituir la fiducia si le corresponde

# Devolución de ingresos OR

$$ITD_j = \left[ \sum_{m=1}^t \sum_{i=1}^I LCPROG_{i,j,m} \right] * (1 + r)^{n/12}$$

- Devolución de los recursos recibidos en el período de incumplimiento.
- Tasa: 1,5 veces el interés bancario corriente para la modalidad de crédito de consumo y ordinario, a la fecha de cancelación.
- Devolución de recursos en seis meses a través de un CPROG negativo.

# Presentación del plan de pérdidas



## INFORMACIÓN DEL OR

$P_0$  = Pérdidas iniciales  
 $P_f$  = Pérdidas finales  
 $P_i$  = Pérdidas durante la ejecución del plan

**CPOR** = Costo del plan del OR  
[\$ / kWh]

Costos desagregados por actividades:

- Inversiones: (uso y No uso)
- Gastos

## RESTRICCIONES DE LAS METAS REDUCCIÓN DE PÉRDIDAS

- Nivel de pérdidas final **mayor o igual** a pérdidas técnicas
- Límite a la **reducción máxima** de pérdidas en un periodo

## COSTO DEL PLAN

- Comparación del **costo total del plan**: Aplicación de un modelo de costos eficientes de reducción de pérdidas.

Costo plan OR  
***CPOR***

***vs.***

Costo plan eficiente  
***CPCE***

Modelo de costos eficientes

$$CPROG = \min(CPOR, CPCE)$$



# Costo eficiente del programa

## OBJETIVO

Determinar el costo eficiente dadas unas condiciones iniciales y los posibles resultados para diferentes niveles de esfuerzo.

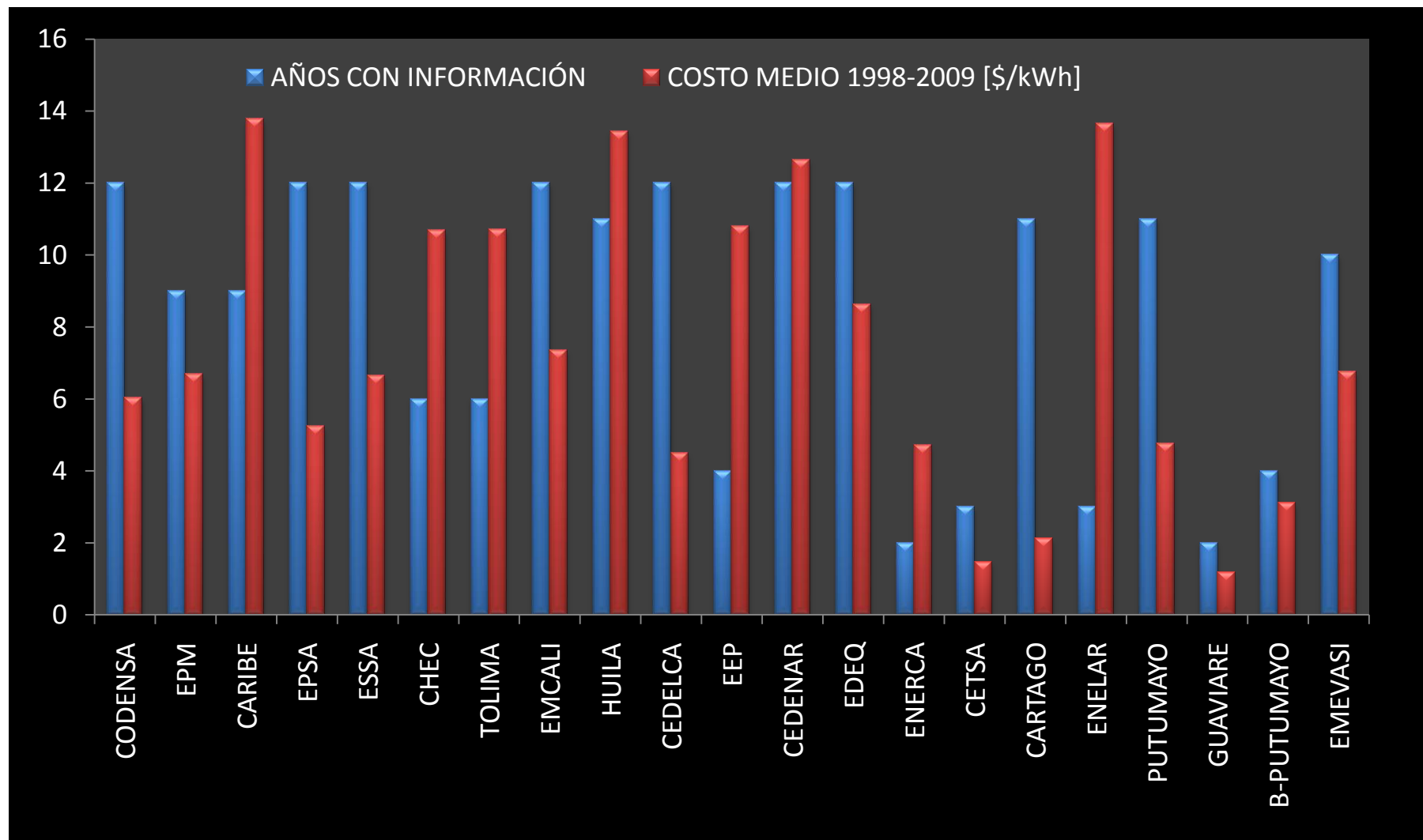
## CONSIDERACIONES

- Para reducir pérdidas se pueden implementar **diferentes estrategias**
- En función del **esfuerzo (inversiones)**, los resultados difieren
- En función de las **condiciones iniciales** los resultados difieren

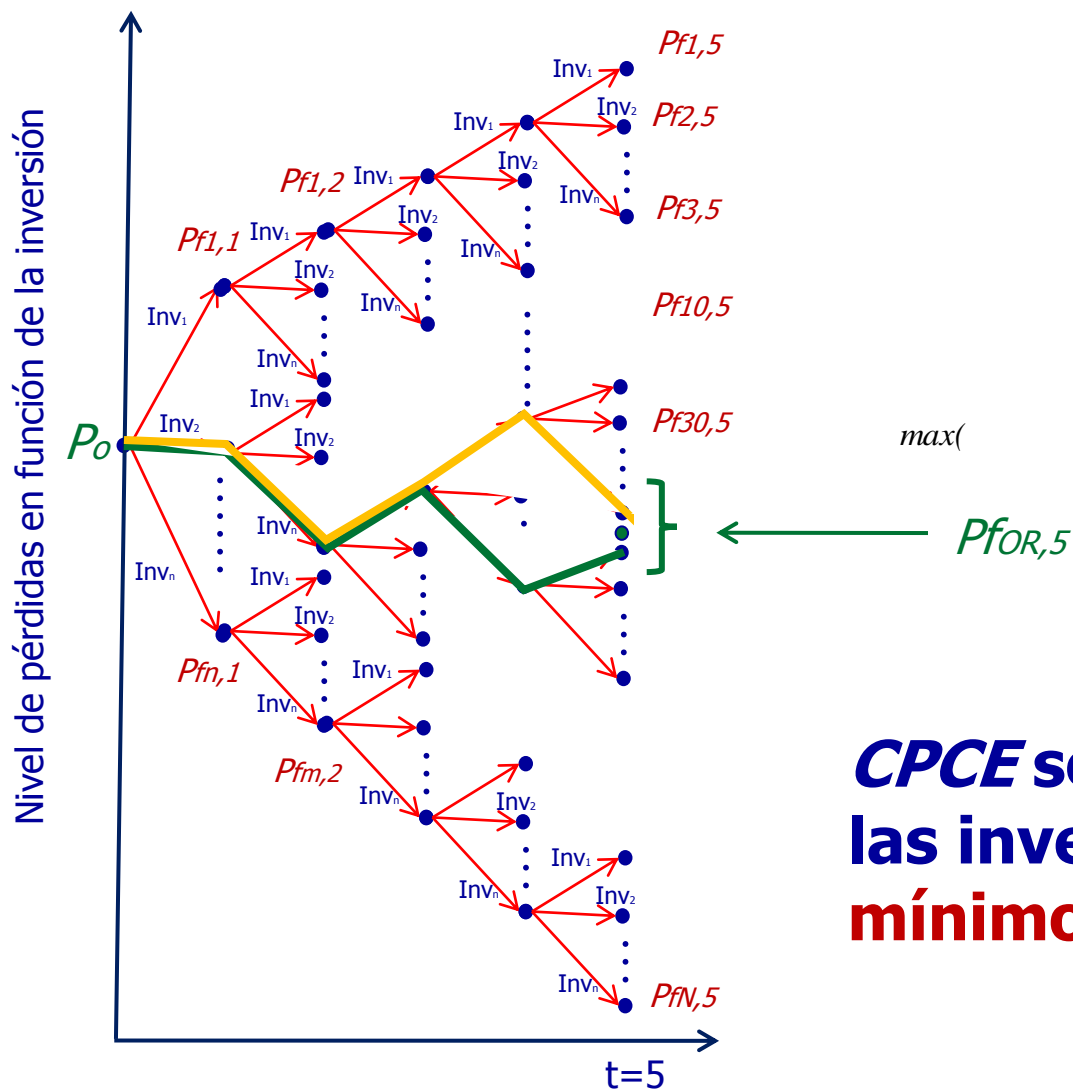
## PROBLEMAS A RESOLVER

- 1) Estimar el **costo eficiente** para llegar de un nivel de pérdidas inicial a un nivel de pérdidas final en un periodo de **tiempo determinado**, considerando **diferentes estrategias** (rutas).
- 2) **Estimar las pérdidas reducidas** en función de las **inversiones a realizar**, considerando experiencias de otras empresas.

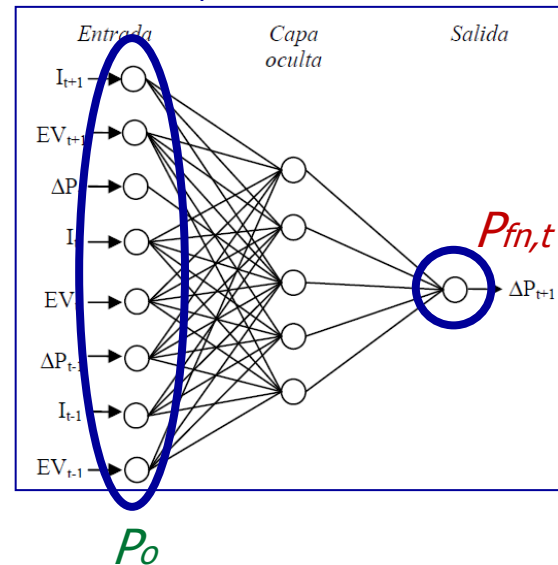
# Costo histórico planes de reducción de pérdidas



# Modelo de costos eficientes

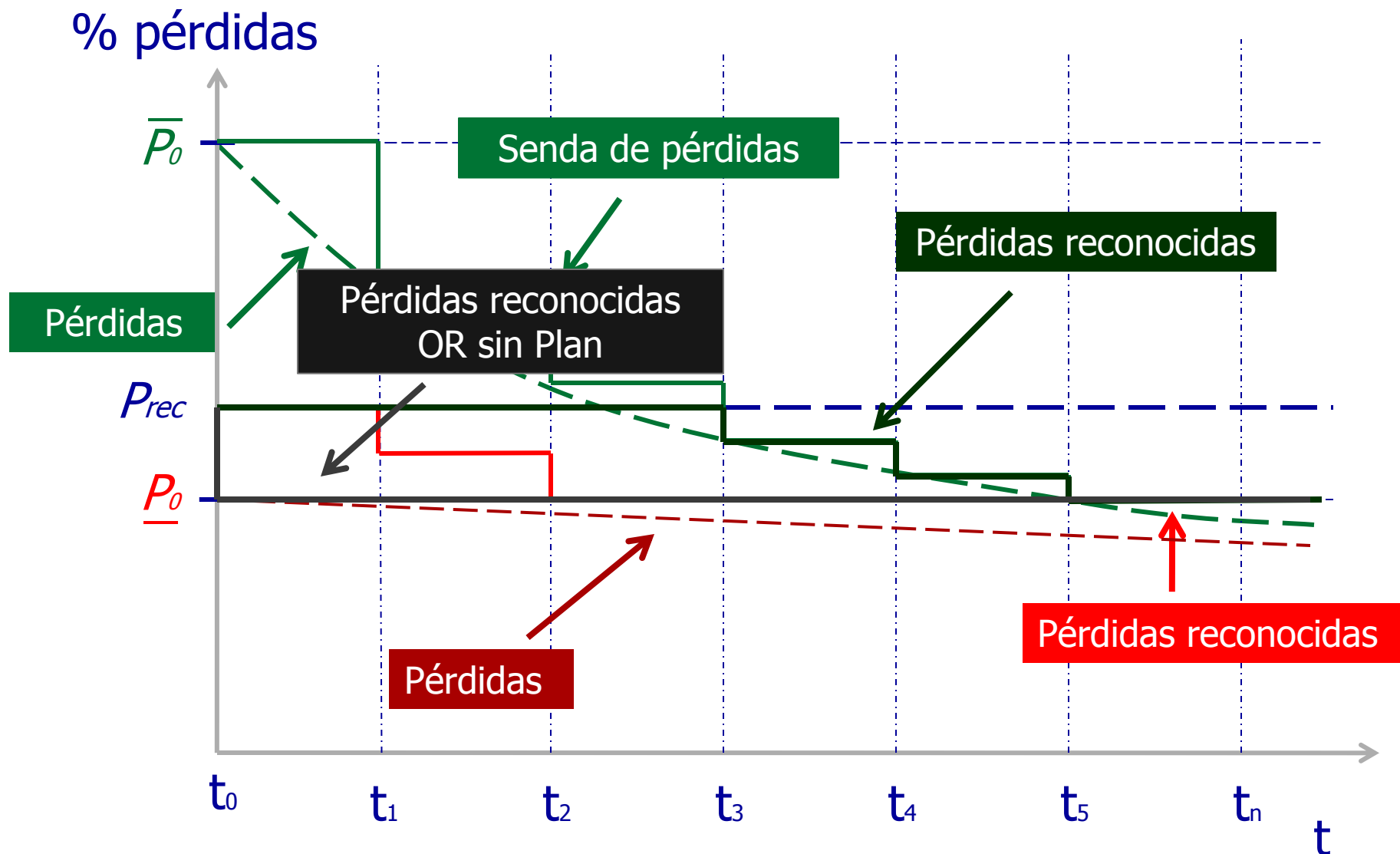


Estimador de pérdidas **RED NEURONAL**

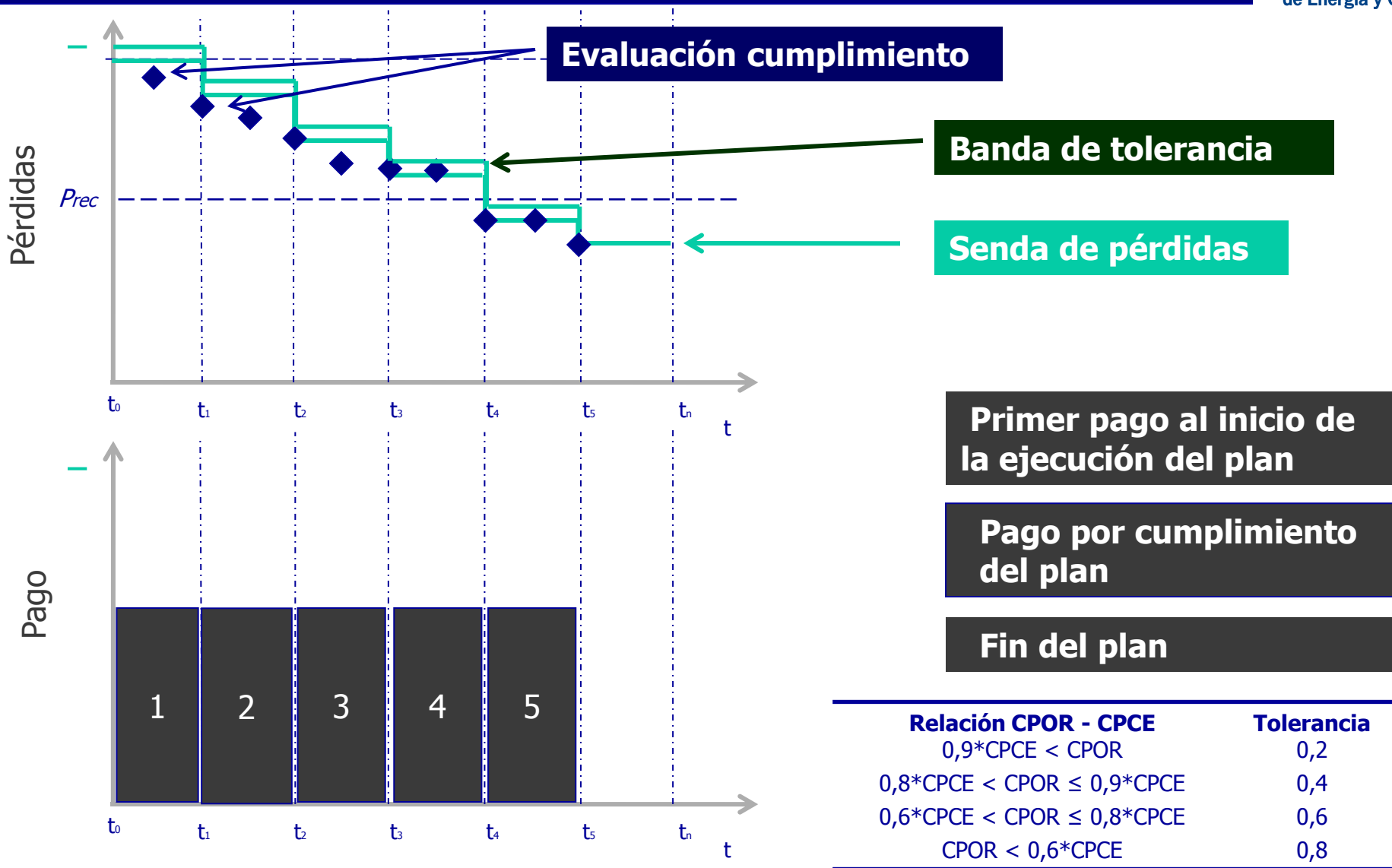


**CPCE** se estima a partir de las inversiones de la ruta de **mínimo costo** seleccionada

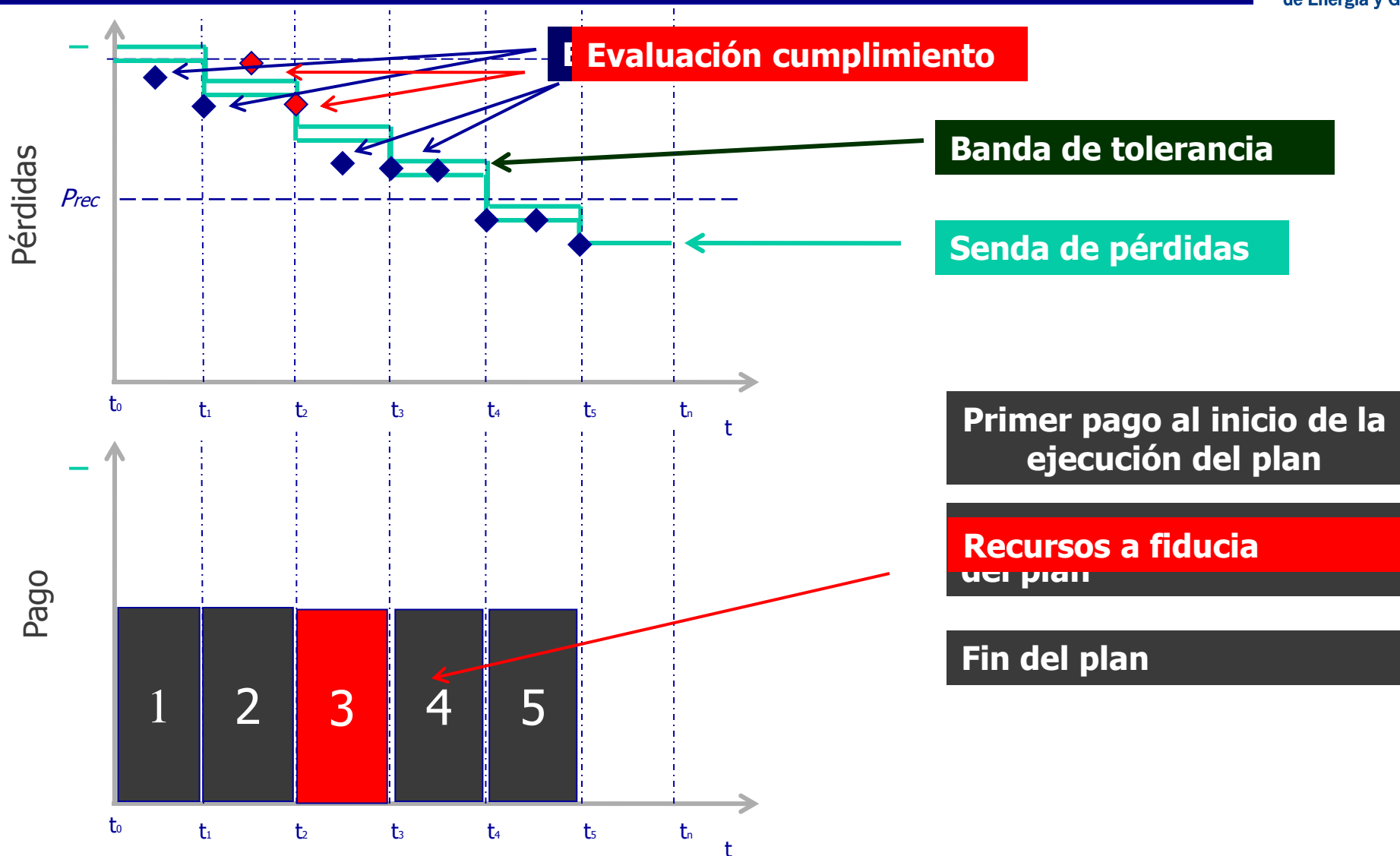
# Pérdidas reconocidas y senda



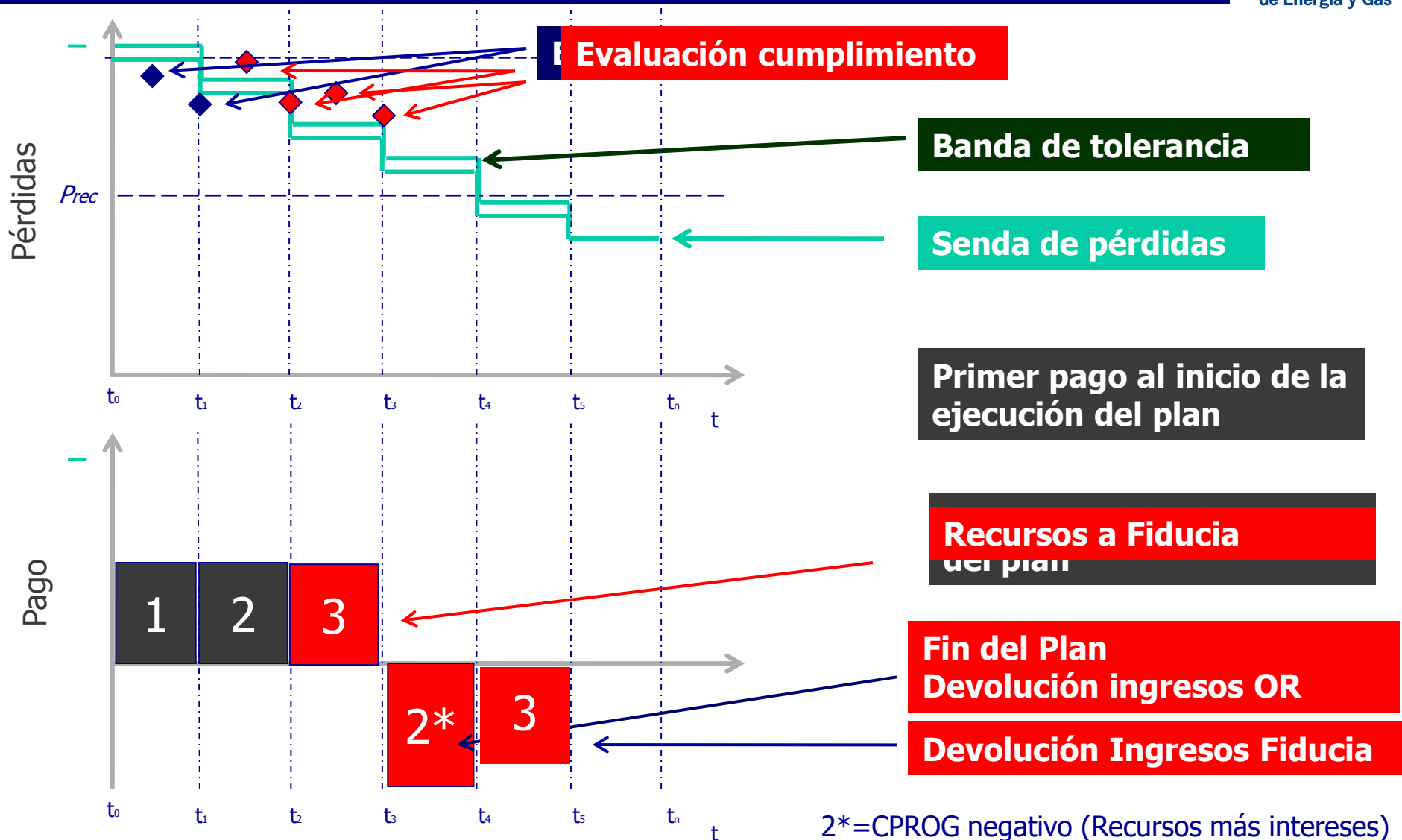
# Evaluación – cumplimiento del plan



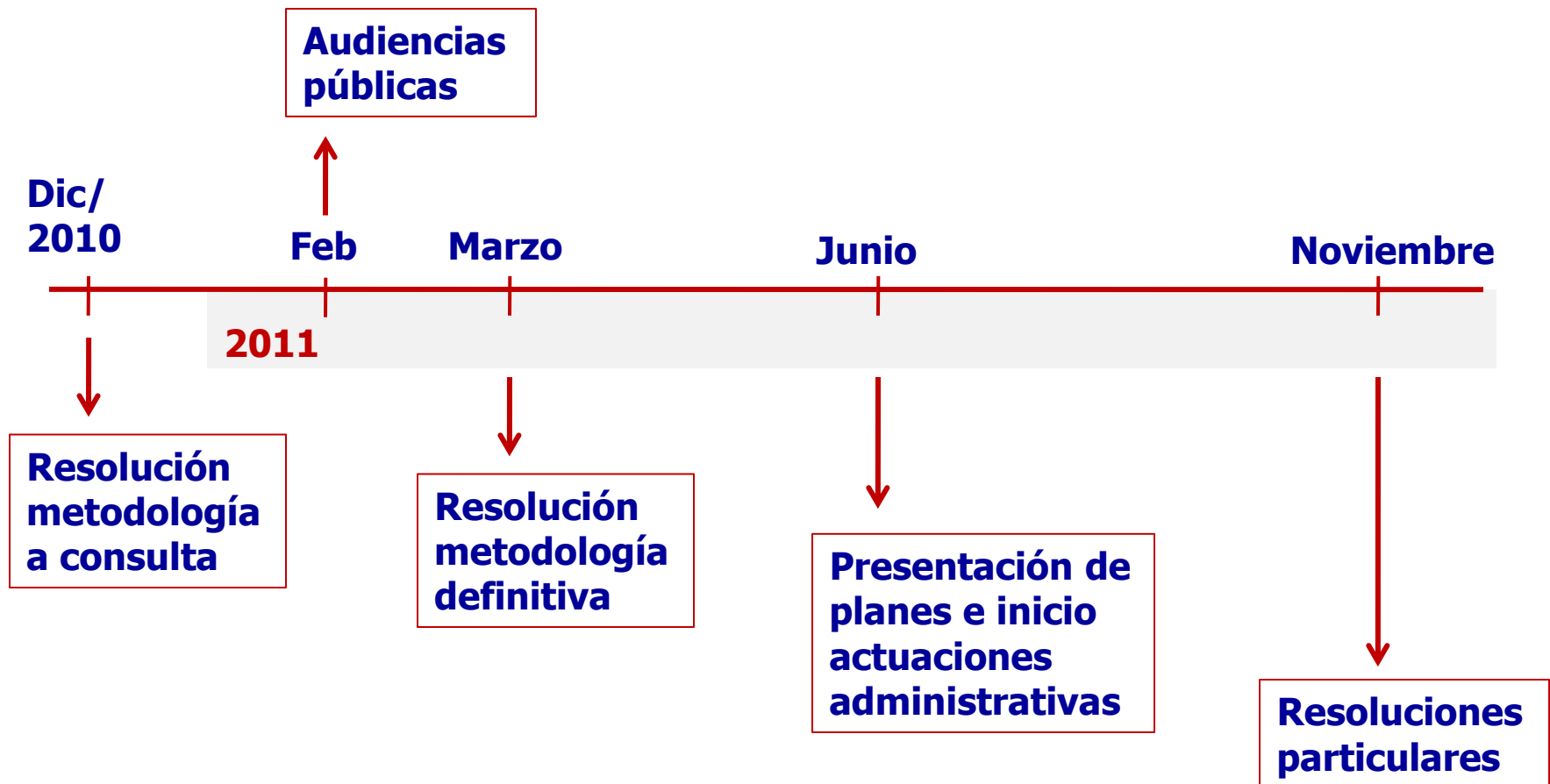
# Evaluación – incumplimiento parcial



# Evaluación – incumplimiento del plan



# Cronograma





# Vinculación con normatividad vigente

## Concordancia con las resoluciones CREG

- 119 de 2007
- 121 de 2007
- 097 de 2008

Modificación de definiciones y fórmulas

# Vinculación con normatividad vigente

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



$$PR = \left( Pérdidas * G + Pérdidas * T + \frac{CPR_{i,j}}{V_{m,i,j}} \right)$$

**Resolución  
CREG 119 de 2007**

Costo anual asignado al Comercializador (i) en mercado (j)  
Ventas del Comercializador (i) en mercado (j)



**Valores diferenciales**  
para cada comercializador en un  
mismo mercado

- Factor de competencia?
- Principio de neutralidad?

**Incertidumbre en ingreso del  
plan** requerido para el sistema

- si un Comercializador sale?
- si un Comercializador entra?

# Vinculación con normatividad vigente

## Valores diferenciales

para cada comercializador en un mismo mercado

**Costo total programa = \$100**

**C1** Vende en  $t_0 = 80$  kWh

Costo C1 = \$80

**C2** Vende en  $t_0 = 20$  kWh

Costo C2 = \$20

### **CASO A** VENTAS CONSTANTES

Ventas  $t_1 = 80$  kWh

Tarifa = \$ 1/ kWh

Recaudo = \$ 80

Ventas  $t_1 = 20$  kWh

Tarifa = \$ 1/ kWh

Recaudo = \$ 20

### **CASO B** VENTAS VARIABLES

Ventas  $t_1 = 60$  kWh

Tarifa = \$ 1,3 / kWh

Recaudo = \$ 80

Ventas  $t_1 = 40$  kWh

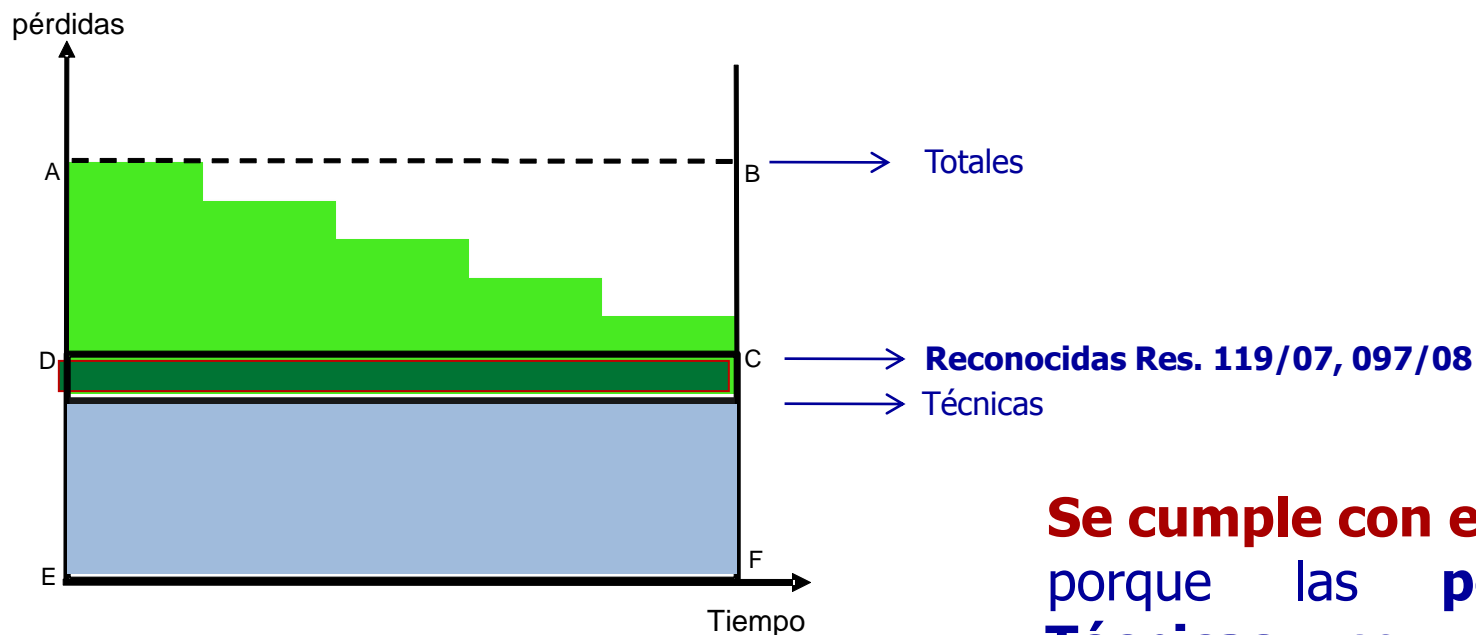
Tarifa = \$ 0,5/ kWh

Recaudo = \$ 20

Si las ventas permanecen constantes  
La fórmula permite cumplir con el principio de **neutralidad** y el valor no se convierte en factor de **"competencia"**

$$PRAcom_{i,m} = \frac{PRTmer_m - PRTEmer_m}{\sum_1^r Vcom_{i,m}} * Vcom_{i,m}$$

**Resolución  
CREG 121 de 2007**



**Se cumple con el Decreto**  
porque las **pérdidas No**  
**Técnicas** se distribuyen a  
prorrata de la demanda



Comisión de Regulación  
de Energía y Gas

**GRACIAS**