

A N E X O 1

REGLAS DE DESPACHO DEL SISTEMA ELECTRICO NACIONAL

INDICE

1. OBJETIVO.

2. PERIODO DE PLANEACIÓN Y DIVISIÓN DEL TIEMPO.

3. CRITERIOS DE CONFIABILIDAD Y SEGURIDAD PARA EL DESPACHO DE ENERGIA DEL SISTEMA ELECTRICO NACIONAL.

- 3.1 Criterio fundamental**
- 3.2 Estado operativo normal**
- 3.3 Estado operativo de alerta**
- 3.4 Estado operativo de emergencia**
- 3.5 Control y operación de la generación**
 - 3.5.1 Reserva operativa de potencia real**
- 3.6 Control automático de generación (CAG)**
- 3.7 Sistema de transmisión**
 - 3.7.1 Operación de la red de transmisión**
- 3.8 Control de voltaje y potencia reactiva**
 - 3.8.1 Reservas de potencia reactiva**
 - 3.8.2 Reserva reactiva**
 - 3.8.3 Generadores**
 - 3.8.4 Estabilizadores de sistemas de potencia**

4. EL SISTEMA ELECTRICO

- 4.1 Areas y regiones**
- 4.2 La demanda de energía eléctrica**
- 4.3 El balance de potencia**
- 4.4 La red eléctrica interregional**
- 4.5 Las pérdidas por transmisión y su costo**
- 4.6 Costo del déficit de generación**
- 4.7 Tipos de generación**

5. EL SISTEMA DE GENERACION TERMoeLECTRICO

- 5.1 Unidad termoeléctrica**
- 5.2 Definición del estado de las unidades**
- 5.3 Paquetes de ciclo combinado**
- 5.4 Costo por consumo de combustible**
- 5.5 Costo de arranque**
- 5.6 Costo del paro caliente**
- 5.7 Costo por consumo de combustibles en paquetes de ciclo combinado**
- 5.8 Consumo de combustibles en grupos de unidades**
- 5.9 Sectores operativos para abastecimiento de gas**
- 5.10 Costo variable de operación y mantenimiento**

6. EL SISTEMA DE GENERACION HIDROELECTRICA

- 6.1 Cuenca**
- 6.2 Embalse**
- 6.3 El Pronóstico de aportación hidroeléctrica**
- 6.4 Vías de agua**
- 6.5 Planta hidroeléctrica**
- 6.6 Unidad hidroeléctrica**
- 6.7 Límites operativos en unidades**
- 6.8 Costo variable de operación y mantenimiento**

7. PRODUCTOR INDEPENDIENTE Y SISTEMAS EXTERNOS

- 7.1 Productor independiente y el precio de su energía**
- 7.2 Sistemas externos e intercambios programados**
- 7.3 Límites operativos de productores independientes**

8. FORMULACION MATEMATICA DEL PROBLEMA DE ASIGNACION DE UNIDADES Y COORDINACION HIDROTERMICA CON RESTRICCIONES DE RED ELECTRICA.

- 8.1 La función objetivo**
- 8.2 Restricciones eléctricas**
 - 8.2.1 Balance de potencia por sistema**
 - 8.2.2 Flujo y límite de transmisión de enlaces interregionales**
 - 8.2.3 Reserva rodante termoeléctrica**
 - 8.2.4 Reserva hidroeléctrica**
- 8.3 Restricciones sobre el sistema termoeléctrico**
 - 8.3.1 Límites sobre el consumo de gas natural en sectores de plantas**
- 8.4 Restricciones Hidráulicas**
 - 8.4.1 Balance de agua en embalses**
 - 8.4.2 Límites de almacenamiento en embalses**
 - 8.4.3 Límites de gasto turbinado en vías de agua**
 - 8.4.4 Límites de gasto en unidades hidroeléctricas**
 - 8.4.5 Límites operativos**

9. PROCEDIMIENTO PARA LA OBTENCION DEL DESPACHO

- 9.1 Escenario de planeación**
 - 9.1.1 Horizonte de planeación**
 - 9.1.2 Condiciones iniciales**
 - 9.1.3 Pronósticos provenientes de las áreas de control**
 - 9.1.4 Reserva del sistema**
 - 9.1.5 Licencias de la red de transmisión**
 - 9.1.6 Disponibilidad y estado de las unidades**
 - 9.1.7 Información hidráulica**

9.1.8 Restricciones en sectores de gas

9.2 Metodología de solución del problema

9.2.1 Validación del escenario de planeación

9.2.2 Obtención de una solución hidro inicial

9.2.3 Coordinación hidrotérmica y asignación de unidades

10. RESULTADOS

REGLAS DEL DESPACHO DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL.

1. OBJETIVO.

El objetivo de las reglas del despacho es establecer los criterios bajo los cuales se determina la asignación de unidades y el esquema de generación tomando en cuenta los criterios de confiabilidad, la disponibilidad de los elementos del sistema de potencia (generadores y red de transmisión), aportaciones y disponibilidad hidráulica, eficiencia del proceso termoelectrico, precios y disponibilidad de combustibles e inflexibilidades del sistema con el fin de minimizar el costo variable de operación.

2. PERIODO DE PLANEACIÓN Y DIVISIÓN DEL TIEMPO.

El periodo de planeación (horizonte de planeación) se define en múltiplos de días, iniciando en cualquier día de la semana y con duración máxima de siete días.

La división del periodo de planeación es en base horaria. La hora inicial siempre será la primera hora del día de inicio y la hora final siempre será la última hora del día final. Dentro de una hora (intervalo), se consideran invariables las condiciones del sistema eléctrico de potencia.

3. CRITERIOS DE CONFIABILIDAD Y SEGURIDAD PARA EL DESPACHO DE ENERGÍA DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL.

Los criterios de confiabilidad y seguridad se establecen para la operación del sistema eléctrico en los diferentes estados a que pueda estar sometido. Se definen criterios en: la generación y en las redes de transmisión, para cumplir con los criterios operativos de seguridad, calidad y continuidad.

3.1 Criterio fundamental.

El Sistema Eléctrico de Potencia deberá ser operado con márgenes adecuados de reserva, para que ante la contingencia sencilla más severa, no existan problemas de estabilidad angular, estabilidad de voltaje, estabilidad de frecuencia, ni operación del equipo fuera de sus límites de diseño. Es decir, que el sistema permanezca estable en la condición postcontingencia.

3.2 Estado operativo normal.

En este estado, el sistema eléctrico se opera con suficientes márgenes de reserva en: generación, transmisión y transformación para, cumplir con el criterio de seguridad.

3.3 Estado operativo de alerta.

El estado operativo de alerta se presenta cuando los márgenes de reserva son inferiores a los establecidos en la frontera entre los estados normal y alerta; la ocurrencia de una contingencia sencilla podría provocar la operación del equipo fuera de sus límites de diseño, pero aún siendo estable.

3.4 Estado operativo de emergencia.

Estado de operación en el cual no se tienen adecuados márgenes de reserva; se opera al sistema fuera de los límites de seguridad.

3.5 Control y operación de la generación.

3.5.1 Reserva operativa de potencia real.

Para lograr una operación confiable del Sistema Eléctrico en el balance carga-generación y por lo tanto en el **estado operativo normal**, se requiere una capacidad de generación rodante y disponible en cualquier instante para: **mantener la frecuencia en la banda de calidad programada, satisfacer las variaciones de la demanda y evitar la afectación de carga y operación de los turbo generadores fuera de los límites de diseño ante la contingencia sencilla más severa de pérdida de generación o alguna inyección**. Ver figura 1.

Se entiende por **Reserva Operativa de Potencia Real** la suma de:

- **Reserva rodante.**
 - Reserva rodante en generadores sincronizados.
 - Venta de energía no firme que pueda ser interrumpida sin previo aviso.
- **Reserva fría.**
 - Generación que pueda ser conectada en un lapso menor o igual a diez minutos.
 - Carga que se pueda interrumpir en un lapso menor o igual a diez minutos.
 - Compra de capacidad firme.

3.5.2 El Sistema Eléctrico Nacional deberá operarse con una reserva mínima operativa de potencia real, la cual deberá satisfacer:

- a) **Reserva rodante** que responda al Control Automático de Generación para proporcionar un margen suficiente de regulación en tiempo real. Considera: razón de cambio normal de la demanda, comportamiento de cargas de horno de arco eléctrico, así como no incursionar fuera de los límites de diseño del equipo ni en la operación del primer paso de corte de carga por baja frecuencia, ante el disparo del mayor generador.
- b) **Reserva fría** suficiente para restablecer la frecuencia a la banda programada de calidad en un tiempo ≤ 10 minutos, ante la pérdida de capacidad de generación.

3.5.3 La Reserva Operativa de potencia real deberá de ser calculada cada 10 minutos para tomar las acciones y cumplir con lo indicado en el punto 3.5.1; separando la reserva rodante y la reserva fría.

3.5.4 Después de la ocurrencia de cualquier evento en el que se haga necesario el uso de la reserva operativa, ésta deberá ser restablecida tan pronto como sea posible.

3.5.5 Se deberá distribuir en el sistema eléctrico la reserva operativa, tomando en cuenta el uso efectivo de la capacidad en condiciones de emergencia, el tiempo requerido para hacer efectiva dicha capacidad, las limitaciones de transmisión, los requerimientos locales de las áreas y costos de producción.

3.5.6 Por la incorporación de nuevos elementos, cambios estacionales de la demanda y cambios súbitos de algunas cargas, frecuentemente se deberá llevar a cabo una revisión del sistema eléctrico, para determinar la cantidad de reserva operativa que se deberá tener disponible.

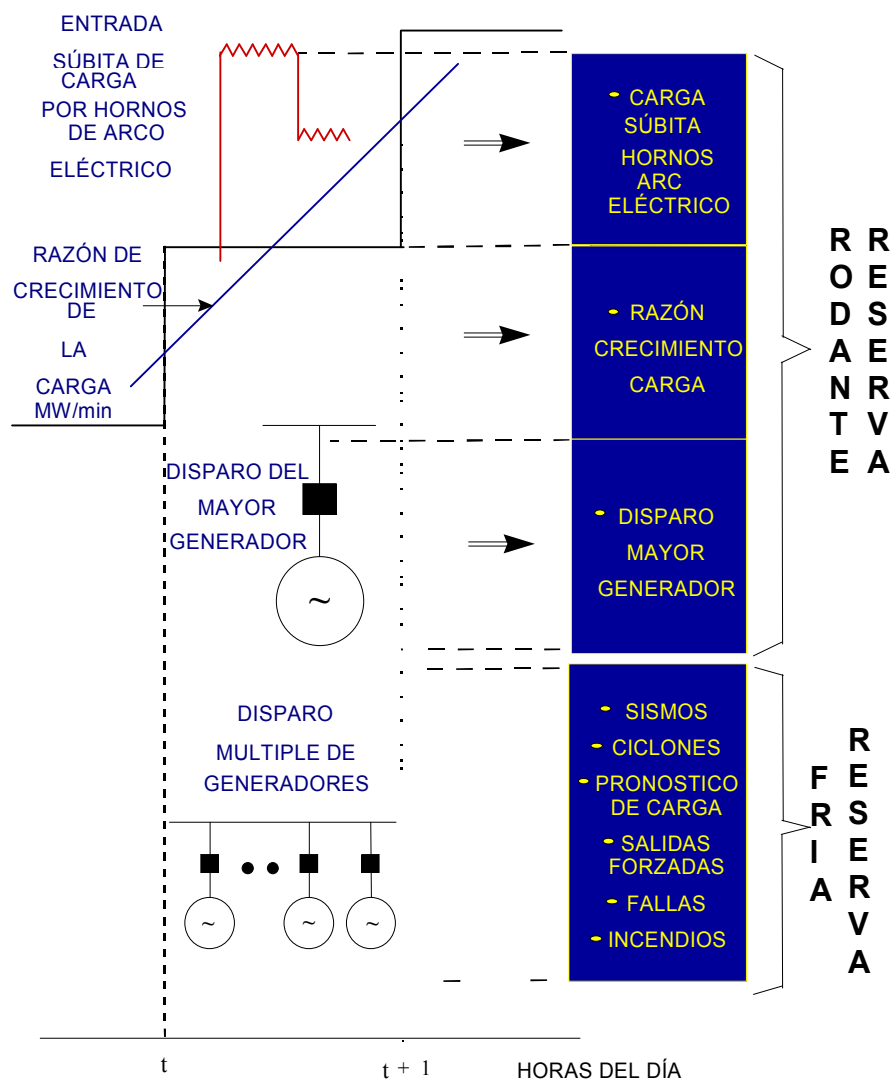


Figura 1.- Reserva operativa de potencia real

3.6 Control automático de generación (CAG).

- 3.6.1** Cada Área de Control deberá operar su sistema con suficiente capacidad de generación bajo CAG siguiendo los lineamientos asignados por el CeNal.
- 3.6.2** El Control Automático de Generación deberá permanecer en operación tanto tiempo como sea posible. Se deberá de distribuir el control entre las unidades generadoras, de acuerdo a análisis técnico-económico.
- 3.6.3** Cada Área de Control deberá de operar su CAG en el modo de control de frecuencia e intercambio, siempre que las condiciones del Sistema lo permitan.
- 3.6.4** Es recomendable que la adquisición de datos para el cálculo de error de control de área no sea mayor a 4 segundos; cuando se aplique éste.

3.7 Sistema de transmisión.

3.7.1 Operación de la red de transmisión.

El sistema interconectado de potencia deberá ser operado permanente de tal forma que, ante la ocurrencia de contingencia sencilla no ocurra: inestabilidad angular, inestabilidad de frecuencia, separación no controlada del sistema, pérdida de elementos en cascada, o colapso de voltaje.

3.8 Control de voltaje y potencia reactiva.

3.8.1 Reservas de potencia reactiva. Se entiende por reserva de potencia reactiva a la suma de:

- ♦ Reserva de potencia reactiva en generadores y condensadores síncronos.
- ♦ Reserva de potencia en compensadores estáticos de VARS.
- ♦ Reactores y capacitores disponibles.
- ♦ Liberación de potencia reactiva por desconexión de cargas interrumpibles.
- ♦ Conexión y desconexión de elementos (cables, líneas de transmisión, transformadores, etc.).

3.8.2 Reserva reactiva. Cada Sistema o Área de Control deberá de suministrar la potencia reactiva necesaria para satisfacer su propia demanda, los requerimientos de potencia reactiva en las interconexiones de transmisión con otras áreas y una reserva rodante adicional.

3.8.3 Generadores. Todas las unidades generadoras deberán tener la capacidad de generar/absorber la potencia reactiva de acuerdo a su carta de capacidad.

3.8.4 Estabilizadores de sistemas de potencia. Los generadores y condensadores síncronos que estén provistos con estabilizadores de potencia, deberán mantenerlos en servicio.

4. EL SISTEMA ELÉCTRICO.

El sistema eléctrico está compuesto de áreas, regiones, enlaces de transmisión interregionales y centrales generadoras.

4.1 Áreas y regiones.

Las áreas en las que se divide el sistema eléctrico corresponden con las denominadas "áreas de control" del S.E.N. Cada área se divide a su vez en regiones.

En una región, pueden localizarse centrales generadoras y/o centros de carga. Una región puede conectarse con otras regiones y con sistemas externos a través de enlaces

interregionales. Una región está definida por su distancia eléctrica (pérdidas) y por las restricciones de transmisión.

4.2 La demanda de energía eléctrica.

El pronóstico de demanda de energía eléctrica proviene de las áreas de control. El pronóstico define la demanda promedio horaria de potencia eléctrica. También incluye las pérdidas en la red de transmisión que está contenida en el área.

Se reparte la demanda del área entre las regiones que la integran, utilizando factores de distribución de carga, los cuales son determinados a partir de grupos de esquemas de carga por nodo eléctrico, asignados a los diferentes días del periodo de planeación.

4.3 El balance de potencia.

En cada región, en cada intervalo de tiempo, se verifica que la demanda de la región sea igual a la suma de las potencias de las unidades termoeléctricas, paquetes de ciclo combinado, hidroeléctricas y de productores independientes de la región, más la potencia neta recibida a través de los enlaces de la región, más la potencia no suministrada (corte de carga regional), menos el excedente.

4.4 La red eléctrica interregional.

Las regiones están conectadas entre sí y con sistemas vecinos externos a través de enlaces. Los enlaces se caracterizan con los parámetros de resistencia y reactancia serie.

Los flujos de potencia en los enlaces de transmisión no deben rebasar límites máximo y mínimo horarios predefinidos por los criterios de confiabilidad.

4.5 Las pérdidas por transmisión y su costo.

Las pérdidas de potencia real en el enlace son proporcionales al cuadrado del flujo de potencia real en el mismo. El costo unitario de las pérdidas es el valor promedio de los costos marginales en las regiones que el enlace conecta,

4.6 Costo del déficit de generación.

El costo del déficit de generación (corte) está supuesto en base su impacto socioeconómico; aproximadamente en 1.5 dólares/kwh.

4.7 Tipos de generación.

Se consideran tecnologías de generación termoeléctricas (vapor convencional, turbogas, carbón, ciclo combinado, etc.) e hidroeléctricas, independientemente del tipo de propiedad.

5. EL SISTEMA DE GENERACIÓN TERMOELÉCTRICO.

El sistema se modela por dos elementos básicos: unidad generadora y paquete de ciclo combinado.

5.1 Unidad termoeléctrica

Para la representación de las unidades se consideran los siguientes parámetros y modelos:

Tiempo mínimo de operación. Determina el número mínimo de horas en que la unidad deberá permanecer en operación, una vez que la unidad es puesta en operación.

Tiempo mínimo de paro. Determina el número mínimo de horas que la unidad deberá permanecer fuera de operación, una vez que la unidad sale de operación.

Modelo de paro caliente. Se compone de dos parámetros: **Ordenada al origen y pendiente.** Con la ordenada al origen y la pendiente se define una línea recta, de donde se puede calcular la cantidad de calor necesario para mantener la unidad en paro caliente durante un número establecido de horas.

Modelo de arranque en frío. Sirve para determinar la cantidad de calor requerida al arrancar la unidad después de haber estado en paro frío durante un número específico de horas. Se suministra por una tabla de valores del tiempo en paro frío en horas, contra la energía necesaria en Giga calorías.

Modelo de entrada - salida (potencia calorífica de entrada contra potencia eléctrica de salida). Relaciona la tasa con la que debe inyectarse calor (GCAL/H) para obtener un valor específico de potencia (MW) de salida. Se modela mediante una función cuadrática.

Modelo de consumo incremental (Potencia contra consumo). Representa la derivada del modelo de entrada-salida con respecto a la potencia de salida de la rapidez con que se inyecta calor.

Límites máximo y mínimo para la potencia de operación. Las unidades en operación deben producir potencia dentro de un límite mínimo y un máximo definido previamente.

5.2 Definición del estado de las unidades.

Se consideran los atributos de disponibilidad, asignabilidad y coordinabilidad de unidades generadoras. Todos los atributos se definen por intervalo de tiempo. Establecen el grado de participación de las unidades en el plan de operación.

- a) **Disponibilidad.** La unidad puede ser declarada disponible o indisponible.
- b) **Asignabilidad.** La unidad puede declararse "asignable" o "no assignable". Si es assignable, la decisión de operar la unidad es una variable para el algoritmo de asignación de unidades. Si la unidad se declara "no assignable", entonces la unidad debe operar durante los intervalos declarados en este estado, y su potencia de operación se ubicará entre sus límites máximo y mínimo.
- c) **Coordinabilidad.** Indica si la potencia de operación de la unidad es una variable de decisión. Si la unidad se declara "no coordinable", entonces cuando la unidad sea puesta en operación, su potencia será igual a un valor predefinido. En caso contrario, si la unidad se declara "coordinable", la potencia a la que operará la unidad, si esta fuese seleccionada para operar, es una variable de decisión del algoritmo.

5.3 Paquetes de ciclo combinado.

El paquete de ciclo combinado consta de una o varias (hasta cuatro) unidades turbogas y una unidad de vapor convencional. Cada unidad de vapor tiene asociado un recuperador de calor.

Las unidades turbogas se caracterizan con todos los modelos y atributos de una unidad termoeléctrica, como se expuso en las secciones anteriores.

Se considera la disponibilidad del recuperador de calor asociado a la unidad de vapor. Si el recuperador no está disponible, la unidad turbogas asociada no contribuye a la generación de la unidad de vapor.

También se considera la disponibilidad de unidad de vapor. Si no está disponible, el paquete se convierte en un conjunto de unidades turbogas.

5.4 Costo por consumo de combustible.

El costo asociado a combustibles está definido por el modelo de potencia calorífica contra potencia eléctrica y por el costo unitario de la mezcla de los dos tipos de combustible que se utilicen, integrando los costos de operación y mantenimiento.

5.5 Costo de arranque.

El costo asociado a los arranques está definido por el modelo de potencia calorífico contra tiempo y por el costo unitario de la mezcla de los dos tipos de combustible que se utilicen, después de haber estado en paro frío durante un número específico de horas.

5.6 Costo del paro caliente.

El costo asociado a los paros calientes está definido por el modelo de paro caliente y por el costo unitario de la mezcla de los dos tipos de combustible que se utilicen. Con la ordenada al origen y la pendiente se define una línea recta, de donde se puede calcular el costo por mantener en paro caliente la unidad durante un número establecido de horas.

5.7 Costo por consumo de combustible en paquetes de ciclo combinado.

El costo asociado a los paquetes de ciclo combinado está definido por los modelos de potencia calorífica contra potencia eléctrica de las unidades de gas y por el costo unitario del combustible que se utilice, más los costos variables de operación y mantenimiento.

5.8 Consumo de combustibles en grupos de unidades.

Se considera la existencia de grupos predefinidos de unidades generadores cuyo consumo de combustible, durante el día, puede estar limitado entre una cuota superior y una inferior. Pueden existir varios grupos de unidades con este tipo de restricción operativo.

5.9 Sectores operativos para abastecimiento de gas.

Sector es una área geográfica predefinida donde se encuentran ubicados los ductos y ramales para transporte y entrega de gas natural. El consumo diario de gas en el sector no puede ser mayor que una cantidad predefinida (el menor valor entre el volumen disponible y la capacidad de suministro del sector).

5.10 Costo variable de operación y mantenimiento.

Se toman en cuenta, para propósitos de contabilidad en las unidades termoeléctricas, los costos por uso de agua y costos variables de operación y mantenimiento.

6. EL SISTEMA DE GENERACIÓN HIDROELÉCTRICA.

El sistema de generación hidroeléctrica está compuesto por embalses, plantas y unidades hidroeléctricas.

6.1 Cuenca.

Una cuenca es un conjunto de embalses (vasos) acoplados hidráulicamente por vías. Las formas admitidas de este acoplamiento van desde el caso de vasos acoplados en cascada, hasta el caso en el que varias vías descargan sobre un vaso y este descarga sobre varias vías.

6.2 Embalse.

Embalse (Vaso) es el medio de almacenamiento del agua que turbinan las unidades hidroeléctricas. Se considera la relación entre el nivel del agua y el volumen útil almacenado. Se considera la conectividad hidrográfica entre los embalses que están

aguas arriba y el que está aguas abajo, así como el tiempo de viaje del agua entre embalses.

El pronóstico de escurrimientos de cuenca propia y derrames programados es un valor predefinido.

Para la representación de los embalses se consideran los siguientes parámetros y modelos:

Nivel de aguas máximo de operación (NAMO). Indica el valor máximo del nivel en el embalse permitido para su operación (m.s.n.m.).

Nivel de aguas mínimo de operación (NAMINO). Indica el valor mínimo del nivel en el embalse permitido para su operación (m.s.n.m.).

Modelo del embalse (modelo nivel contra volumen). Tabla de valores que indican los datos de elevación sobre el nivel del mar del agua almacenada con su correspondiente valor de volumen útil.

Derivada de la elevación con respecto al volumen. Tabla de valores de la derivada de la elevación respecto al volumen útil, correspondiente a los volúmenes o a las elevaciones del modelo de nivel contra volumen mencionado.

6.3 El pronóstico de aportación hidrológica

El pronóstico de aportación hidrológica consiste de la estimación de escurrimientos de cuenca propia por intervalo hexahorario, para cada uno de los embalses durante el periodo de planeación. En la misma forma, se necesita conocer la utilización de agua para otros fines distintos al de producción de energía eléctrica. Cuanto más precisas sean estas estimaciones de entradas y salidas de agua de los embalses, mejor serán las estimaciones del nivel de los embalses y el valor de la potencia generada por las unidades dado un gasto de agua.

6.4 Vías de agua.

Es el medio por el cual fluye el agua que será almacenada o extraída del embalse: existen vías divergentes y convergentes, las primeras son aquellas sobre las que descarga un embalse, las segundas, son aquellas que descargan sobre un embalse.

Para la representación de las vías se consideran los siguientes parámetros y modelos:

Gasto mínimo. Indica el valor mínimo permitido del gasto en la vía (m³/s).

Gasto máximo. Indica el valor máximo permitido del gasto en la vía (m³/s).

Tiempo medio de viaje del agua. Indica el numero de horas (valor entero) que tarda el agua en llegar del vaso aguas arriba al vaso aguas abajo viajando en la vía.

Nivel medio de desfogue (m.s.n.m.). Indica el valor del nivel medio de desfogue en la vía.

Modelo de la vía (modelo gasto contra nivel). Tabla de valores que relaciona el nivel de desfogue sobre el nivel del mar, correspondiente a diferentes valores de gasto en la vía.

6.5 Planta hidroeléctrica.

Se ubica en un embalse y se asocia a una región. Se conoce el número y el tipo de unidades generadores de la central. Se considera el comportamiento del nivel de desfogue como función del gasto turbinado en la central.

6.6 Unidad hidroeléctrica.

Para la representación de las unidades hidroeléctricas se considera que la generación en la unidad, depende del gasto turbinado y de la altura neta a la que opera. La altura neta depende del nivel en el embalse y del nivel de desfogue.

Como en el caso de las unidades generadores termoeléctricas, también se consideran los atributos de disponibilidad, asignabilidad y coordinabilidad.

Para la representación de las unidades se consideran los siguientes parámetros y modelos:

Carga de diseño. Indica el valor de la carga de diseño en mts.

Gasto de diseño. Indica el gasto de diseño de la unidad en m³/s.

Gasto mínimo y máximo (modelo de gasto). Consta de 9 valores, que indican los valores de gastos mínimos y máximos para diferentes valores de carga hidráulica. Esta tabla puede utilizarse para el cálculo de valores de gastos mínimo y máximo a una carga dada, empleando interpolación o extrapolación lineal según sea el caso.

Generación contra carga y gasto (modelo de generación). Consta de valores, para representar la generación de la unidad en función de una cierta carga y un determinado gasto de la unidad.

6.7 Límites operativos en unidades.

Las unidades en operación deben producir potencia dentro de un límite mínimo y un máximo definido previamente.

6.8 Costo variable de operación y mantenimiento.

Se toman en cuenta, para propósitos de contabilidad en las unidades hidroeléctricas, los costos por uso de agua y costos variables de operación y mantenimiento. Cabe aclarar, que estos costos no influyen en las decisiones de operación, pues el costo total por estos conceptos se determina exclusivamente a partir del volumen asignado para turbinar en el periodo de planeación, y éste es un dato de entrada.

7. PRODUCTOR INDEPENDIENTE Y SISTEMAS EXTERNOS.

7.1 Productor independiente y el precio de su energía.

El productor independiente se asocia a una región. Se considera que el productor puede ofertar precio de su energía y capacidad (potencia) disponible.

7.2 Sistemas externos e intercambios programados.

Pueden existir varios sistemas externos. Un sistema externo puede conectarse con una o varias regiones a través de enlaces. Los intercambios programados (predefinidos) entre sistemas externos y una región, se consideran como cargas adicionales en la región. Estas cargas pueden ser positivas o negativas, dependiendo si el intercambio es de exportación o importación, respectivamente, por lo tanto se restan de la demanda de la región.

7.3 Límites operativos de productores independientes.

El límite operativo de los productores independientes está definido por su capacidad ofertada.

8. FORMULACIÓN MATEMÁTICA DEL PROBLEMA DE ASIGNACIÓN DE UNIDADES Y COORDINACIÓN HIDROTÉRMICA CON RESTRICCIONES DE RED ELÉCTRICA.

El problema de Asignación de Unidades y Coordinación Hidrotérmica con Restricciones de Red Eléctrica, es un problema de optimización de los recursos de producción hidroeléctrica y termoeléctrica. Esta sección realiza la formulación del problema de optimización asociado, iniciando en el establecimiento de la función objetivo a minimizar y la descripción de las restricciones operativas involucradas

8.1 La función objetivo.

En este problema el objetivo es minimizar el costo total de producción de las unidades generadores, más el costo debido al déficit de producción de energía, más el costo por excedencias de energía, más el costo debido a pérdidas en la transmisión de energía en los enlaces, más los costos debido a la penalización por violación a los requisitos de reserva hidroeléctrica.

Minimizar:

$$\sum_{u \in U} \sum_i (C_u(g_{u,i}) + C_{Au}(t_{u,i}) + C_{Fu,i}) + \sum_{v \in U_1} \sum_i C_{lv,i} V_{v,i} + \sum_{m \in M} \sum_i \lambda_{o_{m,i}} f_{m,i}^2 +$$

$$\sum_{r \in R} \sum_i (C_{x_r}(x_{r,i}) + C_{y_r}(y_{r,i}))$$

8.2 Restricciones eléctricas.

8.2.1 Balance de potencia por sistema.

En cada hora, y para cada región, la generación de las unidades hidráulicas y térmicas asociadas a la región, más la producción de los productores externos ubicados en la región, más los déficits de generación en la región menos los excedentes de generación en la región, debe ser igual a la demanda de producción de la región en la hora.

8.2.2 Flujo y límite de transmisión en enlaces interregionales.

El flujo de potencia en un enlace y para cada hora está limitado bidireccionalmente.

8.2.3 Reserva rodante termoeléctrica.

La reserva rodante termoeléctrica en una región es la capacidad de generación que puede aprovecharse con rapidez y debe ser mayor o igual que una reserva termoeléctrica mínima establecida previamente para cada hora, por el criterio de confiabilidad.

8.2.4 Reserva hidroeléctrica.

La reserva hidroeléctrica de la región en cada hora, es la diferencia entre la capacidad máxima disponible y la potencia suministrada.

8.3 Restricciones sobre el sistema termoeléctrico.

8.3.1 Límites sobre el consumo de gas natural en sectores de plantas.

Existen límites superior e inferior por día para la cantidad de calor que se puede producir con gas natural en varios sectores.

8.4 Restricciones hidráulicas.

8.4.1 Balance de agua en embalses.

Para cada embalse en cada hora debe cumplirse el balance hidráulico; es decir, el volumen de agua disponible en el embalse a ser utilizado en la hora siguiente. Este se obtiene de la suma de las aportaciones de cuenca propia, más el volumen de agua disponible en el embalse, más los volúmenes de agua en tránsito hacia el embalse a través de las vías, menos el volumen de agua destinado a otros usos, menos el volumen de agua turbinado por las unidades hidráulicas del embalse.

8.4.2 Límites de almacenamiento en embalses.

En cada embalse para cada hora, los volúmenes almacenados están limitados inferior y superiormente de acuerdo a los niveles mínimo y máximo de operación.

8.4.3 Límites al gasto turbinado en vías de agua.

Los volúmenes turbinados en las plantas que descargan en una vía de agua están acotadas inferior y superiormente.

8.4.4 Límites al gasto en unidades hidroeléctricas.

El gasto de cada unidad hidroeléctrica está limitado inferior y superiormente.

8.4.5 Límites operativos.

La generación de las unidades está comprendida entre límites inferior y superior de potencia especificados en cada hora, relacionados con el gasto turbinado por el modelo altura_neta-gasto-generación.

9.- PROCEDIMIENTO PARA LA OBTENCIÓN DEL DESPACHO.

La obtención del despacho a nivel horario se deriva de la aplicación del programa de Coordinación Hidrotérmica semanal y asignación de unidades con restricciones de red. Se describe a continuación:

9.1 Escenario de planeación.

Los datos para preparar un escenario de planeación son los siguientes:

9.1.1 Horizonte de planeación.

Mediante comandos se determina el horizonte de planeación el cual se optimizará; puede ser de 1 a 7 días.

9.1.2 Condiciones iniciales.

En esta etapa se actualizan:

- ♦ Las condiciones iniciales de unidades termoeléctricas e hidroeléctricas; es decir, el estado en el que se encuentran las unidades al inicio del horizonte y el tiempo que ha permanecido en ese estado.
- ♦ Los volúmenes de agua en tránsito hacia los vasos en cascada, debido a volúmenes turbinados antes del primer intervalo del horizonte de planeación.
- ♦ Los niveles de los vasos al inicio del horizonte de planeación.

Los valores iniciales son actualizados a partir del despacho del día anterior.

9.1.3 Pronósticos provenientes de las áreas de control.

Se actualiza el pronóstico de demanda, pronóstico de generación de plantas no programables (de régimen) y pronóstico de intercambios con entidades externas por áreas de control (importación y exportación).

9.1.4 Reserva del sistema.

Se asigna reserva rodante del sistema, de acuerdo a los requerimientos de seguridad del mismo.

9.1.5 Licencias de la red de transmisión.

Si existen licencias en la red de transmisión, se modifican el límite de transmisión en base a los criterios de confiabilidad.

9.1.6 Disponibilidad y estado de las unidades.

Se actualiza el estado de todas las unidades generadoras (disponible o no disponible) y los límites de operación (inferior y superior).

9.1.7 Información hidráulica.

Se asigna una política hidráulica a cada embalse, derivada de estudios de mediano plazo, y del estudio de coordinación hidrotérmica semanal. Asimismo se actualizan pronósticos de escurrimientos de cuenca propia y derrames programados, para cada vaso.

9.1.8 Restricciones en sectores de gas.

Se proporciona el valor en Gcal del volumen de gas a consumir por cada sector operativo, de acuerdo al pedimento catorcenal.

Cada mes o cuando exista un cambio en el precio de combustibles y/o de transporte, esta información es actualizada desde la base de datos maestra.

9.2 Metodología de solución del problema.

9.2.1 Validación del escenario de planeación.

Una vez formado el escenario de planeación, el primer paso para obtener el despacho, es la verificación y validación del mismo.

En esta etapa se detectan inconsistencias en el escenario de planeación, mediante las siguientes funciones:

- ♦ Se verifica que la oferta hidráulica + térmica + enlace neto - reserva solicitada sea igual o mayor a la demanda para que no exista déficit de generación (corte), en cada hora del escenario de planeación
- ♦ Verifica que la suma de los límites mínimos de todas las unidades forzadas sea menor que la demanda, para asegurar que no existan excedencias.
- ♦ Verifica y valida que no existan unidades térmicas violando tiempos mínimos de operación y paro.

9.2.2 Obtención de una solución hidro inicial.

Esta etapa tiene por objeto el obtener una estimación preliminar de la energía y el volumen que será posible turbinar por planta hidroeléctrica, de acuerdo a las estrategias de operación y escurrimientos en los vasos dadas por la planeación de mediano plazo. También se detecta posibles infactibilidades, tales como violación a políticas de operación, violación a niveles de operación en el embalse y violación a los límites de turbinado sobre las vías hidráulicas.

9.2.3 Coordinación hidrotérmica y asignación de unidades.

La problemática de Asignación de Unidades y la Coordinación Hidrotérmica con Restricciones de Red, busca la utilización óptima de los recursos de producción hidroeléctricos y termoeléctricos del sistema eléctrico nacional para satisfacer requerimientos de demanda de energía. Su aplicación desde este punto de vista, implica resolver un problema de optimización no lineal con variables de tipo real y entera, y restricciones para caracterizar requerimientos operativos de los elementos que intervienen en la producción de energía eléctrica. La magnitud de este problema de optimización, dificulta su resolución directa, obligando a la adopción de técnicas de descomposición en subproblemas de menor magnitud, con los cuales es posible la obtención de una solución con menor esfuerzo computacional. La naturaleza misma de este problema, otorga las facilidades para su descomposición en:

a) la asignación de unidades termoeléctricas, y

b) la asignación de unidades hidroeléctricas.

Con el cual mediante un esquema coordinado de solución permite determinar la generación hidroeléctrica que se debe producir, de tal forma que se garantice la generación termoeléctrica a costo mínimo

El mecanismo de solución es el siguiente:

a) Asignación inicial de las unidades térmicas y de las compras a los productores externos que compiten en base a precios. Dada la porción de la demanda no satisfecha por las plantas hidráulicas según la solución hidráulica inicial, se determinan las unidades que conviene tener en operación y las compras a productores externos que compiten en base a precios, asignando la producción en orden ascendente del costo unitario de producción a máxima eficiencia o del precio de la energía para la hora considerada según sea el caso.

Esta asignación inicial, se basa en la tabla de mérito o lista de prioridad de las unidades termoeléctricas que se calcula en base al costo promedio de generación por unidad al 100% de su capacidad, de acuerdo a los datos de régimen térmico.

b) Mientras no se satisfaga un cierto criterio de convergencia, definido en base a un número máximo de iteraciones y la rapidez de convergencia, se realiza lo siguiente:

1 - Asignación y despacho de las unidades hidráulicas. Manteniendo la asignación de unidades térmicas constante, pero no su producción, se realiza lo siguiente:

Fase 1. Empleando un modelo aproximado para cada planta hidráulica, se determina el gasto a turbinar por planta y por hora que minimiza el costo total.

Asignación. Dado el gasto a turbinar por planta y por hora, se determinan cuales unidades de cada planta conviene tener en operación en cada hora.

Fase 2. Se determinan los puntos de operación de las unidades hidráulicas que se decidió poner en operación en el paso anterior de manera que se minimice el costo total.

2.- Optimización de la Asignación de unidades térmicas. Manteniendo fija la producción de las unidades hidráulicas, mientras no se satisfaga un criterio de convergencia, se realiza lo siguiente:

Identificación y jerarquización de las unidades térmicas o paquetes de ciclo combinado con mayor potencial de reducción del costo total de producción si se optimizara su asignación.

Optimización de la asignación de las unidades térmicas y de los paquetes de ciclo combinado identificados en el paso anterior; se determina la mejor asignación para cada unidad o paquete de ciclo combinado, mediante un procedimiento de Programación Dinámica.

El criterio de esta optimización es el de costos incrementales iguales (λ) para todas la unidades térmicas.

c) Fin del procedimiento.

La solución obtenida es el plan de operación de las unidades generadores.

10. RESULTADOS.

Los resultados que se obtienen mediante la función Coordinación Hidrotérmica, son únicamente para el periodo de planeación, este comprende las horas contenidas desde la hora 1:00 del primer día, hasta las 24:00 horas del último día.

Entre los resultados de Coordinación Hidrotérmica se incluyen las siguientes decisiones de producción:

- a) Producción (generación y gasto turbinado) en embalses, por intervalo.
- b) Producción (energía) de unidades generadores hidroeléctricas, por intervalo.
- c) Producción (energía) de unidades generadores termoeléctricas y paquetes de ciclo combinado, por intervalo.
- d) Producción (energía) de productores independientes, por intervalo.
- e) Volumen de consumo de gas natural, por sector de distribución del mismo.
- f) Energía de importación y exportación con sistemas externos, por intervalo.

Entre los resultados que son consecuencia de las decisiones de producción están los siguientes:

- a) El costo marginal de la demanda, por región y por intervalo.
- b) Los flujos de potencia en enlaces interregionales, por intervalo.
- c) El costo total de producción.

En la figura 2 se presenta en forma esquemática el procedimiento para la obtención del despacho.

PROCEDIMIENTO PARA LA OBTENCION DEL DESPACHO

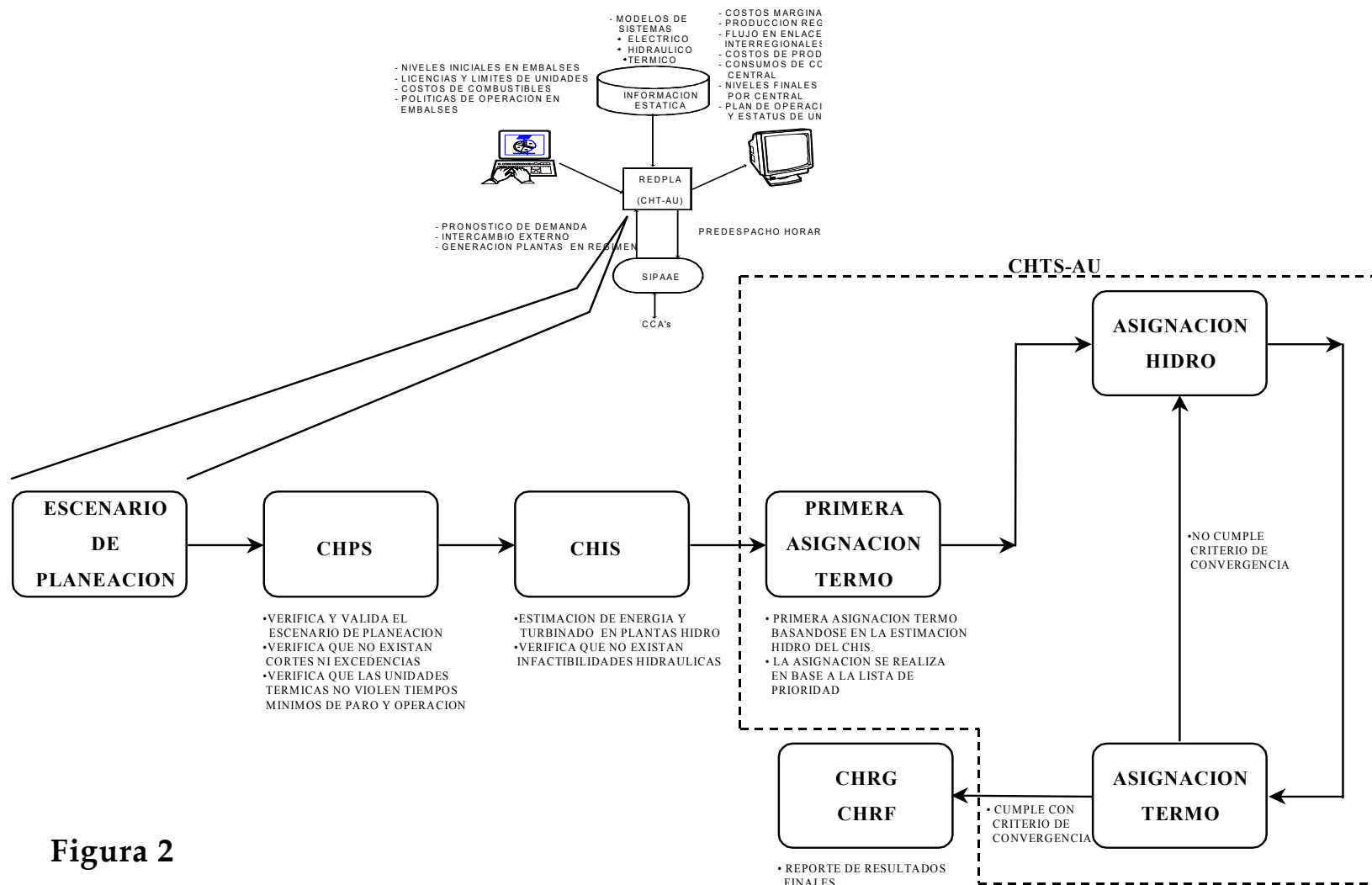


Figura 2

ANEXO TC

Procedimiento para la determinación del cargo por el uso de la red en tensiones menores de 69 kV

1. Para cada una de las cargas puntuales “i” del **Permisionario**, de 1000 kW o más que reciban energía eléctrica en tensiones menores de 69 kV y para las cuales el **Permisionario** acepte la instalación, a su costa, de medidores multifunción de estado sólido, tanto en el punto de inyección de la generación como en el punto de entrega de la energía transportada, se calculará el cargo en cuestión con la siguiente fórmula:

$$CTMP_i = (C_f)_i + (C_{OM})_i + (C_p)_i$$

donde:

$CTMP_i$ = cargo por uso de la red en tensiones menores a 69 kV determinado por el procedimiento de trayectoria de punto a punto.

$(C_f)_i$ = cargo fijo

$(C_{OM})_i$ = cargo por operación y mantenimiento

$(C_p)_i$ = cargo por pérdidas

Estos cargos se determinarán como se describe a continuación:

1.1. Cargo Fijo.

1.1.1. El cargo fijo mensual a precios del mes de _____ del año de _____, para cada una de las cargas puntuales es:

Carga puntual (i)	Cargo fijo (\$)
1	
2	
N	

los cuales resultan de aplicar la metodología establecida en la **Metodología de Transmisión**, y

1.1.2. Se escalará el cargo fijo mensual inicial correspondiente a cada carga puntual, “*i*”, establecido en 1.1.1., hasta el mes de facturación, conforme a lo estipulado en el Anexo TB.

1.1.3. En caso de que algún **Centro de Consumo** tenga contrato de suministro normal, si en el mes en facturación la diferencia entre la demanda máxima de dicho **Centro de Consumo** (X) y la demanda facturable que resulte para la tarifa de suministro normal (Y), es menor que la capacidad contratada de porteo (Z), el cargo fijo mensual calculado en 1.1.2 se calculará como se indica a continuación:

- a) Si la demanda máxima del **Centro de Consumo** (X) es menor o igual que la capacidad contratada de porteo (Z), el cargo fijo se multiplicará por el factor $(Z-Y)/Z$.
- b) Si la demanda máxima del **Centro de Consumo** (X) es mayor que la capacidad contratada de porteo (Z), el cargo fijo se multiplicará por el factor $(X-Y)/Z$.

1.2. Cargo por Operación y Mantenimiento.

1.2.1. Este cargo mensual por operación y mantenimiento, a precios del mes de _____ del año _____, para cada una de las cargas puntuales es:

Carga puntual (<i>i</i>)	Cargo por O y M (\$)
1	
2	
N	

los cuales resultan de dividir entre 12 los respectivos cargos anuales, calculados conforme a la metodología establecida en la **Metodología de Transmisión**, utilizando la información contable del año anterior al de la firma de este **Convenio**;

1.2.2. Al inicio de cada año se actualizará el cargo inicial, utilizando la metodología mencionada en 1.2.1., con los datos contables del año anterior al de la actualización, y

1.2.3. Para determinar el cargo mensual por operación y mantenimiento para cada carga “*i*”, se escalará el cargo mensual inicial correspondiente, definido conforme a 1.2.1. ó 1.2.2. según sea el caso, hasta el mes de facturación, conforme a lo estipulado en el Anexo TB.

1.2.4. Si en algún intervalo de medición del mes en facturación, la **Fuente de Energía del Permisionario** no generó la energía suficiente para proporcionar la potencia de compromiso de porteo (como se definió ésta en el Anexo F) para un **Centro de Consumo** dado, y la energía faltante fue sustituida con tarifa de suministro normal, el cargo por operación y mantenimiento “ C_{OM} ” en dicho mes, para ese **Centro de Consumo** se ajustará multiplicándolo por el factor:

$$F_{oam} = \frac{(Er) - (E_{TN})}{Er}$$

donde:

F_{oam} = Factor de ajuste al cargo por operación y mantenimiento

Er = Es la energía en kWh asociada a la **Capacidad de Porteo** “CP”, para el **Centro de Consumo** en cuestión establecida en el **Convenio** de Transmisión, y se calcula de la siguiente manera:

$$Er = CP * \frac{Nh}{12}$$

donde:

Nh = Número de horas en el año

E_{TN} = Es la energía de compromiso no suministrada por la **Fuente de Energía** y sustituida con energía facturada con tarifas generales.

1.3. Cargo por Pérdidas.

1.3.1. El cargo mensual por pérdidas, se estima para cada una de las cargas puntuales, considerando la siguiente fórmula:

$$C_p = EP \times \left(\frac{P_{er}}{100 - P_{er}} \right) \times P_{mt}$$

donde:

EP = Es la energía eléctrica que el **Permisionario** entrega al **Suministrador** para su transporte desde el **Punto de Interconexión** hasta el **Punto de Carga** en cuestión, determinada conforme al Anexo F.

P_{er} = Es el porcentaje de pérdidas de energía en el transformador y la línea imputable al **Punto de Carga** en cuestión, calculado como se indica en el inciso 4.10 de la **Metodología de Transmisión**.

P_{mt} = Es el precio medio mensual de la tarifa de uso general correspondiente, para el mes de facturación del servicio.

Este cargo C_p no se aplicará cuando el **Permisionario** elija pagar las pérdidas en especie, en cuyo caso deberá restituirlas de acuerdo con la siguiente expresión:

$$Pérdidas (kWh) = (EP) * \left[\frac{P_{er}}{100 - P_{er}} \right]$$

Cuando las condiciones del **Servicio de Transmisión** se vean modificadas por causas imputables al **Permisionario**, se recalcularán las pérdidas y el cargo mensual correspondiente de acuerdo con lo establecido en la **Metodología de Transmisión**.

En el caso de que al momento de facturar no se cuente con la información acerca del precio medio de la tarifa de uso general correspondiente al mes de facturación, el cálculo se hará con la estimación realizada a partir del valor del mes correspondiente al año anterior impactado por los incrementos y ajustes autorizados en el **Acuerdo de Tarifas**, y en la siguiente facturación se efectuará el ajuste necesario.

Cuando el **Permisionario** reponga las pérdidas con generación de su **Fuente de Energía**, este cargo, C_p será igual a cero.

2. Para los grupos de cargas dispersas en cada **Región**, “a”, que tenga el **Permisionario**, se calculará el cargo por el uso de la red en tensiones menores de 69 kV con la siguiente expresión:

$$CTMD_a = (C_f)_a + (C_p)_a$$

donde:

$CTMD_a$ = Cargo por uso de la red en tensiones menores a 69 kV determinado por el procedimiento de proporcionalidad de demanda para grupos de cargas dispersas.

$(C_f)_a$ = cargo fijo

$(C_p)_a$ = cargo por pérdidas

Estos cargos se calcularán como se describe a continuación:

2.1. Cargo Fijo.

2.1.1. Este cargo fijo mensual, a precios del mes de _____ del año _____, para las cargas dispersas en cada **Región** es:

Carga dispersa (a)	Cargo fijo (\$)
1	
2	
n	

los cuales resultan de aplicar el procedimiento establecido en la **Metodología de Transmisión**.

2.1.2. Al inicio de cada año se actualizará el cargo inicial, utilizando la metodología mencionada en 2.1.1., con los datos contables del año anterior al de la actualización, y

2.1.3. En caso de que algún grupo de cargas dispersas tenga contrato de suministro normal, si en el mes en facturación la diferencia entre la demanda máxima de dicho grupo de cargas (X) y la demanda facturable

que resulte para la tarifa de suministro normal (Y), es menor que la capacidad contratada de porteo (Z), el cargo fijo mensual calculado en 2.1.2. se calculará como se indica a continuación:

a) Si la demanda máxima del grupo de cargas (X) es menor o igual que la capacidad contratada de porteo (Z), el cargo fijo se multiplicará por el factor $(Z-Y)/Z$.

b) Si la demanda máxima del grupo de cargas (X) es mayor que la capacidad contratada de porteo (Z), el cargo fijo se multiplicará por el factor $(X-Y)/Z$.

2.1.4. Se calculará el cargo fijo mensual para cada grupo de cargas dispersas, escalando el cargo fijo mensual inicial establecido en 2.1.1. o 2.1.2, según sea el caso, desde la fecha de inicio hasta el mes de facturación, conforme a lo estipulado en el Anexo TB.

2.2. Cargo por Pérdidas.

2.2.1. El cargo mensual por pérdidas, se calcula para cada grupo de cargas dispersas, considerando la siguiente fórmula:

$$C_p = EP \times \left(\frac{P_{erz}}{100 - P_{erz}} \right) \times P_{mt}$$

donde:

EP = Es la energía eléctrica que el **Permisionario** entrega al **Suministrador** para su transporte desde el **Punto de Interconexión** hasta el grupo de cargas dispersas en cuestión, determinada conforme al Anexo F.

P_{erz} = Es el porcentaje de pérdidas de energía en la zona.

P_{mt} = Es el precio medio mensual de la tarifa de uso general correspondiente, para el mes de facturación del servicio.

En el caso de que al momento de facturar no se cuente con la información acerca del precio medio de la tarifa de uso general correspondiente al mes de facturación, el cálculo se hará con la estimación realizada a partir del valor del mes correspondiente al año

anterior impactado por los incrementos y ajustes autorizados en el **Acuerdo de Tarifas**, y en la siguiente facturación se efectuará el ajuste necesario.

Este cargo C_P no se aplicará cuando el **Permisionario** elija pagar las pérdidas en especie, en cuyo caso deberá restituirlas de acuerdo con la siguiente expresión:

$$Pérdidas (kWh) = (EP) * \left[\frac{P_{erz}}{100 - P_{erz}} \right]$$

Cuando las condiciones del Servicio de Transmisión se vean modificadas por causas imputables al **Permisionario**, se recalcularán las pérdidas y el cargo mensual correspondiente según el procedimiento establecido en la **Metodología de Transmisión**.

Cuando el **Permisionario** reponga las pérdidas con generación de su **Fuente de Energía**, este cargo, C_P , será igual a cero.