Normativa ROBCP

A continuacion se presenya un resumen de la normative ROBCP, en este caso es una parte de la misma. A medida se va desarrollamdo en el documento.

Reserva Rodante.

Cumple el objetivo de contar con suficiente capacidad de reserva rápida disponible para cubrir desviaciones en la demanda prevista y contingencias en unidades de generación o en el sistema de transmisión. La reserva primaria para regulación primaria de frecuencia, y la reserva secundaria para control automático de generación forman parte de la reserva rodante.

La UT asignará el cubrimiento de la reserva rodante a las inyecciones en la red en función de: a) Estar la unidad generadora o GGP habilitado técnicamente por la UT para prestar dicho servicio; b) Los costos variables y precios de la ofertas de retiro de oportunidad; c) El resultado de la operación real.

**Reserva para Regulación Primaria de Frecuencia.**

La UT asignará entre las unidades generadoras o GGP la reserva para regulación primaria de frecuencia que permita realizar el balance instantáneo entre generación y demanda siguiendo las desviaciones normales de la inyección y el retiro, de acuerdo a los criterios que se definen en este Reglamento.

Cada unidad generadora tiene la obligación de proporcionar el servicio de Regulación Primaria de  
auxiliares, los cuales serán de cumplimiento obligatorio para los PMs generadores.

Para los PMs que posean generadores renovables no convencionales, deberán informar los parámetros de los equipos utilizados para la regulación primaria de frecuencia. Cada unidad generadora o GGP tiene la obligación de aportar la reserva establecida para regulación primaria de frecuencia, denominada reserva para regulación. En los casos que por problemas técnicos transitorios, previamente constatados por la UT, las unidades generadoras no cumplan con los requisitos técnicos para aportar la regulación primaria de frecuencia, la UT asignará a otra unidad generadora o GGP la reserva que no aporta.

Ante una condición de racionamiento forzado o riesgo de racionamiento forzado, una condición de emergencia en el sistema, o ante falta de reserva para regulación la UT aplicará una reducción de reserva rodante hasta el porcentaje correspondiente a operación en emergencia.  
La UT asignará la reserva para regulación primaria entre todas las unidades generadoras o GGP, incluyendo reserva en interconexiones internacionales para permitir aporte de regulación primaria de frecuencia.

Cada unidad generadora o GGP tiene la obligación de participar en la regulación primaria de frecuencia, con un porcentaje obligado de reserva para regulación igual al porcentaje requerido para dicho servicio auxiliar de acuerdo a las condiciones existentes.

Los generadores que no cumplan con el compromiso de reserva primaria pagarán un precio por regulación primaria de frecuencia. El precio de regulación primaria de frecuencia es igual a un porcentaje del Costo Marginal de Operación del Sistema en que se ubica la inyección.

Dicho porcentaje se establece en el Anexo Servicios. La UT asignará de acuerdo a la función objetivo del despacho económico la reserva para regulación primaria de frecuencia entre las unidades generadoras o GGP, teniendo en cuenta los requerimientos del servicio auxiliar regulación primaria de frecuencia.

Cuando no exista en el despacho económico la suficiente capacidad para regulación primaria de frecuencia, la UT podrá requerir la entrada en operación de una unidad generadora habilitada no despachada.  
Cuando la asignación de Reserva Primaria de Generación en el despacho económico real resulte diferente de la asignación establecida en el numeral1 debido a incumplimientos en los aportes de reserva primaria, los costos de esta modificación serán distribuidos entre los PMs generadores que estén generando en ese intervalo de mercado y que no hayan cumplido con la regulación primaria de frecuencia establecida en este Reglamento, en proporción con su reserva faltante.

Cada unidad generadora o GGP que resulte aportando, por motivos de la programación, una reserva primaria para regulación mayor que la requerida para su propio despacho, recibirá un monto en compensación igual a totalizar el producto de la energía asociada a dicha reserva adicional que aporta por el precio del servicio de Reserva Primaria.

Adicionalmente recibirá una remuneración por los ingresos que dejó de percibir por dar dicho servicio. Dicha remuneración será compensada por los generadores que no proporcionaron el servicio, en proporción a su faltante de reserva.

Los ingresos que dejó de percibir por dar dicho servicio adicional, al mantener una reserva mayor a la requerida, se calcularán como la generación real que se redujo por prestar el servicio adicional, limitado al valor de reserva adicional comprometida multiplicado por la diferencia entre el Costo Marginal de Operación correspondiente al despacho real y el costo variable o valor del agua correspondiente.

Adicionalmente, si una unidad generadora es despachada para suplir déficit de Reserva Primaria, a pesar que no era económicamente requerida, se calculará la diferencia entre el costo variable de la unidad y el costo marginal de operación multiplicado por la generación de la unidad.

Generación en proporción a su déficit de reserva.

**Regulación Secundaria de Frecuencia bajo Control Automático de Generación.**

La UT asignará reserva para la Regulación Secundaria de Frecuencia bajo Control Automático de Generación

Requisitos de mantener el intercambio en las interconexiones internacionales en los valores programados.

Cada PM Generador debe informar a la UT para cada unidad generadora los parámetros de gobernador de turbina, para que la UT pueda fijar su capacidad de regulación ante variaciones de frecuencia en régimen estable, cuando esté sincronizada a la red. La UT podrá requerir auditorias para verificar el cumplimiento de dichos requisitos.

La UT definirá el protocolo de comunicación y el procedimiento para incluir una unidad generadora bajo el control del CAG y monitoreará su desempeño, teniendo la facultad de realizar los ajustes que sean necesarios en los controles bajo CAG.

El criterio para definir el nivel de reserva secundaria bajo control automático de generación tendrá en cuenta el requerimiento técnico de contar con una cantidad de regulación mínima para la sensibilidad del sistema, y la eficiencia económica dado el costo de suministrar la correspondiente reserva de regulación y el costo de la pérdida de calidad de servicio e incremento de la probabilidad de energía no servida por falta de una reserva adecuada.

La UT aplicará el porcentaje correspondiente a operación en emergencia ante una condición de racionamiento forzado o riesgo de racionamiento forzado, una condición de emergencia en el sistema, o ante falta de reserva para regulación. La UT definirá en el Anexo Servicios Auxiliares la cantidad de unidades generadoras requeridas para que el servicio de regulación secundaria bajo CAG proporcione la calidad establecida.

Cada unidad generadora o GGP tiene la obligación de participar en la regulación secundaria de frecuencia, con una reserva igual al porcentaje requerido para dicho servicio auxiliar de acuerdo a las condiciones existentes. Las unidades generadoras que no aporten la reserva requerida, deberán pagar por el servicio de regulación secundaria bajo CAG.

Anexo Servicios Auxiliares. Adicionalmente pagarán el incremento de costo del sistema provocado por el incumplimiento de aportar dicho servicio. La UT asignará de acuerdo a la función objetivo del despacho económico la reserva para CAG entre las unidades generadoras o GGP habilitados, teniendo en cuenta los requerimientos del servicio auxiliar regulación secundaria de frecuencia bajo CAG.

Cuando no exista en el despacho económico la suficiente capacidad para regulación secundaria de frecuencia, la UT podrá requerir la entrada en operación de una unidad generadora habilitada no despachada.

Reserva Secundaria de Generación de acuerdo con el numeral 3.2 del Anexo 11. Generación en el despacho económico real resulte diferente de la asignación establecida en el numeral debido a incumplimientos en los aportes de reserva secundaria, los costos de esta modificación serán distribuidos entre los PMs generadores que estén generando en ese intervalo de mercado y que no hayan cumplido con la regulación secundaria de frecuencia establecida en este Reglamento, en proporción con su reserva faltante.

Reserva Secundaria. Adicionalmente recibirá una remuneración por los ingresos que dejó de percibir por dar dicho servicio. Dicha remuneración será compensada por los generadores que no proporcionaron el servicio, en proporción a su faltante de reserva.

Los ingresos que dejó de percibir por dar dicho servicio adicional, al mantener una reserva mayor a la requerida, se calcularán como la generación real que se redujo por prestar el servicio adicional, limitado por el valor de reserva adicional comprometida, multiplicado por la diferencia entre el Costo Marginal de Operación correspondiente al despacho real y el costo variable o valor del agua correspondiente.. Adicionalmente, si una unidad generadora es despachad para suplir déficit de Reserva Secundaria, a pesar que no era económicamente requerida, se calculará la diferencia entre el costo variable de la unidad y el costo marginal de operación multiplicado por la generación de la unidad secundaria, y se cobrará a los generadores que no aportan el servicio de Reserva Secundaria de generación en proporción a su déficit de reserva.

**Reserva Fría por Confiabilidad (RFC).**

Los Contratos de RFC.

Si al momento de la entrada en vigencia de este Reglamento, la UT tuviera firmados contratos de servicio de Reserva Fría por Confiabilidad , los cuales tienen por objeto garantizar la disponibilidad de reserva en unidades generadoras o GGP para darle una cobertura confiable a la demanda nacional de energía eléctrica, dichos contratos seguirán vigentes hasta su fecha de término.

Una vez que entre en vigencia este Reglamento, no se llamará a nuevas licitaciones para contratar potencia que provea el servicio auxiliar de RFC, ni tampoco podrán ser renovados los contratos de RFC existentes.

Despacho de unidades generadoras o GGP que prestan el servicio de RFC.

Las unidades generadoras que prestan el servicio de RFC podrán determinar el costo marginal de la energía según las mismas reglas que cualquier otra unidad generadora del sistema. Sin embargo, para el caso de unidades de generación que tengan restricciones técnicas que requieran un tiempo mínimo de operación, y en concordancia con la aplicación del concepto de costo marginal en el despacho económico, podrán fijar el costo marginal de la energía en las horas en las que su operación resulte estrictamente necesaria de conformidad con el despacho económico.

Los fondos para el pago del servicio de RFC están constituidos por: (i) la remuneración de la potencia firme de estas unidades generadoras, (ii) la remuneración de la energía generada (iii) el complemento entre el pago a estos valores y el pago que debe efectuarse de acuerdo a lo indicado en el numeral 12.7.4. 12.7.5.2. La UT calculará para el inicio de cada mes el valor de π, para la recolección del pago por RFC del mes.

La UT sumará al precio del MRS horario. La UT publicará el valor de y el precio del MRS incluyendo .

El cargo por RFC será recolectado de cada PM que retire energía del sistema en el mes de facturación del servicio de RFC, para lo cual se agregará al Costo Marginal de cada intervalo de Mercado como un cargo más del sistema.

El complemento del pago por energía del último mes del período de servicio contratado, será recolectado por medio de la aplicación de en el mes siguiente.

Distribución de los cobros y pagos por RFC. El pago por la potencia contratada se hará en el mes siguiente al que se prestó el servicio, y el monto será detallado en el DTE del mes correspondiente.

Mantenimientos programados.

El mantenimiento programado de las unidades generadoras o GGP contratados se regirá por el procedimiento establecido en el Capítulo Coordinación de Mantenimientos del presente Reglamento.

La unidad generadora o GGP contratado para prestar el servicio de RFC, no recibirá el pago por potencia que se encuentre indisponible, por el período en que dicha unidad generadora o GGP se encuentre en mantenimiento.

deberán de realizar la prueba de capacidad de potencia de acuerdo al siguiente protocolo: a) Se hará la prueba de capacidad que establece el Reglamento, en la primera semana del primer mes de cada trimestre, que contemple el contrato de RFC.

b) Antes de cada prueba, la UT y la empresa que brinde el contrato de capacidad de RFC, verificaran la funcionalidad y calibración de los medidores ubicados en el punto de entrega a la red de transmisión y de los transductores para el SAE. c) En caso de tenerse problemas con el SIMEC de la unidad generadora o GGP contratado, la empresa que provee el servicio ganadora del contrato de RFC, tendrá que corregir el problema y para ello, dispondrá de una semana, si no, deberá de reprogramar la fecha de la prueba de capacidad para la siguiente semana.

d) Una vez verificado el funcionamiento de los medidores, la UT informara el día y la hora exacta en que se realizará la prueba de capacidad de RFC.

f) Se comprobará que las unidades generadoras o GGP que presten el servicio de RFC inyecten una potencia igual a la potencia máxima contratada por un lapso de tiempo de una hora y de acuerdo a sus restricciones técnicas.

h) Se tomaran las lecturas de Potencia Real del Medidor (PRM) del SIMEC cada 5 minutos. i) La Potencia Resultante (PR) de la prueba, será igual a la suma de todas las lecturas obtenidas dividida entre el número total de lecturas; en caso de que el resultado sea mayor que la capacidad contratada se pagará solamente la capacidad contratada, si el resultado es menor, se pagará dicha potencia.

j) Cada prueba de capacidad deberá documentarse en acta, en la cual deberá constar el lugar, fecha y hora de inicio y finalización de la prueba, identificación del personal de la unidad generadora y la UT presente en la prueba, los datos registrados por el SIMEC, la potencia contratada por RFC, la desviación en MW obtenida, comentarios acerca de la prueba y firma y sello de los participantes.

k) Si antes o en el transcurso de la prueba de capacidad se produce una contingencia en el sistema que afecte o evite la ejecución de la prueba de capacidad, la UT tendrá la potestad para suspender.

**Arranque en Cero Voltaje.**

La UT adjudicará el servicio de arranque en cero voltaje a los PMs que lo ofrezcan y demuestren cumplir con lo requerido en el Anexo Servicios Auxiliares. La UT determinará la capacidad de arranque en cero voltaje que se requiere anualmente; dicha capacidad deberá estar disponible en al menos dos GGP distintos, para garantizar confiabilidad.. El cargo por tener la capacidad de arranque en cero voltaje consistirá en un pago mensual por la disponibilidad especificada en el Anexo Servicios Auxiliares, el cual será incorporado al precio del MRS de acuerdo a la metodología definida en el Anexo Cálculo del Precio en el MRS.

En el caso en que un PM al que la UT le requiera efectuar un arranque en condición de cero voltaje, no pueda cumplir la solicitud, la UT solicitará efectuar el arranque al siguiente PM habilitado.

**Coordinación de Servicios Auxiliares con el MER.**

La UT coordinará los requerimientos de servicios auxiliares del MER con el Ente Operador Regional, de acuerdo al horario establecido en el Anexo Transacciones del Mercado.

**OPERACIÓN EN TIEMPO REAL**

El objeto de las reglas para la operación en tiempo real es definir los procedimientos que deberán seguir la UT y los PMs mientras se realiza el manejo del sistema de transmisión y del mercado mayorista. Los procedimientos mediante los cuales la UT administrará el MRS cada dia en la operación real.

b) La obligación de la UT de seguir los procedimientos de operación del MER de acuerdo a la Regulación Regional vigente.

En la operación en tiempo real, la UT administrará el MRS con base en los resultados del predespacho y utilizando el SAM para realizar los ajustes necesarios para cubrir a mínimo costo las desviaciones entre los valores previstos y los valores reales.

.**Facultad de Control de la UT.**

Todo PM Transmisor deberá poner a disposición de la UT los medios de control de sus equipos e instalaciones, con el fin de realizar su función de coordinar la operación del sistema. Los equipos que tengan la capacidad de control remoto deberán estar disponibles para ser operados desde el SAE. En donde no exista esta facilidad, el personal destacado en el sitio para operar manualmente los equipos deberá acatar el justificado. Los PMs con unidades de generación deberán acatar los justificados.

Los PMs Distribuidores y Usuarios Finales deberán acatar las instrucciones que le indique la UT, excepto en caso de que esto represente peligro para personas o instalaciones, debidamente justificado.

**Suministro de Información.**

A lo largo de un día, cada PM deberá informar a la UT las modificaciones que surjan a las condiciones informadas el día anterior para el predespacho. Todos los PMs con centrales hidroeléctricas informarán a la UT, cada hora, los caudales afluentes, la proyección de los mismos, el nivel de los embalses, las descargas por compuertas realizadas y cualquier otra información requerida, en los plazos, medios y formatos establecidos por la UT.

**Administración.**

La UT operará el sistema en tiempo real buscando mantener el balance entre oferta, pérdidas y demanda a mínimo costo dentro de las restricciones de transmisión y los requisitos de seguridad y calidad.

La UT administrará en tiempo real las desviaciones respecto del predespacho entre la oferta y demanda real, a través del MRS y las unidades generadoras disponibles de forma tal de cubrir las desviaciones a mínimo costo dentro de las prioridades definidas por los requerimientos de calidad y seguridad de servicio.

Las desviaciones que se produzcan en tiempo real sobre las transacciones netas programadas en un nodo donde exista comercialización a través de un PM intermediario, serán asignadas al PM intermediario de dicho nodo. Este deberá conciliar de mutuo acuerdo la asignación de los cargos o abonos resultantes con cada PM comercializador que haya tenido transacciones a través de dicho nodo.

Este procedimiento se efectuará aun en las situaciones en las que el PM informa que alterará sus transacciones por imprevistos propios o de cualquier PM comercializador que utiliza sus instalaciones. En caso de tener que utilizar ofertas de oportunidad de retiro en un nodo en el que existan transacciones del PM intermediario y uno o varios PMs comercializadores, el PM intermediario responsable de cada nodo deberá coordinar dentro de sus instalaciones la aplicación de las variaciones, notificando a los PMs comercializadores, de acuerdo a los bloques reportados por la UT.

Luego de una falla o condición de emergencia, la UT, una vez determinada la condición final esperada, deberá realizar un despacho ajustado en el menor plazo posible y pondrá a disposición de los PM la nueva condición de inyección y retiro programados. De ser necesario, el nuevo despacho considerará el redespacho de las Transacciones Regionales coordinadas con el EOR.

La UT podrá excepcionalmente alterar el orden económico de despacho, ante requerimientos operativos de calidad y seguridad del servicio o restricciones operativas del sistema eléctrico o condiciones de emergencia o alerta. La UT coordinará con el EOR la operación en tiempo real con el objeto de preservar los criterios de calidad, seguridad y desempeño regionales y controlar las desviaciones en los Enlaces con respecto a las Transacciones Regionales programadas

**Obligaciones.**

Cada PM está obligado a mantener sus transacciones dentro de los valores resultantes del predespacho y de las instrucciones giradas por la UT durante la administración en tiempo real del MRS, dentro de la banda de tolerancia definida en el Anexo Operación en Tiempo Real. Toda energía generada en un intervalo de Mercado por una unidad o GGP que resulte diferente que la asignada por la UT, de acuerdo al predespacho y la administración del MRS, por encima de la banda de tolerancia, será tratada de acuerdo a lo indicado en el Anexo Operación en Tiempo Real.

**Racionamiento Forzado.**

En la operación en tiempo real, condiciones de falla y/o congestión imprevistas pueden requerir para su solución un nivel de flexibilidad de la demanda mayor que el ofertado. En estos casos la UT administrará el faltante que surge considerando el uso de las siguientes medidas en el orden que la UT defina según las circunstancias: modificar o suspender las Transacciones Regionales de inyección, manteniendo, de ser posible, las transacciones asociadas a contratos firmes regionales; reducir el margen de reserva hasta un nivel de emergencia; procurar realizar Retiros Regionales de energía para sustitución de déficit nacional de acuerdo al numeral 11.8 del presente Reglamento. De ser todo lo anterior insuficiente, la UT administrará el MRS mediante restricciones al abastecimiento a través de la URF.

Forzado establecido en este Reglamento. Los programas de racionamiento que asigne la UT serán de cumplimiento obligatorio.

La UT coordinará con cada PM que retira de la red la reducción forzada a aplicar a los retiros de la red.

PM Distribuidor y por terceros en su área de distribución.

**Generación Obligada.**

Las restricciones operativas de transmisión, calidad y seguridad pueden requerir programar y operar el sistema en una condición de oferta y demanda distinta a la de mínimo costo de abastecimiento. Los cargos y abonos por generación obligada serán calculados de acuerdo con la metodología descrita en el Anexo Cálculo del Precio en el MRS.

**Resultados de la Operación.**

Cada día, la UT pondrá a disposición de cada PM, en la página Web de la UT, los resultados del día anterior discriminados por intervalo de Mercado de inyección de cada unidad generadora o GGP y de retiro en cada nodo que se obtienen en el MRS de la operación real, con la información indicada en este Reglamento.

La UT pondrá a disposición de cada PM, por intervalo de Mercado, los valores de inyección y de retiro en cada nodo, que resultan del SIMEC o del SAE, identificando: Toda restricción que alteró el despacho previsto; c) La generación obligada; d) Las restricciones reales en la red de transmisión; e) Los Costos Marginales de Operación; f) Los precios indicativos del MRS; g) Los cargos del sistema indicativos.

La UT pondrá a disposición de los PMs los resultados de la operación en tiempo real, en el plazo indicado en el Anexo Transacciones del Mercado.

Las desviaciones del despacho en el nodo de un PM intermediario, que involucran las transacciones propias y las de cualquier PM comercializador que estaban incluidas en el predespacho de sus nodos, serán cargadas al PM intermediario. Las fallas de otros PM que alteraron las transacciones en un nodo en el que participan uno o varios PMs comercializadores, serán manejadas según el procedimiento establecido en este Reglamento, bajo la responsabilidad del PM intermediario.

**Redespachos en el Mercado Nacional.**

En caso de modificaciones significativas a las condiciones previstas en el predespacho nacional definitivo, la UT, en coordinación con el EOR si es el caso, realizará un nuevo despacho utilizando el SAM, y pondrá a disposición de los PMs los nuevos programas de inyección y retiro para lo que resta del día. Dichas modificaciones significativas considerarán al menos: a) Indisponibilidad confirmada por el PM propietario de al menos tres intervalos de mercado consecutivos de una unidad generadora con energía asignada en el predespachado, que represente al menos el margen de reserva rodante de la demanda real en los intervalos de mercado afectados.

b) Ante diferencias entre el pronóstico de demanda y el valor real de demanda de más o menos el porcentaje establecido para la reserva rodante.

Por solicitudes de redespachos regionales según las causas previstas en la Regulación Regional.

Redespachos en el Mercado Eléctrico Regional que afecten las transacciones programadas, de acuerdo con la Regulación Regional vigente.

UT. La UT asignará un valor del agua igual a cero a dicho embalse y realizará un re-despacho para los siguientes períodos de mercado, dando prioridad de colocación a dicha central. No obstante lo anterior, una vez conocida la información del propietario de dicho embalse, la UT en tiempo real realizará los cambios necesarios en el plan de generación para reflejar la nueva condición. Asimismo realizará una reprogramación semanal usando la nueva información disponible, de conformidad con el numeral 9.2.1 del ROBCP.

En el caso de desviaciones en los caudales afluentes reales con respecto de los pronosticados y apartamientos en las cotas esperadas, y que no se prevea vertimiento por el propietario de la central, no serán necesarios re-despachos en tiempo real, y los ajustes de tales desviaciones serán considerados y programados en los pre-despachos de los días subsiguientes.

**PÉRDIDAS DE TRANSMISIÓN**

El objeto de las reglas para las pérdidas es definir los procedimientos que la UT utilizará para incluir las pérdidas de transmisión en el precio del MRS

**CONGESTIÓN EN LA RED DE TRANSMISIÓN**

El objeto de las reglas para la congestión de la red de transmisión es definir los procedimientos y criterios que utilizará la UT para administrar las restricciones en el sistema de transmisión y asignar los cargos por congestión.

**Administración de la Congestión.**

Se considera que el sistema tiene restricciones de transmisión que provocan una condición de congestión, ya sea en el predespacho o en la operación en tiempo real, cuando la administración de las ofertas de oportunidad de retiro y el despacho económico llevaría al sistema a vulnerar sus límites máximos permisibles y/o a operar fuera de los parámetros definidos para las condiciones de calidad y seguridad establecidas.

La UT resolverá las restricciones de transmisión a partir de los resultados obtenidos del SAM.

Sistema.

En condiciones normales, la UT administrará una congestión con los resultados del SAM utilizando el orden económico de despacho y aceptando las ofertas de retiro de oportunidad necesarias para resolverla a mínimo costo.