

# El Margen de Reserva de Electricidad. Indicaciones para principiantes...

---

*Miguel Fernández F.; Carlos Yudin Pozo V. (1) (2)*

Desde un tiempo atrás se habla que en el país existe un problema con el margen de reserva (3). Sin embargo los anuncios de las últimas semanas cada vez con mayor frecuencia advierten que la demanda máxima se encuentra alrededor de los 1.000 MW y las autoridades del sector mencionan que el suministro está asegurado, al tener 1.250 MW de potencia instalada.

La Prensa publicó el 2 de Junio que la demanda máxima es de 1.080 MW y que la oferta es de 1.212 MW, por lo que hay 132 MW de reserva (4). El 10 de Junio se publica en varios medios que existirán posibles cortes de energía, aunque se asegura que existen suficientes reservas para abastecer la demanda máxima que alcanza a 1.060 MW, pues la oferta total es de 1.250 MW (5). ¿Qué es lo que realmente está sucediendo?

## ¿Qué es el Margen de Reserva?

Cada día, la generación de electricidad oferta la potencia necesaria al sistema eléctrico, la cual se destina a cubrir la demanda de electricidad de los hogares, comercios, industrias, instituciones, etc.

Las premisas de los responsables del suministro de electricidad es que se atienda esta demanda con seguridad, calidad, confiabilidad y economía. El asegurar esas condiciones implica que se desarrollen procesos adecuados de planificación del sector eléctrico, asegurando las inversiones necesarias, aparejadas a las previsiones de crecimiento de la demanda.

En la gestión del sector eléctrico boliviano, el Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC) es la entidad responsable de la operación del Sistema Interconectado Nacional (SIN). Cuenta con un sistema de control e información en tiempo real, de vital importancia para esta gestión, pues a diferencia de otros sectores, la energía eléctrica no puede almacenarse, sino que debe consumirse al mismo tiempo que se la genera; por tanto la coordinación entre demanda (consumo) y generación es dinámica y permanente.

Como la demanda varía diariamente, además de estacionalmente, y va incrementándose producto del desarrollo económico y el crecimiento poblacional, el sistema eléctrico debe tener un margen de reserva para atender esas variaciones y ese crecimiento. Así, el margen de reserva se define como la diferencia que existe entre la demanda máxima que se puede alcanzar, producto de la simultaneidad de consumos que se den y, la capacidad de generación que aún tiene el parque generador. Un valor razonable es que este margen sea del 10% de la demanda máxima para la reserva rotante y del 17% (6) para la reserva total (fría y rotante).

---

<sup>1</sup> Miguel Fernández F. es Ingeniero Eléctrico, Director de ENERGETICA ([miguel@energetica.org.bo](mailto:miguel@energetica.org.bo)); Carlos Yudin Pozo es Ingeniero Eléctrico ([yudinpozo@gmail.com](mailto:yudinpozo@gmail.com))

<sup>2</sup> Agradecemos los comentarios y observaciones del Ing. Ramiro Rojas, Director de la Carrera de Ing. Eléctrica - UMSS

<sup>3</sup> Tendencias y desafíos para el desarrollo del sector eléctrico boliviano. Enrique Gómez. CEDLA 2010

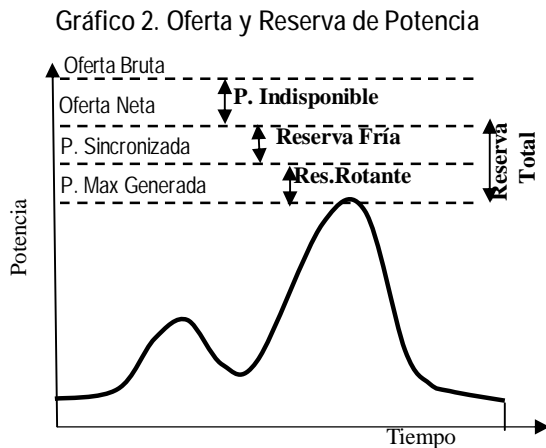
<sup>4</sup> "El gobierno boliviano instalara 4 termoeléctricas en 3 regiones" La Prensa. 2 de Junio 2011. La Paz - Bolivia

<sup>5</sup> El Diario, 10 de Junio 2011. La Paz - Bolivia

<sup>6</sup> "Gobierno boliviano pide a la gente uso racional de energía". Página Siete, 1 de Mayo 2011. La Paz - Bolivia



El CNDC procesa información diariamente y hora a hora, sobre cómo evoluciona la generación y la demanda de electricidad en el SIN, esta información es de acceso público en [www.cndc.bo](http://www.cndc.bo). Ahí se presentan los datos de "Oferta Diaria de Potencia" (Gráfico 1), debidamente desglosados en Oferta Bruta, Oferta Neta, Potencia Sincronizada y Potencia Generada.



El significado de estos conceptos, de manera simplificada, se encuentra reflejado en el Gráfico 2 "Oferta y Reserva de Potencia".

La Oferta Bruta, es la capacidad instalada de generación a la temperatura horaria (en el caso de la generación térmica la temperatura tiene un efecto importante sobre la producción de energía, por el rendimiento de los motores, a mayor temperatura ambiente, menor rendimiento). Actualmente, esta oferta bruta se encuentra alrededor de los 1.250 MW. Sin embargo no toda ella es aprovechable.

La Oferta Neta, es el resultado de descontar de la Oferta Bruta, la Potencia Indisponible y la Potencia no Disponible por hidrología. Es decir se resta la potencia de generadores que por diferentes razones no pueden entregar energía en ese momento (generadores en mantenimiento, o fallas mecánicas) y también las reducciones de la generación hidroeléctrica debido a los regímenes hidrológicos.

$$\text{"Oferta neta = Oferta bruta - potencia indisponible - potencia no disponible por hidrología"}$$

Entonces, la oferta neta se la puede pensar como la capacidad realmente disponible de generación que tiene el sistema.

El siguiente dato es la Potencia Generada, que es la potencia efectivamente entregada al sistema para abastecer el consumo de energía. Es decir la potencia generada tiene correspondencia directa con la demanda máxima de energía eléctrica (<sup>7</sup>).

Finalmente, se ve un dato más, la Potencia Sincronizada. Es el resultado de la suma de la potencia generada más la potencia de reserva rotante. Se supone que en todo momento existe capacidad de generación de respaldo en giro (o "rotante"), que puede responder inmediatamente a los cambios en la demanda. Así la reserva rotante es la capacidad excedente que aún poseen los generadores, ya sea

<sup>7</sup> Numéricamente, la potencia generada es siempre mayor que la demanda máxima, pues incluye las pérdidas de transformación, transmisión y distribución del sistema. La potencia generada es un dato que proviene de las generadoras, en un extremo del sistema, mientras que la demanda máxima se mide desde el lado de los consumidores, y la información la proporcionan los distribuidores

porque no funcionan a capacidad plena, o porque son unidades listas a ingresar en operación de manera prácticamente instantánea.

“Potencia sincronizada = potencia generada + potencia de reserva rotante”

Entonces, la “reserva” efectivamente disponible en cualquier momento es la potencia de reserva rotante.

Adicionalmente existe la “reserva fría” que serían generadores que no están en funcionamiento, pero que pueden activarse para suministrar energía al sistema. Su activación puede llevar un tiempo determinado por el tipo de central (un motor puede arrancar más rápidamente que una turbina a gas por ejemplo).

“Reserva total = potencia de reserva rotante + reserva fría”

Cuando se produce un apagón porque sube la demanda (y no porque hay fallas técnicas en líneas, subestaciones u otros), significaría que la reserva rotante se agotó. Es decir el consumo superó la capacidad total de generación del sistema y la capacidad de regulación de frecuencia y tensión. Es decir se ha superado el límite de la oferta neta.

En ese sentido, el momento en que la oferta neta es igual a la potencia sincronizada se puede decir que el sistema eléctrico está exactamente en el punto de equilibrio sin seguridad y, cualquier incremento en la demanda podría provocar un colapso. Sin embargo, gracias al monitoreo permanente del CNDC se verifica todo el tiempo esta situación y, cuando se prevé que se llegará al límite el CNDC puede instruir esta vez a las distribuidoras (toda vez que las generadoras ya están funcionando al límite), a tomar medidas destinadas a evitar un eventual apagón.

Las medidas más usuales que se aplican en estas situaciones extremas son la regulación de voltaje en las subestaciones y el alivio de cargas. La regulación de voltaje implica que se ajuste hasta un 3% hacia abajo el voltaje de las subestaciones; es decir de manera indirecta se reduce la demanda. Esto significa que si utilizamos 220 Voltios en la red y nuestras cargas, cuando se efectúa la regulación podemos disponer de 213,4 Voltios; la regulación proporciona un margen de juego de 3% sobre la demanda. Por su parte el alivio de cargas significa sacar alimentadores del sistema; dicho de otra manera, las distribuidoras deben cortar el suministro de electricidad de manera selectiva, hasta llegar nuevamente al equilibrio.

## **La oferta diaria de potencia. ¿Hay reservas en el sector eléctrico?**

Una revisión de la información del CNDC sobre el comportamiento de la oferta diaria de potencia muestra que varios días se ha llegado al límite técnico, donde la oferta neta es igual a la potencia sincronizada. Es decir estamos en un equilibrio inestable susceptible de romperse en cualquier instante. Durante el mes de mayo el día miércoles 4 se tuvo la mayor oferta neta total del sistema con 1.163 MW, mientras que el día 9 de mayo, se tuvo el valor más alto de potencia máxima generada de 1.066 MW.

Sin ir demasiado atrás, el primero de junio en la hora de mayor consumo, la potencia sincronizada y la oferta neta tenían solamente 3 MW de diferencia, mientras que la diferencia entre la potencia generada y la oferta neta era de 65 MW, solamente un 6%.

La situación es aún más crítica en otros días. El 2 de Junio la diferencia entre oferta neta y potencia sincronizada fue solo de 1 MW (1.097 MW contra 1.096 MW), y la potencia máxima generada fue de 1.029,6 MW.

Finalmente el 3 de Junio (Gráfico 3) se dio un empate entre oferta neta y potencia sincronizada en 1.093 MW, la potencia máxima generada fue de 1.027,9 MW, disponiendo de solamente un 5,9% de reserva rotante (aproximadamente 65 MW) para todo el SIN.



Tabla 1. Diferencias entre Oferta Neta y Potencia Máxima Generada

Día (Junio)	Hora	Oferta Neta (MW)	Sincronizada (MW)	Máxima Generada (MW)	Diferencia Of Neta – Max Gen (MW)
01	20:00	1090	1087	1022,0	68
02	19:00	1097	1096	1029,6	67,4
03	19:00	1093	1093	1027,9	65,1
06	20:00	1080	1080	1003,2	76,8
07	20:00	1095	1095	1021,7	73,3
08	20:00	1106	1106	1034,1	71,9

Esta situación se volvió a repetir los días 6, 7 y 8 de Junio como se muestra en la Tabla 1. Se ve que la reserva efectiva existente es la diferencia entre oferta neta y la potencia máxima generada, que técnicamente es la potencia de reserva rotante que se encuentra en los generadores en operación.

Teóricamente, si existiría una falla en la generación que esté entre 65 y 75 MW, o que la demanda subiese en idéntico valor, el sistema eléctrico nacional podría entrar en colapso. Algo que el CNDC se encuentra vigilando permanentemente y que cuida que no suceda con las medidas de regulación y alivio de cargas.

Durante varios de los días mencionados, se han tomado ya medidas de regulación, lo que ha permitido contar con un margen adicional del 3% de potencia.

Por otro lado, en este momento no existe “reserva fría” en el SIN. Es decir no hay generadores que se puedan arrancar e inyecten energía en el SIN, aunque para ello tomen un determinado tiempo. Por tanto una falla en cualquiera de los generadores del SIN en horario de punta significa automáticamente una disminución de la oferta neta y la potencia sincronizada afectando directamente a todo el sistema.

Una unidad de generación o un componente de transmisión <sup>(8)</sup> puede estar “indisponible” de manera “programada” (cuando se planifica realizar un mantenimiento) o de manera “forzada”, que sucede cuando hay un percance no previsto. Lo ideal es que se de un proceso de indisponibilidad programado, es decir que la parada del generador sea parte de una acción planificada de mantenimiento y reparación. El CNDC también presenta información al respecto y llama la atención que la mayoría de los casos de indisponibilidad sean de tipo forzado, casi siempre superando en número a las indisponibilidades programadas.

Tabla 2. DEMANDA PREVISTA Y REAL 2011

	DEMANDA DE ENERGIA		DEMANDA DE POTENCIA	
	PREVISTA	REAL	PREVISTA	REAL
	GWh	GWh	MW	MW
ENE	504,3	515,6	1005,5	982,2
FEB	461,0	465,6	1000,6	984,3
MAR	522,1	506,3	1015,9	1028,1
ABR	513,2	515,4	1032,1	1031,3
MAY	514,3		1015,6	

Fuente: [www.cndc.bo](http://www.cndc.bo)

Finalmente, la previsión de crecimiento de la demanda también la realiza el CNDC y se puede ver que la misma se encuentra dentro de un nivel de confiabilidad alta que se encuentra con variaciones comprendidas entre el 1% y el 2% (Tabla 2).

Una vez revisados estos datos, tenemos una imagen precisa sobre la oferta diaria de potencia y también sobre la robustez del SIN que permite concluir que, si bien la capacidad de gestión del CNDC es alta y

permite satisfacer la demanda de electricidad en el SIN, también es oportuno advertir que la situación es precaria y de riesgo en cuanto a la generación, actualmente se está operando con márgenes de reserva muy pequeños, inferiores a los recomendados internacionalmente, para las características del sistema eléctrico boliviano.

## ¿Qué hacer ante una situación de riesgo de reserva?

El incremento del margen de reserva es una prioridad, en la cual ENDE a través del plan de emergencia se encuentra abocada a su atención, y quiere incrementar 160 MW a la oferta de potencia. Normalmente los meses de mayor demanda son Agosto, Septiembre y Octubre y la instalación de los nuevos equipos generadores está prevista para el mes de octubre justo al final del periodo crítico. ¿Y si existe un retraso?

Cabe aclarar que en este momento la responsabilidad no sólo se encuentra en el lado de la generación, sino también en lado de la distribución y del consumo. Un plan de contingencia se hace necesario y, al menos, debería consignar los siguientes aspectos:

**Iniciar una agresiva campaña de ahorro de electricidad.** En este momento, puede ser mucho más rápido lograr una reducción de la demanda que un incremento en la potencia. Si, adicionalmente se acompaña de una política adecuada de incentivos, una medida de este tipo podría significar el inicio de un verdadero programa de eficiencia energética, dando continuidad al DS No. 29466 de 5 de Marzo de 2008 que crea el Programa Nacional de Eficiencia Energética y que al momento solamente ejecutó el cambio de lámparas incandescentes por eficientes, quedándose sin mayor actividad pública.

Una carga molesta por ejemplo son las duchas eléctricas, y en el caso del Oriente varios estudios sobre gestión de la demanda han mostrado indicios que contribuyen de manera sensible a incrementar el pico de la demanda. En ese sentido la restricción voluntaria inicialmente, en el uso de

<sup>8</sup> Componentes de transmisión son los transformadores, líneas, estructuras, barras en subestaciones, interruptores, etc.

este aparato puede contribuir, mientras se apoya soluciones más estructurales como por ejemplo promover el uso de energía solar para calentamiento de agua de uso doméstico (<sup>9</sup>).

Diseño de un plan estratégico de alivio de cargas. Las empresas distribuidoras deberían elaborar un plan de alivio de cargas que responda de manera estratégica a objetivos sociales, económicos y técnicos y no esperar que suceda la emergencia, para cortar el suministro a lo que en ese momento se considere lo menos importante.

Un plan de alivio de cargas debería responder a criterios básicos que permitan priorizar las cargas de electricidad, respondiendo preguntas como: ¿es más importante proveer electricidad a una industria o a la iluminación publicitaria y ornamental? ¿Sacar de servicio alimentadores rurales, cuáles y porque?; ¿"desenergizar" escuelas, hospitales o centros comerciales? ¿Qué tipo de instituciones tienen generadores de respaldo y en cuales se debería al menos sugerir que los coloquen?

Es decir, que se estructure un plan considerando los costos económicos y financieros de la falta de energía eléctrica en caso de falla. Estudios internacionales, muestran que los costos de falla se pueden encontrar en un rango de 1,5 \$US/kWh hasta 5 \$US/kWh (<sup>10</sup>). ¿Cuáles son los costos en Bolivia?

Buscar la participación del sector privado. El sector privado empresarial puede tener una capacidad de respuesta muy alta, y en este caso es posible adquirir grupos termogeneradores a gas de potencias medianas entre 2 y 5 MW de tipo "contenedor" que pueden ser instalados en corto plazo, sin embargo para esto es necesario que exista una política definida al respecto, de manera que existan reglas claras de retribución de la inversión y/o tarifas especiales. Aquí la barrera parece ser más de tipo normativa. Otra forma de participación del sector privado puede ser a través de la reprogramación de actividades industriales cuidando de no incrementar la demanda en horarios de punta, o la activación de manera programada, del parque actual de equipos de emergencia que tienen varias industrias e instituciones, las cuales podrían eventualmente autoabastecerse de energía en horario crítico; así se reduciría en algunas decenas de megawatts la demanda, lo que puede significar un aporte valioso a la seguridad del sistema. Obviamente habrá que discutir las formas de relacionamiento y, esto implica que se trabaje en un plan de emergencia consensuado con el sector privado donde las empresas distribuidoras jueguen un rol líder.

Planificación Adecuada del Sector Eléctrico. La actual situación muestra que a pesar de todos los esfuerzos hechos hasta aquí, la planificación del sector eléctrico aún debe mejorarse. Los grandes planes y los mega proyectos de miles de megawatts destinados a dar un salto cualitativo en el sector, no deben apantallar y soslayar las necesidades internas de electricidad del país. Por otro lado la necesidad de contar con planes de contingencia es vital, tal como se ha demostrado ahora, cuando el retraso en el ingreso de Guaracachi con 80 MW en el SIN nos coloca al borde de la crisis.

No es con anuncios que aparecen las reservas de electricidad. Es necesario un proceso cuidadoso de planificación, amplio, participativo y con los actores relevantes, el que apuntalará los conceptos de generación distribuida, seguridad energética, confiabilidad y economía.

De no tomarse acciones coordinadas es previsible qué, una vez más los ajustes de la crisis de suministro de electricidad vuelvan a afectar a los menos favorecidos: los pobres de los barrios marginales de las ciudades, los pequeños poblados de las áreas rurales, las comunidades recientemente beneficiadas con proyectos de electrificación rural, generando un contexto quizás involuntario, pero de inequidad e injusticia real.

Cochabamba, Junio de 2011

---

<sup>9</sup> En países como España o Brasil disponen ya de legislación que obliga el uso de energía solar para este fin.

<sup>10</sup> Ciencia Hoy. Vol1. No.2. 1989, en <http://www.cienciahoy.org.ar/hoy02/energia2.htm>