

3. BANDA DE REGULACIÓN DE GENERACIÓN PARA LOS PIE'S.

En este capítulo se describe el análisis que se debe de llevar a cabo, a los PIE's, en el perfil de carga, es decir en los datos de la generación entregada, con el fin de monitorear el verdadero cumplimiento de la orden de despacho dado por el centro de control.

Como primer punto debemos de tomar en cuenta, que a la salida de cada subestación de central, hay medidores de energía eléctrica, los cuales están para medir la Producción Neta de Energía puesta a la CFE por los PIE's en el Punto de Interconexión, y la información se monitorea cada cinco minutos, y estos son los datos que son enviados, tanto a los mismos PIE's como a Comisión y al CENACE.

Estos datos son utilizados para promediar de la energía entregada, en cierto intervalo de tiempo; para entrar en más detalles primero se tendrán que especificar algunas de las reglas de despacho, y como son aplicables a los PIE's.

3.1 Criterios de Despachabilidad para PIE's.

Los PIE's deben de cumplir con ciertas condiciones en sus centrales, como todas las demás del Sistema Eléctrico Nacional, pero hay algunos casos en los que se deben de considerar algunas reglas, que se establecieron en común acuerdo, entre PIE's y el Centro de Control.

- El Centro de Control, lleva a cabo las pruebas de regulación primaria que considere necesarias, todas las unidades participan en dichas pruebas.
- Los ajustes del Estatismo de los gobernadores de velocidad de las unidades generadoras, serán fijados por el Centro de Control, en acuerdo con las políticas nacionales, y siempre permanecerán libres.
- Las unidades convenidas para participar en el control automático de generación (Regulación Secundaria) en los rangos y velocidades de respuesta establecidos
- Las unidades que estén programadas para mantenimiento o salida forzada deberán hacerlo en coordinación por el Centro de Control.
- En caso de que la unidad no sea necesaria estar conectada al sistema, CFE y PIE se coordinarán para dejar la unidad en "RESERVA FRIA"

- Los responsables de las unidades generadoras, proporcionara al Centro de Control, un programa anual tentativo de mantenimiento. Este programa deberá cumplirse de la manera más exacta, las modificaciones serán de acuerdo entre ambas Partes.
- La Potencia Activa y Reactiva de las unidades generadoras sincronizadas al Sistema Eléctrico Nacional, solo podrán ser modificadas por el Centro de Control.
- Todas las unidades apoyaran a la medida de sus posibilidades con la energía eléctrica para el servicio público, cuando por caso fortuito o fuerza mayor o *emergencia* dicho servicio se vea interrumpido o restringido o únicamente por el lapso que comprenda el caso.
- El Centro de Control evitara operar los generadores conectados al Sistema Eléctrico Nacional en los rangos de Potencia activa y Reactiva que afecten su confiabilidad y seguridad. Los cuales son acordados con los responsables de las unidades.
- Con el propósito de salvaguardar la confiabilidad del Sistema Eléctrico Nacional, todos los generadores conectados coordinaran sus esquemas de protección por baja frecuencia con el Centro de Control.
- Cuando por condiciones extraordinarias y resguardando la seguridad y confiabilidad del Sistema Eléctrico Nacional, al tener una degradación (derrateo) o una salida forzada, se deberá informar al Centro de Control a la brevedad posible, causa y duración de la indisponibilidad.
- En situaciones de emergencia, el Centro de Control, podrá solicitar la desconexión inmediata o disminución de carga de una unidad generadora, informando posteriormente los motivos.
- Por condiciones de seguridad, el Centro de Control, podrá solicitar la incorporación de cualquier unidad al Disparo Automático de Generación (DAG).
- El Centro de Control puede solicitar a las centrales Generadoras por tele medición las lecturas horarias e instantáneas que considere importantes en los equipos, existencias y consumos de combustibles, para el control estadístico de operación del Sistema Eléctrico Nacional, los responsables de la instalación, están obligados a proporcionar ésta y otras informaciones de manera fehaciente y oportuna por los medios idóneos para su recepción. La información estadística no puede ni será con propósitos diferentes a los señalados.

- En operación normal, al ser entregado el programa de generación para porteo por parte de los PIE's, este es vinculatorio y no podrá ser modificado, sino solamente en condiciones de *emergencia*, caso fortuito o fuerza mayor.
- Cualquier generador solo podrá sincronizar al Sistema Eléctrico Nacional con autorización del Centro de Control.
- Ningún generador podrá modificar su generación por decisión propia a menos que sea de carácter emergente.

Dentro de los despachos que se dan para cualquier tipo de central del Sistema Eléctrico Nacional, existen varios tipos de "Licencias", los cuales se otorgan en los casos de haber malas condiciones atmosféricas, o bien por falla en algún equipo de la central, y hay un caso en el cual, la central queda abierta a la variación directa del sistema y se le llama "**licencia por medidores**", cabe resaltar que el nombramiento de este último tipo de licencia, es un tanto al interno del rubro de PIE'S.

Se hace mención de estos casos, ya que en algunos de ellos se presenta una problemática con respecto al tiempo de respuesta de las centrales, como casos de rampa que se observa en el perfil de carga, en el momento de descenso y ascenso de carga, no cumple con lo especificado en los contratos.

Además hay que aclarar que dependiendo de los despachos o incluso si la central se encuentra con una Licencia otorgada, pueden cambiar los criterios de análisis de la banda de tolerancia que se propone como método analítico, es este trabajo.

Para el caso de la Licencia por energía medida, la central queda a disposición del Sistema Eléctrico Nacional y la generación dependerá de lo que necesite dicho sistema, siempre y cuando no salga de las propias capacidades de la planta. El perfil de carga se muestra en el figura 3.A.

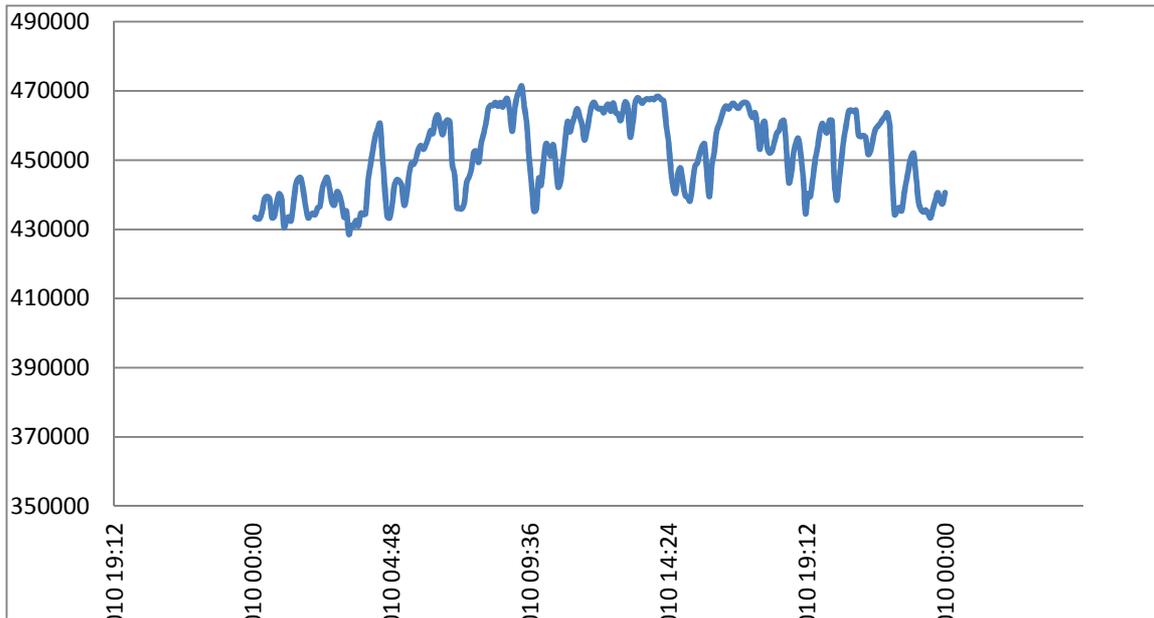


Figura 3.A

De la figura 3.A, la banda de tolerancia no tendrá efecto ya que la central estará controlada remotamente por el centro de control, aunque en mayor medida por el sistema, es decir entra al control de AGC, por lo que no tiene algún caso hacer el análisis, ya que CFE tendrá que admitir la operación de la planta sin objeción alguna.

También se puede presentar el caso, donde el centro de control manda un despacho de capacidad fija; en este las centrales deben de acatar la orden de despacho cumpliendo con la capacidad solicitada; claro que tienen un rango de tolerancia que es del 3% más o menos de la capacidad solicitada.

Con las consideraciones anteriores podemos comenzar con el tema de la banda de regulación, ya que esta considerará, como se acaba de mencionar, el 3% más o menos del despacho solicitado por el centro de control, y gráficamente sería como en la siguiente figura 3.B.

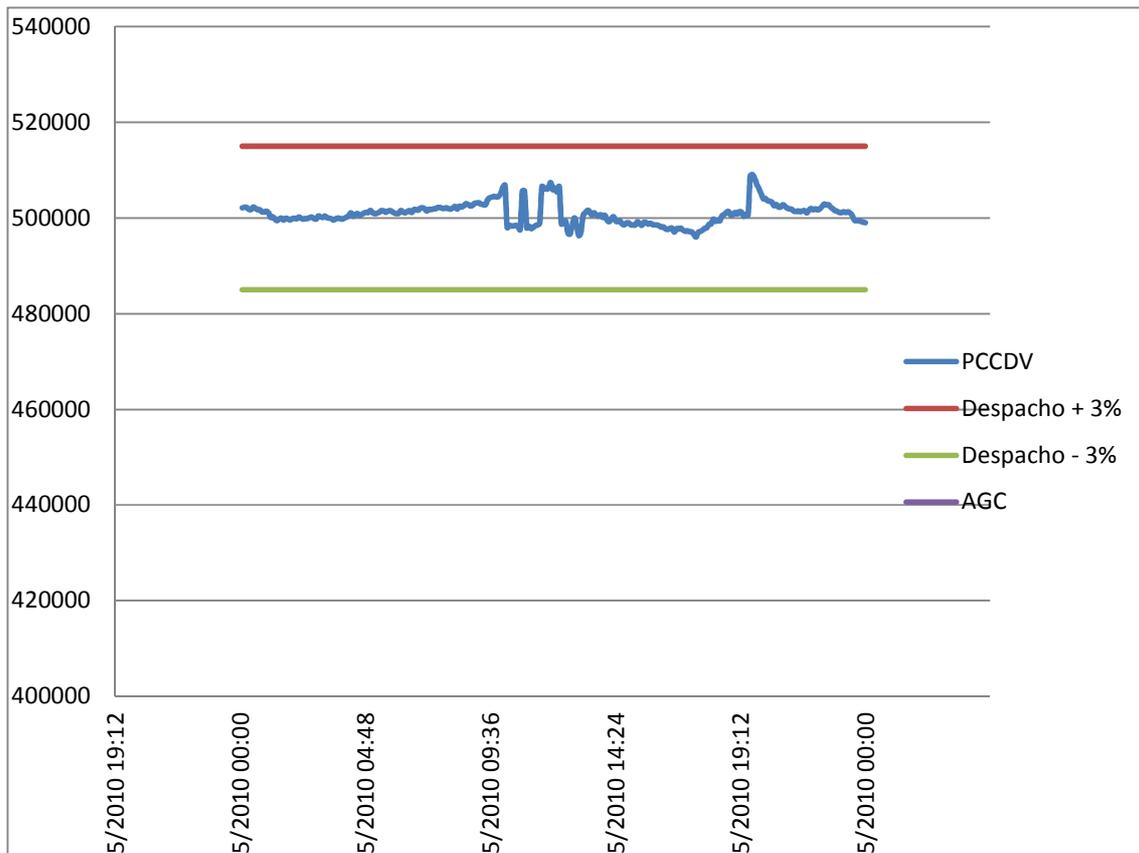


Figura 3.B

Como se puede observar claramente en la figura 3.B, la central presenta pequeñas variaciones propias del sistema, tanto interno como externo de la planta, pero en esta situación respeta o mejor dicho, el comportamiento queda dentro de la tolerancia del 3% más y menos, tomando como referencia el despacho fijo.

TEMA 3.2 CRITERIOS DE BANDA DE GENERACIÓN, DE ACUERDO AL DESPACHO.

Los criterios que se consideran en este tema se basan en las interpretaciones de bitácoras, es decir el comportamiento real de una central de generación; pero dentro de lo establecido en los contratos celebrados entre CFE y los PIE's.

Para comenzar con los criterios, se tiene que hablar de la manera en que se interpretan las bitácoras de comportamiento de las centrales.

Como ejemplo, la banda que se está proponiendo se considera que en casos de funcionamiento normal, o dentro de los estándares, la tolerancia es más-menos el 3% de la capacidad de la Central; en este punto algunos PIE's, han comenzado a aplicar algún tipo de tolerancia, de un más-menos 3% de la capacidad total de la central, es decir que si la capacidad de la central es de 500 MW, ellos consideran una banda de tolerancia con una amplitud de 30 MW, cosa que es demasiado ventajosa de parte de ellos pues suponiendo un caso demasiado forzado, o hasta cierto punto hipotético, si se le manda un despacho de 30 MW, tendrían una tolerancia desde cero hasta 60 MW.

En este punto se plantea la opción que este porcentaje de tolerancia sea del mismo 3% más y menos, pero que este porcentaje sea calculado con el despacho, por ejemplo: Si se tiene un despacho de 150 MW, el 3% (mas y menos) sería una banda de 9 MW, en total, es decir, 4.5 MW mas y menos, quedando específicamente la banda desde los 145.5 MW hasta 154.5 MW.

3.3 Afectación en caso de energía no solicitada

Se menciona este tema, ya que se presentan casos con los PIE's de un exceso de energía entregada, es decir un periodo de tiempo que la central, está dando energía de más, energía no solicitada.

Para dar un primer vistazo con el método propuesto, se verifica cincominutal por cincominutal mediante herramientas de software. Un ejemplo práctico es cuando el centro de control pide a una central de 500 MW un despacho de 400 MW, según lo dicho con anterioridad, la central tiene un tiempo especificado para bajar su generación, si vemos el perfil de carga, se generara una rampa de descenso, en este caso habrá que verificar el tiempo de descenso, pues de lo contrario la rampa se prolongaría demasiado, provocando un costo innecesario, al menos para Comisión, pero esto a la larga sería una ganancia para los PIE's, y aparentemente hasta hoy no se verifica de la manera adecuada. También se tiene que verificar que durante el periodo del despacho la central este dentro de la banda de tolerancia, ya que si el PIE generara por arriba del límite superior de la banda de tolerancia, por un periodo de 3 cincominutales (15 min), ya estaría generando un incumplimiento al despacho del centro de control.

3.4 Afectación en caso de energía no entregada

A diferencia del tema anterior, también se puede dar el caso contrario, que el centro de control mande un cierto despacho y la central por algún motivo no lo pueda cumplir. Para este caso también hay un procedimiento específico que se verá reflejado al hacer el análisis con el método propuesto.

En este caso específico, se propone considerar la banda hasta el límite inferior y si aun así la central no cumple con el despacho del centro de control, entonces habrá un incumplimiento por parte del Productor, este es el peor de los escenarios (figura 3.C), ya que por ningún motivo de fallo, es decir en condiciones normales de funcionamiento, la planta no cumpla ni con el límite inferior de la banda. Obviamente este caso es hipotético, porque en la realidad, aunque la central no haya reportado alguna falla, en el momento en que no cumple con el despacho, de manera táctica, por llamarla de alguna forma, le central pedirá alguna licencia, por cualquiera de los casos que ya se han mencionado con anterioridad, para que no se vea tan afectada, en el momento de la revisión de generación.

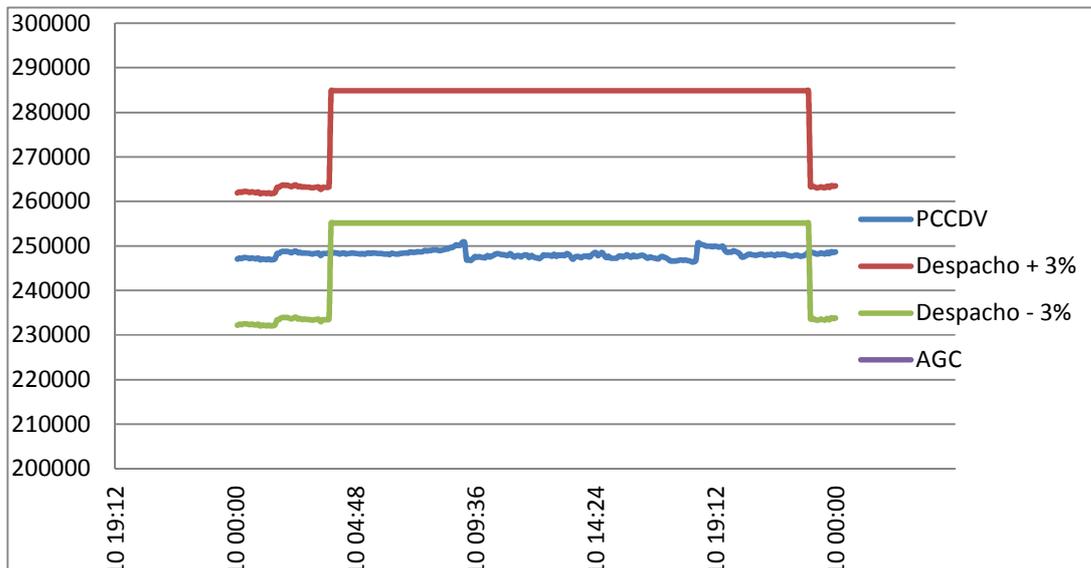


Figura 3.C

Otro momento en el que se debe prestar atención con respecto a esto, es en los ascensos y descensos de carga, pues se debe de cumplir con un despacho en cierto tiempo, cosa que en el

perfil de carga se verá reflejado en las rampas de ascenso y descenso, si estas son demasiado prolongadas o si cumplen con lo estipulado en el contrato (figura 3.D)



Figura 3.D

En el caso de la figura 3.D, se nota claramente, una rampa de ascenso, que se prolongó más de lo debido, e incluso no cumple ni con el límite inferior de la banda, por lo que este caso es para la energía solicitada y no entregada (ver la serie PCCDV, en la figura 3.D).

3.5. Costos

Se ha tratado de explicar la manera en la que los PIE's han estado funcionando y su comportamiento, o mejor dicho, su respuesta ante algunas situaciones fuera de lo *normal*, pero cabe recordar en este apartado lo siguiente: la generación que el productor registra, es de alguna manera la energía neta, es decir, sólo aquella energía que llega al punto de interconexión con el sistema, de alguna manera en estos datos solo se ven reflejadas las pérdidas debidas al sistema interno de la planta, pero las perdidas del sistema no. Al inicio del proyecto de cada planta generadora, se presenta un *modelo matemático*, este con el fin de hacer la gran parte de los cálculos necesarios, para que los PIE's presenten el día 7 de cada mes, el informe de su producto, en este caso la energía eléctrica, pero principalmente es para hacer una corrección de perdidas, es decir, se toman

en consideración, las variables ambientales, de temperatura, humedad y presión atmosférica, esto con el fin de calcular un factor que será aplicado a los datos de energía, para que así se vean reflejadas las pérdidas, por este tipo de factores. Esto anterior, asentado en los contratos PPA, antes mencionados, y celebrados entre los PIE's y CFE. Los productores presentan cargos a cobrar, a CFE, quien es la única institución a la que le pueden vender la energía que generan, y específicamente a las capacidades que generan; estos cargos son mensuales en la mayoría de los casos y son principalmente de dos tipos: Cargos por Capacidad y Cargos por Energía.

Uno de los principales cálculos que realiza, en la mayoría de las plantas de los PIE's, el modelo matemático, tiene que ver, precisamente con las pérdidas del sistema, como ya se mencionaba arriba, manejándose al final dos tipos de resultados, por un lado lo neto (al salir de la planta, considerando las pérdidas al interior de la planta) y por otro lo que se nombra como *Potencia Corregida a Condiciones de Diseño de Verano (PCCDV)*.

En algunas plantas de los productores, los cargos antes mencionados se calculan en base a esta PCCDV, por lo que aquí se presenta un primer problema, ya que los despachos del centro de control, se dan en PCCDV y también los datos que nos arroja el modelo matemático son de esta índole, hasta este momento pareciera no haber mayor complicación, pero para el caso de la energía no solicitada, simplemente se hace un recorte, es decir, si al productor se le solicita una generación de 190 MW, con su banda de tolerancia el rango queda en su nivel superior hasta los 195.7 MW, y la planta durante 6 cincominutales entrego 197 MW; el acto para corregir esto es simplemente recortar los 1.3 MW en ese lapso de tiempo. Pero no hay que perder de vista que todo esto está en PCCDV; pero no estamos considerando, que los datos que ingresan al modelo matemático, no son datos corregidos a condiciones de diseño de verano. Algunos podrían encontrar aquí un pretexto para no hacer dicha corrección, cosa que se puede solucionar sencillamente, haciendo un consciente de la PCCDV (esta ya corregida, o recortada, al límite de la banda, ya sea inferior o superior) entre la Potencia Neta (PN); esto con el fin de obtener una cifra que después utilizaremos como factor de corrección. Una vez que recortemos la PCCDV; será dividida por este factor, para que de alguna manera reflejemos la corrección a condiciones de diseño de verano y así continuar con los cálculos.

Ahora en lo concerniente a los Costos que esto implica; el mayor impacto será para los cargos que representan los dividendos más fuertes, y esto son aquellos que tienen relación con la generación y

con el combustible, pues como ya se ha mencionado en otros capítulos, estas plantas de ciclo combinado funcionan a base de gas natural o en casos extremos con Diesel.

Principalmente en el caso de energía no solicitada, será en la situación en que haya mayor impacto económico, pues aunque la energía fue entregada al sistema, esta no se le solicitó, aquí la disponibilidad de la central no se modificara, pero en cuanto a combustible sí, ya que por decirlo de alguna manera esta energía será regalada por el productor, con todo lo que implique su generación, incluyendo el combustible usado demás.

Por el otro lado en el caso de energía no entregada, la mayor parte de la afectación será en cuanto a la disponibilidad de la planta, este impacto no será grande en un principio, pero los productores manejan un factor de disponibilidad promediando doce meses, y es aquí donde se verá reflejado el impacto, y esto sobre todo en los cargos fijos que se presentan cada mes, y sobre todo hay un cargo que se le nombra *Cargo Fijo de Capacidad*, este está calculado en base a este factor de disponibilidad anual, y se hace el cálculo de monto en dólares.

Estos serían los principales impactos de índole económica, que el erario del país está cubriendo, sin saberlo explícitamente, es por eso que la presente propuesta busca encontrar un poco de mejora en el análisis del funcionamiento y comportamiento de los Productores Independientes de Energía.