

2. REGULACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL.

Los mercados eléctricos competitivos han sido diseñados para mejorar el costo y calidad de los sistemas interconectados. Tensión y frecuencia son indicadores que permiten medir los parámetros y los participantes del sistema eléctrico (demanda, distribución, transmisión, generación y operaciones) son los responsables de esta calidad de sistema para los usuarios que día a día necesitan una energía eléctrica más exacta y continua.

Resulta indispensable conocer el verdadero valor de los parámetros y si esto se puede hacer instante a instante es posible determinar que generador no cumple con la regulación de frecuencia.

Las necesidades inherentes al crecimiento de los Sistemas Eléctricos de Potencia (SEP's), demandan una evolución similar en las estrategias de operación y control de los mismos.

El avance en la tecnología de los Sistemas de Administración de Energía, permiten el manejo de la información en Tiempo Real para lograr los objetivos de la empresa.

El control de frecuencia en los Sistema Eléctrico de Potencia, es uno de los objetivos primordiales de los Centros de Control.

El control de frecuencia en el Sistema Interconectado Nacional (SIN) se realiza de forma centralizada en el Centro Control con el objeto de dar seguimiento a la planeación de la operación, que se realiza a diferentes horizontes de tiempo (Corto, mediano y largo Plazo), de tal forma de optimizar y coordinar los diferentes recursos de generación disponible, así como el uso de la red de transmisión. Referente al control y administración de energía, en el cual reside el Control Automático de Generación (AGC), que es la herramienta en tiempo real que tiene como objetivo principal mantener los valores de frecuencia e intercambio neto a valores programados. Además de incorporar el factor económico a la operación del sistema mediante la ejecución de un Despacho Económico en Tiempo real.

La interconexión del SEN con Centroamérica, ofrece la oportunidad de migrar a estándares de confiabilidad y control internacionales, para participar en un mercado de energía confiable.

Como la frecuencia eléctrica está ligada al balance de potencia activa en el sistema eléctrico, suele hablarse indistintamente de control de frecuencia, control de potencia, o control de frecuencia-potencia. De manera breve puede decirse que la frecuencia del sistema y los flujos de potencia por determinadas líneas son las variables que se quieren controlar, y las potencias entrantes a los generadores son las variables empleadas para controlarlas.

Aunque la frecuencia de un sistema eléctrico es la misma en todos sus nudos únicamente cuando el sistema se encuentra en régimen permanente, al estudiar el control frecuencia-potencia, asumimos que las desviaciones del punto de equilibrio son pequeñas, y que la frecuencia puede considerarse la misma en todos los nudos del sistema. Por ello, el control de frecuencia es un problema que se aborda de manera global. En este sentido es distinto al control de tensión, eminentemente local y que afecta, salvo en casos muy especiales como el colapso de tensión, a un conjunto limitado de nudos. Así, los sistemas de control de frecuencia y de tensión se conciben de forma independiente, aprovechando el débil acoplamiento entre el flujo de potencia reactiva y las tensiones, por un lado, y el flujo de potencia activa, los ángulos de tensión y la frecuencia, por otro.

La potencia generada en cada planta debe atender también a otros requerimientos además de la frecuencia, fundamentalmente compromisos adoptados durante el funcionamiento del mercado eléctrico. Estos compromisos se refieren tanto a la producción en cada planta como al intercambio de potencia entre áreas de control vecinas. En la actualidad, dada la extensión geográfica alcanzada por los sistemas eléctricos modernos y la variedad de instituciones involucradas en su organización, éstos se dividen en áreas interconectadas para facilitar su gestión técnica y económica. Las transacciones de energía en un instante determinado entre áreas quedan programadas con antelación, y cada área debe disponer de las suficientes reservas de energía para hacer frente a sus posibles desequilibrios entre generación y demanda.

Teniendo en cuenta todas estas consideraciones relativas a la potencia, el control de frecuencia debe conseguir que

- Se mantenga el equilibrio entre generación y demanda
- Se mantenga la frecuencia de referencia en el sistema
- Se cumplan los compromisos de intercambio de energía con las áreas vecinas
- Se mantenga la suficiente energía de reserva

Todo ello, además, debe organizarse dentro del marco regulatorio vigente, correspondiente a un mercado de energía competitivo.

Para cumplir estos objetivos, el control frecuencia-potencia se organiza en tres niveles: primario, secundario y terciario. Cada uno de los niveles opera en un margen de tiempo e involucra un conjunto de variables provenientes de una parte más o menos amplia del sistema eléctrico:

Definiciones.

Reserva de regulación primaria: Se define la banda de regulación primaria del sistema como el margen de potencia en el que los grupos generadores pueden modificar su potencia generada de forma automática y en los dos sentidos, mediante la actuación de su regulador de velocidad, en caso de producirse un desvío de frecuencia.

Esta es la regulación rápida de la generación destinada a equilibrar los apartamientos de la frecuencia respecto del setpoint previsto y compensar los requerimientos variables de la demanda, cuando el sistema eléctrico se encuentra en régimen de operación normal.

Se realiza a través de los sistemas de control instalados en los generadores que permiten modificar en forma automática su producción de potencia.

Reserva de regulación secundaria: Se define la reserva de regulación secundaria del sistema como el margen de variación de potencia en el que el regulador secundario del sistema peninsular español puede actuar automáticamente y en los dos sentidos, partiendo del punto de funcionamiento en que se encuentre en cada instante. Viene dada por la suma, en valor absoluto, de las contribuciones individuales de todos los grupos generadores sometidos a este tipo de regulación.

El margen de potencia, en cada uno de los dos sentidos, se conoce como reserva o banda de regulación secundaria a subir o a bajar.

Reserva de regulación terciaria: Está constituida por la variación máxima de potencia a subir o a bajar de todos los grupos generadores del sistema que puede ser movilizadas en un tiempo no superior a quince minutos, y que puede ser mantenida, al menos, durante dos horas consecutivas, con objeto de reconstituir la reserva de regulación secundaria.

Determinación de los niveles de reserva.

Dependiendo de la escala de tiempo en que tiene lugar su acción y de la señal que origina su actuación, se establecen cuatro niveles de reserva:

- Reserva de regulación primaria.
- Reserva de regulación secundaria.
- Reserva de regulación terciaria.
- Reserva programable mediante el mecanismo de gestión de desvíos.

El control primario

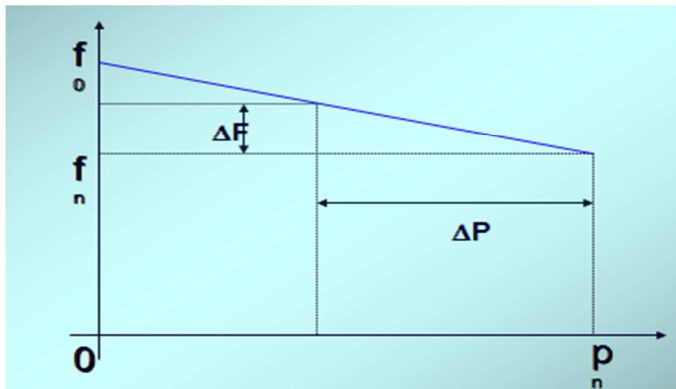
Es el más rápido, operando en un margen de tiempo de entre 2 y 20 segundos. Actúa de forma local en cada generador síncrono, atendiendo a la velocidad de giro del eje. La rapidez de este control está limitada por la propia inercia de los generadores.

Calidad de servicio

Los principales indicadores que se utilizan para evaluar la calidad de servicio en lo que respecta a la Regulación Primaria de Frecuencia son *Estatismo*, *Tiempo de Establecimiento* y *Banda Muerta*.

- **Estatismo**

Es la relación de cambio en la producción de potencia del generador ante un cambio en la frecuencia del sistema al cual está conectado



$$\text{Estatismo} = \frac{(F_{\text{final}} - F_{\text{inicial}}) / F_{\text{nominal}}}{-(P_{\text{final}} - P_{\text{inicial}}) / P_{\text{nominal}}} * 100$$

Energía de Regulación.- Característica que define el cambio de carga de una unidad en forma automática a través de su sistema de regulación de frecuencia/potencia.

$$R = - \frac{(\Delta F \text{ pu})}{(\Delta P \text{ pu})} \quad \dots(1)$$

Donde:

$$\frac{1}{R} = - \frac{(\Delta P \text{ pu})}{(\Delta F \text{ pu})} \quad \text{en MW / HZ} \quad \dots (2)$$

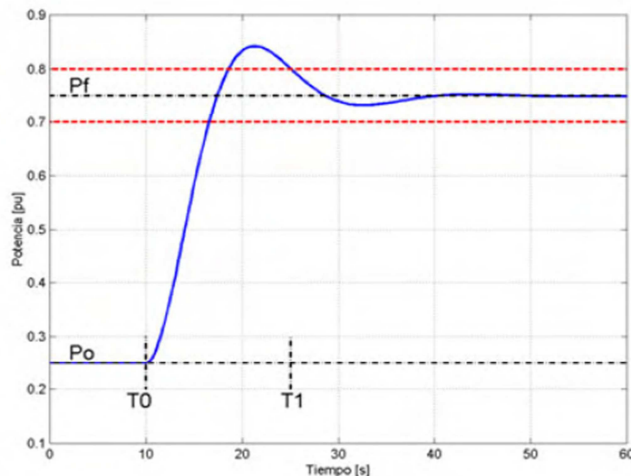
Donde 1/R= Energía de Regulación

Es más común manejarlo como: MW / d Hz

Es muy importante este valor para los Productores Independientes, debido a que en él se determina la banda de tolerancia aplicada a ellos, y en base a la respuesta dada ante una contingencia, se determina la penalización económicamente y en generación o en estado estale según sea el caso requerido por el centro de control.

Tiempo de Establecimiento

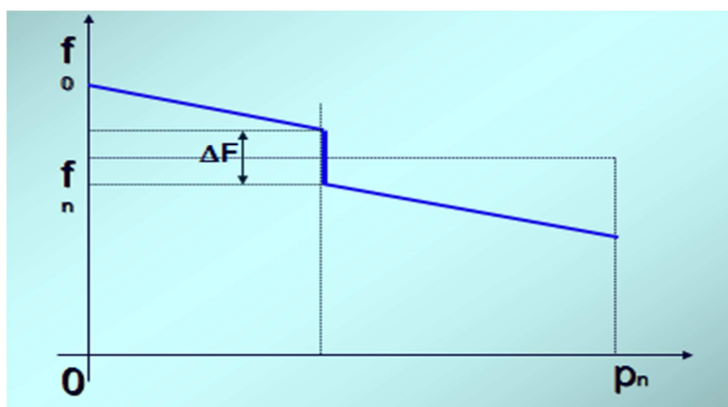
Tiempo que tarda la potencia mecánica de la unidad en ingresar a la banda de 10% del valor final ante una variación en la frecuencia tipo escalón.



Banda Muerta

Característica que define el intervalo de cambio de frecuencia con respecto a la nominal y en el cual no tiene efecto la característica de estatismo, por lo que la unidad no participa en la regulación primaria en esta banda muerta.

Es la banda de variación de frecuencia alrededor de la nominal que no produce cambios en la potencia mecánica de la unidad. La misma puede ser programada para evitar oscilaciones de las válvulas de control o estar presentes en los actuadores



El control secundario

Opera en un margen de tiempo de entre 20 segundos y 2 minutos. Actúa en el ámbito del área de control, atendiendo a la frecuencia y al intercambio de potencia con las áreas vecinas.

El control terciario

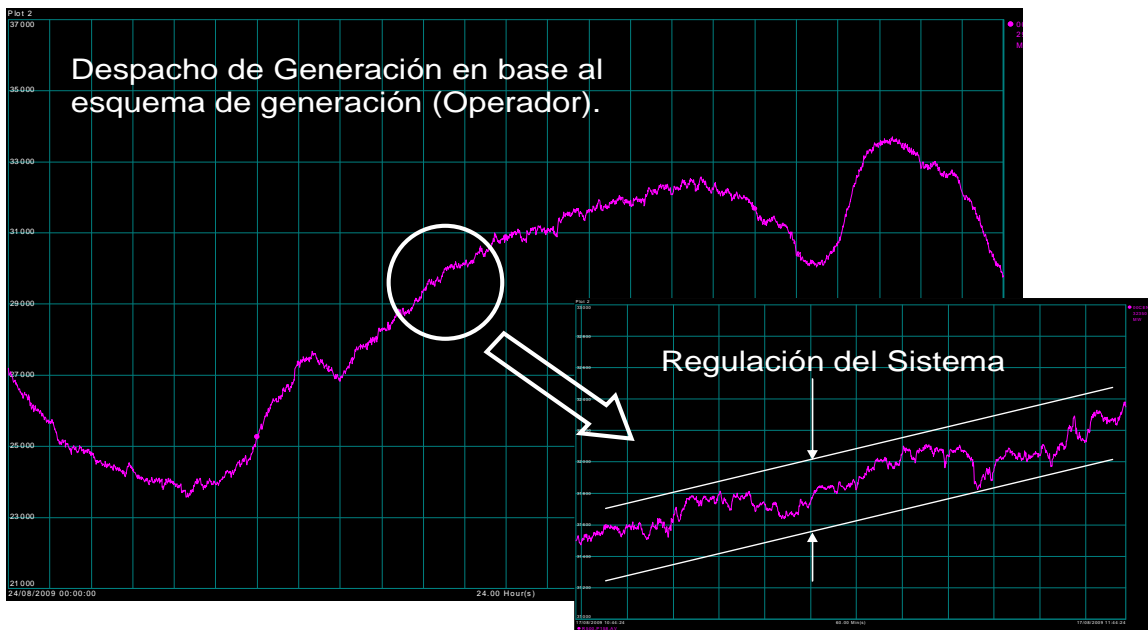
Opera en un margen de tiempo superior a 10 minutos. Actúa en el ámbito de un sistema eléctrico extenso, buscando un reparto de cargas optimizado que asegure suficientes reservas de energía.

2.1 Balance de Carga – Generación.

Balance Carga-Generación.

Las necesidades inherentes al crecimiento de los Sistemas Eléctricos de Potencia (SEP), demandan una evolución similar en las estrategias de operación y control de los mismos. El Avance en la tecnología de los sistemas EMS-SCADA, permite el manejo de la información en tiempo real, para lograr los objetivos en el control y la administración de los recursos. Los sistemas interconectados, cuentan con criterios de confiabilidad que garantice las transacciones externas previamente pactadas. Un objetivo principal de los Centros de Control, es mantener el balance Carga-Generación en el sistema interconectado. El Balance Carga-Generación en el SIN, debe mantenerse de manera continua, cualquier diferencia en este balance, ocasiona una desviación de frecuencia.

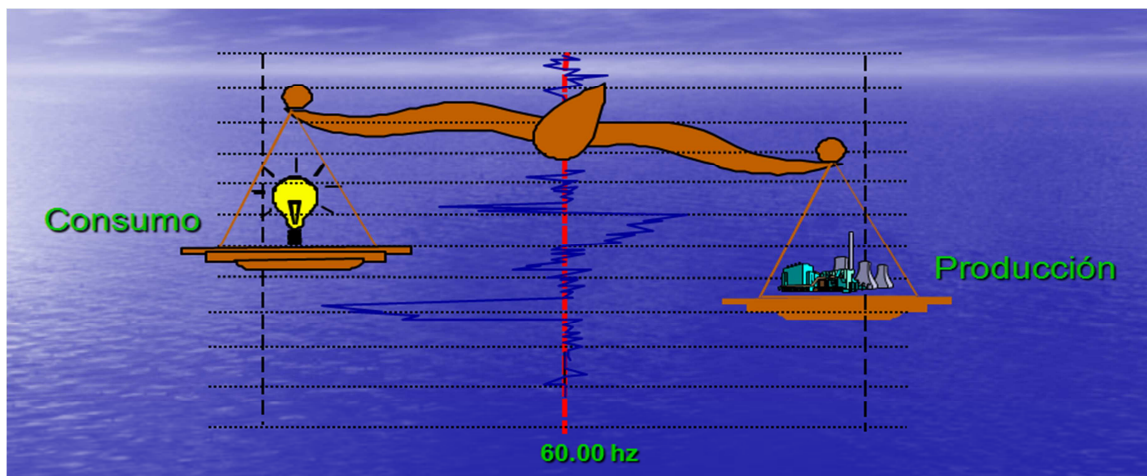
El balance carga-generación en el sistema eléctrico debe mantenerse de manera continua, cualquier diferencia en este balance ocasiona una desviación de frecuencia. Para cumplir con los requisitos de balance y corregir sus diferencias, las unidades generadoras deben ser operadas y controladas en diferentes horizontes de tiempo, de tal forma de cumplir con el consumo y regular la frecuencia del sistema.



Actualmente el balance carga-generación se realiza en diferentes etapas sucesivas, manteniendo una relación entre ellas.

- Despacho de Generación.
- Regulación del Sistema.

Balance Carga – Generación



Despacho de Generación

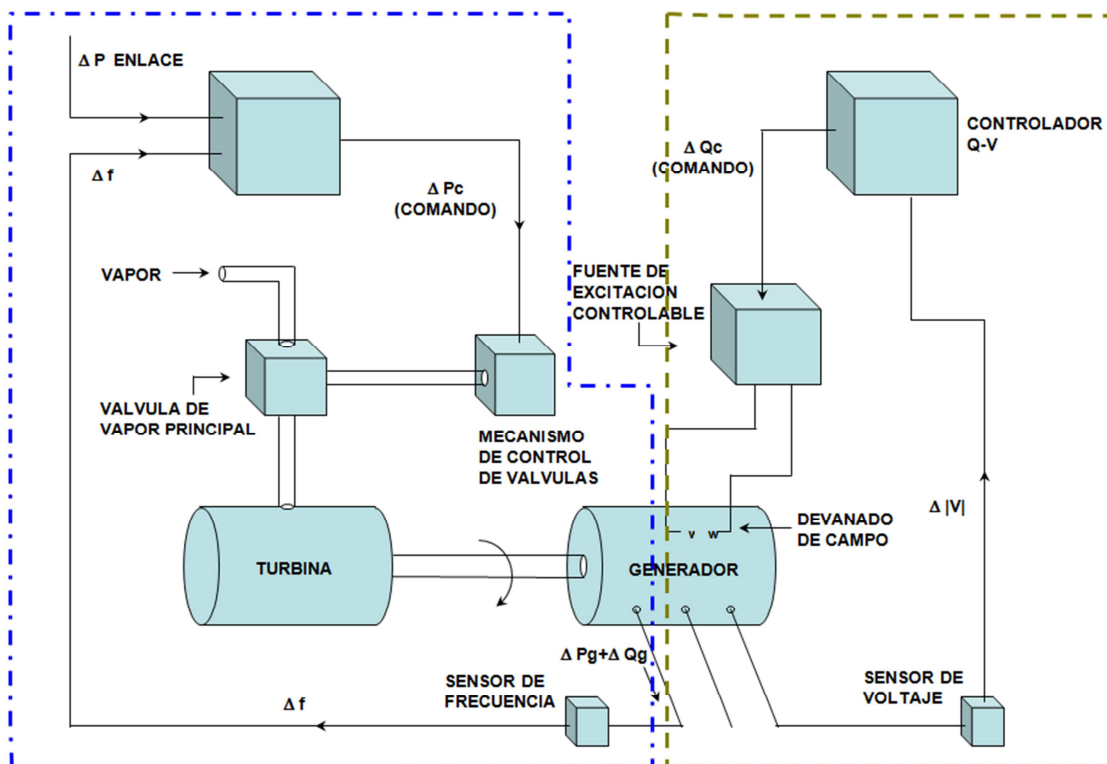
El Despacho de Generación consiste en satisfacer la demanda pronosticada del Sistema Eléctrico, cumpliendo con la asignación de generación establecido en el Esquema de Generación diario (Predespacho).

Las desviaciones que se presentan en la demanda, se cubren con los recursos de generación disponibles, no contemplados en el Predespacho diario, en base a los siguientes criterios de operación

- Estrategia Operativa Semanal.
- Curvas de Costo Incremental.
- Límites de Transmisión.

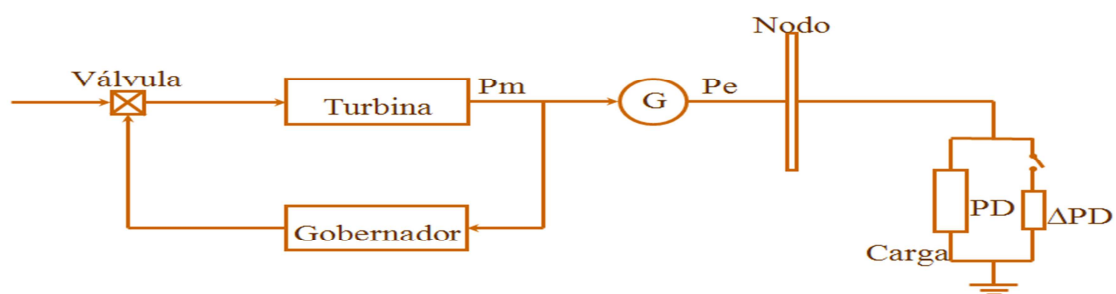
Lazos de Control

- Regulador de Voltaje (Q-V)
- Controla el voltaje terminal a través del sistema de excitación.
- Control de Frecuencia (P-f)
- Actúa a través del regulador de velocidad y de las válvulas de vapor o agua.



Análisis en el Tiempo de la Frecuencia

- Estudios Dinámicos
- Análisis y sintonización de controles
- Estudios de Estado Estable
- Característica de Regulación



El Sistema Eléctrico Nacional perturba su equilibrio de potencia cuando ocurre un disturbio en el sistema, esto ocasiona desbalance el Carga-Generación, ocasionando variaciones no deseadas a los parámetros de Tensión, Frecuencia y Potencia entregada a los usuarios, por ello al ocurrir un evento de este tipo produce una respuesta del sistema de gobernación de velocidad, corrigiendo la frecuencia estabilizándola a su nominal en la Republica Mexicana que es de 60 Hz. La respuesta del gobernador se refleja en el cambio de la posición de válvulas produciendo un nuevo par mecánico tratando de lograr el equilibrio entre potencias.

Causas que provocan el desbalance

- Carga Normal del Sistema.
- Salida/entrada de alumbrado.
- Cargas no Conformables.
- Rechazo de Carga de unidades (programados)
- Disparo de unidades generadoras.
- Desconexión de carga.

2.2 Comportamiento de la frecuencia eléctrica

Regulación del Sistema (frecuencia).

La regulación del sistema, consiste en mantener la frecuencia (resultado del desbalance carga-generación), a su valor nominal o programado. La regulación del sistema, comprende diferentes acciones.

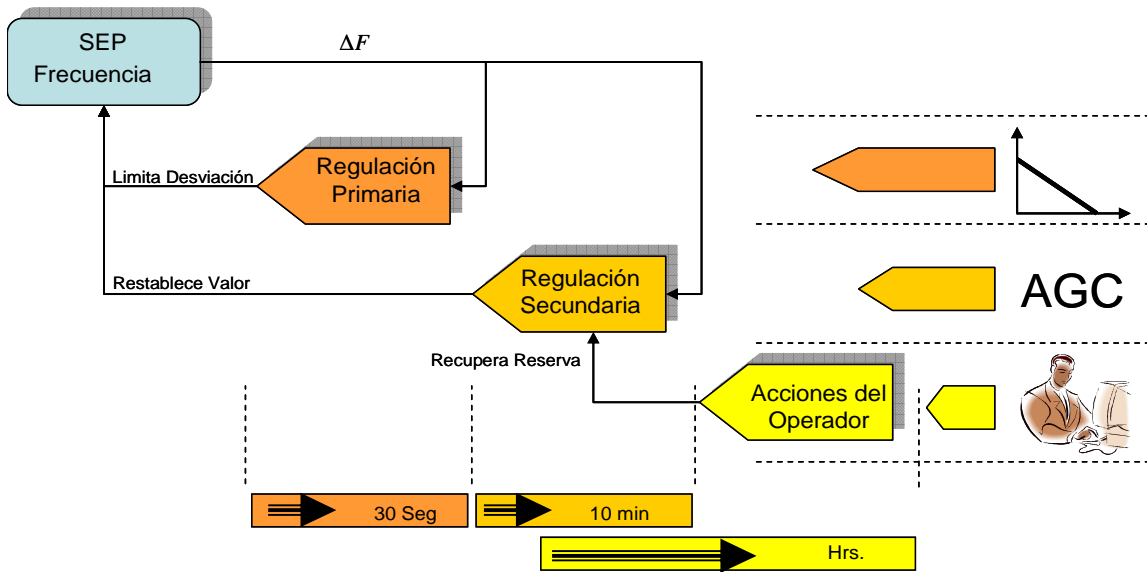
- Regulación Primaria.
- Regulación Secundaria.
- Acciones del Operador (Regulación Terciaria)

2.2.1 Regulación Primaria.

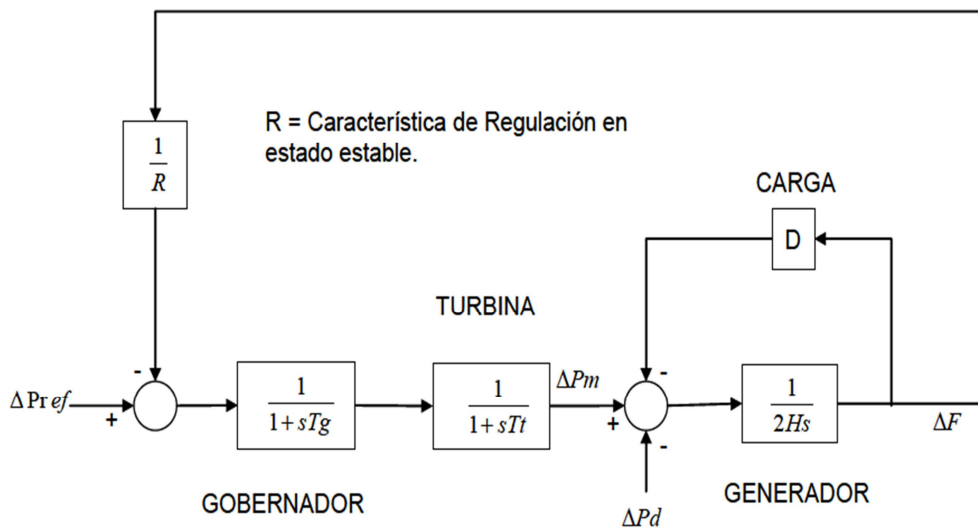
Es la respuesta natural del sistema que comprende la acción de los gobernadores de velocidad de las unidades generadoras, en función de su característica de regulación R.

El objetivo de la regulación Primaria es limitar la desviación de frecuencia en donde las válvulas de admisión de la turbina evitan la desviación de la frecuencia.

Esta regulación se basa en la respuesta natural del sistema que comprende la acción de los gobernadores de velocidad de las unidades generadoras en función de su característica de regulación en estado estable (R).

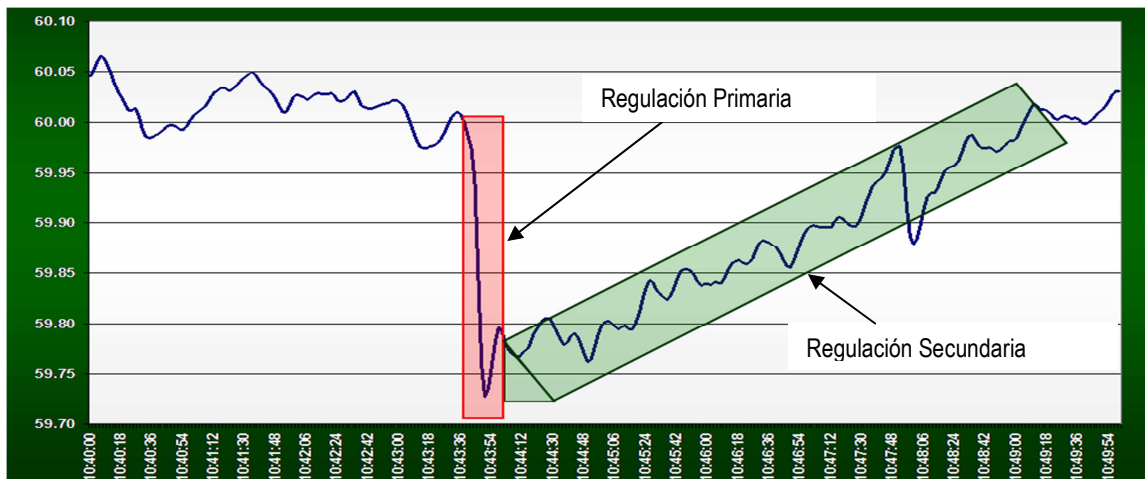


Al ocurrir una desviación de frecuencia debido a una variación en la carga, entran en acción los sistemas de control para lograr nuevamente una condición de equilibrio a un valor de frecuencia diferente a la nominal.



Cuando ocurre un disturbio, se presenta un desequilibrio entre la potencia eléctrica suministrada a la carga y la potencia mecánica que produce la turbina (primo motor), causando una desviación de la

frecuencia (ΔF). La desviación de frecuencia es detectada por el gobernador de velocidad que actúa modificando la posición de las válvulas de admisión de la turbina. Esta acción produce un cambio en la potencia mecánica.

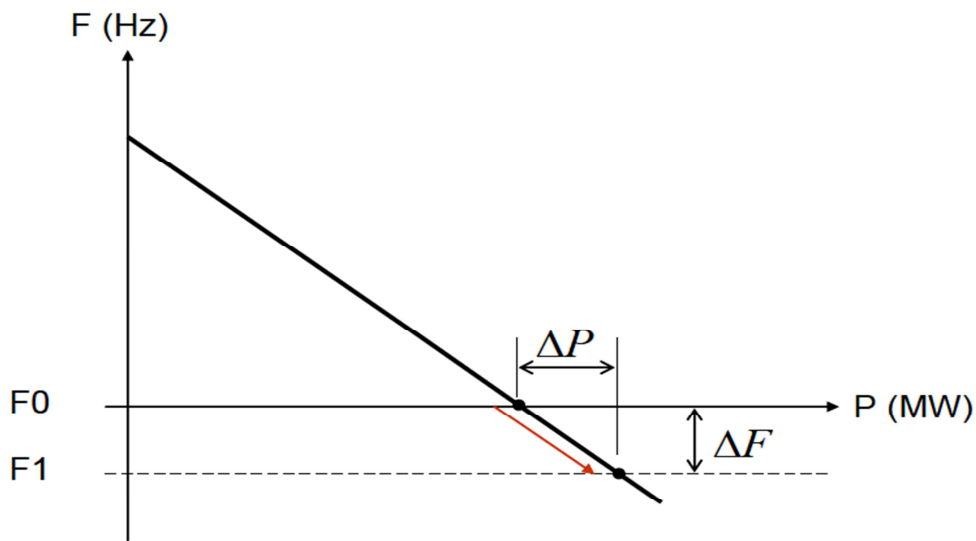


Este cambio en la potencia mecánica se aplica al rotor del generador, el cual mediante el proceso de conversión de energía, se obtiene un cambio en la potencia eléctrica a la salida del generador.

Cabe señalar que el proceso de producción de potencia mecánica en el primo motor, depende de las constantes de tiempo del gobernador de velocidad (T_g) y de la turbina (T_t).

Característica de Regulación en Estado Estable (R).

Esta característica generalmente se define con una pendiente, que ante una variación de frecuencia ΔF , la unidad responde con una variación de potencia ΔP .



$$\Delta F = -R\Delta P, \text{ por lo tanto. } R = -\frac{\Delta F}{\Delta P}$$

Donde % Regulación es =

$$\%Regulacion = -\frac{(P_{nom}) \times (F_{final} - F_{inicial})}{60 \times (P_{final} - P_{inicial})} * 100$$

Donde:

P_{nom} = Potencia Nominal

F_{final} = Frecuencia final

$F_{inicial}$ = Frecuencia inicial

P_{final} = Potencia final

$P_{inicial}$ = Potencia inicial

TABLA DE RANGOS	
ENTRE 2 Y 8%	BUENO
ENTRE 8 Y 15%	REGULAR
ENTRE 15 Y 20%	MALO
MENOS DE 2%	MALO
MAYOR DE 20%	NO REGULA

Ante una variación de carga, existe una desviación de frecuencia, el gobernador de velocidad lo detecta y modifica válvulas o compuertas para admitir más vapor o agua. Este comportamiento es automático, después de pasar por un comportamiento dinámico, la frecuencia se estabiliza en un valor diferente a la nominal. Este accionamiento del sistema de gobernación de velocidad se realiza sin modificar la posición del variador de velocidad.

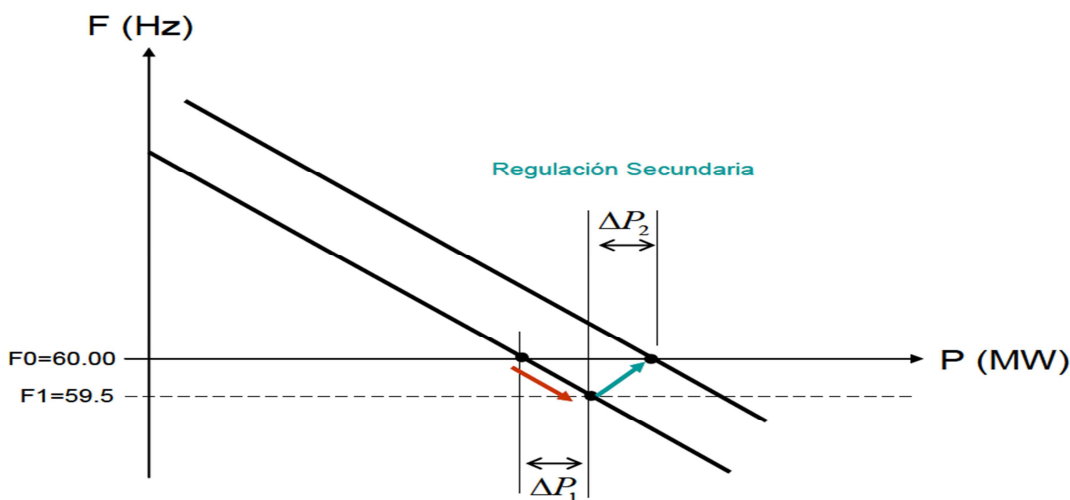
2.2.2 Regulación Secundaria.

Es la acción comandada por un control suplementario, para ajustar la referencia de potencia de la unidad generadora.

El objetivo de la Regulación Secundaria es minimizar el Error de Control de Área (ECA), manteniendo los valores de frecuencia e intercambios externos a valores programados actuando el variador de velocidad de la unidad.

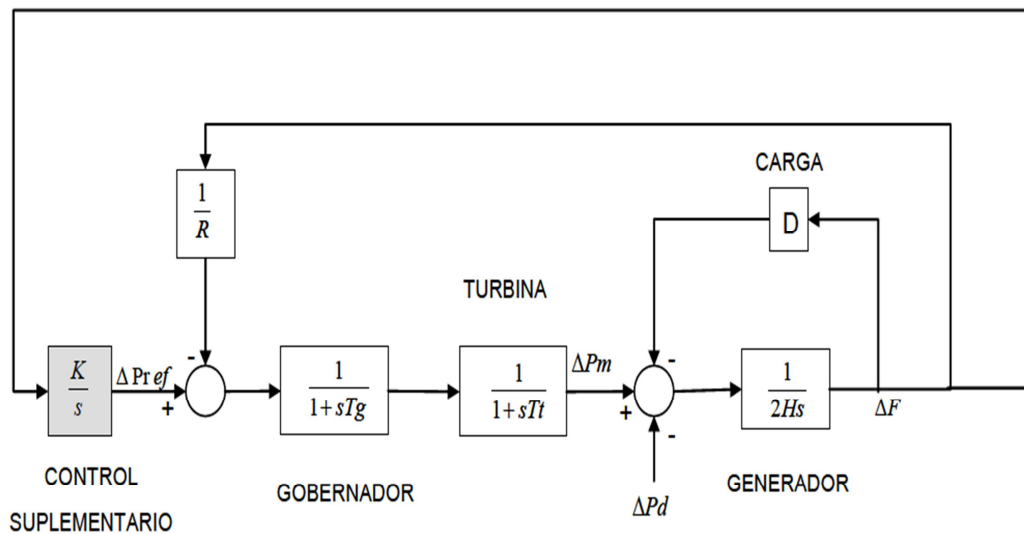
Ante desviación de frecuencia producida por una variación de carga, las unidades generadoras han incrementado su generación en función de su característica de regulación en estado estable (R%), para alcanzar una estabilización de la frecuencia a un valor diferente a la nominal. Esta acción de los gobernadores se realizó sin modificar la posición del variador de velocidad ΔP_{ref} .

Una vez que se ha obtenido un balance a un valor de frecuencia diferente a la nominal, es necesario un control complementario (o suplementario) para restablecer la frecuencia a su valor nominal, a esta acción se le denomina **Regulación Secundaria**.



En la **Regulación Primaria y Secundaria** coexisten en la operación de una unidad generadora, y son necesarias para la regulación de frecuencia en el sistema eléctrico

La acción de este control forzará la desviación de frecuencia a cero, mediante el ajuste de la potencia de referencia ΔP_{ref}



2.2.3 Regulación Terciaria.

Es la acción manual del operador del centro de control para complementar el control, que por criterios de reserva o insuficiencia de la regulación primaria y secundaria, no se llega al objetivo.

La regulación terciaria consiste en utilizar los recursos que se tienen establecidos como reserva operativa (Rodante (No AGC) y Fría), para reemplazar de manera económica la reserva de regulación, que previamente se hizo efectiva para el control de frecuencia.

Uno de los Objetivos de la Regulación Terciaria, es mantener una reserva de regulación (AGC) disponible, para el control de frecuencia.

Las acciones manuales del operador del sistema debe realizarse en un periodo no mayor a 15 min. (posterior a un evento). Típicamente la regulación terciaria se ejecuta después de la regulación secundaria.

Algunas acciones de regulación terciaria.

- Redistribución de generación.
- Conexión/Desconexión de unidades
- Reprogramación de intercambios.
- Modificación del punto de operación en unidades operando en modo Manual

Nota: La reserva terciaria, debe utilizarse en un tiempo máximo de 15 minutos, para el restablecimiento de la banda de reserva de regulación (secundaria).

Nota: El operador del Centro de Control, debe activar la reserva terciaria inmediatamente en caso que no haya suficiente reserva secundaria disponible, con el fin de liberar nuevamente la reserva de regulación.

2.2.4 Tipos de Reserva

Clasificación de Reserva.

La clasificación de reserva en el subsistema, están definidos para diferentes niveles, Unidades generadoras, Plantas, Zonas, Áreas y Sistema.

El cálculo de las diferentes reservas se asocia a un periodo de tiempo (primario, secundario), que es el tiempo en el cual se hace efectivo estas reservas. Actualmente se tiene definido el tiempo primario T1= 3 Min., y el tiempo secundario T2 = 20 Min., estos tiempos aplican para los diferentes tipos de reserva.

Los requerimientos de reserva (regulación y rodante) son definidos a nivel Zonas de forma manual por el operador del centro de control, y el AGC verifica y alarma cuando no se cumple con este requerimiento.

Reserva Fría: Es la cantidad expresada en MW resultante de las unidades generadoras disponibles y que no se encuentran conectadas al sistema.

Modo de Control	Cálculo de reserva Fría	Reserva Fría
Disponible	SI	Máxima Capacidad.
No Disponible	NO	0.0

Reserva Rodante: Es la cantidad expresada en MW de la diferencia entre la capacidad rodante y la demanda del Sistema Eléctrico en cada instante.

Tipos de Reserva Rodante:

Reserva Rodante Subir: Es la reserva para subir que se tiene disponible en las unidades sincronizadas al sistema, el cálculo de esta reserva es en función de los límites de regulación, la rampa y los tiempos primario y secundario.

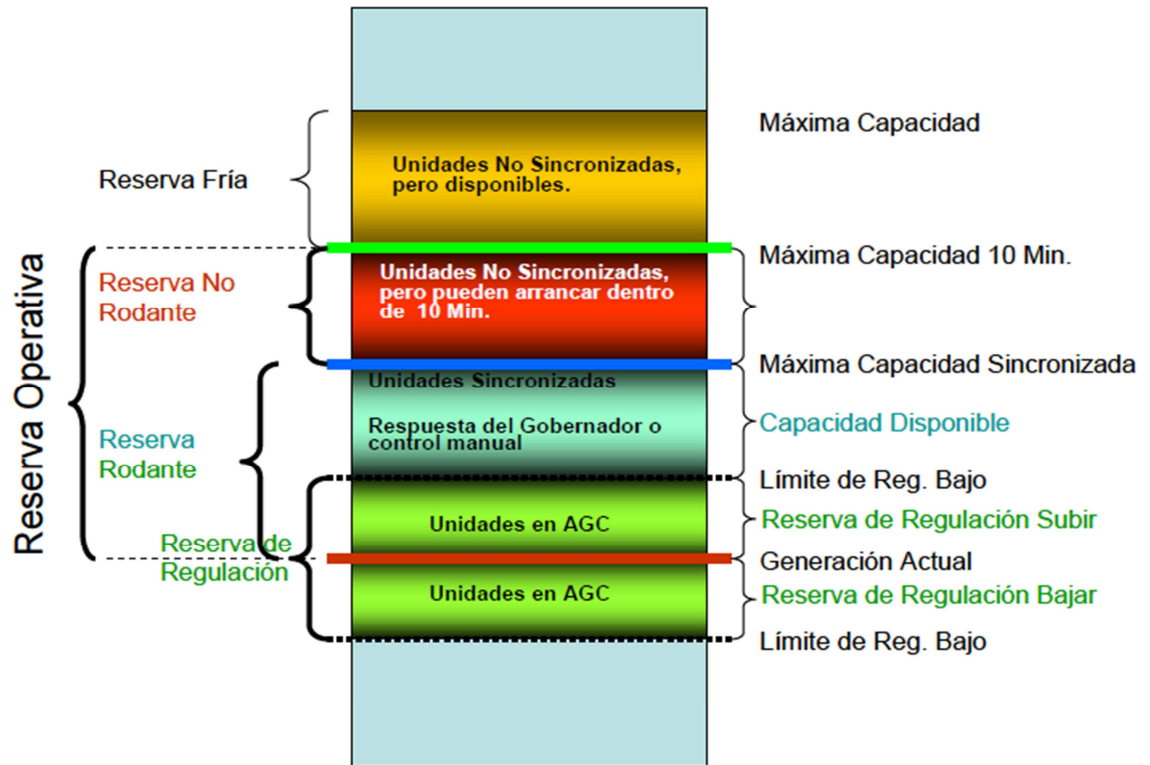
$$RES\ RODSUBIR = \text{Mín}((\text{Lím AltoReg} - \text{Gen Actual}), (\text{Rampa} * T1))$$

$$RES\ RODSUBIR = \text{Mín}((\text{Lím AltoReg} - \text{Gen Actual}), (\text{Rampa} * T 2))$$

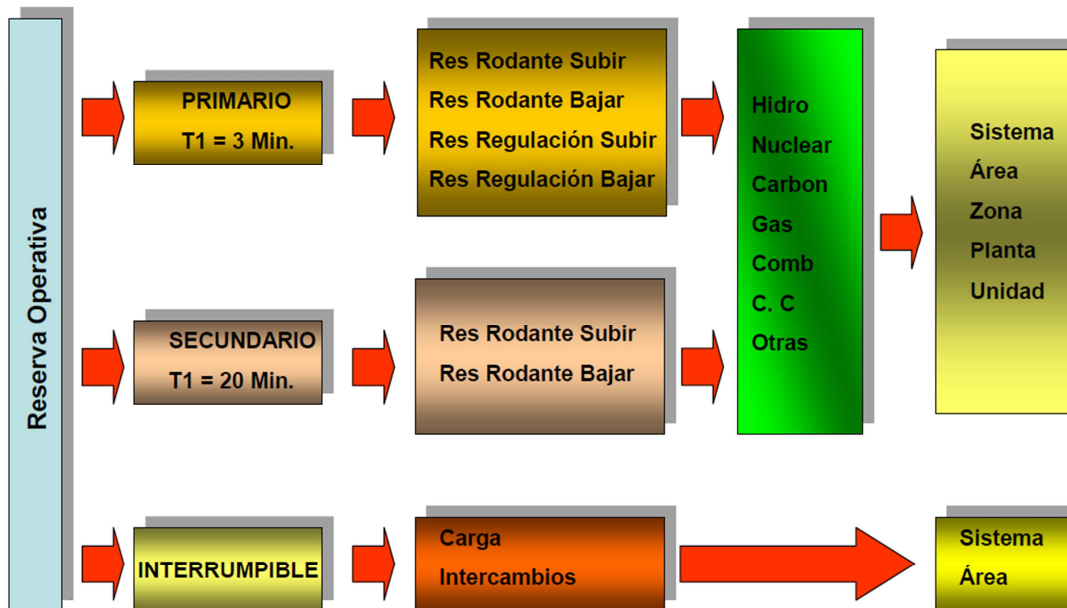
Reserva Rodante Bajar: Es la reserva para bajar que se tiene disponible en las unidades sincronizadas al sistema, el cálculo de esta reserva es en función de los límites de regulación, la rampa y los tiempos primario y secundario.

$$RES ROD BAJAR = \text{Mín}((\text{Gen Actual} - \text{LímBajoReg}), (\text{Rampa} * T1))$$

$$RES ROD BAJAR = \text{Mín}((\text{Gen Actual} - \text{Lím BajoReg}), (\text{Rampa} * T2))$$

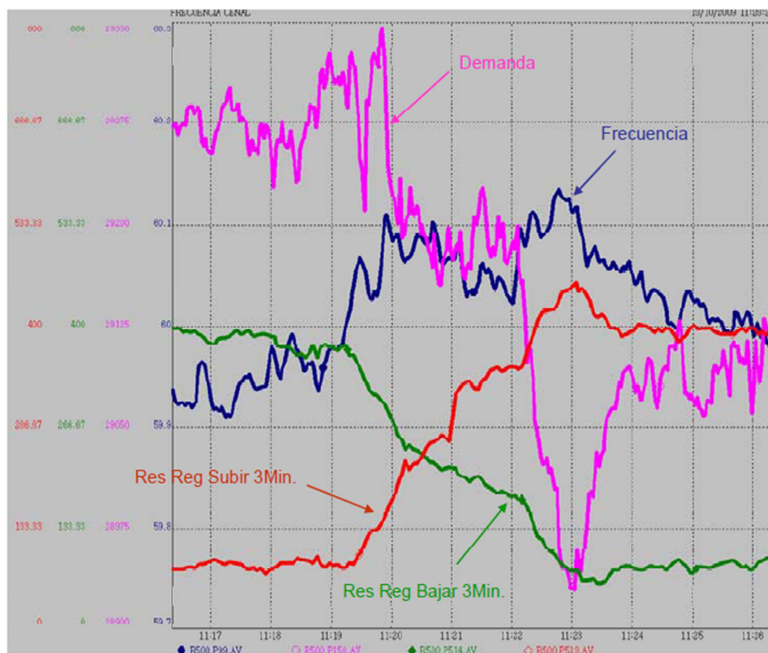


Reserva Operativa: Es la reserva rodante del área más la generación que puede ser conectada en un periodo de tiempo determinado (10 minutos normalmente), mas la carga que puede ser interrumpida dentro del mismo periodo de tiempo.



Función de la Reserva de Regulación en el sistema.

La regulación secundaria del sistema se realiza a través de las unidades que se encuentran bajo control del AGC, en algún modo de control regulable, estas unidades para poder realizar las acciones de control, deben contar con suficiente reserva de regulación (Subir/Bajar).



2.3. Despacho de Carga

Reglas de Despacho Económico

El despacho económico consiste básicamente en designar la cantidad de potencia que debe suministrar cada generador para satisfacer una condición de demanda minimizando los costos de generación del sistema eléctrico.

El costo de producción de cada unidad de generación en donde se incluye el costo de cualquier insumo variable que dependa de la potencia de salida de generador.

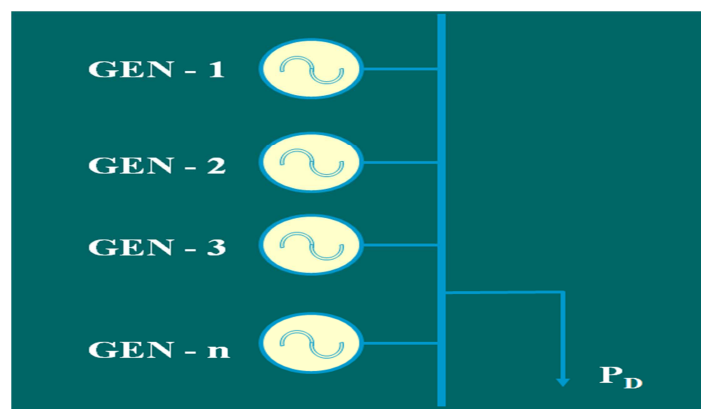
- Combustible
- Agua
- Lubricantes

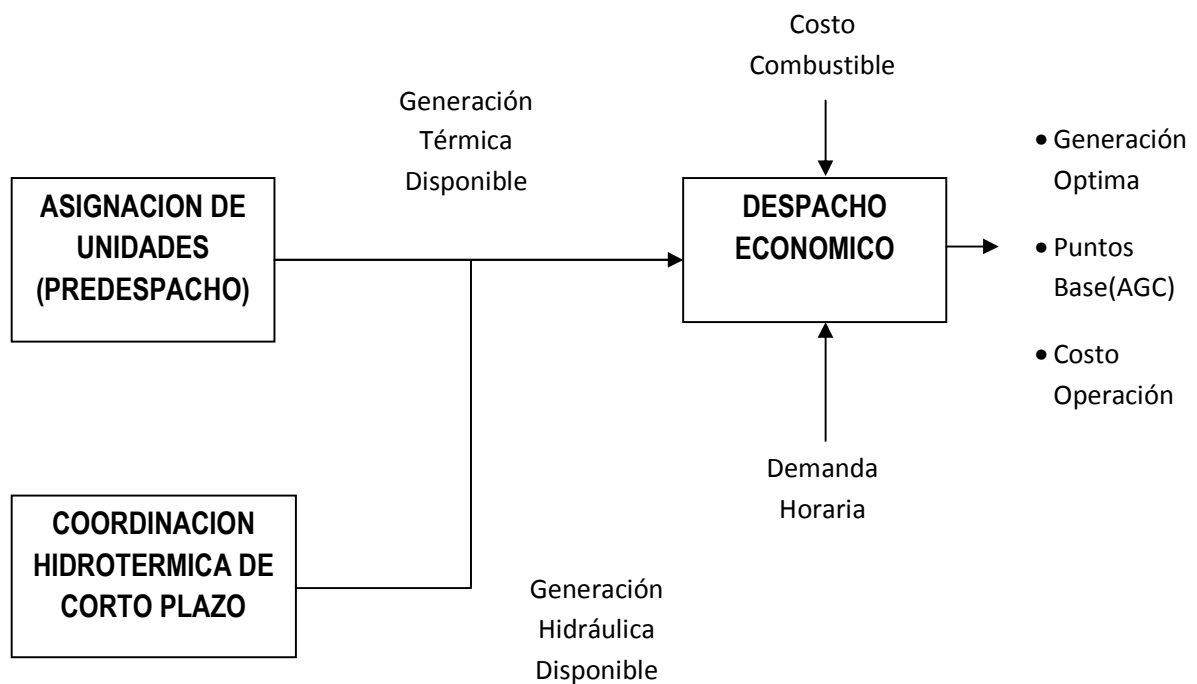
Son las condiciones necesarias que se deben cumplir para encontrar una solución óptima y factible.

- Demanda de potencia
- Límites físicos de los generadores
- Reserva rodante
- Velocidad de cambio de generador

Otras:

- Restricciones de transmisión
- Límite de Voltaje y Potencia Reactiva





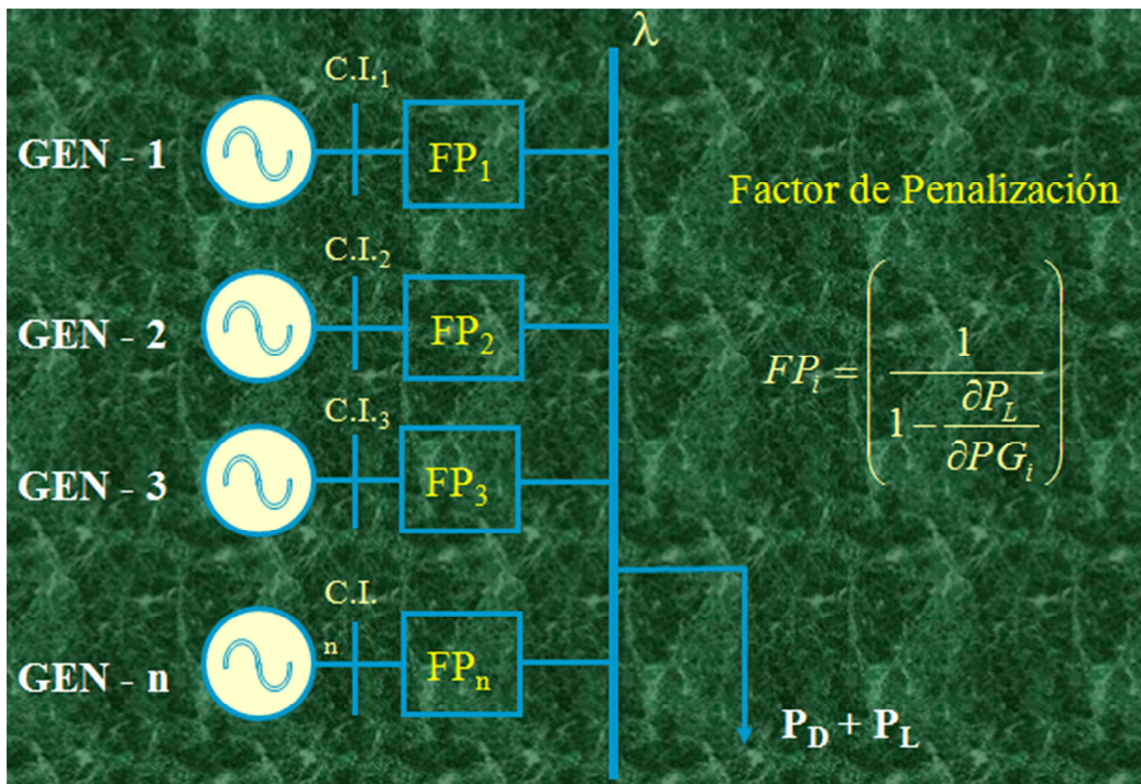
El despacho económico es un procedimiento que trata de encontrar el mejor despacho de generación de unidades térmicas para una condición de demanda.

Para operar a costo mínimo es necesario que todas las unidades operen al mismo costo incremental.

CONDICIONES QUE EVITAN OPERAR A MISMO COSTO INCREMENTAL

- Costo incremental a potencia mínima del generador por arriba del costo incremental del sistema
- Costo incremental a potencia máxima del generador por abajo del costo incremental del sistema
- Funciones de costo lineales
- Decrementos en capacidad en potencia máxima por falla en equipos auxiliares
- Límite en la velocidad de cambio de la potencia de salida del generador
- Consumo de combustibles limitados por cantidad o por emisiones de contaminantes

Perdidas (Factor de Penalización)



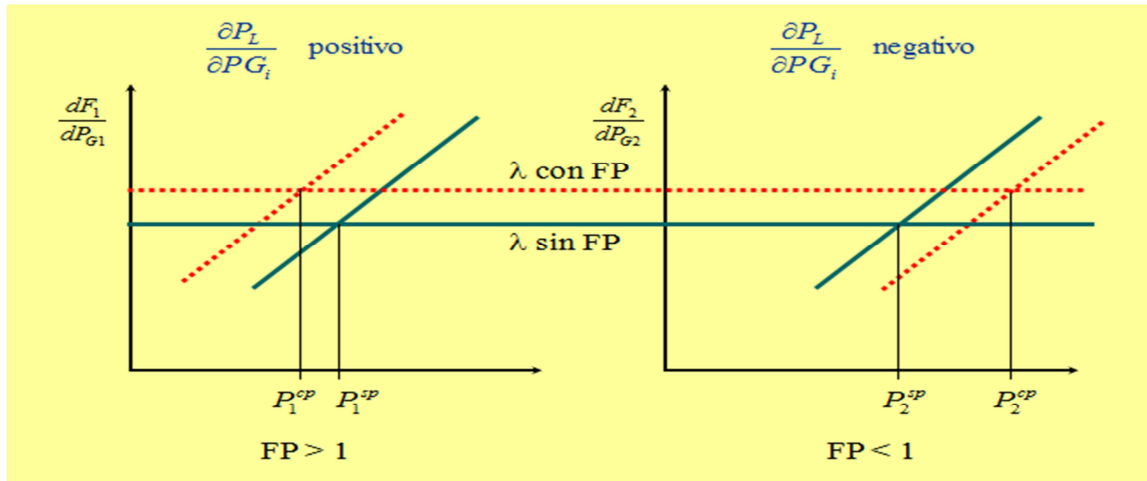
Factor de Penalización: Modifica el costo incremental de la unidad para incluir el efecto de la red de transmisión en terminales del generador.

$$FP_i = \left(\frac{1}{1 - \frac{\partial P_L}{\partial P_{G_i}}} \right)$$

Pérdidas Incrementales: Representan el efecto en pérdidas totales con respecto a una inyección nodal (generación).

$$\frac{\partial P_L}{\partial P_{G_i}}$$

Despacho Económico con Pérdidas



- Para cumplir con las condiciones de optimalidad es necesario operar a un mismo costo incremental.
- El efecto de las restricciones impide operar a un mismo costo incremental teniendo un aumento en costo con respecto a la condición óptima.
- El efecto de las pérdidas incrementales penaliza las funciones de costo incremental de cada unidad.

En el despacho económico con pérdidas el objetivo es minimizar el costo considerando el efecto de las pérdidas de transmisión.

En despacho con pérdidas el costo incremental es diferente en todos los nodos del sistema.

El Despacho Económico es un procedimiento que asigna la generación de manera económica para cumplir con las restricciones.

Usos del despacho económico

- Costo Incremental del Sistema para los tres diferentes Despachos.
- Puntos Base Económico de la unidad.
- Costo Incremental de unidad.
- Costo de operación y mantenimiento.

- Costo de Combustible por Unidad.
- Consumo de Combustible por Unidad.
- Costos acumulados de combustible (hora actual y Hora previa)
- Costos de producción por unidad (Actual y económico).
- Costo de producción acumulado por unidad (hora previa y hora actual).
- Costo de producción por planta.
- Consumo de combustible por planta.

Despacho de Carga

La carga en un cierto instante de tiempo puede suministrarse en una variedad de maneras. La asignación de unidades y su salida de potencias activa y reactiva es un problema conocido como despacho óptimo.

En este subtema se menciona que en un sistema eléctrico de potencia puede satisfacer la demanda durante un día. La carga base la integran los generadores que operan a un 100% de su capacidad sobre una base de 24 horas. Los generadores intermedios o controlables están conectados al sistema durante casi todo este periodo de tiempo, pero no necesariamente a plena carga. Las unidades de pico son mantenidas conectadas en el sistema únicamente durante unas pocas horas todos los días. La capacidad de reserva se requiere para enfrentar situaciones de emergencia (incrementos de carga no previstos o salidas repentinas de generación. A continuación, se describe el tipo de unidades de generación que cubren cada una de los bloques de demanda de la curva horaria.

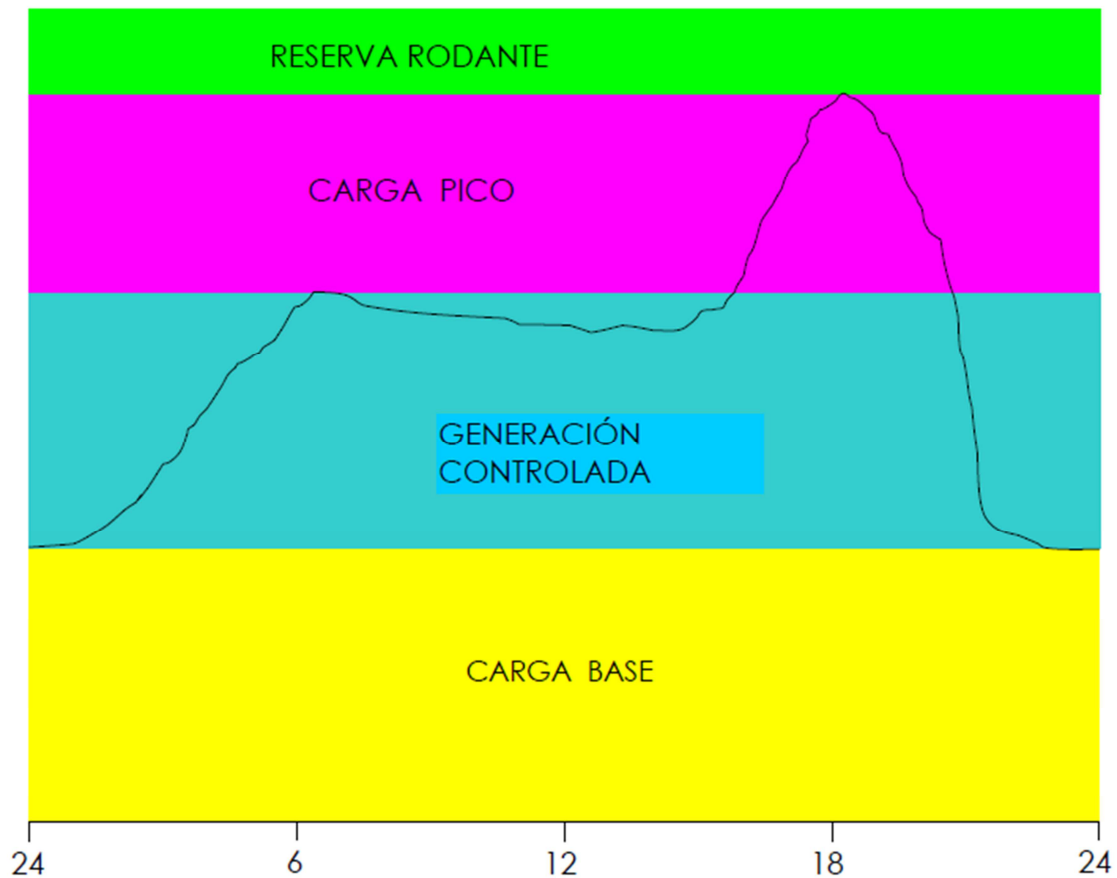
Unidades de Carga Base. Las unidades nucleares típicamente caen dentro de esta categoría.

Debido a la necesidad de mantener los reactores nucleares y el sistema de vapor en un balance térmico, es deseable mantener la potencia de salida de estas unidades a un nivel constante tanto como sea posible. Adicionalmente, las grandes unidades generadoras termoeléctricas basadas en carbón o combustóleo, normalmente se mantienen en puntos de operación constantes.

Unidades Intermedias. Cuando la salida de potencia debe regularse, las turbinas hidráulicas son la selección más conveniente. La potencia de salida de un hidrogenerador se controla simplemente cambiando el flujo de agua a través de la turbina. No todos los sistemas eléctricos cuentan con este recurso y deben usar unidades termoeléctricas. Debido a las constantes de tiempo del sistema térmico, normalmente es necesario regular tales unidades a sus valores especificados, es decir, a los valores máximos expresados en MW/minuto a los cuales el nivel de potencia puede cambiarse.

Unidades Pico. Generadores con turbinas de gas pueden tomar carga muy rápidamente y son usadas para propósitos de satisfacer los incrementos rápidos de demanda que ocurren durante el periodo de carga pico. Sin embargo, estas unidades tienen costos de producción mayores y son de relativa baja capacidad, de modo que no son usadas durante los periodos de carga intermedia (media) o base. Además, los hidrogeneradores son una excelente opción para satisfacer los incrementos de carga durante el periodo pico.

Unidades de Reserva. El margen requerido de generación puede consistir de generadores que tengan sus potencias de salida por debajo de sus nominales, de modo que mantengan una capacidad adicional sincronizada (rodante). Adicionalmente, puede considerarse los casos en que unidades generadoras puedan sincronizarse en lapsos de tiempo de algunos minutos (10 por ejemplo).



El costo de la energía, expresado en unidades monetarias por MWh, varía ampliamente entre los distintos tipos de unidades. Las unidades pico son las más costosas, debido a que, en promedio, tienen un factor de planta bajo. Si un sistema, mediante la administración de su demanda, puede disminuir el pico, puede posponerse por algunos años la necesidad de la adquisición de unidades para satisfacer la demanda pico.

El sostenimiento de una combinación adecuada de unidades generadoras es un requisito muy importante en cualquier sistema eléctrico de potencia. El problema no se debe únicamente a satisfacer la demanda horaria, sino que además debe considerarse que todas las unidades de generación deben desconectarse del sistema para su mantenimiento y, en el caso de las unidades

nucleares, para reabastecerlas de combustible. El éxito de la operación de un sistema eléctrico de potencia depende altamente de la capacidad para satisfacer la carga no únicamente durante un periodo de corto plazo (días), sino además para horizontes de tiempo más amplios como pueden ser estacionales y anuales, sobre todo en sistemas eléctricos de potencia donde la demanda crece constantemente, característica común en todos los países en vías de desarrollo.

En base al Predespacho diario del día y las condiciones predominantes en la Operación de tiempo real en el Sistema Eléctrico, el seguimiento se hace hasta asignar la generación mostrada en el mismo para la hora en ejecución, pero una vez completada, las desviaciones se cubren con los recursos de generación disponibles, no contemplados en el Predespacho diario en base a los siguientes criterios de Operación:

- Estrategia Operativa Semanal
- Curvas de Costo Incremental de las Unidades
- Límites de Transmisión Mensuales”

COORDINACION DEL DESPACHO DE CARGA

Importancia de la Planificación y Programación de la Operación

La operación económica óptima junto con la planificación de los sistemas de generación y transporte siempre ha ocupado en forma creciente un rol muy importante por las implicancias económicas en costos de combustibles que requiere esta industria, principalmente en aquellos países que deben importar grandes cantidades. Al aspecto económico debe sumarse el hecho de que los combustibles fósiles no son renovables y las crisis históricas referidas a las escaladas de precios de los mismos. Téngase presente que un pequeño porcentaje representa importantes valores absolutos de dinero y que en los últimos tiempos el concepto del déficit de energía es cuantificado con valores varias veces superior al de la energía suministrada.

El Problema de la Programación Óptima de la Operación

El suministro con mínimo costo de la energía eléctrica requerida por los consumidores, respetando además todas las restricciones técnicas, requiere la realización de múltiples tareas de planificación. La tarea global involucra tanto la planificación de la expansión del parque de generación y de la red de transmisión como la programación óptima de la operación. El criterio económico seleccionado para calcular la programación óptima de la operación se puede representar matemáticamente por una función objetivo (F.O.) tal como la expresada en la ecuación.

$$**F. O. = \Sigma (Costo Operación + Costo Falla) \Rightarrow \text{Mínimo}**$$

Para el sistema ya definido y dado que la energía eléctrica no es almacenable en grandes cantidades en forma económica, la operación debe ser adecuadamente planificada. La programación de la operación involucra la toma de una serie de decisiones tendientes a definir de entre las unidades generadoras disponibles: cuales, en qué período de tiempo y con qué potencias deben ser puestas en servicio, de manera de suministrar con mínimo costo la energía eléctrica requerida por los usuarios. La resolución del problema global de la planificación de la operación requiere la subdivisión en tareas parciales.

Dado el acoplamiento existente entre los diferentes niveles de solución, el tratamiento en etapas del problema global, proporciona una muy buena aproximación. Considerando que los resultados de cada subproblema son utilizados como datos de entrada y/o restricciones para la solución del subproblema siguiente, se puede esperar que la solución alcanzada estará muy cercana a la solución óptima.

La definición del plan óptimo de mantenimiento del parque de generadores representa una compleja tarea de optimización. Los diferentes procedimientos de solución que han sido desarrollados, pueden clasificarse en general en dos grupos, según sea el objetivo considerado. Por una parte

están los procedimientos que optimizan la potencia total de reserva y por otro los procedimientos que tienen como objetivo la minimización de los costos totales de operación. Los ciclos de mantenimiento de cada unidad generadora son dependientes de la antigüedad de la misma y varían según el tipo de central.

FUNDAMENTOS

La programación del despacho de carga requiere la equiparación de los pronósticos de disponibilidad de generación (incluyendo reservas) con los de demanda.

Son sus objetivos:

- a) Satisfacer las demandas de potencia y energía eléctrica proyectadas con márgenes operativos adecuados en la generación.
- b) La programación de la salida de servicio de instalaciones de generación y transmisión tomando en cuenta la operación económica y estable del SEN
- c) La optimización de la generación hidrotérmica, tomando en cuenta restricciones operativas, contratos de compra –venta de energía eléctrica, de combustibles, y consideraciones ambientales, condiciones hidrológicas y las necesidades y los usos múltiples del agua.
- d) Ayudar a la identificación y solución de problemas operativos.

A medida que se vayan estableciendo las normas de coordinación comercial con los países limítrofes se adecuará el contenido del presente capítulo a fin de prever el despacho conjunto de unidades generadoras.

Programación de Largo Plazo

Antes de la finalización de cada Año Estacional, se efectúa la programación indicativa de la operación correspondiente al Año Estacional siguiente. Incluirá la siguiente información:

- a) Valores mensuales de generación y demanda.
- b) Programa de Mantenimiento Mayor de unidades generadoras e instalaciones de transporte de energía.

- c) Operación mensual de los embalses, considerando restricciones ambientales y usos múltiples del agua, detectando y cuantificando los riesgos de vertimiento y de escasez de la oferta hidroeléctrica.
- d) Proyección de los precios medios ponderados de la energía por banda horaria.
- e) Estimación de energía no suministrada.
- f) Asignación de energía a los generadores con contratos a los que se refiere el artículo 40 del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista.
- g) Determinación de restricciones permanentes en el sistema de transporte.
- h) Asignación de márgenes adecuados de reservas operativas según los criterios establecidos.
- i) Cálculo de las curvas de valor del agua de las centrales hidroeléctricas con embalse y valores de agua previstos, con detalle mensual para el período correspondiente.
- j) Determinación de los Costos variables de generación de cada generador térmico, que será igual a los registrados por el estudio para esa misma semana doce (12) meses antes, más un ajuste que resulte de las hipótesis de variación de precios de combustibles relacionadas con los Precios de Referencia de combustible y el comportamiento esperado de dichos combustibles en el mercado utilizado como referencia.

El **despacho de carga** programará la operación del sistema de manera de obtener el mínimo costo de operación para satisfacer la demanda prevista, tomando en cuenta las restricciones operativas del Sistema Eléctrico Nacional, contratos de compra - venta de energía y criterios de calidad del servicio, utilizando para ello modelos de planificación para la planeación de un uso eficiente y práctico de generación y costo del país.

Simultáneamente identificará las restricciones y topologías más adecuadas del Sistema Eléctrico Nacional con base en estudios de flujo de cargas, cortocircuito y estabilidad transitoria.

Bases de Datos. Las Bases de Datos que utilizados para la programación, coordinación, despacho, asignación de servicios complementarios, cálculo de precios, liquidaciones y análisis de fallas y resultados de la programación, serán auditables a requerimiento de un Agente, Estarán a disposición de los Agentes, Usados por un **Centro de Control** encargado del mismo.

Base de Datos para Monitoreo del Mercado Mayorista. El centro de Control deberá coordinar y poner a disposición Agentes y Grandes Usuarios Participantes la Base de Datos y modelos matemáticos correspondientes a los procesos de programación.

La información proporcionada por los Participantes y los resultados de cálculo efectuados por el Centro de Control se usará para la Programación de Largo Plazo, Programación Semanal y Despacho Diario, serán confidenciales hasta la publicación de la programación correspondiente.

A más tardar tres meses antes del inicio de cada Año Estacional, el **Centro de Control** deberá contar con la declaración de cada uno de los Participantes que contenga la siguiente información relativa al Año Estacional siguiente:

a) Generadores:

- I. Adiciones o retiros de unidades de generación y planes de Mantenimiento Mayor
- II. Modificaciones en los valores incluidos en la Base de Datos para cada una de las unidades generadoras
- III. Para unidades térmicas: disponibilidad y programa de abastecimiento de combustibles, metodología para cálculo de costos variables de generación, asociados al combustible, costos de operación y mantenimiento, costos de arranque y parada de las máquinas y las eficiencias correspondientes a las mismas; así como otros que sean necesarios de acuerdo a las características de la unidad y los coeficientes representativos de la variación de eficiencia en función del nivel de carga de la máquina para condiciones de operación forzada. La metodología de cálculo de costos variables de generación no podrá ser modificada durante el año y será función de parámetros que afectan los costos de producción. La metodología declarada deberá ser expresada como una fórmula y deberá incluir todas las explicaciones correspondientes, incluyendo las condiciones en las que pueden variar los parámetros distintos al costo de combustible, expresados en la fórmula de cálculo declarada en la metodología, para que el Centro de Control pueda realizar los cálculos.
- IV. Para centrales hidroeléctricas: potencia disponible, costos de operación y mantenimiento, pronósticos de caudales entrantes y caudales mínimos por requerimientos ambientales o de

usos diferentes del agua, aguas abajo. Además, las centrales con embalse de regulación anual también deberán declarar la metodología para la determinación de su energía semanal disponible y por lo menos uno de los tres parámetros siguientes:

- V. El volumen de agua almacenado, el nivel del embalse o el total de energía disponible en su embalse. La metodología de cálculo para determinar las energías semanales disponibles de centrales hidroeléctricas con embalse de regulación anual, se establecerá en la programación de largo plazo, no podrá ser modificada durante el año y su objetivo deberá ser la minimización del costo total de operación del sistema en su conjunto.
- VI. Para centrales generadoras basadas en recursos renovables no hidráulicos, sus respectivos costos de operación y mantenimiento y la metodología para el cálculo del costo variable de generación. Además:
- VII. Para las centrales térmicas que utilicen como combustible la biomasa u otros combustibles renovables, disponibilidad mínima de combustibles y programa de abastecimiento de combustibles.
- VIII. Para las centrales eólicas, los datos históricos de la velocidad del viento, medidas a la altura de las aspas del generador de por lo menos 5 años anteriores, los rangos de velocidad del viento con los que puede generar cada unidad de la central generadora, toda la información necesaria para la estimación de su energía y la información de las características técnicas de los equipos para compensación de potencia reactiva que utilicen.
- IX. Para las centrales geotérmicas, la cantidad de energía prevista y los datos históricos de la producción de vapor de sus pozos de por lo menos 5 años anteriores.

b) Los **Distribuidores y los Participantes Consumidores** no vinculados a redes de Distribución:

Proyecciones de demanda mensuales totales por punto de conexión al Sistema Eléctrico Nacional y los cambios o adiciones de puntos de conexión. Las proyecciones deberán incluir:

1. Energía mensual

2. Potencia activa máxima mensual y potencia reactiva coincidente a la hora de máxima demanda del Sistema Eléctrico Nacional; el Centro Control informará la hora de máxima demanda del Sistema Eléctrico Nacional.
3. Potencia activa mínima mensual y potencia reactiva coincidente a la hora de mínima demanda del Sistema Eléctrico Nacional; el **Centro de Control** informará la hora de mínima demanda del Sistema Eléctrico Nacional.
4. Curvas de carga típicas, para días hábiles, fin de semana y feriados a nivel mensual.

c) Transportistas:

Planes de Mantenimiento Mayor, así como todos los demás mantenimientos de las instalaciones y equipos de transmisión que, de acuerdo a los estudios eléctricos realizados por el Centro de Control, afecten la capacidad de transporte, la calidad del servicio del sistema eléctrico o representen desconexión de generación que reduzca las reservas a niveles de riesgo. También deberán informar los cambios de topología de la red y adiciones o retiros de equipos principales que pudieran modificar permanentemente la capacidad de transporte de energía o la calidad del servicio en el sistema de transmisión.

La declaración de los planes de mantenimiento mayor se debe incluir como mínimo:

1. Identificación de la(s) unidad(es) generadora(s), equipo(s) de subestación o línea(s) de transmisión involucrados
2. En el caso de unidades de generación, cuando corresponda, la fórmula para la determinación de las horas equivalentes de operación en base a las horas de operación efectivas y los arranques y paradas que tuvo dicha unidad; si el responsable no proporciona la fórmula, el Centro de Control calculará las horas equivalentes de operación con la información disponible.
3. Potencia afectada
4. Causas del retiro de servicio
5. Duración esperada de la salida de servicio

6. Fecha estimada de comienzo
7. Fecha más temprana y más tardía de inicio del mantenimiento

Declaración de Demanda Interrumpible.

El usuario podrá declarar su demanda como Demanda Interrumpible de largo plazo asegurando el retiro de su demanda durante períodos prolongados y al precio que requiera, en la medida que el Centro de Control lo habilite a proveer el Servicio Complementario de Demanda Interrumpible. Para ello, a más tardar tres meses antes del inicio del Año Estacional, el usuario deberá contar con la habilitación del Centro de Control para proveer el Servicio Complementario de Demanda Interrumpible.

La información que debe presentar el usuario con Demanda Interrumpible es la siguiente:

- a) Su habilitación como usuario con Demanda Interrumpible.
- b) Potencia que ofrece interrumpir.
- c) Bloques de desconexión de carga de la potencia que ofrece interrumpir.
- d) Tiempo de aviso previo requerido para interrumpir su demanda, el cual no podrá ser inferior a 30 minutos, ni mayor a una (1) hora.
- e) Periodo de tiempo que dura la condición de interrumpibilidad declarada, la cual no podrá ser inferior a un Año Estacional.
- f) Mecanismos implementados para verificar y hacer efectiva la interrupción de carga.

- g) Equipamiento para efectuar la interrupción de carga, local y remota.

Los precios de Demanda Interrumpible ofertados para la Programación de Largo Plazo no podrán ser modificados a lo largo del Año Estacional correspondiente.

El Centro de Control revisará la información recibida con el objeto de validarla para su utilización en la Programación de Largo Plazo (PLP).

Si el Centro de Control detecta inconsistencias en sus procesos de validación, solicitará justificación al Participante correspondiente y/o le sugerirá las modificaciones justificadas que considere pertinentes. Si no llegan a un acuerdo, el Centro de Control utilizará la información proporcionada por el Participante bajo su responsabilidad, pero dejará constancia de sus observaciones y discrepancias. En tanto la Centro de despacho de carga resuelve, el Centro de Control utilizará la información proporcionada por el Participante bajo la responsabilidad de éste.

En tal sentido los Productores Independientes de Energía seguirán los siguientes pasos:

(a) Generadores:

1. Comparación de la nueva información recibida con la correspondiente a unidades generadoras similares. Si los datos difieren en una magnitud que el Centro de Control no considerara justificada, podrá requerir información adicional y, si ésta no explicara las diferencias, informará a la Centro de despacho.
2. Para centrales hidroeléctricas de capacidad anual, el Centro de Control verificará la coherencia de sus restricciones de operación y despacho con la información suministrada por otros Generadores sobre la misma cuenca y con lo indicado en el contrato de concesión respectivo. Si detectara inconsistencias solicitará una justificación al Generador correspondiente y/o le sugerirá modificaciones.

3. Si no se llegara a un acuerdo, el Centro de Control utilizará la información suministrada por el Participante, dejando constancia de sus observaciones en la Programación de Largo Plazo e informará al personal encargado del despacho de generación del Centro de Control.
4. El Centro de Control evaluará los datos de los aportes de caudales declarados por los Participantes, comparándolos con datos históricos de las cuencas hidrológicas o Regiones donde se encuentran las centrales hidroeléctricas, considerando los parámetros hidrológicos que considere pertinentes. El Centro de Control podrá solicitar las aclaraciones o justificaciones que considere necesarias.
5. Para los generadores térmicos, el Centro de Control validará las curvas de costos variables de generación con base a la información presentada por el generador, comparando los valores reales declarados por el agente con la curva de rendimiento a cargas parciales. Estos valores no pueden ajustarse a menos que el propietario justifique el cambio mediante una auditoría técnica previamente aceptada por el Centro de Control.

(b) Proyecciones de la demanda:

1. Verificación de la coherencia de la información, el Centro de Control con base en los datos históricos de la demanda y utilizando sus propios modelos de proyección de demanda, verificará la coherencia de la información presentada por los Participantes Consumidores.
2. Solicitud de aclaraciones y acuerdo de eventuales modificaciones con los Distribuidores y Grandes Usuarios.
3. Agregación de la proyección de la demanda acordada, ajustándola según el comportamiento histórico registrado por el Centro de Control.
4. Las proyecciones de Demanda Firme, Demanda Máxima Proyectada y otras proyecciones de demanda, estarán sujetas a los procedimientos establecidos en las Normas establecidas por cada región.
5. Para la validación de la Demanda Interrumpible, el Centro de Control deberá proceder de acuerdo a lo establecido en la Normas establecidas para la aplicación, y en la habilitación de Demanda Interrumpible en donde se establezcan las condiciones aplicables a dicha demanda.

(c) Programas de Mantenimiento Mayor:

1. Verificación de que los planes presentados satisfagan los márgenes de reservas operativas requeridos, tomando en cuenta las proyecciones de demanda ajustada, con costo mínimo para el Sistema Eléctrico Nacional.
2. Solicitud de modificaciones a los planes que afecten los márgenes de reserva anteriores y/o incrementen innecesariamente los costos de operación del Sistema Eléctrico Nacional.
3. Realización de reuniones con todos los Participantes cuyos planes deban ser coordinados a los fines mencionados o por razones contractuales
4. Si no se obtuviera un acuerdo, el Centro de Control elaborará el programa de Mantenimiento Mayor que satisfaga las restricciones mencionadas, el cual deberá ser respetado por todos los Participantes.

2.4 Control Automático de Generación (AGC).

Estructura del AGC.

El AGC es una aplicación (Software) que reside en el centro de control el cual interacciona con el Sistema Eléctrico de Potencia y con otras aplicaciones.

La interacción con el Sistema Eléctrico de Potencia es a través de telemetrías y la retroalimentación en forma de controles (Raise/Lower o Setpoint).

Objetivo del AGC.

El Objetivo Principal del AGC, es la minimización de ACE (Error Control de Área), mediante el ajuste de la referencia de potencia activa (MW) de las unidades generadoras que se encuentran bajo control, para mantener los valores de frecuencia e intercambios netos a su valor programado (dependiendo del modo de cálculo del ACE).

En conjunto con el Despacho Económico (ED), se realiza la distribución económica de la generación entre las unidades despachables, minimizando los costos de producción y cumpliendo con restricciones operativas del sistema.

Modos de Control de Unidades Generadoras.

La participación de la unidad generadora en la minimización del ACE, así como la aportación de reserva, está definido por el modo de control de unidad. El AGC consta de 16 modos de control en los cuales puede operar la unidad.

Cálculo del ACE.

Modalidad de Operación del AGC	Calculo del ACE	Comentarios
Frecuencia Constante (CF).	<p>El ACE se calcula como la desviación de frecuencia multiplicado por el Bias de frecuencia.</p> $ACE = -10 B_f * (F_a - F_s)$ <p>B=Bias de frecuencia MW/0.1Hz. Fa = Frecuencia actual Hz. Fs = Frecuencia Programada Hz.</p>	<p>Actualmente el opera bajo esta modalidad de control. Esta modalidad de control se aplica a Áreas de control aisladas (no existen intercambios programados).</p>
Intercambio Neto Constante (CNI).	<p>El ACE se calcula como la diferencia entre el intercambio neto actual y el intercambio neto programado.</p> $ACE = I_a - I_s$ <p>En este modo de operación se tiene la funcionalidad de corrección del intercambio inadvertido.</p> $ACE = I_a - (I_s + S_o - I_i)$ <p>Ia = Intercambio neto actual. Is = Intercambio neto programado. So = Desplazamiento del intercambio neto programado. Ii = Intercambio inadvertido.</p>	<p>En esta modalidad de operación del AGC, las acciones del control son enfocadas a realizar el control del enlace.</p>
Tie Line Bias (TLB).	<p>El ACE se calcula como la desviación del intercambio neto menos la desviación de frecuencia.</p> $ACE = (I_a - I_s) - 10 B_f * (F_a - F_s)$ <p>Tie line Bias con corrección del intercambio inadvertido.</p> $ACE (I_a - (I_s + S_o - I_i) - 10 B_f * (F_a - F_s)$	<p>Este es el modo de operación del AGC para sistemas interconectados.</p> <p>Esta modalidad de operación requiere que cada Área de control cuente con suficiente reserva para hacer frente a sus propias variaciones de carga</p>

Filtrado del ACE.

Como se menciona, el objetivo principal del AGC es la minimización del ACE, y sabemos que la variable de control para lograr este objetivo es ajustar la salida de potencia activa de cada unidad generadora que está bajo control.

Como se observa en las diferentes formas del cálculo del ACE, las variables involucradas son la frecuencia y los intercambios, por lo tanto el ACE crudo es muy dinámico para convertirse en una señal de control.

Objetivo del Filtrado del ACE.

- Minimizar desgastes en los mecanismos de control de velocidad de la unidad.
- Minimizar Esfuerzos térmicos en turbina y caldera.
- Evitar sobrecontrol en las unidades.
- Ignorar componentes de ruido en la señal del ACE.
- Asegurar una respuesta a valores pequeños pero persistentes del ACE.

El filtro del ACE consta de dos componentes.

- Un promedio móvil que se basa en las “n” últimas muestras del ACE.
- Un promedio móvil exponencial basado en la constante de tiempo T.