

**REMUNERACIÓN DE LOS SERVICIOS COMPLEMENTARIOS EN EL SEIN.
ANÁLISIS Y PROPUESTA**

**A los dueños del futuro,
aquellos que creen en la verdad
y realizan sus sueños.**

SUMARIO

El Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) proporciona el suministro de energía eléctrica a todo el Perú, es por ello, que para que se garantice su operación con seguridad y calidad, se requiere que este cuente con ciertos servicios (Servicios Complementarios). Para llegar a encontrar la mejor manera de suministrarlos se han analizado las experiencias de otros países, las cuáles sirven de base para cumplir con las propuestas finales.

Es por esto, que el presente trabajo concluye en una propuesta de remuneración de estos servicios, con la finalidad de que los diferentes agentes del mercado eléctrico peruano, y quizás nuevos agentes, se interesen en brindarlos y de esta manera lograr beneficios para el SEIN.

ÍNDICE

INTRODUCCIÓN.....	1
CAPITULO I LOS SERVICIOS COMPLEMENTARIOS EN LOS SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA	5
1.1 Servicios complementarios en el sector eléctrico.....	5
1.2 Definición de los servicios complementarios	5
1.2.1 Relación de servicios complementarios	6
1.2.2 Necesidad de los servicios complementarios.....	9
1.3 Servicios Complementarios a ser analizados.....	11
1.3.1 Reserva rotante	11
1.3.2 Reserva no sincronizada de emergencia	16
1.3.3 Regulación de tensión	18
1.4 Mercado para los servicios complementarios.....	23
CAPITULO II DIAGNÓSTICO COMPARADO DE LA SITUACIÓN ACTUAL DE LOS SERVICIOS COMPLEMENTARIOS	26
2.1 Servicios complementarios en el ámbito internacional.....	26
2.1.1 Argentina.....	26
2.1.2 Colombia.....	33
2.1.3 Chile.....	42
2.1.4 España.....	49
2.1.5 Inglaterra (Reino Unido).....	55
2.1.6 Resumen de los servicios complementarios internacionales	60
2.2 Situación actual de los servicios complementarios en el SEIN	62
2.2.1 Análisis de la NTCOTR sobre los servicios complementarios	62
2.2.2 Análisis del PR-N° 15 sobre la regulación de tensión	64
2.2.3 Análisis del PR-N° 22 sobre la reserva rotante	88
2.3 Servicios complementarios requeridos en el SEIN	101
2.3.1 Servicio complementario de reserva rotante	101
2.3.2 Servicio complementario de reserva no sincronizada.....	107
2.3.3 Servicio complementario de regulación de tensión	111
2.3.4 Conclusiones	112
CAPITULO III PROPUESTA DE REMUNERACIÓN DE LOS SERVICIOS COMPLEMENTARIOS EN EL SEIN	115
3.1 Reserva rotante	115

3.1.1	Propuesta del servicio de reserva rotante en el SEIN.....	115
3.1.2	Desarrollo de criterios para la asignación de remuneración de la regulación primaria de frecuencia.....	117
3.1.3	Desarrollo de criterios para la asignación de remuneración de la regulación secundaria de frecuencia.....	122
3.1.4	Simulación del impacto tarifario de la reserva rotante.....	124
3.1.5	Conclusiones	131
3.2	Reserva no sincronizada	132
3.2.1	Propuesta del servicio de reserva no sincronizada en el SEIN.....	132
3.2.2	Remuneración de la potencia disponible en reserva.....	133
3.2.3	Simulación del impacto tarifario de la reserva no sincronizada.....	147
3.2.4	Escenario actual de la reserva no sincronizada	150
3.2.5	Conclusiones	151
3.3	Regulación de tensión	152
3.3.1	Propuesta del servicio de regulación de tensión	152
3.3.2	Valores de referencia para los agentes del mercado	156
3.3.3	Requerimientos a los diferentes agentes del mercado	158
3.3.4	Descripción de las sanciones para cada agente	160
3.3.5	Cálculos a ser realizados.....	172
3.3.6	Simulación de la remuneración por la regulación de tensión	173
3.3.7	Conclusiones	201
	CONCLUSIONES.....	202
	BIBLIOGRAFÍA.....	222

INTRODUCCIÓN

El presente trabajo de investigación ha sido elaborado como una necesidad del SEIN, para que pueda operar con la seguridad y la calidad que señalan la LCE y su Reglamento. En este trabajo se describe experiencias de otros países, las cuáles sirven de base para cumplir con las propuestas finales. Para realizar todos los análisis y cálculos se ha utilizado información real, recopilada en su mayoría de la Página Web del COES-SINAC, OSINERG, MEM, entre otros.

En el segundo capítulo se analiza los SC desarrollando las definiciones dadas, se realiza una lista de los diversos servicios que existen, este capítulo finaliza mencionando los SC desarrollados en el presente trabajo.

En el tercer capítulo se diagnostica los SC que se cuentan en Argentina, Colombia, Chile, España e Inglaterra, luego se menciona la situación en la que se encuentran los SC en el Perú, para finalizar el capítulo se desarrolla un marco teórico de los SC considerados en el presente trabajo.

En el cuarto capítulo se desarrolla la parte principal del presente trabajo, que viene a ser la Propuesta de Remuneración de los SC que se analizó en los capítulos anteriores.

Finalmente, se desarrolla las conclusiones del trabajo donde se resume los principales análisis, diagnósticos y propuestas.

Antecedentes

Los SC existen en todo sistema eléctrico, sin embargo, a veces, dicha existencia no es reconocida por todos los integrantes de dicho sistema, pues involucran costos mayores. Es por ello, que el desarrollo de estos servicios, indispensables para el funcionamiento seguro, confiable y de calidad, en el Perú es incipiente, al punto de que recién mediante los Decretos Supremos N° 039-2001-EM y N° 003-2005-EM, publicados el 18 de julio de 2001 y el 3 de febrero de 2005 respectivamente, se efectuaron diversas modificaciones al Artículo 92° del Reglamento, referidas a criterios, procedimientos y responsabilidades para la coordinación de la operación en tiempo real del SEIN; y con estas modificaciones, así como la experiencia adquirida de la coordinación de la operación en tiempo real durante los últimos cinco años, dieron lugar a la revisión de la NTCOTR, aprobada por Resolución Directoral N° 049-99-EM/DGE, publicada el 5 de diciembre de 1999, lo cual

concluyó en su actualización, a través de la Resolución Directoral N° 014-2005-EM/DGE.

En el mundo, la búsqueda de eficiencia en el consumo y en la generación de la electricidad a través de incentivos económicos está guiando a muchos países a reestructurar el manejo de sus sistemas eléctricos de potencia. En las últimas dos décadas, la competencia ha estado sustituyendo a la regulación en los principales sectores económicos del mundo, incluyendo transporte, telecomunicaciones y gas natural. En cada una de estas industrias el desarrollo de la competencia ha tenido su respectiva evolución.

La NTCOTR señala literalmente que los SC podrán ser suministrados por cualquier integrante del Sistema, y estos son los siguientes:

1. Reserva Rotante.
2. Regulación de Frecuencia.
3. Regulación de Tensión y/o suministro locales de reactivos.
4. Grupos de arranque rápido por emergencia (reserva fría).

Al momento de la publicación de esta norma, los servicios mencionados no eran reconocidos como "*Servicios Complementarios*", existían ciertos reconocimientos por los servicios de Control de Tensión por arranque de unidades (involucrado en la Regulación de Tensión) y de RPF (involucrado en la Regulación de Frecuencia).

Estos servicios se encuentran considerados en los procedimientos técnicos del COES, el PR-N° 11: "*Reconocimiento de Costos por Regulación de Tensión en Barras del SEIN*" y al PR-N° 22: "*Reserva Rotante en el SEIN*". Sin embargo, estos procedimientos consideran mecanismos de compensación que requieren ser perfeccionados y/o elaborar nuevos procedimientos que normen y establezcan la compensación por el suministro de los SC.

Por otro lado, varios agentes del sector eléctrico, principalmente los que desarrollan actividades de generación, vieron restringidos sus ingresos por potencia debido a que los altos costos variables de producción de algunas de sus unidades térmicas en particular, las ubican fuera del rango establecido a través del Margen de Reserva del SEIN. Es por ello, que a partir del 2do semestre de 2003, se inició en el COES el denominado "*retiro de operación comercial*" de diversas unidades térmicas, motivado en que estas unidades ya no son consideradas para efectos del despacho, así como en las transacciones mensuales de potencia.

Por esta razón, los referidos agentes han manifestado su preocupación y han evaluado la problemática surgida en torno a la pérdida de ingresos que normalmente percibían por algunas unidades de generación térmica del SEIN, que

actualmente son requeridas en situaciones de emergencia por sus características de arranque rápido y auto-arranque, o que pueden regular tensión en otros casos. La falta de estas unidades de arranque rápido representaría cambios en la programación del despacho y en la asignación de la reserva rotante a ser despachada por el COES, dado que no se contará con la posibilidad de proveer, por ejemplo, hasta 100 MW en un lapso menor a 10 minutos¹. Como se conoce, en el mercado eléctrico peruano la remuneración por la potencia no contempla otros criterios más que los de eficiencia por costos variables y el despacho real de las unidades; con el inconveniente de que las unidades que tienen otras características, que también las hacen necesarias en el sistema, queden fuera de este sistema remunerativo.

Varios agentes del sector eléctrico peruano, principalmente generadores, han señalado la importancia de considerar el desarrollo de un mercado para SC, para lo cual se deben tomar en cuenta algunos aspectos adicionales, que se resumen a continuación:

- Se debe pagar todo concepto por los SC, para lo cual se debe crear un Fondo de Compensación.
- Quienes brindan los SC deben ser debidamente compensados mediante el uso de dicho Fondo de Compensación.
- Se debe penalizar a los agentes que no contribuyan o causen el déficit de los SC.

Desde la aprobación de esta referida norma, aún no se han establecido los nuevos procedimientos para establecer la metodología para el abastecimiento de estos SC, ni su remuneración; por lo cual los integrantes del sistema han optado por realizar cambios en ciertas unidades, por ejemplo, es el caso de la CT Calana que esta en proceso de ser trasladada de la ciudad de Tacna a la ciudad de Pisco, para que dichas unidades operen con gas natural, esto ha provocado que el área operativa Tacna quede vulnerable a problemas de tensión y falta de suministro por no contar con una fuente cercana de abastecimiento de energía eléctrica.

Finalmente, la idea de brindar la siguiente propuesta de remuneración de los SC en el SEIN tiene como finalidad dar una señal económica positiva a los agentes del mercado eléctrico, y a otros que puedan venir, para que inviertan en equipamiento que pueda ayudar a que el suministro de energía eléctrica se pueda realizar bajos

¹ Es el caso de las unidades UTI 5 y UTI 6 de la CT Santa Rosa de Edegel, los cuáles en una primera intención iban a ser desmanteladas, pero ahora tras la llegada del gas natural a Lima, están siendo reconvertidas y operarán como unidades base.

los conceptos de seguridad, confiabilidad y calidad de suministro.

Objetivo

Evaluar y elaborar una propuesta de remuneración para los Servicios Complementarios en el SEIN, los cuáles son requeridos para la operación segura, confiable y de calidad del sistema eléctrico nacional.

La necesidad de establecer la remuneración es para garantizar y brindar las señales económicas adecuadas para que los agentes inviertan en su desarrollo.

Alcances

El presente trabajo de investigación pretende identificar y analizar el estado de los SC en el Perú, y con ello llegar a establecer una propuesta de remuneración; esto con la finalidad de promover la implementación de estos servicios como requerimientos a tener en cuenta al efectuar la programación de la operación del SEIN, en sus horizontes temporales de mediano y corto plazo.

Para ello, los alcances planteados en el presente trabajo son los siguientes:

- Identificación de los SC existentes en los sistemas eléctricos, en la cual se analizará cuáles serán los SC a ser tomados en cuenta para el presente trabajo.
- Desarrollo de un diagnóstico de la situación actual de los SC en el SEIN
- Desarrollo de un análisis comparado de los SC en el SEIN con otros países, para la ello se buscaran que países tienen similitudes con nuestro mercado eléctrico.
- Desarrollo de un análisis para proponer las remuneraciones derivadas del suministro de los SC.
- Desarrollo de una metodología de pago de los SC analizados.

CAPITULO I

LOS SERVICIOS COMPLEMENTARIOS EN LOS SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA

1.1 Servicios complementarios en el sector eléctrico

En diferentes países del mundo, se viene trabajando en los SC, como una forma de ayudar a la seguridad, confiabilidad y calidad de los sistemas eléctricos. Llegando a enfatizar en la necesidad de discriminarlos, para especificar su retribución a quien lo debe producir.

1.2 Definición de los servicios complementarios

Existen varias definiciones para este tipo de servicios eléctricos. Las definiciones más cercanas al concepto de SC, son las siguientes:

- *"Los servicios complementarios son aquellos servicios requeridos para apoyar la operación eficiente del Sistema de modo que el suministro de energía eléctrica a los usuarios se efectúe con seguridad, confiabilidad y calidad".* Esta definición aparece en título sexto de la NTCOTR.
- *"Los servicios complementarios son aquellos necesarios para proveer el servicio básico de transmisión a los consumidores. Estos servicios comprenden desde acciones que afectan a la transacción (como servicios de programación y despacho) hasta servicios que son necesarios para mantener la integridad del sistema de transmisión durante una transacción (como los servicios de seguimiento de carga y soporte de potencia reactiva)".* Esta definición aparece en la Orden N° 888 de la FERC.
- *"Los servicios complementarios son aquellos productos necesarios para hacer viable la entrega de energía eléctrica en condiciones de calidad y seguridad aceptables"* (Ente Regulador de España).
- *"Los servicios complementarios son todas aquellas funciones desarrolladas por personal y equipos que generan, controlan y transmiten electricidad como soporte a los servicios básicos de capacidad de generación, abastecimiento de electricidad y transmisión de potencia"* (ORNL).
- *"Servicios complementarios: Son aquellos servicios que son necesarios para apoyar la transmisión de potencia y energía desde las fuentes hacia las*

cargas, manteniendo una operación confiable del sistema de transmisión, según una práctica correcta de la utilidad del sistema de transmisión" (Florida Power & Light Company).

- Para la NERC, el nombre de "*servicios complementarios*" no refleja adecuadamente la esencia natural y los costos implicados de estos servicios, por lo que esta entidad prefiere llamarlos "*servicios de operación interconectados*" (IOS).

1.2.1 Relación de servicios complementarios

El número de SC identificados ha variado, con el paso del tiempo, desde 6 a 40. A continuación se desarrolla una lista con 32 servicios individuales que califican como SC basados en una revisión de la literatura y particularmente, por una revisión y estudio hecho por la NERC.

1. **Reserva Rotante:** El servicio involucra la provisión de la programación de los servicios de capacidad y energía requerida para reemplazar la capacidad de los recursos existentes sin programación.
2. **Regulación de Frecuencia:** Este servicio incluye la provisión de los mecanismos de control y capacidad de generación para responder y corregir la frecuencia del sistema como producto del desbalance entre las cargas y la generación.
3. **Reserva No Sincronizada:** Este servicio incluye la provisión de capacidad de generación que puede ser puesta en funcionamiento dentro de un período corto de tiempo para ajustarse a reducciones abruptas en la generación o incrementos súbitos en la carga, con el propósito de prevenir períodos largos de sobrecargas en el sistema.
4. **Regulación de Tensión:** Este servicio permite ajustar dinámicamente las variables de salida o consumo, con el propósito de mantener los niveles de tensión.
5. **Suministro local de reactivos:** Este servicio incluye la provisión de fuentes locales de potencia reactiva para los puntos de carga de transmisión, con el propósito de asegurar un nivel de voltaje apropiado.
6. **Rechazo Automático de Carga:** Este servicio incluye la provisión de mecanismos de control y de despacho de carga, para la recuperación del sistema ante reducciones bruscas en la generación o incrementos rápidos en la demanda.
7. **Servicio administrativo:** Este servicio incluye la provisión del sistema de facturación, como también los servicios relacionados.

- 8. Curtailment Management:** El servicio considera la provisión de algoritmos de control y sistemas para reducir las transacciones de potencia según sea necesario, para mantener la integridad de la operación de los sistemas de potencia.
- 9. Demand side Management:** Este servicio incluye la provisión de mecanismos de control de las cargas, que pueden ser programadas para balancear la demanda y suministrar los requerimientos para cumplir confiablemente con los requerimientos predominantes.
- 10. Dynamic scheduling:** El servicio involucra la provisión de monitoreo y control de algoritmos y de sistemas que permiten medir el movimiento de la carga o de la generación en diferentes puntos a través de la telemetría.
- 11. Energy imbalance:** El servicio considera el suministro del déficit o exceso de energía causado por el ajuste entre la programación de energía y el flujo actual de energía.
- 12. Despacho de la Generación:** Este servicio incluye la provisión de algoritmos y de sistemas para que minuto a minuto se despache los recursos de generación para abastecer la demanda y cumplir confiablemente los requerimientos predominantes.
- 13. Programación de la Generación:** El servicio considera la provisión de algoritmos y sistemas para programar los recursos de generación para abastecer la demanda y cumplir confiablemente los requerimientos predominantes, en los diferentes horizontes.
- 14. Seguimiento de carga:** Este servicio involucra la provisión de suficiente capacidad de generación para seguir las variaciones de la carga hora a hora.
- 15. Regulación de Carga:** Este servicio incluye la provisión de algoritmos de control y sistemas que permiten cambios horarios en la generación para ajustarse a cambios en la carga que está siendo servida.
- 16. Medición de servicios:** Este servicio incluye la provisión de equipos de medición (telemetría) y de servicios para monitorear el suministro de energía y capacidad (principalmente monitoreando el suministro y recepción de potencia activa y reactiva).
- 17. Operating Reserve-Supplemental:** Este servicio incluye la provisión de capacidad de generación no sincronizada con el sistema pero capaz de servir la demanda y la carga interrumpible que puede ser removida del sistema, ambas dentro de 10 minutos.

- 18. Planificación de Reservas:** Este servicio incluye la provisión de la capacidad total sobre la carga firme, necesaria para proveer en forma segura las reservas necesarias para períodos largos de tiempo.
- 19. Calidad de Servicio:** Este servicio incluye la provisión de equipamiento y servicios para la eliminación de armónicas, incrementar la confiabilidad de suministro local, etc., como parte del servicio de calidad de especial de transmisión a los consumidores que lo requieren.
- 20. Compensación de pérdidas reales de potencia:** Este servicio incluye la provisión de energía para compensar las pérdidas de potencia real del sistema de transmisión.
- 21. Reactive Supply and Voltage Control from Generation Sources Service:** Este servicio incluye el suministro de potencia reactiva desde las fuentes de generación, para facilitar la operación del sistema de transmisión, incluyendo la capacidad de ajustar la tensión, en forma continua, del sistema de transmisión, en respuesta a los cambios del sistema.
- 22. Servicio de Restauración:** Este servicio incluye la provisión de capacidad de restauración necesaria incluyendo la capacidad de generación Black Start.
- 23. Servicio de respaldo de suministro programado:** Este servicio incluye la provisión de servicios programados, y la capacidad y energía requerida para reemplazar los recursos de capacidad en una base planificada o programada.
- 24. Scheduling, System Control and Dispatch:** Este servicio incluye la provisión integrada para asegurar la confiabilidad de las interconexiones, minimizar las restricciones de transmisión e identificar y distribuir el precio de los productos eléctricos.
- 25. Reserva en giro:** Este servicio incluye la provisión de generación en línea y desconectada, para ajustarse ante reducciones imprevistas en generación o incrementos instantáneos en la carga.
- 26. Servicio de Programación estática:** Este servicio incluye la provisión de algoritmos de control y sistemas para establecer programaciones específicas hora a hora para la transmisión de potencia, coordinando las áreas de control afectadas.
- 27. System reactive support:** Este servicio incluye la provisión de fuentes de reactivos para apoyar la operación del sistema de transmisión, incluyendo la habilidad para ajustar en forma continua el voltaje del sistema de transmisión, en respuesta a los cambios del sistema.

28. Time error correction: Este servicio incluye la provisión de mecanismos de control y la capacidad de generación para modificar el programa de generación, con el propósito de corregir la señal de frecuencia.

29. Despacho de Transmisión: Este servicio incluye la provisión de algoritmos de control y sistemas para despachar, minuto a minuto, el sistema de transmisión en respuesta a la confiabilidad de los requerimientos de los sistemas de potencia.

30. Mantenimiento de la Transmisión: Este servicio incluye la provisión de los servicios de mantenimiento y reparación para asegurar la adecuada capacidad de transmisión sobre largos períodos de tiempo.

31. Reserva de la Transmisión: Este servicio incluye la provisión de la capacidad de reserva de transmisión para ajustarse ante cambios imprevistos en el balance de generación y carga.

32. Servicio de Transmisión Programada: Este servicio incluye la provisión de algoritmos de control y sistemas para programar las facilidades de transmisión, en respuesta a la confiabilidad de los requerimientos de los sistemas de potencia.

Habiendo presentado estos SC, es conveniente caracterizarlos desde el punto de vista de la identificación del proveedor de estos servicios. La mayoría de estos servicios pueden ser identificados entre los generadores, sin embargo, los que no pueden ser identificados entre los generadores no se les reconoce pago alguno por el suministro de los mismos, de tal forma que no tendrían incentivo para participar en el mercado; algunos de los que no se identifican entre generadores son:

- Servicios programación de la generación,
- Servicio de despacho de la generación,
- Servicio de Restauración,

En estos casos la no identificación hace necesario que se establezca un pago entre todos los agentes, estableciéndose una tarifa que depende del equipo que cada uno de ellos es dueño, sin embargo, esto no es menester del presente trabajo, por lo que no será analizado.

1.2.2 Necesidad de los servicios complementarios

Un aspecto que se destacó inicialmente cuando se instrumentaron los mercados eléctricos competitivos a nivel latinoamericano fue el de mejorar las condiciones económicas de los servicios básicos de potencia y energía de tal manera que económicamente sean eficientes. Si bien oportunamente las regulaciones contemplaron las condiciones de calidad de servicio mínimas a tal punto que se

penalizan los incumplimientos, económica y explícitamente, estos no fueron suficientemente estudiados desde el punto de vista técnico. Esto conllevó a que si bien los servicios básicos mencionados cumplieron con su objetivo de eficiencia económica no se cumplieron totalmente en cuanto a la calidad y seguridad de los sistemas.

En esta nueva etapa o segunda generación de los mercados eléctricos competitivos se observa una mayor preocupación por el perfeccionamiento de las normas técnicas de calidad y seguridad de los sistemas. Por ejemplo, se observa el reciente caso chileno (norma técnica de mayo de 2005) y el caso que nos ocupa, el peruano, a la luz de los perjuicios que se produjeron y a los que se avizoran pueden producirse sino se toman medidas en este sentido.

Un sistema confiable puede ser definido como aquel capaz de suministrar en todo lugar y en todo instante la demanda de todos los consumidores satisfaciendo los requisitos de calidad establecidos. En otras palabras, la confiabilidad se mide generalmente a través de la continuidad del servicio. La confiabilidad puede ser medida en función de la frecuencia y duración de fallas junto con la energía no suministrada. Igualmente importante pero mucho más difícil de cuantificar es el valor de la carga desconectada.

Las características intrínsecas de los sistemas de potencia pueden afectar la confiabilidad desde el punto de vista de la operación y del diseño de los mismos de la siguiente manera:

- Cada acción puede afectar la operación en distintos lugares de la red. Por lo tanto las actividades de todos los participantes deben de ser coordinadas.
- Los problemas en cascada incrementan el grado de severidad. La falla de un único elemento, si no es manejado apropiadamente, puede causar fallas en cascada de muchos elementos adicionales, provocando severos daños y/o pérdidas a todo el sistema.
- La necesidad de estar preparado para la siguiente contingencia, más que para las condiciones actuales domina el diseño y la operación de todo el sistema.
- El mantenimiento de la confiabilidad, normalmente requiere que las acciones sean tomadas casi instantáneamente.

De los requerimientos presentados anteriormente, resultan clasificados como servicios que contribuyen a la confiabilidad del sistema, los servicios de Reserva Rotante (mantiene el balance instantáneo de la generación y la demanda), Reserva

No Sincronizada (ayuda a que el sistema se reestablezca de un colapso) y Regulación de Tensión (sin este el sistema no puede operar)

Mejorar las condiciones de calidad y seguridad de los sistemas implica mayores costos de energía y de potencia dado que debe recurrirse a un conjunto de SC. Estos hasta la fecha si bien existen en buena medida no se encuentran debidamente estudiados desde todo punto de vista técnico y económico.

1.3 Servicios Complementarios a ser analizados

Un sistema de suministro de energía eléctrica debe satisfacer en todo instante la demanda de todos los consumidores observando exigencias de calidad del servicio, seguridad de operación y confiabilidad, con los menores costos posibles. El consumidor juzga la calidad del servicio fundamentalmente a través de los valores de tensión y frecuencia y en ciertos casos a través de la simetría trifásica y del contenido de armónicas superiores. La seguridad de operación está dada por la capacidad del sistema para superar exitosamente perturbaciones intempestivas, mientras que la confiabilidad se juzga por la capacidad para suministrar energía con continuidad a todos los consumidores. Debido a que el sistema en su comportamiento operativo está sometido a una cantidad de influencias de carácter aleatorio, un servicio seguro y confiable sólo es posible si se prevé en el sistema la disponibilidad de reservas, tanto de generación como de medios de transmisión. Estas reservas deben ser adecuadamente calculadas y asignadas a los diferentes componentes de tal forma que cumplan cabalmente su función.

Considerando la definición de que los SC son aquellos productos necesarios para hacer viable la entrega de energía eléctrica en condiciones de calidad y seguridad aceptables, y que el MEM con las modificaciones dadas en la NTCOTR está orientando la formación de un mercado de SC, es por ello que se ha llegado a la conclusión de que se evaluarán los siguientes SC, ordenados de la manera que se describe a continuación:

1. Reserva Rotante (incluyendo la regulación de frecuencia)
2. Reserva no sincronizada. (incluyendo el arranque rápido de emergencia)
3. Regulación de Tensión (incluyendo el suministro local de reactivos)

Ahora se analizarán uno a uno, los servicios enumerados.

1.3.1 Reserva rotante

Mantener constante la frecuencia en los sistemas interconectados, contribuye a lograr el funcionamiento estable de los mismos y facilitar su control. Algunas razones principales para mantener una frecuencia constante son las siguientes:

- Necesidad de mantener constante la velocidad de motores sincrónicos y de inducción.
- Caídas intempestivas de frecuencia pueden resultar en corrientes de magnetización altas en motores de inducción y transformadores.
- El diseño de turbinas y generadores se hace a frecuencia nominal.
- Puede existir desconexión de carga por acción de los relés de baja frecuencia.
- Necesidad de mantener la hora sincrónica
- Existen equipos de electrónica de potencia en sincronismo con la red.

Como la energía eléctrica no es almacenable en grandes cantidades de forma económica, en cada instante de tiempo se debe producir tanta energía como se demande por parte de los usuarios. Por otro lado, siempre existe la posibilidad de producirse una contingencia en el sistema así como también variaciones imprevistas de la carga las cuales pueden ser solucionadas por alguno de los siguientes métodos:

- Aumento de la generación del sistema activando reserva.
- Incremento de la potencia recibida del sistema interconectado apartándose del intercambio planificado.
- Desconexión de una parte de la carga.

El primero es el más importante en el sistema para lo cual es necesario programar un exceso de capacidad de generación el cual pueda absorber en rapidez y magnitud el desbalance producido y es conocida como Reserva Rotante. Un aumento de compra por las interconexiones no es recomendable ya que cualquier incremento toma un tiempo en ser gestionado y obliga desviarse de un acuerdo previamente establecido.

La desconexión de carga es la última alternativa por la cual se debe optar, y solo necesaria cuando la integridad del sistema está comprometida. Los esquemas de desconexión de carga están implementados para producirse de forma automática cuando no hay tiempo para una respuesta humana de parte del operador del sistema.

En la Fig. 1.1 se muestra el proceso que sigue a la aparición repentina de un requerimiento de reserva como consecuencia de la salida forzada de componentes.

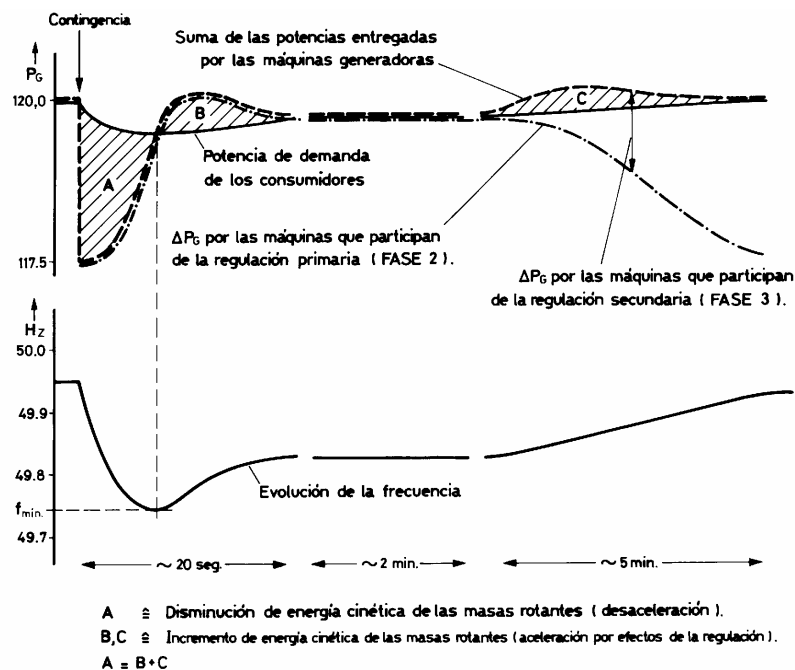


Fig. 1.1 Respuesta del sistema ante una contingencia

Este proceso presenta las siguientes fases:

- **Fase 1:** Inmediatamente después de la falla el déficit de potencia es cubierto con energía electromagnética proveniente de los campos de los generadores y energía cinética cedida por las masas rotantes del sistema -turbinas, generadores, motores sin regulación de velocidad- a través de una disminución de su velocidad de rotación. Esta fase finaliza luego de pocos segundos con la acción de la RPF.
- **Fase 2:** La disminución de la velocidad de los grupos generadores conduce a una disminución de la frecuencia, lo que activa la RPF. Los reguladores actúan sobre las válvulas de admisión de las turbinas provocando un incremento de la potencia generada. En esta fase participan todos los bloques generadores del sistema interconectado que forman parte de la RPF. Esta fase concluye cuando se alcanza un nuevo estado estacionario (frecuencia constante), con un valor de frecuencia que es menor que el valor inicial.
- **Fase 3:** Para recuperar el estado de operación normal es necesario que la frecuencia retorne al valor inicial (nominal) y que los flujos de potencia por las interconexiones vuelvan a los valores planificados. Esto se logra a través de la actuación de la RSF. Esta fase incluye la puesta en marcha de unidades generadoras de arranque rápido (hidráulicas,

turbinas de gas) y la desconexión de centrales de bombeo, en fase de bombeo, y su paso a operación como generador.

- **Fase 4:** Aún habiéndose restablecido la seguridad del suministro, debido a las modificaciones del parque de generación en operación y a la desviación de las potencias generadas por las máquinas respecto de los valores planificados, existe un apartamiento de la condición de operación económica. Es necesario además liberar la reserva rápida para tenerla disponible ante eventuales nuevas contingencias. Por ello, es deseable una redistribución de la carga a través de una nueva optimización del despacho para el resto del periodo analizado.

Según el análisis anterior, la reserva puede clasificarse según sus tiempos de acceso como se muestra en la Fig. 1.2.

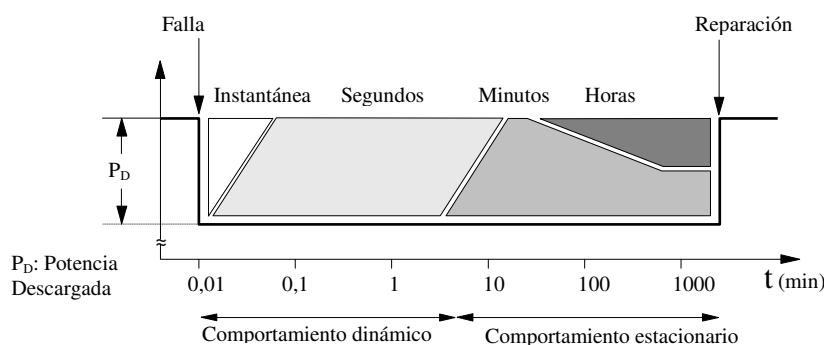


Fig. 1.2 Clasificación de la reserva según su tiempo de acceso

a) Reserva Instantánea

Energía aportada por los campos electromagnéticos de los generadores y por la disminución de velocidad de las masas rotantes. El tiempo de acceso² es aproximadamente 0.1 segundos.

b) Reserva de segundos

Reserva rotante activada con la regulación primaria. El tiempo de acceso está en el rango de 1 a 60 segundos.

c) Reserva de minutos

Reserva rotante activada con la regulación secundaria y puesta en marcha de unidades de arranque rápido. Tiempo de acceso del orden de 2 a 15 minutos.

d) Reserva de horas

Puesta en marcha de unidades térmicas en reserva fría. Tiempo de acceso del orden de 0,5 a 10 horas.

² Tiempo de acceso es el tiempo total que transcurre entre la detección de la necesidad de reserva hasta su disponibilidad con la potencia requerida. Estos, dependen en el sistema de los tiempos de arranque y velocidad de variación de la carga de los bloques generadores de la potencia, que salió de servicio como consecuencia de la contingencia y de la situación respecto de la demanda.

Con esta información se puede definir claramente los dos tipos de reserva rotante que serán analizados e implementados en el presente trabajo de investigación:

a) RPF

Es aquella que sirve para absorber la desconexión intempestiva de los generadores o las variaciones imprevistas de la demanda, normalmente su rango de acción se encuentra en el orden, de los pocos segundos hasta un minuto y responde de manera automática a las variaciones de la frecuencia del sistema. La determinación de la magnitud requerida se guía por dos criterios predominantes, el de la desconexión de la unidad más grande del sistema y el de los métodos probabilísticos. En sistemas eléctricos de tamaño pequeño o moderado, se vuelve sumamente importante el tomar en cuenta adicionalmente, el efecto dinámico de una perturbación y la respuesta de los generadores para determinar la cantidad de reserva óptima para el sistema. Dependiendo de la normativa de cada país la reserva puede ser asignada solo a algunas unidades o a la totalidad de los generadores y para el ámbito del presente trabajo se asume que ya se dispone de dicha información, es decir, se conoce de antemano qué generadores, incluyendo la magnitud de sus potencias que se encuentran disponibles, están asignados para realizarla.

b) RSF

Es la que sirve para absorber las desviaciones sostenidas de la oferta (generación) o la demanda que se van acumulando durante la operación del sistema, la que se manifiesta como un error en estado estable de la frecuencia del sistema respecto del valor nominal. En sistemas antiguos es común realizar este control de manera manual, es decir, es el operador del sistema el que decide cuánto y en qué unidades variar la generación con la finalidad de llevar el error de la frecuencia a cero. En la actualidad esta estrategia de control está implementada en lo que se denomina AGC, que tiene como objetivo llevar el error de la frecuencia a cero, de forma estable, mediante la determinación de la potencia de referencia que tiene que producir cada generador que está asignado al control secundario. Además, las correcciones que se establezcan deben respetar los intercambios entre mercados que se hayan establecido. Generalmente, se expresa en unidades de energía y normalmente es provista por centrales hidráulicas con capacidad de regulación diaria o semanal, las cuales pueden acumular estas desviaciones por varias horas para luego ser reprogramadas y recuperar su producción energética inicialmente prevista.

En el marco de la programación de la operación del parque generador se determina

la potencia que debe ser generada por cada unidad de manera tal que la demanda total sea satisfecha en forma económica, segura y confiable. Para satisfacer los requisitos de seguridad y confiabilidad el responsable de esta tarea cuenta con los siguientes criterios:

- Definir un nivel de seguridad y un nivel de confiabilidad sobre la base de la experiencia de eventos anteriores y verificar que éste sea respetado en todo momento con el programa de operación y la reserva propuesta.
- Definir el nivel de reserva del sistema como resultado de la minimización de los costos totales al considerar los costos de déficit y de mantenimiento de la reserva de generación.

La primera alternativa exige cuantificar la seguridad y la confiabilidad a través de la definición de un estado no deseado del sistema. El criterio de seguridad más utilizado es el $(n-1)$, que es satisfecho cuando la reserva permite que el sistema supere el periodo transitorio ante la ocurrencia de todas las fallas simples posibles. El criterio de confiabilidad se basa en el cálculo de indicadores estadísticos respecto de la ocurrencia del estado no deseado, y los indicadores más utilizados son la “Probabilidad del estado de déficit de potencia” (Loss Of Load Probability) y el “Valor esperado de la potencia de déficit” (Loss Of Load Expectation).

La segunda alternativa se fundamenta en la hipótesis que resulta “no económico” mantener la reserva de generación para evitar todas las posibles interrupciones del suministro eléctrico. Esto se fundamenta sobre la base de los costos incrementales de la reserva y de la valoración económica de los perjuicios ocasionados a los usuarios del servicio eléctrico, ante una interrupción del mismo (costos de déficit) se define el valor óptimo de reserva en el sistema, como aquel que permite minimizar la suma de los costos citados. El nivel de reserva resultante puede ser considerado como el óptimo.

Debe destacarse que la primera alternativa también involucra una valoración económica de los perjuicios ocasionados ante una interrupción del servicio eléctrico a través de la definición del nivel de seguridad y confiabilidad deseado. La diferencia entre ambas alternativas radica en incluir esa valoración en un proceso de optimización o considerarla implícita en las decisiones y experiencia del responsable de la operación del sistema.

1.3.2 Reserva no sincronizada de emergencia

En el marco de estudios de confiabilidad del sistema eléctrico, en estado estacionario, sólo es válido obtener resultados relativos a las denominadas “reserva de minutos” y “reserva de horas”, las que son definidas según sus tiempos de

acceso o de disponibilidad. Esta reserva es requerida para satisfacer el déficit de potencia de generación respecto de la demanda de los consumidores, ante la ocurrencia de:

- Falla de un componente generador.
- Restricciones de capacidad de transporte hacia un área determinada (donde se requerirá generación adicional con la reserva local).
- Desviaciones de la demanda respecto del valor pronosticado.

La reserva para RSF integra la denominada reserva de minutos y está constituida por la reserva rotante no utilizada por la RPF (por limitaciones en la velocidad de respuesta) y por la reserva en unidades paradas que pueden ser activadas en tiempos del orden de minutos. Este último tipo de reserva se la denomina reserva no sincronizada de arranque rápido.

Con relación a la potencia requerida para cubrir las unidades indisponibles por mantenimiento, debe entenderse que la tarea de mantenimiento es “planificada” en un horizonte de tiempo mayor al de la planificación de la operación. Con ello, la disponibilidad de potencia para cubrir este evento no responde a variables de carácter aleatorio y no se define como reserva para satisfacer eventos inesperados. Los estudios de confiabilidad permiten identificar los períodos de menor compromiso para el sistema; sobre la base del estado de carga, disponibilidad de recursos de energía primaria, etc.; donde puedan realizarse tareas de mantenimiento.

De acuerdo a lo expresado, se puede distinguir entre dos tipos de reservas no sincronizadas o no conectadas a la red: la reserva de arranque rápido y la reserva fría. La disponibilidad de unidades de generación apagadas como las hidráulicas con embalse, térmicas turbogás o térmicas turbovapor con calderas a temperatura de operación, se le denomina reserva rápida. La reserva fría corresponde a las unidades de generación apagadas, pero disponibles en un plazo de tiempo mayor, tales como térmicas a carbón. Con este servicio se pretenden suministrar los incrementos necesarios cuando haya desviaciones entre la generación y la demanda, permitiendo recuperar las bandas de funcionamiento de la regulación de frecuencia y los niveles necesarios de reservas sincronizadas. Con esta acción se asegura la estabilidad e integridad del sistema interconectado. Algunos de los requisitos generales para prestar este servicio son:

- Tener la capacidad necesaria para satisfacer las exigencias del operador del sistema.
- Tener disponibilidad de generación.

- Las unidades deben tener los controles manuales necesarios de generación.

Por otra parte, la recuperación del sistema eléctrico después de un colapso total o parcial de un área de suministro extensa es usualmente una tarea complicada por muchos factores, incluyendo la falta de familiaridad del personal de operación con las situaciones de falla y la presión del tiempo. Estas dificultades son mayores en sistemas eléctricos con líneas de transmisión largas en muy alta tensión y varias unidades generadoras ubicadas en puntos alejados de los centros de carga. Por lo tanto, es necesario disponer de un plan de restauración del sistema de potencia que haya sido cuidadosamente preparado, que sea actual, accesible y fácilmente entendible, a fin de permitir una rápida y ordenada recuperación del suministro, con un resultado de impacto mínimo sobre los usuarios.

El servicio de reposición del sistema sirve para restaurar el funcionamiento del mismo, en el caso de ocurrir una gran perturbación o colapso. Un colapso se produce cuando los parámetros de tensión, corriente y frecuencia tienen variaciones inaceptables, rompiendo el equilibrio. Para participar de este servicio las plantas generadoras deben tener capacidad de autoarranque o arranque en negro, también llamado “black start”, estas puedan empezar a funcionar sin necesidad de suministro externo de energía eléctrica. Además, los generadores deben tener la disponibilidad para consumir y producir reactivos, a fin de controlar la tensión durante el proceso de restauración. También, deberán tener los recursos de comunicación y coordinación, de manera de mantener la flexibilidad y estabilidad del sistema, minimizar la duración de la interrupción de suministros y garantizar seguridad durante el proceso.

1.3.3 Regulación de tensión

El despacho de la potencia reactiva de los generadores y del equipamiento de compensación es necesario a efectos de mantener una adecuada calidad en el perfil de tensiones y reducir la circulación de potencia reactiva por la red de transporte en el sistema eléctrico. Esta circulación disminuye la capacidad disponible de transporte de potencia activa en los vínculos del sistema y aumenta sus pérdidas. Luego, la falta de una programación adecuada del despacho de potencia reactiva puede implicar el arranque no programado o forzado de unidades generadoras, lo que repercute desfavorablemente en los costos de operación.

Proveer energía eléctrica a los consumidores requiere dos tipos de potencia, la potencia activa y la potencia reactiva. Sin embargo, solo la potencia activa es utilizada para el trabajo (ejemplo, motores o lámparas). La potencia reactiva es una

parte inherente de todo sistema de potencia de corriente alterna, teniendo ésta potencia, características de variaciones periódicas (diarias, semanales, anuales), variaciones aleatorias lentas, o variaciones rápidas (hornos, etc.).

Desde el punto de vista de la planificación y la operación, la compensación reactiva debe ser colocada lo más próximo posible a donde ella es necesaria, para evitar la circulación de potencia reactiva con sus efectos sobre el sistema.

Normalmente, se establece el siguiente orden de prioridad para la instalación de compensación de la potencia reactiva, primero se compensa en la carga a nivel de distribución, luego a nivel de sub-transmisión y finalmente a nivel de transmisión.

Para el caso de la regulación de la tensión el orden es inverso, efectuando primeramente un ajuste global de la tensión del sistema, para lo cual se utilizan los generadores, SVC y compensadores sincrónicos. El segundo nivel de regulación es a nivel regional y dependiendo de los recursos disponibles pueden intervenir los mismos elementos que en primer nivel de regulación o elementos adicionales como los transformadores regulables bajo carga. Finalmente, existe una regulación local, donde la distribuidora puede conectar o desconectar bancos de capacitores para lograr el nivel deseado de tensión. La Fig. 1.3 resume lo anteriormente dicho.

En el caso de Perú, específicamente del SEIN, el organismo encargado de la elaboración del despacho (COES) debe programar la operación de forma tal que contemple la consideración de una modelación de un flujo de potencia AC como parte de las restricciones, con la finalidad de incluir la primera prioridad de la regulación de tensiones en el sistema. Esta regulación está definida principalmente por los generadores y SVC's presentes en el sistema, que constituyen el núcleo de regulación más relevante mediante el cual se desarrollan las acciones de mantenimiento del perfil de tensiones.

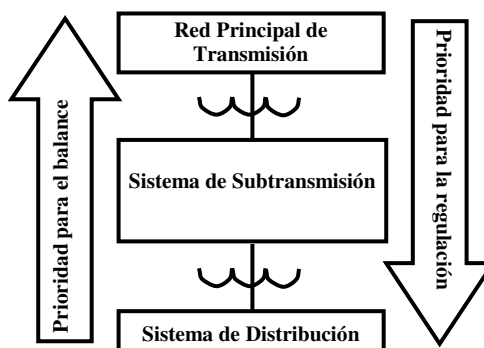


Fig. 1.3 Balance de la potencia reactiva y regulación de tensión

Una vez determinado el despacho por necesidad de potencia activa y reactiva, sigue siendo posible realizar una regulación de tensiones para el corto plazo y el

tiempo real, con la finalidad de realizar un ajuste fino o correctivo que no implique redespachar unidades de generación adicionales. Estos ajustes en el corto plazo se fundamentan en una descomposición geográfica y temporal del problema. La descomposición geográfica se ajusta a la naturaleza marcadamente local del problema, siendo los niveles de tensión propios de la topología del sistema eléctrico. Por otra parte la descomposición temporal se manifiesta en los tiempos naturales de acción correspondientes a las distintas regulaciones de cada nivel jerárquico (ver TABLA N° 1.1).

La potencia reactiva tiene un profundo efecto en la seguridad de los sistemas, puesto que influye directamente en las tensiones; cuando se manifiestan deficiencias de potencia reactiva las tensiones disminuyen, mientras que los excesos producen elevación de las mismas. Las tensiones muy bajas o muy altas pueden causar aumento en las pérdidas, sobrecalentamiento de equipos e incluso en situaciones extremas colapsos en el sistema, con la correspondiente consecuencia de la pérdida de cargas. Luego, para una apropiada operación del sistema de potencia, la producción y el consumo de la potencia reactiva debe estar balanceado.

TABLA N° 1.1 Estructura jerárquica de la regulación de tensión

Tipo	Escala Temporal	Escala Espacial	Objetivos
Primario	Segundos	Un generador	Estabilidad del nodo PV
Secundario	Pocos minutos (~3 min.)	Una región	Tareas de seguridad
Terciario	Minutos (> de 15 min.)	El sistema completo	Seguridad, economía

Su requerimiento esta relacionado por la necesidad de satisfacer dicha potencia en el caso de las cargas, que básicamente están conformados por los consumidores, y que generalmente tienen factor de potencia menor que uno, Otro efecto adicional sobre el consumo de reactivo lo conforman las mismas redes de transmisión y distribución, puesto que están conformados por líneas y/o transformadores, los cuales constan de reactancias que tienen también un consumo de dicha potencia.

Una característica principal respecto del usuario final, es que el consumidor doméstico no conoce su consumo de potencia reactiva, debido a que su medidor no lo registra, además de no percibir el impacto de las tarifas en sus recibos, pues la tarifa aplicada esta compuesta de varios conceptos (tales como precios de energía y potencia en barras, valor agregado de distribución, mantenimiento de redes, entre otros). Por otro lado, la empresa distribuidora tampoco puede diferenciar los consumos individuales de potencia reactiva entre un conjunto de consumidores alimentados de una misma subestación, por tanto, los consumidores no son concientes de lo que implica el precio impuesto por dicho consumo.

A continuación se detalla los conceptos de la remuneración por la regulación de tensión.

a) Influencias sobre los costos del servicio de la potencia reactiva

El costo del servicio de la potencia reactiva depende mucho de los dispositivos de compensación reactiva utilizados y por lo tanto de la naturaleza de las cargas. Así, variaciones lentas de las cargas requieren también cambios lentos de potencia reactiva, los cuales pueden ser suministrados por elementos con capacidad de regulación fina u otros de operación discreta, entre los que se pueden mencionar los compensadores (entrega reactiva) o reactores (consume reactiva). Por otro lado están las cargas que tienen cambios rápidos, tales como hornos de arcos, que requieren equipos rápidos o dinámicos de potencia reactiva, tal como generadores, SVC's y condensadores síncronos.

En la TABLA N° 1.2 se presenta alternativas de dispositivos de compensación según las características de la demanda.

TABLA N° 1.2 Alternativas de dispositivos de compensación reactiva

Tipos de fuentes	Fuentes de potencia reactiva	
	Cargas	Sistema
Sin capacidad de regulación	Capacitores o reactores en las cargas	Generadores, capacitores y reactores conmutables a lo largo del sistema
Con capacidad de regulación	SVC o condensadores síncronos en las cargas	Generadores y SVC o condensadores síncronos a lo largo del sistema

Los costos para satisfacer la demanda de potencia reactiva estática es mucho menor que la de la potencia dinámica, debido a que los costos de los dispositivos que se necesitan, capacitores y reactores, son mucho menores a los costos de SVC's y compensadores sincrónicos. Los costos de proveer potencia reactiva, también están acompañados de costos asociados a los generadores, tales como la disminución de la potencia activa a suministrar (costos de oportunidad), combustible y personal, pérdidas en el sistema, entre otros.

Los costos también están afectados por otros factores, entre ellos, la imposibilidad de transmitir potencia reactiva a grandes distancias, el consumo o generación de potencia reactiva por el mismo sistema, la variación natural de las cargas y la necesidad de inyectar o absorber reactiva en la misma ubicación donde es requerida en el sistema.

Generalmente, el sistema está compuesto de una mezcla de dispositivos de compensación reactiva, con ciertas diferencias en efectividad y costos.

b) Costos involucrados por los Generadores

Cuando un generador necesita entregar potencia reactiva, provoca una mayor circulación de corriente en sus devanados, la cual eleva las pérdidas internas por efecto joule, puede reducir la capacidad de generar potencia activa y genera

mayor calor disminuyendo la vida útil del aislamiento de los equipos entre otros.

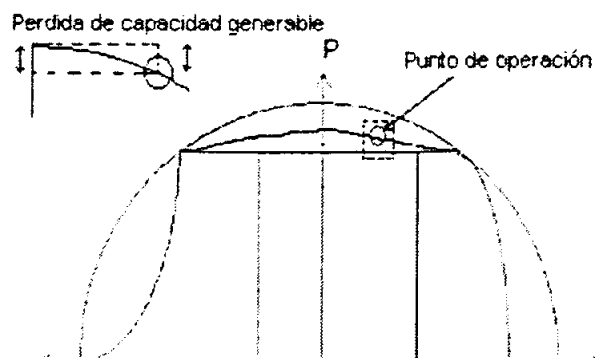


Fig. 1.4 Curva PQ de una unidad de generación eléctrica

En la Fig. 1.4 se observa que mientras más potencia reactiva sea necesaria, tanto por generar o absorber, la unidad reduce su capacidad de generar potencia activa, perjudicándose en las transacciones económicas por pérdida de oportunidad.

c) **Modalidades de remuneración de la regulación de la tensión**

Las formas posibles para remunerar la regulación de la tensión pueden corresponder a los servicios que se mencionaran a continuación.

Servicios unidos:

El costo de la energía reactiva va incorporado dentro del precio de la energía activa.

Servicios separados:

El costo de la energía reactiva tiene un tratamiento separado de la energía activa, en función de lo que los consumidores finales realmente consumen. Dentro de las formas de tratar la remuneración de la regulación de la tensión como servicios separados están:

Pago por capacidad y/o por energía reactiva consumida: Esta modalidad es fácil de implementar, sin embargo, no da muestras de eficiencia, dado que no toda energía reactiva usada produce un sobrecosto significativo al sistema.

Servicio obligatorio: Es la modalidad más frecuente, ya que se basa en la existencia de requisitos mínimos de potencia reactiva en el sistema. Se suele remunerar a precios administrativos estándares calculados según diferentes criterios, algunos de los cuales se mencionan seguidamente:

- **Costos:** Suelen considerarse costos asociados al mantenimiento, a pérdidas de eficiencia, a equipos de control y a costos de oportunidad (proveer potencia reactiva en horas menos ventajosas)

económicamente). Esta modalidad presenta gran dificultad en la evaluación real de estos costos.

- *Precios zonales*: Estos precios son calculados a partir de optimizaciones económicas de los flujos de carga y pérdidas de transporte, donde se analizan las diferencias en los costos obtenidos al considerar o no los servicios de la regulación de tensión. Debido a la importancia de la ubicación de los componentes de control, los precios se vuelven zonales y varían de barra en barra, teniendo influencia las restricciones de la red. Usualmente los precios de potencia reactiva obtenidos resultan entre el 1% y el 10% del precio de la potencia activa. Este método, es poco práctico por lo complejo de los casos que se presentan al considerar diferentes escenarios de operación, dado que las cargas varían hora a hora y en distintas formas.
- *Contratos a largo plazo*: Es uno de los métodos más usados internacionalmente, donde el operador del sistema firma contratos con los proveedores de reactiva de acuerdo a consideraciones técnicas, tales como la confiabilidad del sistema y los precios, entre otros. En esta modalidad se atenúa el efecto del poder de mercado, puesto que el operador del sistema es un ente independiente sin fines de lucro, que se encarga de la operación de la integridad del sistema.
- *Ofertas a corto plazo*: El operador del sistema recibe ofertas de los proveedores y las adjudica según precios y cualidades técnicas. Esta modalidad es viable, sólo si existen suficientes proveedores de potencia reactiva en el sistema, tanto a nivel global como a nivel local.

El modelo de servicios unidos es difícil de cuantificar, pues no logra ver la dinámica del sistema ni las características de las cargas, mientras que el modelo de servicios separados se hace mucho más viable, pues tiene un mejor indicativo por parte de los consumidores y una mejor cuantificación, por tanto, daría mejores incentivos en cuanto a la inversión en equipos de compensación reactiva.

1.4 Mercado para los servicios complementarios

La evolución de los mercados eléctricos competitivos indica que paulatinamente se necesitará instrumentar explícitamente los SC, de tal forma de asegurar el éxito de los mismos basado en el interés de los actores. Si un servicio puede ser suministrado en forma competitiva, es necesario que el mercado pueda determinar: la cantidad óptima, las características del servicio a suministrar, el precio para la

remuneración y las responsabilidades de los actores.

Dependiendo del tamaño relativo de los mercados eléctricos, se puede fomentar la competencia y desarrollar un mercado para cada uno de los servicios. Para el mantenimiento de la confiabilidad, estos servicios deben ser entregados en ubicaciones específicas de la red y solamente el operador del sistema puede determinar dónde estos servicios son requeridos.

Además de la competencia entre unidades de generación, también es conveniente mencionar que aún en las unidades generadoras, estos servicios compiten entre sí, tal es el caso del servicio de reserva rotante en las unidades generadoras, ya que a mayor requerimiento de reserva rotante, existe menor disponibilidad de potencia para venderla como energía al mercado.

Asimismo, los SC pueden ser divididos por su necesidad, siendo estas: seguridad, calidad de servicio, eficiencia operacional, entre otros; y de forma genérica todos contribuyen a mejorar la confiabilidad.

Los SC se clasifican también según el tiempo que se los necesita; por ejemplo, en segundos, minutos, días, meses o años. En muchas ocasiones puede haber una cierta correlación entre algunos SC con algunos servicios primarios. Existen tres tipos de costos para clasificar los SC: costos altos (alto capital de inversión u operación), costos medios (no requiere tanta inversión) y costos bajos (necesitan sólo pocos mecanismos de control).

Cabe señalar que el Mercado de SC puede llegar a competir directamente sobre el Mercado Básico por la energía que servirá para abastecer a la demanda. En el caso que se requiera de una optimización, es importante llegar a optimizar ambos simultáneamente.

Finalmente, al ser los SC son considerados como aquellas funciones realizadas por equipos y personas que generan, controlan, transmiten electricidad y que sirven para dar soporte a los servicios básicos de generación y suministro de energía y potencia, manteniendo una operación confiable del sistema en condiciones aceptables de calidad y seguridad. El mercado de los SC debe administrar y gestionar los factores técnicos y humanos que hacen viable la entrega de suministro eléctrico en tales condiciones de calidad y seguridad.

Todo mercado llega a ser deseable, si es que se asemeja a un mercado de competencia perfecta, es decir, es aquel en que existe un gran número de compradores y vendedores de una mercancía; se ofrecen productos similares (producto tipificado); existe libertad absoluta para los compradores y vendedores y no hay control sobre los precios ni reglamento para fijarlos. Por ello el precio de

equilibrio se da cuando la cantidad ofrecida es igual a la cantidad demandada.

De los SC que son considerados en el presente servicio, se llega a requerir mercados para los servicios de Reserva Rotante y Reserva No Sincronizada, ya que hay un número de generadores que pueden brindar dichos SC, llegando a competir para que el precio se establezca en el equilibrio. Más no se aprecia esto mismo en el caso de la Regulación de Tensión, pues al ser un SC marcadamente local, esto hace que si en el caso se establezca un mercado, este sea de carácter monopólico, por eso en el presente trabajo, para este SC, no se busca formar un mercado.

CAPITULO II

DIAGNÓSTICO COMPARADO DE LA SITUACIÓN ACTUAL DE LOS SERVICIOS COMPLEMENTARIOS

2.1 Servicios complementarios en el ámbito internacional

En el mundo, existen diferentes tipos de SC, los cuales son abordados desde diferentes puntos de vista, dependiendo del mercado en el cual se está desarrollando el suministro de electricidad.

Es por ello que es importante revisar estos mercados, para de esta manera poder acoger estas realidades y ver la factibilidad de implementar un desarrollo similar en el SEIN, es por ello que para el presente trabajo se ha visto conveniente revisar las realidades de Argentina, Colombia, Chile, España y Reino Unido. Ya que los primeros tres son países cercanos con condiciones de mercado similares a la nuestra y los otros dos son países con estructura de mercado diferentes, pero que el desarrollo de los SC es importante.

Los temas a ser revisados en estos países serán los siguientes:

- Reserva Rotante.
- Reserva No Sincronizada.
- Control de Tensión.

2.1.1 Argentina

La definición de la estructura de abastecimiento energético y en los instrumentos para la implementación de políticas en el SADI, sufrió un cambio rotundo a partir de la reorganización eléctrica realizada a partir de 1992. Para lograr esta profunda transformación del sector energético el Estado intervino activamente ejerciendo simultáneamente tres funciones:

- Definición de las políticas y de las estrategias para cambiar la estructura de uso de los recursos energéticos nacionales, incluyendo los aspectos legales y regulatorios.
- Desarrollo de la infraestructura física necesaria para la transformación, y
- Ejerciendo el poder de policía sobre la prestación de los servicios energéticos

En el pasado, los instrumentos legales y regulatorios reafirmaron el dominio del

Estado Nacional sobre los recursos energéticos y enfatizaron el rol de las empresas públicas en la prestación de los servicios. En el contexto de la reforma del Estado puesta en marcha en 1990, se produjo un cambio sustancial en la estructura institucional y en la regulación de la actividad.

La reforma, inspirada en gran medida en la reestructuración del sector eléctrico británico, fue propuesta como medio para lograr una mayor eficiencia en la prestación del servicio promoviendo tanto como sea posible la competencia entre los actores intervinientes.

En lo institucional propugnó la máxima partición horizontal y vertical de las empresas para facilitar la competencia, independizando las distintas actividades. En relación al dominio, la intención fue que el Estado Nacional se retire de la industria eléctrica, transfiriendo sus activos al capital privado.

La distribución y el transporte, por sus características monopólicas, constituyen actividades reguladas y requieren adicionalmente el otorgamiento de concesiones. Sin embargo la expansión de la red de transporte esta sujeta a los mecanismos del mercado.

Los generadores eléctricos están sujetos a concesión exclusivamente si explotan centrales hidroeléctricas, en tanto que las centrales térmicas requieren autorización únicamente para conectarse a la red y su regulación sólo alcanza los aspectos vinculados con la seguridad pública y la protección del medio ambiente.

Los actores participantes en una etapa de la cadena eléctrica se encuentran inhabilitados para actuar en otra etapa. La independencia de los transportistas tiene por objeto asegurar el libre acceso de terceros a la red, lo que también debe ser garantizado por los distribuidores siempre que tengan capacidad disponible en su red de distribución.

La competencia se expresa a través de un mercado eléctrico mayorista (MEMA) en el que concurren productores, transportistas, distribuidores, grandes usuarios y comercializadores. El sistema de fijación de precios es el resultado de la libre expresión de las fuerzas del mercado.

Como consecuencia de esta organización institucional toda la energía eléctrica se canaliza a través del MEMA, dividido en dos segmentos: el mercado a término y el mercado spot. Distribuidores y grandes usuarios pueden contratar la provisión con productores y/o comercializadores a los precios fijados libremente en los respectivos contratos.

CAMMESA planifica la operación del Sistema Interconectado por períodos estacionales semestrales, para cubrir la demanda con un nivel de reserva acordado

entre las partes (despacho económico de cargas).

El precio marginal horario, ofertado por los productores, es el que les paga a los generadores eléctricos el mercado spot y su precio previsto promedio es el precio base a partir del cual se calcula el precio de venta a los distribuidores por sus compras en el mercado spot. Los distribuidores pagan un precio diferencial dependiendo de su localización en el sistema, que refleja la contribución a las pérdidas en la red de transporte.

Distribuidores y generadores eléctricos pagan a los transportistas un cargo fijo por conexión y capacidad de la red de transporte y participan de las transacciones de potencia reactiva.

La operación en tiempo real se realiza con independencia de los contratos a término firmados por los generadores, donde todo apartamiento entre lo contratado y la operación real se canaliza en el mercado spot.

Como el precio pagado por los distribuidores se fija independientemente de la retribución real de los generadores y transportistas, se ha creado un fondo de estabilización para atender los desfases financieros. El mercado de los usuarios finales también es segmentado en un tramo regulado y otro abierto a la competencia.

En el segmento regulado se garantiza el monopolio al distribuidor que ostenta la concesión, imponiéndosele la obligación de satisfacer toda la demanda que le sea requerida dentro de los términos de su contrato de concesión.

Los contratos de concesión deben especificar las obligaciones de los concesionarios en cuanto a la calidad técnica y comercial del servicio. La obligación asumida por la empresa no está sujeta a la disponibilidad de energía en el MEMA, y el Estado Nacional no asume ningún compromiso para solucionar eventuales déficit futuros de producción.

La supervisión y regulación general de la industria eléctrica está en manos del Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE), creado por ley en el ámbito de la SE como ente autárquico.

Entre sus principales funciones se destaca:

- Controlar el cumplimiento de los contratos de concesión
- Prevenir conductas anticompetitivas, monopólicas o discriminatorias.
- Participar en el proceso de selección de los concesionarios.
- Organizar y aplicar el régimen de audiencias públicas para esclarecer los conflictos entre las partes y
- Velar por la protección del medio ambiente y la seguridad pública en las

actividades del sector.

a) Reserva rotante

Las reservas (rotantes) definidas en la reglamentación del MEMA del SADI, son las siguientes:

- Reserva Instantánea
- Reserva de Corto Plazo

Las reservas de corto y mediano plazo son las requeridas en la operación por los requerimientos de calidad y seguridad del servicio y la reserva instantánea es aquella provista por la demanda mediante los relés de desconexión automática de cargas. Estas reservas son remuneradas mediante cargos por potencia. Las reservas de corto y mediano plazo incluyen tipos de reserva, que se diferencian por las características y velocidad de respuesta.

El OED deberá asignar las reservas señaladas dentro de los niveles requeridos y de acuerdo a los criterios y metodologías de ofertas y disponibilidad que se definen más adelante. El OED no podrá forzar generación para obtener la reserva requerida excepto para cumplir con el requerimiento mínimo de reserva para RPF. La RBP incluye la potencia comprometida para el suministro de potencia para regulación de frecuencia y la operativa.

Salvo el servicio de regulación de frecuencia, el resto de los servicios de reserva serán abonados adicionalmente y con independencia de la RBP que correspondiere.

Una máquina térmica o central hidroeléctrica podrá ofertar un tipo de reserva en la medida que esté disponible, cumpla los requisitos técnicos necesarios y las condiciones establecidas en “*LOS PROCEDIMIENTOS*”. Una máquina térmica o central hidroeléctrica no podrá vender la misma reserva para más de un servicio de reserva de corto plazo.

Un Gran Usuario Interrumpible será considerado habilitado a aportar un tipo reserva de corto y/o mediano plazo en la medida que cumpla los requisitos técnicos necesarios y las condiciones establecidas en “*LOS PROCEDIMIENTOS*”.

a.1) Reserva Instantánea

Es la reserva que aportan los relés de alivio de carga u otros elementos equivalentes. Es aportada por la demanda en su conjunto, de acuerdo a criterios y procedimientos establecidos en “*LOS PROCEDIMIENTOS*”.

a.2) Reservas de Corto Plazo

Reserva para regulación de frecuencia.

Es la reserva regulante para RPF y RSF, asignada entre máquinas que están generando y habilitadas para ello.

Reserva operativa de cinco (5) minutos

La reserva operativa (rotante) es la reserva rápida en máquinas, de respuesta menor o igual que cinco (5) minutos, que permite realizar el seguimiento de demanda, complementando el servicio de Regulación de Frecuencia y garantizando la operatividad del sistema.

El nivel de reserva operativa requerido por tipo de día (hábil, sábado, domingo o feriado), se determinará en la Programación Estacional teniendo en cuenta las características de la demanda, de acuerdo a los requerimientos para mantener la operatividad del sistema eléctrico y el nivel de calidad pretendido.

Reserva de diez (10) minutos

Es la reserva (rotante) de respuesta menor o igual que diez (10) minutos, cubierta por capacidad de generación de libre disponibilidad y/o demanda interrumpible, que permite tomar apartamientos de mayor duración y seguir los desvíos en la demanda, complementando el servicio de reserva operativa para la calidad del servicio pretendida.

Los criterios para definir el nivel de reserva, presentación de ofertas y compromisos asociados, son equivalentes a los definidos para la reserva de 5 minutos.

b) Reserva no sincronizada

b.1) Reserva fría

Reserva de veinte (20) minutos

La reserva fría será cubierta con máquinas térmicas de punta paradas, incluyendo los grupos turbogas de los ciclos combinados, que puedan entrar en servicio y alcanzar la potencia comprometida en un tiempo no mayor que veinte (20) minutos y/o por Grandes Usuarios Interrumpibles que comprometen reducir su demanda en un plazo no mayor que veinte (20) minutos. Su objeto es contar con reserva para tomar apartamientos prolongados ante contingencias u otro tipo de imprevistos importantes.

El nivel de reserva fría se determina en la Programación Estacional, en función de los requisitos de reserva para aleatorios prolongados y contingencias.

Reserva térmica de cuatro (4) horas

La reserva térmica de cuatro horas será adjudicada por el OED a las unidades turbovapor, turbogas, ciclo combinados, y/o por Grandes Usuarios Interrumpibles que comprometen reducir su demanda en un plazo no mayor que cuatro (04) horas y por el horario de punta.

La reserva será cubierta con máquinas térmicas paradas disponibles o rotando pero fuera de sincronismo, que puedan entrar en servicio y alcanzar la potencia comprometida en el tiempo requerido.

Su objeto es contar para las bandas horarias de punta con reserva para cubrir la punta del sistema ante contingencias u otro tipo de imprevistos (restricciones de combustible, salidas intempestivas de Unidades, fuera de servicio de Líneas, etc.).

b.2) Reserva de Mediano Plazo

Reserva de confiabilidad

Es la reserva de generación en condiciones de operar durante los picos del sistema, para cubrir la demanda máxima del mismo.

El nivel de reserva requerido para cada mes se determinará conforme lo establezca expresamente la Secretaria De Energía, donde la generación hidráulica podrá ofertar hasta su potencia máxima mensual neta en condiciones de mantener durante el horario de punta de un día, con el noventa y cinco por ciento (95%) de probabilidad de excedencia. La generación térmica y cogeneración podrá ofertar su potencia efectiva neta. Las máquinas o centrales con potencia comprometida en contratos de exportación no podrán ofertar LA reserva de confiabilidad por la potencia comprometida en exportación.

Junto con la programación de invierno y con la base de datos estacional los generadores hidroeléctricos y térmicos, así como los cogeneradores, podrán ofertar para cada mes del año la potencia y el precio al cual están dispuestos a brindar este servicio.

El compromiso asociado es mantener el equipamiento de generación disponible durante las horas que se remunera potencia y estar en condiciones de entregar la potencia ofertada en un plazo no mayor que el tiempo de arranque y parada informado por el generador y poder mantenerlo, para las centrales hidráulicas durante cinco horas y para las térmicas durante las horas de punta.

Nótese que esta reserva previene de las bajas potencias hidroeléctricas

disponibles ante situaciones de baja hidraulicidad en el sistema.

c) Control de tensión

Se considera que todos los agentes del mercado (generadores, transportistas, distribuidores y grandes usuarios) son responsables por el control de la tensión y el flujo de potencia reactiva en sus puntos de intercambio con el mercado. Los mismos asumen compromisos según el tipo de agente y están sujetos a sanciones económicas que van desde el pago de la penalización hasta pagar adicionalmente el sobrecosto de la energía generada forzada.

El régimen de precios para cargos de reactivo y penalizaciones se diferencian según:

- Cargo de reactivo de unidades generadoras o compensadores sincrónicos o estáticos de reemplazo,
- Cargo de reactivo de reactores o capacitores de reemplazo, y
- Penalización de reactivo para Generadores, Distribuidores y Grandes Usuarios.

Todos los conceptos se encuentran regulados, siendo las penalizaciones mucho mayores que los cargos, del orden de 20 veces. Llegándose a establecer soluciones regionales-locales. Se utiliza como solución, la generación forzada por razones de calidad de servicio y estabilidad. Se realizan estudios estacionales respecto de las previsiones del comportamiento del sistema. Se permite el acuerdo de valores límites de factor de potencia entre los distribuidores y grandes usuarios con los transportistas, y otros agentes. Si no hay acuerdo se establecen valores por defecto.

Las transacciones de potencia reactiva asumen tres modalidades posibles: Cuando un distribuidor o gran usuario suministre el reactivo faltante de otro agente se hará acreedor a los montos de los cargos y penalizaciones aplicados en la proporción suministrada. El generador que deba entrar en servicio una unidad generadora, que no estaba despachada, para suministrar el reactivo faltante, cobrará los cargos o las penalizaciones impuestos a los agentes responsables. Los cargos y penalizaciones que abonarán los generadores, transportistas, distribuidores y grandes usuarios cuando no se conecta un equipamiento sustituto se acreditarán a la Cuenta de Apartamientos (similar al FCR peruano). No se menciona el caso en que un generador deba reducir su generación de activo despachado por mérito para generar reactivo solicitado por el OED.

El OED calcula los cargos mensuales por reactivo junto con la programación

estacional en base al equipamiento de compensación de reactivo que declaren los generadores, transportistas y el reactivo de la demanda que declaren los distribuidores y grandes usuarios.

CAMMESA supervisa permanentemente con el SOTR los compromisos asumidos por cada uno de los agentes del MEMA vinculados con las tensiones, la generación de reactivo de los generadores y los factores de potencia en todas las interconexiones del Sistema de Transporte. Para el caso de los transportistas se realizan simulaciones.

Se establecen dos condiciones anormales de operación por el tema de control de tensión:

- *Nivel 1:* Alerta de mínima reserva operativa de reactivo.
- *Nivel 2:* Emergencia de pérdida de reserva de reactivo.

2.1.2 Colombia

La promulgación de las Leyes 142 y 143 de 1994, Ley de Servicios Públicos Domiciliarios y Ley Eléctrica respectivamente, se encuentran fundamentadas en la búsqueda de la eficiencia para atender la demanda del servicio de energía eléctrica con buenas condiciones de calidad. Así como, en la creación de condiciones de competencia en las actividades de generación y comercialización y monopolio regulado para la transmisión y distribución. Así, se inicia en julio de 1995 el funcionamiento del MEMC y de la Bolsa de Energía.

En la estructura del mercado existen los órganos que se encargan de la supervisión de la operación del SIN, y de la administración del MEMC, a saber:

- *CND:* Dependencia de ISA, encargada de la planeación, supervisión y control de la operación integrada de los recursos de generación, interconexión y transmisión del SIN. Está igualmente encargado de preparar el despacho de generación y dar las instrucciones de coordinación a los distintos agentes que participan en la operación del SIN, con el fin de tener una operación económica, segura, confiable y ceñida al reglamento de operación y a todos los acuerdos del Consejo Nacional de Operación.
- *ASIC:* Dependencia de ISA, encargada del registro de fronteras comerciales y de los contratos de energía a largo plazo; de la liquidación, facturación, cobro y pago del valor de los actos o contratos de energía transados en la Bolsa por generadores y comercializadores; del mantenimiento de los sistemas de información y programas de computación requeridos; de la gestión de cartera y del manejo de

garantías; y del cumplimiento de las tareas necesarias para el funcionamiento adecuado del SIC. Para realizar estas operaciones el ASIC celebra un contrato de mandato con cada agente inscrito en el mercado.

- *LAC*: Dependencia de ISA, que participa en la administración del MEMC, encargada de liquidar y facturar los cargos de uso de las redes del SIN que le sean asignadas, de determinar el ingreso regulado a los transportadores y de administrar las cuentas que por concepto del uso de las redes se causen a los agentes del mercado mayorista

Los agentes activos que participan en el MEMC son los generadores y los comercializadores, los agentes que participan en forma pasiva son los transportadores que se clasifican en transmisores y distribuidores.

Las restricciones son las ofertas efectuadas por los generadores, las cuales son “*uninodales*”, es decir, se hace abstracción de las restricciones existentes en las redes de transporte de electricidad en el momento de hacer la oferta. Este esquema implica la existencia de un “*despacho ideal*” diferente al “*despacho real*” del sistema. Mientras en el “*despacho ideal*” las plantas y/o unidades de generación necesarias para cubrir la demanda nacional, se seleccionan por mérito de precios de oferta, en el “*despacho real*” aparece la generación forzada que requiere el SIN, debido a la presencia de restricciones: límites de transporte y transformación, necesidades de soporte de tensión, generaciones mínimas por estabilidad, etc. Así mismo, es necesario forzar generaciones para cubrir los requerimientos de RSF.

El costo de las restricciones se obtiene como la diferencia existente entre la generación del despacho real y la del despacho ideal, liquidada al precio de reconciliación³ del generador, aplicando el siguiente esquema:

- A las generaciones forzadas fuera de mérito, su producción real excede la generación del despacho ideal, se les reconcilia su energía a un precio igual al valor mínimo entre su precio de oferta y un precio límite establecido por la CREG, reconciliación positiva que se paga al generador en adición a la valoración de sus transacciones.
- A las generaciones desplazadas del despacho ideal, su producción real es inferior a la generación del despacho ideal, se les reconcilia su energía al precio resultante del promedio entre su oferta y el precio de

³ Reconciliación: Saldos en las transferencias por algún concepto.

Bolsa, reconciliación negativa que el generador después de la valoración de sus transacciones, retorna al sistema.

- La reconciliación del servicio de RSF, se separa de las cuentas de reconciliación.
- Los costos de restricciones se reducen por la cuenta de desviaciones y la cuenta de rentas de congestión originadas en las TIE.

Los costos horarios de las restricciones los paga el agente económico causante de la restricción con base en las siguientes reglas generales:

- Los costos de reconciliación positiva de generaciones de seguridad del STN y para cumplir criterios de confiabilidad y calidad (voltaje), estabilidad del STN, desviaciones y de Condiciones Anormales de Orden Público, se distribuyen entre los comercializadores del Sistema Interconectado Nacional, horariamente en proporción a su demanda comercial y a todos los enlaces internacionales a prorrata de la exportación.
- Los reactivos requeridos para soportes en los STR o en los SDL los paga el operador económico del respectivo sistema o del respectivo activo.
- Costos de reconciliación positiva de una generación de seguridad asociada con la indisponibilidad en el despacho programado de activos de conexión al STN se asignan al agente causante de la indisponibilidad cuando este incumpla los criterios de calidad.
- Costos de reconciliación positiva de una generación de seguridad, originados en el incumplimiento de los criterios de calidad de un transmisor nacional se asignan al agente que incumpla los criterios de calidad.
- Costos de reconciliación positiva de una generación de seguridad, originados en restricciones cuya eliminación o reducción esté asociada con una importación de energía, se asignan a los comercializadores del SIN a prorrata de su demanda comercial y a todos los enlaces internacionales a prorrata de la exportación.
- Los costos de generaciones fuera de mérito asociados a exportaciones internacionales de energía diferentes a las TIE, los pagan los comercializadores que estén exportando. Similarmente, aquellos asociados a importaciones internacionales de estos países, los paga el generador que esté importando.

- Si como consecuencia de la solicitud por parte de un Transportador de Gas, se modifica el programa de generación de una unidad térmica a gas, y se originan sobrecostos para el SIN, estos sobrecostos serán asumidos por el transportador que lo solicitó.
- La identificación de las generaciones de seguridad las hace diariamente el CND con procedimientos establecidos, y con base en las disponibilidades esperadas de los subsistemas eléctricos que conforman el STN.

El CND proporciona y contrata SC del STN, tales como reactivos, arranque, regulación de voltaje y control de frecuencia. Los servicios serán adquiridos de las fuentes más económicas disponibles y su costo será trasladado a los comercializadores.

a) Reserva rotante

a.1) RPF

Se establece la obligatoriedad del servicio de RPF. Todas las plantas y/o unidades de generación despachadas centralmente, están en la obligación de prestar el servicio de RPF.

También se establece que todas las plantas y/o unidades de generación despachadas centralmente, deberán efectuar una prueba de los parámetros relacionados con el servicio de RPF establecidos en dicha Resolución.

Todas las plantas y/o unidades de generación despachadas centralmente, deben estar en capacidad de prestar el servicio de RPF, equivalente al 3% de su generación horaria programada. Para dar cumplimiento a lo anterior, las plantas y/o unidades de generación deben estar habilitadas para incrementar o decrementar su generación, incluso cuando sean despachadas con la disponibilidad máxima declarada o en su mínimo técnico, durante los tiempos de actuación definidos para la reserva de RPF. Para una adecuada calidad de la frecuencia, las unidades generadoras deberán tener una Banda Muerta de respuesta a los cambios de frecuencia menor o igual a 30 mHz. Este valor podrá ser revaluado por el CND cuando lo considere conveniente.

El Estatismo de las unidades generadoras despachadas centralmente debe ser un valor entre el 4% y el 6%, el cual deberá ser declarado por el agente al CND.

La evaluación del servicio de RPF se hará en base a la información que obtenga el CND de la operación de las plantas y/o unidades del SIN, y/o de la obtenida de las pruebas de campo que se efectúen a las mismas, el CND

determinará la prestación efectiva del servicio de RPF.

La reconciliación por la no prestación efectiva del servicio de RPF de las plantas y/o unidades de generación que no la estén prestando, está sujeta cada día de incumplimiento, de acuerdo al siguiente esquema de reconciliación:

$$REC = \sum_{i=1}^{24} Gr_i \times 2 \times R_{RP} \times PR \quad (2.1)$$

Donde:

REC: Reconciliación por la no prestación del servicio de RPF.

PR: Precio de Reconciliación según lo establecido en la reglamentación vigente.

Gr_i: Generación real en la hora i

R_{RP}: Porcentaje de Reserva para RPF, con respecto a su generación horaria programada.

Se considera que una planta y/o unidad de generación incumple en un día su obligación de prestar el servicio de RPF, si no lo presta en cualquier momento de las 24 horas del respectivo día.

Cada vez que el CND detecte que una planta y/o unidad de generación está incumpliendo con el servicio de RPF, informará sobre el hecho al ASIC y al agente incumplido, y realizará una nueva evaluación del desempeño de la planta y/o unidad de generación a partir de las 00:00 horas del siguiente día de operación.

La distribución de lo recaudado por la no prestación del servicio de RPF lo hará la ASIC diariamente entre las plantas y/o unidades de generación despachadas centralmente que no hayan sido objeto de Reconciliación, por este concepto durante el respectivo día. Dicha asignación se hará a prorrata de la generación real del día.

a.2) RSF

La distribución del costo de la generación fuera de mérito y las reglas comerciales por RSF, entre los agentes del STN, está debidamente reglamentada. Los aspectos relevantes que se están aplicando desde el 30 de junio del 2000, según Resolución CREG 064 de 2000, son:

- Las generaciones fuera de mérito necesario para suplir los servicios de RSF, son comercialmente obligación de los generadores, en proporción a la potencia despachada.

- Para la RSF el CND determina las holguras de potencia horaria en giro, que cada generador deberá aportar, dichas holguras son susceptibles de ser transadas entre los generadores.

Respecto de la RSF, se separa de las reconciliaciones, la componente relacionada con el AGC. Todos los generadores están obligados a realizar AGC en proporción a su despacho, pero pueden contratar con otros generadores la atención de su obligación:

Obligatoriedad Comercial de la Prestación del Servicio de RSF

Todo generador despachado será responsable comercialmente, de contribuir con una potencia en giro que será proporcional a la potencia despachada en cada hora. La proporción de la potencia en giro se denominará Holgura (H) y será igual, en porcentaje, para todas las plantas y/o unidades de generación despachadas en la hora correspondiente.

El CND determinará la Holgura (%) de potencia horaria en giro, que cada generador despachado debe aportar comercialmente para la RSF

Los valores de H pueden variar horariamente de acuerdo con los niveles de carga previstos.

Contribución a la Potencia en Giro

La contribución de cada generador a la potencia en giro podrá ser suplida con sus propias plantas y/o unidades generadoras, o bien con plantas y/o unidades generadoras de terceros. Las reglas aplicables son las siguientes:

- Cada generador efectuará las ofertas horarias de acuerdo con la reglamentación vigente. La obligatoriedad comercial de RSF, puede ser suplida con su propia planta y/o unidad de generación, mediante contratos de traspaso de Holgura suscritos con otros agentes mediante los cuales estos últimos asuman la responsabilidad por la Holgura, o en la bolsa de energía.
- Los generadores que estén en capacidad de ofertar AGC por encima de su Holgura, podrán comprometer parcial o totalmente su exceso de capacidad regulante en contratos de traspaso de Holgura, siempre y cuando dichos traspasos no superen su capacidad efectiva de regular. El generador que haya comprometido en contratos de traspaso de Holgura, parcial o totalmente, su capacidad excedente de regulación, será comercialmente responsable de suplirla con independencia de que sea o no despachado. Los contratos de traspaso de Holgura correspondientes, deberán ser registrados ante el ASIC, cumpliendo

con los plazos vigentes que han sido establecidos para el procedimiento de registro. Estos contratos deberán tener como objeto exclusivo el traspaso de Holgura.

- Para aquellos generadores que asuman su propia Holgura, o la propia y la de otros generadores, el CND, con base en la información disponible sobre las características de las plantas y/o unidades generadoras del SIN, verificará que la potencia ofrecida más la potencia en giro resultante de las Holguras asumidas, sea inferior o igual a la capacidad efectiva de regular de la planta y/o unidad de generación correspondiente.
- Los generadores despachados, que no suplan con sus plantas y/o unidades de generación su propia Holgura y que no tengan vigentes contratos de traspaso de responsabilidad de Holgura, la adquirirán en la bolsa de energía.

Reconciliación del servicio de RSF

Las plantas y/o unidades de generación a las que se les haya asignado el servicio de AGC, serán objeto de reconciliación, con independencia de que su precio de oferta resulte o no en mérito.

Asimismo, la asignación de los Costos Horarios por concepto de AGC se realiza entre los siguientes generadores:

- Generadores despachados en la hora respectiva, que no hayan proporcionado Holgura propia y que no tengan vigentes contratos de traspaso de responsabilidad de Holgura.
- Generadores no despachados en la hora respectiva, que hayan asumido mediante contratos de traspaso de responsabilidad de Holgura, la obligación de capacidad regulante de terceros, que hayan sido despachados en la hora correspondiente.
- Generadores con asignación de servicio de regulación de frecuencia en la hora respectiva, que resulten compradores netos de AGC en la bolsa, en los términos establecidos en el Artículo anterior.

El monto horario total por concepto de Remuneración del servicio de AGC es:

$$VAGC = \sum_i AGC \quad (2.2)$$

Donde i , indexa las plantas y/o unidades de generación con $AGC \neq 0$
La asignación de los Costos Horarios a que hubiere lugar, se efectuará en

proporción a la obligación comercial de cada uno de los generadores mencionados.

b) Reserva no sincronizada

Al respecto, el mercado eléctrico colombiano no cuenta con este servicio definido.

c) Control de tensión y potencia reactiva

El esquema de tratamiento de la potencia reactiva busca entregar señales técnicas y económicas a los distintos agentes, pero sólo creando un esquema tarifario específico de potencia reactiva a nivel regional-local. Las bases del esquema consideran una solución regional-local de compensación reactiva, el despacho forzado de generadores para la estabilización de la tensión, la optimización de las inversiones en compensación estática a nivel del sistema de transmisión, la obligación de todo generador despachado de proveer potencia reactiva dentro de su carta de operación, y, por último, de requerirse, el despacho forzado de nuevas unidades generadoras para proveer potencia reactiva.

Se considera además que todos los agentes del mercado, generadores, transportistas, distribuidores y grandes usuarios y comercializadores, son responsables por el control de la tensión y el flujo de potencia reactiva en sus puntos de intercambio con el mercado. Los mismos tienen obligaciones según el tipo de agente y están sujetos a obligaciones en el caso de los generadores o al pago de cargos tarifarios a usuarios finales no regulados. Si bien no se mencionan penalizaciones por incumplimiento los sobrecostos por generación forzada se distribuyen en los responsables.

Se han definido exigencias altas de compensación de potencia reactiva en el ámbito de las redes de distribución y comercialización. En el ámbito regional y local, exigir factores de potencia altos a los distribuidores y comercializadores, se recomienda, basado en regulaciones recientes de otros países, un valor de factor de potencia de 0.95. Estos agentes pueden incorporar cargos tarifarios por potencia reactiva para usuarios finales no regulados, grandes consumos, que se basen en el costo alternativo de suplir potencia reactiva localmente con equipo de compensación. Esto corresponde a un tratamiento local-regional de la potencia reactiva, donde para todos los efectos, podría dejarse libertad en el logro de un equilibrio en la generación y consumo de potencia reactiva. Sin embargo, se privilegia entregar una señal económica distribuida a nivel del gran consumidor. Se supone que la provisión de potencia reactiva al consumidor regulado, pequeños consumos, es responsabilidad del distribuidor y comercializador, que podrá también exigir el mismo factor de potencia mencionado.

Al respecto se tiene las siguientes premisas:

- Los puntos de control de tensión se encuentran definidos, debiendo prever las instalaciones necesarias para el control de tensión. También se brinda libertad para acordar valores de factores de potencia entre los agentes del mercado.
- Se ha previsto una optimización de las inversiones en compensación estática a nivel del sistema de transmisión. Las inversiones se incluyen en los cargos por uso. Los transportistas son pasivos respecto a las restricciones de reactivo. Las inversiones en compensación estática se evalúan técnica y económicamente contra sobrecostos de generación fuera de mérito.
- Se pretende generar soluciones regionales-locales. Se prevé la generación forzada por razones de calidad de servicio y estabilidad. Se generan estudios de mediano y largo plazo respecto de las previsiones del comportamiento del sistema en relación con la potencia reactiva.
- Los generadores están obligados a la provisión del servicio de potencia reactiva que determine el CND según la normativa y es no compensable.
- Existe libertad para acordar valores límites de factor de potencia entre la generación y la demanda a nivel local.
- El CND proporciona y contrata los SC del STN, tales como reactivos. Los servicios serán adquiridos de las fuentes más económicas disponibles y su costo será trasladado a los comercializadores
- El generador que no estaba despachado, para suministrar el reactivo faltante, cobrará los cargos o las penalizaciones impuestos a los agentes responsables.

La premisa básica que ha orientado el enfoque conceptual y metodológico de la normativa colombiana ha sido mantener en su esencia el esquema de funcionamiento del mercado spot, esto es una Bolsa de Energía, con declaración libre de ofertas y con un precio de transacciones que resulta del equilibrio oferta-demanda en un despacho económico uninodal sin restricciones. El sistema de precio esta basado en un mercado competitivo de libertad de ofertas, bolsa de energía, lo cual facilita en buena medida la instrumentación de un sistema de SC basado en el concepto de mercado.

Por otro lado, la normativa es muy sencilla en su aplicación y esta basada en gran medida en que los requerimientos de instalaciones de compensación estática está

incluido en la tarifa del transporte lo que facilita el tratamiento de este SC. Existe una etapa de planificación de la compensación estática de mediano y largo plazo que determina las inversiones necesarias evaluando como alternativa la compensación basada en generación forzada.

El transportista es un agente pasivo dado que a través de la tarifa recupera las inversiones en compensación estática. El sistema está basado en el concepto de tarifa, acuerdo entre generación y demanda y de prorrateo de sobrecostos de generación. Sin embargo no existe un sistema de penalización específico como es en el caso argentino.

El costo de las restricciones asociadas a los SC que obligan a algunos generadores a operar fuera de la condición ideal de despacho se obtiene como la diferencia existente entre la generación del despacho real y la del despacho ideal, liquidada al precio de reconciliación del generador. Este último finalmente se asocia con los precios ofertados en la bolsa por el generador.

El costo asociado a las restricciones como es el caso de reactivo las paga la demanda, excepto que estén asociadas directamente a un agente. El costo tiene fijado un valor máximo.

Por los aspectos señalados se considera que no es un esquema que pueda adecuarse al sistema peruano basado en un mercado spot de costos auditados.

2.1.3 Chile

El sector eléctrico chileno se encuentra reformado desde el año 1982, cuando en el afán de desregular e introducir la libre competencia al sistema se dicta la Ley General de Servicios Eléctricos o DFL N° 1. Chile en este sentido fue país pionero, experiencia que después adoptaron muchos países alrededor del mundo.

Las actividades de generación, transporte y distribución de electricidad son desarrolladas en Chile por el sector privado, cumpliendo el Estado una función reguladora, fiscalizadora y subsidiaria. Lo anterior se traduce en que las empresas tienen una amplia libertad para decidir acerca de sus inversiones, la comercialización de sus servicios y la operación de sus instalaciones, siendo por tanto responsables por el nivel de servicio otorgado en cada segmento, en cumplimiento de las obligaciones que imponen las leyes, reglamentos y normas que en conjunto componen el marco regulatorio del sector.

Los organismos del Estado que participan en la regulación del sector eléctrico en Chile son principalmente: la CNE, el Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, la SEC, la SVS y la Comisión Nacional del Medioambiente. Los más importantes son la CNE, el Ministerio Economía, Fomento y Reconstrucción y

la SEC. La SEC, la SVS, y los organismos de defensa de la competencia cumplen además un rol fiscalizador.

La legislación para el sector eléctrico chileno se encontraba determinada básicamente por Ley General de Servicios Eléctricos DFL N° 1 de 1982, el Reglamento de coordinación de la operación interconectada de centrales generadoras y líneas de transporte (derogado decreto 6 de 1986) y el reglamento de la Ley General de Servicios Eléctricos (contenida en el decreto N° 327) de 1998, todas dictadas por el Ministerio de Minería, ello junto a otras normas o reglamentos de origen interno, como el nuevo reglamento interno para el CDEC del año 1999, el cual aún se encuentra en la CNE para que ésta de su informe favorable.

En el DFL N° 1, el tratamiento que tienen temas como la confiabilidad, la seguridad y la calidad, es bastante escaso y se mencionan de manera explícita, sino ninguna, muy pocas veces y con bastante generalidad. Se hace un tratamiento bastante global en esta materia, razón por la cual se impulsa el reglamento general de servicios eléctricos, el que sin embargo deja una cantidad de normas técnicas para dictarse en el futuro al igual que el anteproyecto del DFL N° 1.

La legislación chilena ha sufrido una evolución como consecuencia de la necesidad de mejorar y corregir el rumbo del mismo considerando su experiencia y los problemas detectados. Así es que en marzo del 2004 se aprobó la denominada Ley Corta y recientemente modificó la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio en mayo de 2005 con el fin de brindar mayores precisiones en relación con la calidad y la seguridad de los sistemas eléctricos chilenos.

Este último vendría a reemplazar al antiguo DFL N° 1 y plantea un nuevo entorno para el desarrollo de la mayor parte de los segmentos del sector eléctrico.

El funcionamiento del mercado a nivel generación se transa energía eléctrica en el mercado spot, en donde sobre la base del costo marginal instantáneo se valorizan las transferencias entre generadores. Éstos, que ya sea pueden ser deficitarios o excedentarios, compran o venden energía a otros generadores del mercado.

El costo marginal instantáneo es determinado por el CDEC el cual también determina las transferencias físicas y monetarias entre todos los agentes participantes del sistema.

De acuerdo a los criterios generales utilizados en la normativa, se establecen precios regulados en aquellos sectores donde las características del mercado son de monopolio natural; de esta forma los suministros para usuarios de consumo inferior a 2 MW están afectos a regulación de precios y caso contrario para los consumidores por sobre los 2 MW.

De acuerdo a lo anterior, el mercado queda limitado a la consideración de dos mercados: el mercado de los clientes libres (consumo superior a 2 MW) y el de los clientes regulados (consumo inferior a 2 MW). Los clientes libres contratan directamente con generadoras, subtransmisoras o distribuidoras su potencia y energía. El precio de los clientes libres junto al de los clientes regulados se debe mover en una banda entorno al 10%, para de esta manera tener coherencia en ambos mercados, ejercicio que es realizado para cada fijación.

Por su parte los clientes regulados se encuentran sujetos a los precios de nudo, los cuales se fijan semestralmente, en los meses de abril y octubre de cada año. Su determinación es efectuada a través de un informe técnico que elabora la CNE y su fijación que se realiza mediante decreto del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción.

El precio de nudo tiene dos componentes: el precio de la energía y el precio de la potencia. Estos precios se determinan y fijan para todas las subestaciones que conforman el sistema de generación-transporte y para cada nivel de tensión, en cada uno de los cuatro sistemas eléctricos del país.

En el caso de la energía, éste corresponde a un promedio ponderado de costos marginales de corto plazo esperados, en el caso del SICC un promedio ponderado de 16 trimestres, a diferencia del SING donde es de 8 trimestres. En el caso de la potencia, éste corresponde al costo marginal de desarrollo de la unidad que la potencia de punta del sistema. El precio que paga el usuario final regulado, corresponde a la suma del precio de nudo y la componente de VAD, el cual refleja los costos medios de las redes distribución y representa un costo fijo para los clientes finales.

a) Reserva rotante

a.1) RPF y RSF

La metodología utilizada para determinar el Porcentaje de Reserva Óptima para RPF se encuentra en sus etapas preliminares luego de la sanción de la nueva NT aprobada en mayo del 2005 y está sujeta a perfeccionamientos futuros.

El objetivo del procedimiento actualmente elaborado es cumplir con lo establecido en la NT en su artículo transitorio 10-16, donde se establece el siguiente texto:

“En tanto no se disponga del primer estudio a que se refiere el TITULO 6-8 de la presente NT, cada zona del Sistema Interconectado deberá asegurar un porcentaje mínimo de reserva para CPF, mayor o igual al 50 % del

porcentaje de reserva óptima para el CPF que determine la Dirección de Operaciones para la totalidad del Sistema Interconectado”

Dicho porcentaje de reserva óptima fue determinado en agosto de 2005, de acuerdo a los criterios de operación vigentes y a los estándares de Seguridad y Calidad de Servicio que se establecen en la presente NT.

La determinación de este monto de reserva para RPF involucra un compromiso la calidad y seguridad de servicio que se desea alcanzar, medida en términos de la disposición de la demanda a pagar por esta calidad y seguridad, y los sobrecostos asociados de operar con niveles de reserva mayores. Es así que la determinación del monto de reserva necesario deja de ser un problema netamente técnico, para pasar a ser planteado como un problema técnico-económico.

Por lo tanto, por una parte la reserva deberá reestablecer el equilibrio generación demanda provocada por las variaciones instantáneas de la demanda de acuerdo a los registros o experiencia que de estas variaciones cuenta el CDEC. Por otra, la reserva óptima para RPF deberá reestablecer el equilibrio generación-demanda provocada por la desconexión intempestiva de generación, lo que pasará por equilibrar los menores costos de operación al reducir la reserva primaria, respecto del aumento de los costos asociados a la energía no suministrada (ENS), debido a la desconexión de carga por baja frecuencia (EDAC) por déficit de generación (reserva en giro). La reserva primaria óptima así estimada, propone a que el costo de operación más el costo por energía no suministrada sea mínimo.

Motivado por lo anterior, se elaboró un procedimiento para determinar el porcentaje de reserva económica-técnicamente óptima para el CPF para la totalidad del SIC, considerando los criterios de operación vigentes y a los estándares de Seguridad y Calidad de Servicio que se establecen en la NT.

Para los efectos de determinar el porcentaje de reserva óptima a que hace mención el artículo N° 10-16 de la NT, se consideró al SIC como una única zona.

La NT establece principalmente los siguientes criterios para definir la reserva óptima en el Estudio de Control de Frecuencia y Determinación de Reservas:

Artículo 6-45. El nivel de reserva requerido para el CPF con el SI operando en Estado Normal, que permite cumplir con los estándares de Seguridad y Calidad de Servicio establecidos en la NT, será aquel que resulte consistente con la reserva óptima en sentido económico, entendiéndose

por tal, aquella que surge de una solución que considere los mayores costos de producción derivados de la operación de las unidades generadoras fuera del óptimo económico, para mantener suficiente reserva para el CPF, y los costos evitados de ENS de corta duración, en los que se incurriría de no contar con esa reserva.

Artículo 6-47. La Dirección de Operaciones deberá realizar el Estudio de Control de Frecuencia y Determinación de Reservas evaluando el mínimo porcentaje de reserva requerido para el CPF, esto es, aquel porcentaje que permite evitar la pérdida de control del SI ante la imposibilidad de responder en tiempo para controlar las desviaciones de la frecuencia nominal.

Para cumplir con lo anterior, el estudio deberá representar las salidas intempestivas de unidades generadoras y las variaciones intempestivas de demanda con los datos obtenidos de los registros existentes en la DP, en tanto estos sean representativos de las perturbaciones a simular.

Por otra parte, la NT establece que en el CPF participarán todas aquellas unidades generadoras que hayan cumplido con las exigencias establecidas en el capítulo N° 8 de dicha Norma. Estas unidades generadoras deberán estar en condiciones de tomar o reducir carga, en forma automática, por acción del controlador de velocidad de su máquina motriz ante una variación de frecuencia en el SIC.

Cabe tener presente también que los actuales criterios de operación del SIC contemplan una reserva en giro equivalente a la unidad con mayor generación en servicio, normalmente una central de ciclo combinado. Esta reserva en giro incluye el margen requerido para compensar las variaciones instantáneas de la demanda del SIC, variaciones naturales de carga, el cual es asignado a la unidad reguladora piloto, unidad con estatismo permanente nulo. Por lo anterior, para la planificación y operación del SIC, si en un instante la reserva en giro, reserva primaria óptima más secundaria es mayor que la unidad con mayor generación en servicio, se aplicará el criterio actual de mantener una reserva en giro equivalente a esta unidad mayor para no incurrir en un mayor costo de operación.

Luego se instrumentaron procedimientos ad-hoc, en relación con:

- Determinación del Margen de Reserva para CPF debido a variaciones naturales de la demanda.

- Determinación del Margen de Reserva para CPF debido a salidas intempestivas de generación. Entre las tareas se destacan: evaluación de los Sobrecostos de Operación Anual Esperado en función del nivel de reserva para CPF, de los costos de la ENS anual esperada en función del nivel de reserva para CPF y la determinación del porcentaje de reserva económicamente óptimo.

a.2) Seguridad de operación para el porcentaje de reserva óptimo

Se realizan simulaciones dinámicas para dos escenarios extremos, demanda alta y baja, de manera de verificar que el margen de reserva económicamente óptimo determinado para salidas intempestivas de generación, permita mantener la seguridad de operación del SIC y en caso contrario, requerir reserva adicional.

La metodología utilizada para determinar el porcentaje de reserva óptima para CPF se realiza separando la reserva destinada a equilibrar las variaciones de frecuencia provocadas por fluctuaciones normales de la demanda y la reserva destinada a equilibrar variaciones de frecuencia provocadas por contingencias de generación.

Así, se determinan los márgenes de reserva para CPF relacionado con desviaciones de frecuencia producidas por fluctuaciones instantáneas de la demanda. Por otra parte, se determinan los porcentajes de reserva óptima para CPF relacionado con desviaciones instantáneas de frecuencia producidas por salidas intempestivas de generación.

Lo anterior, suma una reserva total económicamente óptima para CPF ante variaciones instantáneas de demanda y salidas forzadas de generación, para la totalidad del SIC.

No obstante lo anterior, para la planificación y operación del SIC, si en un instante la reserva en giro resultante, es mayor que la unidad con mayor generación en servicio, se aplicará el criterio de operación de mantener una reserva en giro equivalente a esta unidad mayor, de manera de no incurrir en un mayor costo de operación por exceso de reserva.

b) Reserva no sincronizada

Al respecto, el mercado eléctrico chileno no cuenta con este servicio definido.

c) Control de tensión

Se consideran las siguientes precisiones:

- Las unidades generadoras que operen en sincronismo con el Sistema Interconectado deberán disponer de la capacidad de absorber o

entregar potencia reactiva, conforme lo indique el Diagrama PQ que presente el propietario a la Dirección de Operación del CDEC, a partir de los protocolos o ensayos de recepción de la unidad, o bien, de cualquier otra documentación del fabricante que confirme que tal diagrama corresponde al diseño de la unidad generadora y por ende está garantizado.

- Se considera que todos los agentes del mercado son responsables por el control de la tensión y el flujo de potencia reactiva en sus puntos de intercambio del sistema.
- Se mencionan penalizaciones por incumplimiento de los valores de control estipulado tanto en operación normal como en emergencias. No existe un mecanismo de penalización homogéneo.
- Los puntos de control de tensión se encuentran definidos en todos los niveles, debiendo prever los agentes que las instalaciones necesarias para el control de tensión. El control de tensión se hará sobre la base de una integración horaria del factor de potencia.
- Como en el caso de todos los países existe un organismo de coordinación con cada uno de los centros de control de los agentes del mercado.
- Se prevé soluciones regionales-locales.
- Existe la posibilidad de utilizar generación forzada por razones de calidad de servicio y estabilidad. Sin embargo se observa existen discrepancias importantes al respecto por parte de los generadores.
- Se encuentra establecido que se realizarán estudios anuales para definir los requerimientos de compensación.
- Los generadores están obligados a la provisión del servicio de potencia reactiva que determine el CND según la normativa y es no compensable.

Respecto a la Tarificación de Reactivo, el sistema de tarificación de reactivos actualmente vigente en Chile comprende dos tipos de recargo, el factor de potencia medio mensual el que obliga a los consumidores, frente a los distribuidores, a no bajar su factor de potencia; y el factor de potencia, en función de la razón horaria Q/P, que consiste en medir horariamente, en cada uno de los puntos de compra de toda empresa distribuidora, la energía activa y reactiva aplicándose cargos. La tarificación es por tramos, según la razón P/Q, la cual no distingue la ubicación geográfica.

Como consecuencia, este sistema de tarificación ha causado conflicto entre las empresas del sector eléctrico en la discusión de quién y en qué forma se debe resolver el problema y la cuota de responsabilidad que le cabe a cada miembro del sistema, sean consumidores, distribuidores, transmisores o generadores.

El Estado ha dado la señal para que los generadores que resulten operando a mínimo técnico por requerimientos de reactivo reciban una compensación por el sobre costo en que incurren como así mismo quienes resulten perjudicados en sus ingresos. Para financiar estas compensaciones estas deben provenir de quienes se beneficien con la operación a mínimo técnico, o sea las empresas que posean los contratos a prorrata. Sin embargo, se cree que la solución debe provenir de una tarificación del reactivo. Para el análisis de los sobre costos se realizan simulaciones con y sin las restricciones.

Se observa en general que el sistema chileno no se encuentra muy avanzado en la implementación razonable y equitativa del SC de reactivo. No se observa ni la implementación de un mercado como SC ni un sistema de tarificación razonable. Cuenta con un sistema de tarificación ya sea basado en un promedio del factor de potencia a nivel mensual y horario sobre la base de la relación Q/P. El mismo no se encuentra muy desarrollado y puede ocasionar inequidades en su aplicación, y existen importantes divergencia entre los agentes del mercado las cuales han sido solucionadas en parte sobre todo a nivel de la generación transfiriendo beneficios y perjuicios.

2.1.4 España

El 01.09.1998 entra en vigor la Resolución, aprobada por la Secretaría de Estado de Energía y Recursos Minerales de España, en la cual se describen un conjunto de procedimientos de carácter técnico e instrumental necesarios para realizar la adecuada gestión técnica del sistema eléctrico (REE, 1998). En ella se establecen los SC de regulación y de control de tensión, los cuales deben ser gestionados por el OS. En general, la prestación de estos servicios es una mezcla de obligatoriedad y de sistemas de ofertas voluntarias para cubrir las necesidades faltantes.

El Procedimiento 1.5, *Establecimiento de la reserva para la regulación frecuencia/potencia*, establece los niveles de reserva de regulación necesarios que permitan al OS enfrentar los desequilibrios entre generación y consumo. En él se definen las reservas primaria, secundaria y terciaria. Luego en el Procedimiento 7, *Gestión de los servicios complementarios*, en los puntos 7.1, 7.2 y 7.3 se detallan cada uno de estos servicios.

a) Reserva rotante

El objetivo principal del servicio de reservas es mantener la frecuencia dentro de sus valores nominales y corregir las diferencias entre generación y consumo.

Para los generadores disponer de reservas tiene tres costos asociados: de oportunidad, de mantenimiento y el costo directo de producir la energía.

El servicio de reservas se divide en varias reservas, según el tiempo de actuación de cada una de ellas.

El OS debe determinar la cantidad de reserva de cada tipo, acorde con el marco de seguridad y calidad propuesto por la autoridad o acordado entre los agentes del mercado eléctrico. También debe decidir si las ofertas cumplen las condiciones para ser programadas en el despacho final.

El operador del mercado es el encargado de adquirir y gestionar de forma económica las reservas necesarias, en coordinación con el operador del sistema.

a.1) RPF

La RPF es un SC obligatorio, y es aportada por los generadores sincronizados con el sistema eléctrico. El objetivo es corregir automáticamente los desequilibrios instantáneos entre generación y consumo. Este servicio debe ser proporcionado en forma autónoma, variando la velocidad de las turbinas de los generadores, como respuesta a variaciones en la frecuencia.

La banda de RPF del sistema es el margen de potencia de actuación automática del conjunto de los reguladores de velocidad y en ambos sentidos, como consecuencia de un desvío de frecuencia. La RPF en los generadores debe permitir un estatismo en sus reguladores de modo que puedan variar su carga en 1.5% de su potencia nominal.

Según las recomendaciones de la UCPTTE (Unión para la Coordinación de la Producción y el Transporte de la Electricidad), los desvíos de frecuencia inferiores a 100 mHz deben corregirse en un tiempo inferior a los 15 segundos. Y para desvíos de frecuencia de hasta 200 mHz, el tiempo de respuesta debe variar entre 15 y 30 segundos de manera lineal.

Como se mencionó anteriormente éste es un servicio obligatorio y además no remunerado. En caso de no poder otorgar este servicio por restricciones técnicas, éste debe ser contratado por los titulares de las instalaciones a otro agente que pueda proporcionarlo y este contrato es fiscalizado por el OS. Las empresas deben entregar las especificaciones técnicas de sus reguladores primarios anualmente, y son fiscalizadas aleatoriamente de forma tal que

todo el sistema es revisado cada cinco años.

a.2) RSF

El servicio de RSF es de carácter voluntario, en donde existe un sistema de ofertas, de asignación y de remuneración por el servicio prestado. Tiene como objetivo hacer frente a las variaciones continuas y aleatorias de la demanda, a las rampas de subida y bajada programadas por los grupos, a desequilibrios bruscos producto de la pérdida de grupos generadores y a las desviaciones esporádicas importantes en la demanda.

Para la prestación de este servicio el sistema eléctrico es dividido en Zonas de Regulación. Una zona de regulación consiste en una agrupación de unidades de producción que tienen la capacidad de actuar bajo un mismo sistema de control automático de la generación. Para ello existe un "Regulador Maestro", el cual transmite a los diversos reguladores de la zona una señal con los valores de potencia que deben aportar, de acuerdo a los factores de participación, calculados según las ofertas aceptadas, vigentes en el momento.

La banda de regulación secundaria del sistema es el margen de la variación de la potencia en que el regulador secundario puede actuar automáticamente y en ambos sentidos. Ésta viene dada por la suma, en valor absoluto, de las contribuciones individuales de los grupos sometidos a este tipo de regulación y se conoce como reserva o banda a subir o a bajar.

La cantidad de reserva secundaria requerida por el sistema es determinada por el OS para cada período de programación. Esto se hace en función de la indeterminación estadística en la evolución temporal previsible de la demanda y del fallo probable esperado, según la potencia y los equipos generadores acoplados. Además, se tiene en cuenta la magnitud de los escalones horarios de potencia de la programación de las unidades de producción.

Los agentes que pueden participar necesitan una acreditación del OS. Esta comprueba la capacidad técnica y operativa de las instalaciones y luego publica una lista de los generadores habilitados y la zona de regulación a la cual pertenecen. La velocidad de respuesta para el conjunto de reguladores que participan de este servicio se fija de manera uniforme para todas las zonas que participan de la regulación. Los reguladores de zona deben ser del tipo proporcional o proporcional-integral, fijando la constante de tiempo de seguimiento de la respuesta en 100 segundos.

La prestación del servicio de regulación secundaria, como se mencionó, es voluntaria y remunerada. Los generadores que participan de este mercado deben presentar sus ofertas por reserva a subir y a bajar en MW, precio de la banda de regulación (ptas/kW), variación de energía necesaria respecto al programa existente en \pm MW y un código de indivisibilidad de la oferta. Las empresas pueden realizar múltiples ofertas de regulación para la misma unidad, pudiendo ser sólo una de ellas indivisible. Éstas pueden ser aceptadas en forma independiente y el resultado de asignación para cada unidad es el conjunto de las ofertas aceptadas para ella.

La asignación de las reservas es realizada por el OS. El criterio utilizado es aceptar el conjunto de ofertas que representen el menor sobre costo total. El mecanismo de presentación de las ofertas y el algoritmo de asignación se encuentra detallado en el Anexo 1 del Procedimiento de Operación 7.2, *Servicio complementario de regulación secundaria* de la ley eléctrica española. Cada zona debe cumplir con la relación establecida entre la reserva a subir y a bajar para el conjunto del sistema, y la valoración de una oferta debe tener en cuenta el costo de la banda. La suma de las bandas asignadas debe estar en un intervalo de $\pm 10\%$ en torno a la banda de regulación requerida. Una vez realizada la asignación por el operador del mercado, ésta se considera firme, es decir, existe la obligación de prestar el servicio. En caso de emergencia o insuficientes ofertas, el OS debe obligar la prestación de este servicio, el cual se valora a un 115% del precio marginal de la banda de potencia, al 115% o al 85% del precio marginal del mercado diario para redespachos a subir o a bajar respectivamente.

La valorización de este servicio se realiza tomando en cuenta la reserva asignada y la energía utilizada. La banda de regulación asignada se valora al precio marginal de cada hora, es decir, al precio de la última oferta aceptada. La energía de regulación secundaria se valora al precio marginal de la energía de regulación terciaria que hubiese sido necesaria despachar para sustituir la energía de regulación secundaria utilizada.

a.3) RTF

La reserva está compuesta por la variación máxima de potencia a subir o a bajar de los grupos del sistema. Puede ser proporcionada en un tiempo inferior a los 15 minutos y ser mantenida al menos dos horas. El objetivo de este servicio es restablecer los límites de la reserva secundaria.

La reserva de regulación terciaria mínima necesaria para el sistema,

corresponde para cada período de programación, a la potencia del mayor grupo de generación acoplado; mayor en un 2% de la demanda prevista en cada hora.

Este servicio tiene carácter de voluntario y es retribuido por mecanismos de mercado. Para participar de este mercado, los agentes interesados deben obtener una acreditación del OS, que certifique la capacidad técnica y operativa para la prestación de este servicio. Las ofertas de reserva, tanto para subir como para bajar, son realizadas por los generadores para cada período horario del día siguiente. Esta oferta incluye la información de la potencia en MW del precio de la energía (ptas. /kWh). Esta oferta que puede tener limitación de energía, que como mínimo debe ser de 1 hora de duración. En caso de no existir las suficientes ofertas, el OS puede utilizar mecanismos excepcionales de asignación, sin perjuicio de la retribución a los generadores por la prestación obligatoria del servicio y de las modificaciones de los programas de producción.

Una vez presentada las ofertas, el OS asigna la prestación del servicio según los criterios de mínimo costo. En caso de que esta asignación produzca una restricción técnica del sistema, ésta no será asignada. La retribución del servicio sólo corresponde por la energía efectivamente utilizada, y se valora según el mayor de los precios de las unidades utilizadas en el horario considerado. Es decir, es el costo marginal horario distinguiendo si es reserva a subir o a bajar.

b) Reserva no sincronizada

Al respecto, el mercado eléctrico español no cuenta con este servicio definido.

c) Control de tensión

En la ley del sector eléctrico español (en el Procedimiento 7.4 llamado “*Servicio Complementario de Control de Tensión de La Red de Transporte*”), se establece el modo en que los sujetos del sistema eléctrico español prestarán este servicio (REE, 2000). Al igual que los SC de reservas, este servicio es una mezcla de obligatoriedad que asegura niveles mínimos de seguridad y un sistema de ofertas voluntarias para cubrir las necesidades faltantes en la regulación de la tensión. El encargado de gestionar este servicio es el operador del sistema, el cual debe cumplir funciones de asignar las ofertas y fiscalizar el cumplimiento de la prestación efectiva del servicio.

El servicio de control de tensión se define como “*el conjunto de actuaciones sobre los recursos de generación y absorción de potencia reactiva (generadores,*

reactancias, condensadores, etc.) y otros elementos de control de tensión, como los transformadores con cambiador de tomas, orientadas a mantener las tensiones en los nodos de la red dentro de los márgenes especificados, para garantizar el cumplimiento de los criterios de seguridad y calidad del suministro eléctrico”.

Al igual que los SC de reservas, este servicio es una mezcla de obligatoriedad que asegura niveles mínimos de seguridad y un sistema de ofertas voluntarias para cubrir las necesidades faltantes en la regulación de la tensión.

Respecto a los participantes del servicio, como en los otros países, el encargado de gestionar este servicio es el operador del sistema, el cual debe cumplir funciones de asignar las ofertas y fiscalizar el cumplimiento de la prestación efectiva del servicio, como así también suministrar toda la información necesaria para el seguimiento y las liquidaciones.

Se considera además que son participantes del mercado: generadores mayores de 30 MW de potencia neta o conjunto de los mismos, transportistas, consumidores proveedores del servicio o clientes libres con potencias superiores a los 15 MW, y los distribuidores.

Con relación a la prestación del servicio, los participantes podrán ofertar sus recursos adicionales disponibles. Las ofertas no tienen asociado un precio y la retribución del servicio es a precios regulados. Los generadores deben cumplir con una banda obligatoria y puede oferta una banda adicional. Los transportistas aportan todos sus recursos físicos y operativos y no reciben ninguna remuneración, dado que la misma incluye las inversiones en compensación. Los consumidores proveedores del servicio deben cumplir con distintos rangos de factor según el periodo horario. Por sobre estas obligaciones pueden ofertar sus recursos adicionales. Finalmente los gestores de distribución tienen las mismas obligaciones que los consumidores proveedores del servicio pero no pueden ofertar.

La asignación del servicio se realiza a nivel anual y las ofertas están a cargo del operador. Las remuneraciones son diferencias de acuerdo al tipo de proveedor y según dos ítems: puesta de potencia reactiva a disposición y la efectivamente utilizada.

Los puntos de control de tensión se encuentran definidos, debiendo prever los agentes las instalaciones necesarias para el control de tensión.

Se efectúan estudios anuales respecto de las previsiones del comportamiento del sistema en relación con la potencia reactiva.

Se trata de un mercado de SC desde el punto de vista de que se pueden realizar oferta de disponibilidad de reactivo por encima de una banda obligatoria. El servicio es remunerado a valores regulados.

2.1.5 Inglaterra (Reino Unido)

En marzo de 2001 el mercado eléctrico del Reino Unido pasó de un esquema en donde funcionaba en torno al National Power Pool, a una estructuración llamada NETA. Esta consiste en un sistema en donde la demanda y la oferta pueden negociar libremente sus contratos de electricidad. El operador y dueño de la red de transmisión sigue siendo la National Grid Company (NGC).

En el viejo sistema, organizado en torno a la National Power Pool, ya existían cuatro SC principales: Potencia Reactiva; Reserva; Respuesta de Frecuencia y Capacidad de Arranque en Negro. Específicamente, el servicio de reserva consistía en la capacidad de incrementar o reducir la potencia de salida de una unidad de generación en un tiempo entre los 2 y 20 minutos después de la instrucción de despacho.

Bajo el nuevo sistema de mercado, se mantienen la definición de los cuatro SC principales, pero se perfeccionan la gestión y el tratamiento de ellos. De esta forma se definen los servicios obligatorios y remunerados (mandatory services) para generadores superiores a 50 MW o consumidores que adquieran más de 50 MW.

Al igual que el sistema Pool, es la NGC quien tiene la obligación de adquirir los suficientes SC de modo de cumplir con sus obligaciones establecidas en la Electricity Act y en Transmission Licence (Office of Gas and Electricity Markets, 2000). A los agentes que participan del servicio de respuesta de frecuencia y en el mercado del servicio de reservas se les conoce como "*Participantes del Mecanismo de Balance*".

La respuesta de frecuencia puede verse como reserva a corto plazo que se proporciona automáticamente. Es decir se activa sin una orden explícita y se usa para mantener o reducir o recuperar la frecuencia ante cambios de ella; antes de la actuación de las reservas.

En la aplicación del NETA, se subdivide el servicio de reserva en dos tipos diferentes de reservas, de regulación rápida y firme. Éstas se diferencian en la escala de tiempo en qué operan y sus mecanismos de pagos. Pero, junto con la respuesta de frecuencia, los distintos tipos de reserva son usados por el operador del sistema para ocuparse de los desbalances entre generación y demanda.

a) Reserva rotante

a.1) Respuesta de Frecuencia

La NGC tiene el deber de controlar la frecuencia dentro de los límites especificados en el Electricity Supply Regulations (NGC, 2000). Es decir, $\pm 1\%$ de la frecuencia nominal (50 Hz) salvo en circunstancias anormales o excepcionales. La NGC debe asegurar la suficiente generación (o demanda) para mantener la frecuencia en forma automática y manejar todas las contingencias que produzcan cambios de frecuencia.

El sistema de control de frecuencia minuto por minuto es controlado por acciones de autobalance de generadores y proveedores y las ofertas aceptadas por la NGC. El balance inmediato segundo por segundo (ajuste fino) debe ser proporcionado por unidades generadoras, a través de sistemas de control automático, que modulan sus salidas para corregir las variaciones de frecuencia de sistema.

Cuando las variaciones de frecuencia son pequeñas, todos los generadores grandes deben ser capaces de contribuir al control de frecuencia. Esta obligación es requerida por el Grid Code y es condición para la conexión a la red de la transmisión. Se exige que cada unidad generadora tenga una característica del 4% de estatismo de su gobernador y debe ser capaz de proporcionar una respuesta de potencia continua para mantener los valores nominales ante los cambios de frecuencia.

a.2) Reserva Rápida

La reserva rápida es la entrega pronta y confiable de potencia activa proporcionada como un aumento de generación o una reducción en consumo de las fuentes de la demanda, después de una instrucción electrónica de despacho dada por la NGC (2001). Se diferencia del servicio anterior en que su tiempo de respuesta es levemente mayor, del orden de 1 a 2 minutos. La entrega de potencia activa debe empezar a actuar en menos de 2 minutos una vez dada la instrucción, y ser entregada a una tasa mínima de 25 MW/min. Esta reserva debe ser mantenida por un período mínimo de 15 minutos. La reserva rápida se usa, además de otros servicios para mantener el balance de energía, para controlar cambios de frecuencia que podrían darse de forma súbita e imprevisible por cambios en generación o demanda. La NGC tiene un requisito de 24 horas de reserva rápida, y la evaluación de los costos de las ofertas y su aceptación se realiza sobre una base mensual. El proceso de contrato de reserva rápida consta de tres etapas. La primera

etapa es de pre-calificación, en donde todos los potenciales proveedores son invitados a llenar un cuestionario sobre sus capacidades. Luego viene la etapa de servicio opcional, en la cual no existe ninguna obligación de las partes, pero permite despachar reserva en caso de ser necesario y se remunera el servicio sólo en el caso de haber sido usado realmente. La última etapa es la de servicio firme, en ella los proveedores tienen la oportunidad de ofrecer, en una base mensual, la disponibilidad de su planta para estar en un estado de responder con prontitud los requerimientos de reserva rápida. En esta etapa, este SC se remunera según las ofertas que son aceptadas por la NGC.

b) Reserva no sincronizada

Reserva Firme (Standing Reserve)

En ciertos momentos del día la NGC necesita potencia adicional en forma de generación o reducción de la demanda, debido a que la demanda real es mayor que en las estimaciones de ella o por salidas forzadas de plantas generadoras. Esta potencia es la reserva principal del sistema y se programa sobre una base anual. La reserva firme se activa una vez que han actuado las reservas anteriores, y se necesita más potencia para mantener el balance entre generación y consumo, y recuperar los niveles de las reservas anteriores. Esta reserva reúne los recursos sincronizados y no sincronizados del sistema. La NGC es la encargada de contratar la reserva firme, la cual es proporcionada por plantas productoras incluyendo pequeñas unidades generadoras y por la reducción de la demanda. La necesidad de reserva firme varía cada año, cada semana y cada día, siendo una función del perfil de demanda del sistema en ese momento en particular. Para reflejar esto, la NGC separa el año en cinco estaciones, días laborales (incluye los sábados) y días no-laborales (domingos y la mayoría de los feriados bancarios), y especifica qué período corresponde para cada día y la cantidad de reserva firme requerida. A estos períodos se les llama "*ventanas de disponibilidad*". Esta reserva es contratada anualmente mediante un proceso competitivo de ofertas y su notificación es publicada en el website de la NGC y en el Financial Times. Para participar de este servicio, el mínimo de potencia para entregar, o a reducir, es de 3 MW. El tiempo de respuesta debe ser de al menos 20 minutos una vez notificado su despacho, pudiendo mantenerse por lo menos 2 horas. El tiempo de recuperación, para entregar nuevamente reserva firme no debe ser mayor que 20 horas. Existen dos tipos de contratos

de reserva firme según el tipo de proveedor. A los agentes participantes del mecanismo de balance (BM) se les remunera la utilización de la reserva por medio del mecanismo de balance. Es decir, según los contratos de reserva firme, la NGC le pagará a este proveedor de reserva directamente de acuerdo a la disponibilidad de la reserva firme (£/MWh). Los agentes participantes del mecanismo sin balance (Non BM) son remunerados directamente según la utilización y la disponibilidad de la reserva firme a través del contrato de reserva firme (£/MWh). El mencionado contrato de reserva firme puede proporcionarse sobre una base “*comprometida*” o “*flexible*” y los participantes del BM sólo pueden proporcionarlo de manera comprometida, mientras los participantes del Non-BM pueden proveer el servicio con ambas modalidades. Un proveedor de servicio comprometido puede ofrecer reserva firme para todas las ventanas de disponibilidad requeridas en cada estación y, la NGC se compromete a aceptar y comprar todos los servicios ofrecidos. Un proveedor de servicio flexible necesita ofrecer servicios en todas las ventanas de disponibilidad. La NGC no tiene la obligación de aceptar y comprar todos los servicios que el proveedor presenta.

c) Control de tensión

Desde antes de la reestructuración del mercado eléctrico del Reino Unido, NETA, la industria ha estado desarrollando nuevos acuerdos para el suministro de potencia reactiva. Desde el primero de abril de 1998 se ha establecido un Mercado de Potencia Reactiva en que se transa el pago de estos servicios proporcionados por los generadores. La NGC es quien tiene la responsabilidad de adquirir los SC de la forma más económica, para ello posee un mecanismo doble, mediante una obligación de servicio y mediante un incentivo comercial para adquirir reactivos por sobre los obligatorios. De esta forma la NGC ha facilitado e incentivado una industria con procesos de mercado de ofertas abiertas para la reserva y los servicios de potencia reactiva, es decir, existe verdadero Mercado de Potencia Reactiva Abierto en que se transa el pago de estos servicios proporcionados por los generadores.

En este contexto, existe una obligación de servicio, que deben cumplir los grandes generadores y es remunerada mediante un contrato por “*defecto*”. A este servicio se le llama Obligatory Reactive Power Service. Junto con lo anterior, también existe un contrato de “*mercado*” para reforzar el suministro de reactivos con el exceso de capacidad de los generadores, a este servicio se le llama Enhanced

Reactive Power Service.

El Grid Code especifica que el control de voltaje es de responsabilidad de cada unidad generadora mayor de 30 MW o unidad BM (Balancing Mechanism unit). En él se exige que todas las unidades BM deban ser capaces de proporcionar su potencia nominal en cualquier punto de su factor de potencia entre 0.85 capacitivo y 0.95 inductivo, lo que es medido en los terminales de la unidad generadora. La característica destacable de este caso es que se trata de un mercado abierto solo a los generadores respecto de la disponibilidad adicional que puedan ofrecer los agentes del mercado superada la banda obligatoria. Es compatible con las características del mercado spot de energía donde la oferta se equilibra con la demanda justamente en el precio.

El rendimiento de la potencia reactiva, bajo condiciones estacionarias estables, debe estar totalmente disponible si la tensión está dentro de un rango de $\pm 5\%$, ya sea en 400 kV, 275 kV, 132 kV o voltajes más bajos. Además la unidad generadora debe tener un sistema de control de la excitación automática que actúe de forma continua. Así se proporciona un control constante del voltaje en los terminales de la unidad BM, sin provocar inestabilidad sobre el rango de operación de la unidad. En el mercado solo se consideran como participantes a los generadores y cuando pueden ofertar magnitudes significativas.

Los contratos por defecto proporcionan un mecanismo de pago que consta de dos partes, una basada en la capacidad del generador y otra basada en la utilización real del servicio. Los contratos que se establecen pueden cubrir tanto la parte obligatoria como el adicional. Este es el único caso de los analizados donde la parte obligatoria puede transarse en el mercado.

2.1.6 Resumen de los servicios complementarios internacionales

a) Argentina

TABLA Nº 2.1 Servicios Complementarios en Argentina

REQUERIMIENTO OPERACION	RESERVA EN EL SAOI			FUENTE	CARACTERISTICAS	NIVEL REQUERIDO DE RESERVA	REMUNERACION
	CORTO PLAZO	MEDIANO PLAZO	INSTANTANEA				
	CALIDAD Y SEGURIDAD	CALIDAD Y SEGURIDAD	PROVISTA POR LA CARGA				
Reserva Rotante	Para Regulación Primaria de Frecuencia (seguridad)			Rotante	Obligatoria para todo generador en operación	Reserva Óptima para RPF de evaluación probabilística técnico-económica	No remunerada explícitamente por demanda (solo > precio spot energía)
Reserva Rotante	Para Regulación Secundaria de Frecuencia (calidad)			Rotante	En una central o grupo de centrales con CAS habilitado	Fijada por el OED para período estacional	Remunerada a través del cargo por Servicios Asociados a la Potencia
Reserva Rotante	Operativa de 5 min.			Rotante + Parada	Ta < 5min, Po > 1h	Por tipo de día, según características de la demanda, y requerimientos de operabilidad y nivel de calidad	A través del cargo por Servicios Asociados a la Potencia
Reserva Rotante	De 10 min.			Rotante + Parada + demanda interrumpible	Ta < 10 min, Po > 1h	Similar anterior	A través del cargo por Reserva diferenciada
Reserva No Sincronizada	Fija de 20 min.			Témicas de punta paradas + demanda interrumpible	Ta < 20 min, Po > 5h	Según requisitos de reserva para aleatorios prolongados y contingencias	A través del cargo por Reserva diferenciada
Reserva No Sincronizada	Témica de 4 h			Témicas TW, TG y CC paradas o rotantes no sincr. + demanda interrumpible	Ta < 4h, Po > 5h (horario de punta)	Para bandas horarias de punta, nivel para cubrir pico de carga ante contingencias	A través del cargo por Reserva diferenciada
Reserva No Sincronizada		De confiabilidad		Generadores en condiciones de operar en pico + demanda interrumpible	Ta < Informe generador, Po CH > 5h, Po CT > horario de punta	Para cubrir demanda máxima del sistema (previene situaciones de baja hidráulica)	A través del cargo por Reserva diferenciada
Control de Tensión				Generadores Transmisores Distribuidores Grandes Usuarios	En base a cargos y penalizaciones		A través de cargos mensuales que el OED calcula.

Asignación dentro de niveles requeridos y de acuerdo a criterios y metodologías de ofertas y disponibilidad.
No se puede forzar generación para obtener la reserva requerida excepto para cumplir con el requerimiento mínimo de reserva para RPF.
La RBP incluye potencia comprometida para suministro de potencia para regulación de frecuencia y la operativa.
Salvo la regulación de frecuencia, el resto de servicios de reserva serán abonados adicionalmente y con independencia de la RBP.

b) Colombia

TABLA Nº 2.2 Servicios Complementarios en Colombia

REQUERIMIENTO OPERACION	RESERVA EN COLOMBIA			FUENTE	CARACTERISTICAS	NIVEL REQUERIDO DE RESERVA	REMUNERACION
	CORTO PLAZO	MEDIANO PLAZO	INSTANTANEA				
	CALIDAD Y SEGURIDAD	CALIDAD Y SEGURIDAD	PROVISTA POR LA CARGA				
Reserva Rotante	Para Regulación Primaria de Frecuencia			Rotante	Obligatoria para todo generador en operación	3% de la potencia de generación	Compensación entre generadores que no cumplieron y los que cumplieron
Reserva Rotante	Para Regulación Secundaria de Frecuencia			Rotante	Obligación comercial de AGC para todo generador en operación	Fijada por el CND (determina holgura H(%)) para cada hora de despacho	Pueden efectuar contratos de traspaso de holgura, o transar en la bolsa de energía
Reserva No Sincronizada				NO CUENTA			
Control de Tensión				Generadores Transmisores Distribuidores Comercializadores	En base a declaración libre de ofertas		A través de la tarifa.

c) Chile

TABLA N° 2.3 Servicios Complementarios en Chile

REQUERIMIENTO OPERACION	RESERVA EN CHILE			FUENTE	CARACTERÍSTICAS	NIVEL REQUERIDO DE RESERVA	REMUNERACION
	CORTO PLAZO	MEDIANO PLAZO	INSTANTANEA				
	CALIDAD Y SEGURIDAD	CALIDAD Y SEGURIDAD	PROVISITA POR LA CARGA				
Reserva Rotante	Para Regulación Primaria de Frecuencia			Rotante	Obligatoria para todo generador en operación habilitado	Reserva Óptima para RPF de evaluación técnico-económica y verificación con simulación dinámica	No se dispone de información
Reserva Rotante	Para Regulación Secundaria de Frecuencia			Rotante	En una unidad reguladora piloto (estatismo permanente nulo)	Potencia de la mayor unidad en servicio menos la potencia para RPF	No se dispone de información
Reserva No Sincronizada	NO CUENTA						
Control de Tensión				Generadores Transmisores Distribuidores	En base a penalizaciones por incumplimiento.		A través de la tarifa.

d) España

TABLA N° 2.4 Servicios Complementarios en España

REQUERIMIENTO OPERACION	RESERVA EN ESPAÑA			FUENTE	CARACTERÍSTICAS	NIVEL REQUERIDO DE RESERVA	REMUNERACION
	CORTO PLAZO	MEDIANO PLAZO	INSTANTANEA				
	CALIDAD Y SEGURIDAD	CALIDAD Y SEGURIDAD	PROVISITA POR LA CARGA				
Reserva Rotante	Para Regulación Primaria de Frecuencia/ Potencia			Rotante	Obligatoria para todo generador en operación	1,5% de la potencia nominal del generador	No se remunera
Reserva Rotante	Para Regulación Secundaria de Frecuencia/ Potencia			Rotante	En grupo de unidades voluntarias con CAG conjunto, forman Zonas de Regulación controladas por regulador maestro	Fijada por el OS para cada periodo de programación a través de estudios probabilísticos cuasi-estacionarios	Remunerada independiente del mercado de energía
Reserva Rotante	Para Regulación Terciaria de Frecuencia/ Potencia			Rotante que no forma parte de la reserva para RPF y/o RSF	Unidades voluntarias con $T_a < 15\text{min}$, $P_0 > 2\text{h}$	Potencia de la mayor unidad en servicio	Remunerada independiente del mercado de energía
Reserva No Sincronizada	NO CUENTA						
Control de Tensión				Generadores Transmisores Distribuidores Clientes Libres	Obligatorio hasta un cierto valor. Voluntario a partir de este.		Remunerado mediante valores regulados

e) Inglaterra (Reino Unido)

TABLA N° 2.5 Servicios Complementarios en Inglaterra

REQUERIMIENTO OPERACION	RESERVA EN REINO UNIDO			FUENTE	CARACTERÍSTICAS	NIVEL REQUERIDO DE RESERVA	REMUNERACION
	CORTO PLAZO	MEDIANO PLAZO	INSTANTANEA				
	CALIDAD Y SEGURIDAD	CALIDAD Y SEGURIDAD	PROVISITA POR LA CARGA				
Tipos de reserva	Respuesta de frecuencia			Rotante + demanda	Obligatoria para todo generador en operación y cargas > 50MW, incluye RPF y RSF	Estatismo del 4% y capacidad de respuesta de potencia continua	Remunerada
	Reserva rápida			Rotante + demanda	No obligatoria. Activada por NGC en 1 a 2min, $T_a < 2\text{min}$, $P_0 > 15\text{min}$, tasa 25MW/min.	No se dispone de información	Remunerada
		Reserva Firme		Rotante + Parada + demanda	No obligatoria. Activada por NGC, reserva mínima 3MW, $T_a < 20\text{min}$, $P_0 > 2\text{h}$, recuperación < 20h	Programación anual separada en cinco estaciones, días laborables y no laborables	Remunerada
Control de Tensión				Generadores Transmisores Distribuidores Clientes Libres	Mercado de Potencia Reactiva		Remunerado en el mercado

Arranque en Negro (no obligatorio y remunerado)

Contratos de restricciones en la transmisión (no obligatorio y remunerado)

Desconexión ante un evento en el sistema (commercial intertrips) (no obligatorio y remunerado)

2.2 Situación actual de los servicios complementarios en el SEIN

La capacidad instalada del SEIN alcanzó los 5 193 MW, a diciembre del año 2005, (59% hidráulico y 41% térmico), habiéndose incrementado 3% respecto a la registrada el año 2004. Asimismo, la producción de energía eléctrica durante el año 2005 fue 23 434 GWh, mayor en 5% respecto a la del 2004.

El total de Centrales Hidroeléctricas es de 34, mientras que el Centrales Termoeléctricas es de 20. La longitud total de las líneas de transmisión del SEIN es de 14 891 km, de las cuales el 17% están calificadas como Sistema Principal de Transmisión.

En el Perú, las instalaciones del SEIN y principales áreas operativas, que en algunas oportunidades operan de manera aislada, están permanentemente expuestas a la ocurrencia de fallas causadas ya sea por impactos de fenómenos naturales (39,1 %), por el normal envejecimiento de sus componentes (4,3%), por acciones de terceros (26,1 %), por inadecuadas prácticas operativas (17,4 %), entre otras (13,1 %).

Asimismo, permanentemente se producen cambios topológicos importantes en el SEIN, los que provocan incrementos en la energía transferida entre las áreas que lo conforman. Estos cambios pueden ocasionar problemas técnicos como, por ejemplo, la aparición de oscilaciones electromecánicas, particularmente en líneas de interconexión entre áreas del sistema, que transfieren potencias superiores a su potencia característica. Estas oscilaciones se presentan debido a la existencia de un *"modo de oscilación entre áreas"* las cuáles al tener un pobre amortiguamiento pueden llegar a causar serios problemas de estabilidad.

Un asunto a tener en cuenta es que la cuarta disposición transitoria de la NTCOTR, se estableció un plazo de 150 días para que el COES proponga al MEM, para su aprobación, los procedimientos técnicos que se aplicarán para el suministro de los SC. Esto con el sentido de normar las compensaciones económicas a que dieran lugar por su prestación. Dicho plazo venció el 07.10.2005 y aún no se han llegado a establecer procedimientos relativos a este tema.

2.2.1 Análisis de la NTCOTR sobre los servicios complementarios

El título sexto de la NTCOTR, a comparación de la norma anterior, incluye un conjunto de modificaciones, siendo las de mayor relevancia las siguientes:

- Actualización e introducción de precisiones en lo que se refiere a responsabilidades del Coordinador y de los Integrantes del Sistema, así como de los medios, oportunidad de entrega de información para la coordinación de la operación, oportunidad de elaboración y aplicación de

los estudios de coordinación de los sistemas de protección por parte de la DOCOES, además de la elaboración y difusión de informes técnicos de perturbaciones a cargo del Coordinador; y la infraestructura requerida.

- Delegación de funciones que posibilitarán la subsanación de situaciones en estados de alerta, emergencia y recuperación relacionados con la coordinación, supervisión y control de la operación en tiempo real.
- **Los SC requeridos para apoyar la operación eficiente del SEIN, de modo que el suministro de energía eléctrica a los usuarios se efectúe con seguridad, confiabilidad y calidad dentro de las tolerancias permisibles que señala la NTCSE. Estos servicios comprenden: Reserva rotante, regulación de frecuencia, regulación de tensión y/o suministro locales de reactivos y grupos de arranque rápido por emergencia (reserva fría).**

Es necesario señalar que en el actual mercado peruano, solo existe un mercado de competencia en el sector de los generadores, donde se podría establecer más rápidamente un mercado de SC. En el Anexo 1, se puede apreciar con mayor detalle la comparación de la norma anterior con la NTCOTR.

A continuación se comentan algunas mejoras que deberían ser tomadas en cuenta para futuras modificaciones o que deban ser incluidas en los procedimientos COES específicos a cada tema.

a) Título sexto de la NTCOTR:

En los grupos de arranque rápido, deben distinguirse los que cuentan con autoarranque o “black start” que proveen un beneficio adicional a la seguridad. En los aspectos remunerativos, los grupos térmicos que poseen características de arranque rápido y además pueden arrancar luego que el sistema ha colapsado e iniciar el proceso de recuperación del sistema en un área, sin necesidad de requerir tensión de la red a la cual se conectarán, deben tener un reconocimiento adicional.

b) Numeral 6.1.2 de la NTCOTR:

El COES propondrá los Procedimientos Técnicos correspondientes a la prestación de los SC, incluyendo el reconocimiento de los costos eficientes en que se incurra al suministrarlos y el mecanismo de compensación correspondiente. Dichos Procedimientos o sus modificaciones deben ser elaborados por el COES y especialistas de las empresas integrantes, para luego ser aprobados por el Ministerio.

c) Numeral 6.2.1 de la NTCOTR:

Esta consideración se torna en algunos casos sumamente difícil de cumplir dado que la inclusión de fallas probabilísticas de la red de transmisión no pueden ser directamente tratadas como es el caso de los generadores debido a que no necesariamente la desconexión de una línea equivale a la desconexión de un generador en el tratamiento probabilístico del cálculo de la reserva rotante.

d) Numeral 6.2.3 de la NTCOTR:

No se hace mención a las consideraciones a tener en cuenta cuando ocurre operación de sistemas aislados.

e) Números 6.4.1 y 6.4.2 de la NTCOTR:

Debe tenerse en cuenta obligaciones y características impuestas por el diseño de la instalación que pueden limitar el rango de regulación. El COES y/o el MEM deben exigir requisitos mínimos para las nuevas instalaciones, como compensación reactiva, tensiones de transformadores, rango de taps, entre otros. Asimismo, se debe establecer un rango de variaciones de tensión más tolerantes para los casos de operación en condiciones de emergencia.

f) Numeral 6.4.3 de la NTCOTR:

Falta incluir los aspectos remunerativos por la energía reactiva, de los integrantes beneficiados hacia los integrantes obligados, que no son incluidos en el mecanismo de transferencia de energía reactiva. Por necesidades operativas, los generadores son obligados a operar hasta el máximo de sus capacidades reactivas lo cual puede limitar su producción de potencia activa, con un beneficio para terceros. Es decir se debe tener en cuenta el costo de oportunidad por dejar de producir la potencia activa que podría haber sido suministrada por despacho óptimo. También, instalaciones de compensación de potencia reactiva de clientes libres benefician al sistema y mejoran tensiones en barras contiguas a su instalación y este beneficio a terceros es actualmente gratuito. Por otro lado, sobre este tema, el COES debe terminar la actualización y/o modificaciones del respectivo procedimiento.

g) Numeral 6.5.1 de la NTCOTR:

Debería distinguirse y remunerarse por separado a las unidades con capacidad de *“black start”*.

2.2.2 Análisis del PR-N° 15 sobre la regulación de tensión

El PR-N° 15 del COES aprobado por el Directorio del COES-SICN en enero de 1996, modificado en mayo del mismo año y luego en agosto de 2000, fue aprobado por el MEM mediante Resolución Ministerial N° 143-2001-EM/VME del 26.03.2001.

Este se viene aplicando a las transferencias de energía reactiva desde 1996, y su objetivo ha sido el cálculo y valorización de las transferencias de energía reactiva entre integrantes del SEIN.

A diferencia de las transferencias de energía activa donde se valorizan las entregas (inyecciones) y retiros de los integrantes al costo marginal y luego se determinan los saldos, de los cuales resultaran los que pagan (aquellos con saldo negativo) a los que cobran (los que resultan con saldo positivo), las transferencias de energía reactiva se constituyen sobre la base de los siguientes valores:

- Un fondo (FER) que es la recaudación de los generadores por el concepto de exceso de facturación de energía reactiva en el periodo de punta (tarifaria), más el monto de energía reactiva suministrada a los clientes libres determinado como si fuesen suministros regulados para este efecto.
- El costo equivalente de la mensualidad del equipamiento de compensación reactiva del sistema de transmisión reconocido por el regulador y el no considerado por este (ST). Actualmente igual a cero.
- Pago a los generadores por la energía aportada en los puntos de entrega y por servicios asociados a regulación de tensión (S).
- Saldo del fondo (FCR), establecido por el acumulado de los fondos facturados de energía reactiva hasta el mes de cálculo, menos el acumulado de los pagos efectuados a generadores y transmisores hasta el mes anterior inclusive.

Para tener una referencia del monto de dinero que involucran las transferencias de energía reactiva, la recaudación de generadores por exceso de consumo de energía reactiva en el 2004 fue de 1 823 423 nuevos soles y en el periodo enero-octubre 2005 ha sido de 2 083 995 nuevos soles.

TABLA N° 2.6 Recaudación de las empresas generadoras por exceso de consumo de reactiva – 2004

(Nuevos soles)

Empresa	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
ELECTROPERU	42,701	38,131	43,374	54,143	76,014	56,895	41,251	75,338	83,217	104,684	66,810	48,402	730,960
EDEGEL	6,254	6,523	12,013	12,627	12,255	2,247	631	990	1,215	1024.62	6340.77	5880.34	68,000
CAHUA (*)	19,038	18,187	18,856	8,591	8,616	9,282	6,839	6,736	7,962	6208.96346	7261.33488	8638.89704	126,217
EGENOR	2,770	2,612	5,617	6,169	6,700	2,096	3,033	4,184	4,705	4439.43	7339.95	5666.21	55,331
ELECTROANDES	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
SHOUGESA	6,029	7,016	4,665	1,709	763	1,899	1,309	399	603	954.7553	322.94514	779.37191	26,451
EEPSA	0	0	689	1,015	1,274	0	0	0	0	0	0	0	2,978
ETEVENSA	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TERMOSELVA	680	754	745	696	718	705	718	752	624	681.27	563.39	554.9	8,191
EGEMSA	4,942	5,184	4,604	12,241	11,234	12,822	9,834	9,752	13,171	12370.68	13253.79	12748.58	122,158
SAN GABAN	7,021	5,964	5,577	4,919	6,051	6,492	7,062	5,239	4,153	4510.67233	6714.18	6293.62	69,998
EGESUR	26,513	27,732	23,656	3,465	3,091	2,182	1,730	1,656	2,506	4122.39768	4242.43695	4241.24301	105,137
ENERSUR	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
EGASA	42,460	39,699	38,270	44,062	41,586	40,642	44,291	45,143	44,413	41874.38	55838.97	45723.79	524,003
TOTAL	158,409	151,803	158,066	149,638	168,302	135,263	116,696	150,190	162,568	180871.169	168687.767	138928.952	1,839,423

TABLA N° 2.9 Valorización de la energía reactiva entregada por los integrantes del COES al sistema de transmisión y compensación por regulación de tensión - 2005

EMPRESA	MES	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	TOTAL
A. Energía Reactiva (MVARh)														
ELECTROPERU		44,329	33,753	42,808	37,406	35,305	38,860	41,597	36,887	40,823	29,184			380,952
EDEGEL		39,245	40,225	44,088	43,440	37,100	32,480	29,255	36,143	33,569	46,193			381,737
CAHUA		1,896	1,688	2,651	2,313	1,672	1,443	1,478	1,269	1,374	2,045			17,828
EGENOR		469	737	729	1,844	1,681	2,048	2,706	4,389	3,685	2,326			20,613
ETEVENSA		1,201	1,354	2,017	5,888	5,113	3,513	4,792	3,318	3,061	1,908			32,166
ELECTROANDES		2,131	1,485	1,835	2,196	1,945	3,026	3,178	2,653	2,150	2,472			23,073
SHOUGESA		10	12	10	2	692	274	74	690	383	731			2,869
EEPSA		10	0	0	0	78	183	1,296	254	1,818	1,432			5,072
TERMOSELVA		4,588	4,182	5,174	5,032	5,163	4,998	2,079	5,579	5,790	5,900			48,486
EGEMSA		1,595	1,282	1,692	1,631	1,829	1,762	1,719	1,605	1,585	1,722			16,423
SAN GABAN		0	0	0	8	0	0	0	0	0	0			8
EGESUR		652	624	826	797	990	862	852	1,113	985	768			8,469
ENERSUR		6,412	5,619	6,729	6,834	5,572	6,844	6,957	5,603	5,040	5,530			61,139
EGASA		380	343	427	234	696	397	351	582	403	555			4,369
SUB TOTAL		102,910	91,303	108,986	107,626	97,837	96,690	96,334	100,084	100,668	100,767	0	0	1,003,204
B.- Valorización (Nuevos soles)														
ELECTROPERU		160,916	122,184	155,394	135,409	127,806	140,673	150,582	134,637	151,861	109,732			1,389,194
EDEGEL		142,460	145,615	160,038	157,251	134,303	117,578	105,902	131,921	124,877	173,685			1,393,631
CAHUA		6,881	6,111	9,621	8,373	6,054	5,224	5,349	4,631	5,113	7,688			65,045
EGENOR		1,703	2,668	2,646	6,677	6,084	7,412	9,795	16,018	13,709	8,746			75,458
ETEVENSA		4,360	4,901	7,322	21,316	18,509	12,716	17,349	12,109	11,388	7,176			117,145
ELECTROANDES		7,737	5,374	6,662	7,951	7,042	10,954	11,505	9,685	7,999	9,295			84,204
SHOUGESA		0	44	37	6	2,505	992	269	2,517	1,426	2,750			10,546
EEPSA		38	0	0	0	281	663	4,692	926	6,763	5,385			18,749
TERMOSELVA		16,656	15,140	18,782	18,215	18,692	18,093	7,527	20,363	21,539	22,182			177,189
EGEMSA		5,789	4,642	6,143	5,905	6,619	6,378	6,222	5,859	5,897	6,476			59,931
SAN GABAN		0	0	0	27	0	0	0	0	0	0			27
EGESUR		2,368	2,259	2,998	2,886	3,585	3,120	3,083	4,064	3,665	2,887			30,914
ENERSUR		23,274	20,339	24,425	24,741	20,172	24,777	25,183	20,450	18,749	20,794			222,903
EGASA		1,381	1,240	1,551	848	2,520	1,437	1,269	2,124	1,499	2,087			15,958
SUB TOTAL		373,562	330,518	395,619	389,604	354,172	350,017	348,727	365,305	374,487	378,882	0	0	3,660,893
C.- Compensación por Regulación de Tensión (Nuevos soles)														
ELECTROPERU		0	0	0	2,898	0	0	0	0	0	0			2,898
EDEGEL		0	0	373,674	128,424	0	0	0	0	0	553,287			1,055,384
CAHUA		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0			0
EGENOR		2,238	395	6,168	6,629	1,055	0	0	0	0	0			16,485
ETEVENSA		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0			0
ELECTROANDES		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0			0
SHOUGESA		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0			0
EEPSA		0	0	0	1,801	0	0	0	0	0	0			1,801
TERMOSELVA		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0			0
EGEMSA		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0			0
SAN GABAN		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0			0
EGESUR		0	0	0	9,426	0	0	0	0	0	0			9,426
ENERSUR		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0			0
EGASA		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0			0
SUB TOTAL		2,238	395	379,842	149,179	1,055	0	0	0	0	553,287	0	0	1,085,995
TOTAL (B + C)		375,800	330,913	775,461	538,783	355,226	350,017	348,727	365,305	374,487	932,169	0	0	4,746,889

TABLA N° 2.10 Equipos de compensación reactiva existentes en el SEIN

Subestación	Nivel de Tensión (kV)	Capacidad (MVAR)						Concesionario	Remunerado por la tarifa
		Reactor	Capacitor	SVC		Compensador Sincrono			
				Inductivo	Capacitivo	Inductivo	Capacitivo		
Independencia	220.0	1 x 20						REP	Si
Guadalupe	220.0	1 x 20						REP	Si
Paramonga Nueva	220.0	1 x 40						REP	Si
Piura Oeste	220.0	1 x 20						REP	Si
Talara	220.0	1 x 20						REP	Si
Trujillo Norte	220.0			20	30			REP	Si
Azangaro	138.0	1 x 20						REP	Si
San Juan	138.0		4 x 30					REP	Si
Chiclayo Oeste	60.0			30	30			REP	Si
Chimbote 1	60.0		1x15 + 1x20					REP	Si
Huánuco	13.8		1 x 2.2					REP	Si
Tingo María	10.0		1 x 2.2					REP	Si
Marcona	10.0	2 x 5						REP	Si
Independencia	10.0					10	20	REP	Si
San Juan	10.0		1 x 15					REP	Si
Tintaya	10.0			15	15			REP	Si
Juliacca	10.0	1 x 5	1x2.5 + 1x5					REP	Si
Moquegua	138.0	1 x 20						REP	Si
Cotaruse	220.0	4 x 50						TRANSMANTARO	Si
Tingo María	220.0	1 x 30						ETSELVA	Si
Pucallpa	138.0	1 x 8						ISA PERÚ	Si
Vizcarra	220.0			45	90			ANTAMINA	No
Oroya Nueva	50.0		2 x 9.6					ELECTROANDES	Si
Pachachaca	50.0		1 x 9.6					ELECTROANDES	Si
Paragsha I	50.0		1 x 12					ELECTROANDES	Si
Casapalca	50.0		1 x 6					ELECTROANDES	Si
Morococha	50.0		1 x 6					ELECTROANDES	Si
Cachimayo	6.9		4 x 5					EGEMSA	Si
Dolorespata	11.5		4 x 2.5					EGEMSA	Si
Refinería Cobre (Ilo)	10.5		1 x 6					ENERSUR	Si
Lixivación (Toquepala)	13.8		1 x 3					ENERSUR	Si
Balnearios	60.0			30	60			LUZ DEL SUR	Si
Distribuida en SS.EE.	10.0		69					LUZ DEL SUR	Si
Chavarria	60.0			20	40			EDELNOR	Si
Distribuida en SS.EE.	10.0		97.2					EDELNOR	Si
Chiclayo Norte	10.5		1 x 5					ELECTRONORTE	Si
Chiclayo Oeste	10.5		1 x 5					ELECTRONORTE	Si
Tacna	10.5		2x1.5 + 1x0.75					ELECTROSUR	Si
Yarada	10.0		1 x 0.75					ELECTROSUR	Si
Parque Ind. Tacna	10.0		2 x 1.5					ELECTROSUR	Si
Moquegua	10.0		1 x 0.975					ELECTROSUR	Si

a) Configuración del SEIN

El SEIN se caracteriza por ser débilmente mallado y altamente radial en la zona norte del país principalmente con una alta concentración de demanda concentrada en la ciudad de Lima la cual concentra cerca del 50% de la demanda. Debido a esta realidad la regulación de tensiones en las diversas barras del SEIN siempre ha sido relevante en el planeamiento de corto plazo, en la elaboración del despacho y de los programas de mantenimiento de líneas de transmisión y unidades generadoras.

Los problemas más graves y recurrentes referidos a la regulación de la tensión del SEIN, se pueden agrupar en tres zonas: Norte, Centro y Sur. La problemática en cada zona es diferente pero se puede decir que presentan problemas típicos lo que reduce la cantidad de análisis y alternativas que se necesitan realizar o implementar para solucionar los problemas que se describirán a continuación.

a.1) Zona Norte

Comprende desde la barra de Chimbote hasta Zorritos. Es totalmente radial, y tiene algunas centrales de generación importantes como la CH Cañón del Pato, la CH Carhuaquero y la CT Malacas. Debido a la configuración radial, el perfil de tensiones es dependiente del flujo en las líneas. Las centrales

mencionadas junto a los SVC's permiten un control de las mismas, pero el problema surge cuando por necesidad de despacho, algunas de las mencionadas centrales no se encuentra en operación provocando que la regulación de tensión se torne complicada. El problema crítico se presenta en horas de madrugada, cuando existe poco flujo en las líneas, provocando elevados niveles de tensión requiriendo la conexión de reactores y en algunos casos la desconexión de líneas de transmisión, lo que le resta confiabilidad a esta zona. El problema opuesto se presenta cuando la demanda se incrementa en horas punta, esto obliga a la desconexión de reactores que pueden provocar grandes fluctuaciones de tensión. Se presenta en las Fig. 2.1 y Fig. 2.2 los valores máximos, mínimos y medios de las barras más representativas de esta zona para las semanas 48 y 50 del 2005.

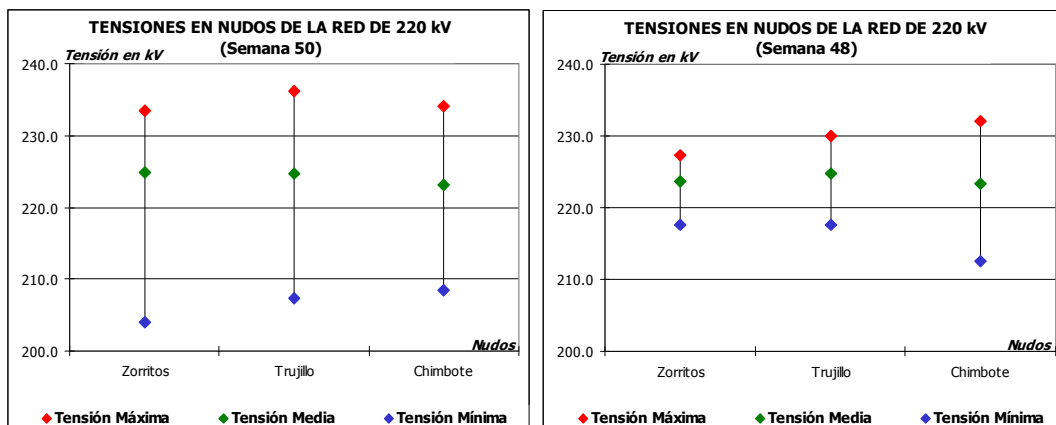


Fig. 2.1 Nivel de tensión en la sem. 50 Fig. 2.2 Nivel de tensión en la sem 50

a.2) Zona Centro

Esta zona se caracteriza por poseer una gran carga (Lima) con gran parte de la generación alejada de ella⁴. Esta característica junto con bajos valores de factor de potencia de sus principales subestaciones (San Juan, Santa Rosa y Chavarría) provocó serios problemas de bajos niveles de tensión, para lo cual el Coordinador, procedía de la siguiente manera:

- Si la demanda de potencia reactiva era no significativa, se procedía al arranque de las unidades UTI's de la CT Santa Rosa.
- Si el requerimiento era mayor, se procedía al arranque de la unidad Westinghouse (TG7) de la misma central.

⁴ El ingreso del gas de Camisea provocó que existan unidades cercanas, sin embargo, Lima continúa siendo abastecida por generación alejada.

- Si el requerimiento era aún mayor, se procedía al arranque de una o dos unidades de la CT Ventanilla (TG3 y/o TG4).
- De ser necesario se ordenaba la reducción de la generación de la CH Mantaro con la finalidad de reducir la carga por las líneas.

En el año 2006, se han llegado a producir hasta 10 eventos en los cuáles el Coordinador tuvo que realizar rechazos manuales por mínima tensión; esto se debió a que se prolongaron los mantenimientos de las unidades TG3 y TG4 de la CT Ventanilla (conversión a ciclo combinado), coincidiendo con el mantenimiento de las unidades UTI5, UTI6 y TG7 de la CT Santa Rosa. Esta superposición de mantenimientos causó un déficit de oferta tanto activa como reactiva. En el caso del déficit de activa esto conllevó a que se traiga mayor potencia activa a través del enlace Mantaro – Lima y Lima – Chimbote, esto causó caída de la tensión en las subestaciones de Lima. En el caso de potencia reactiva, estas centrales aportaban una gran cantidad de MVAR y no se contaban con otros equipos para compensar esta falta. Todo esto provocó que los perfiles de tensiones lleguen a valores de hasta 190kV, y considerando que las empresas distribuidoras de Lima no han implementado sus Esquemas de Rechazo Automático de Carga por Mínima Tensión, tal como el Estudio del COES y la NTCOTR lo establecen, obligaron al Coordinador a realizar estos rechazos de manera manual. Esta situación fue superada tras la entrada en servicio de una de las unidades de la CT Ventanilla. Sin embargo, queda pendiente el problema de que pasaría si el ducto de Camisea quedase indisponible, esto traería como consecuencia nuevas interrupciones, más conocidos como “apagones”.

En el año 2005, comparado respecto a otros años, no se presentaron problemas de bajos perfiles de tensión en las subestaciones de Lima ya que producto del estiaje, el incremento de la demanda, la utilización del gas de Camisea en Lima, ha provocado que las unidades TG3, TG4 y TG7 resulten despachadas casi permanentemente, a la vez que la generación promedio de la CH Mantaro ha disminuido. Este escenario no es típico y se estima que en otro de condiciones normales de avenida, las unidades de generación referidas podrían no ser despachadas, provocando nuevamente, bajas tensiones en Lima por déficit de reactivos.

Un punto interesante a tener en cuenta es que hasta 1998 el factor de potencia para pagar el cargo por potencia reactiva fue de 0.92. Por este hecho, el COES desde 1997 solicitó a la CTE aumentar dicho valor. Después

de 1998 dicho valor se incrementó a 0.95 lo que provocó las señales económicas en los distribuidores para la instalación de compensación reactiva, de 1999 al 2003, se instalaron 3 bancos de capacitores de 30 MVAR en la SE San Juan, mientras que Luz del Sur y Edelnor instalaron 150 MVAR de compensación reactiva en el mismo periodo (en su mayoría en el nivel de tensión de 10kV). Como ejemplo, los sobrecostos⁵ (encarecimiento del costo operativo) por regulación de tensión hasta el 2002 tuvo la tendencia que se resume en la TABLA N° 2.11.

TABLA N° 2.11 Sobrecostos por encarecimiento de regulación de tensión

AÑO	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002
Costo [Miles US\$]	110	1170	3 110	622	238	675	156

A la fecha, dicho valor mínimo de factor de potencia llega a ser insuficiente.

a.3) Zona Sur

Los problemas de regulación de tensión en la zona sur comenzaron en el año 2002 con el ingreso de líneas de transmisión en 220kV (678 Km.), sin compensación reactiva. Estas líneas son la LT Socabaya – Moquegua, la LT Moquegua – Puno, la LT Moquegua – Tacna y la LT Moquegua – Ilo. El ingreso de estas líneas se combinó con las altas tensiones de operación de la central Mantaro (debido al problema de descrito para la zona centro) lo que dio origen a tensiones elevadas en la zona sur. Este problema ha sido parcialmente controlado con el ingreso de compensación reactiva de 20 MVAR en Azángaro, por la instalación de un reactor en el año 2004.

Actualmente, subsisten problemas de altas tensiones en la Zona Sur y se han dado soluciones transitorias, que se ha convertido en permanentes, tales como:

- Desconectar capacitores serie de las LT Mantaro – Socabaya.
- Sacar una de las ternas de las LT Ilo2 – Moquegua y las LT Socabaya - Moquegua.
- Operar las unidades generadoras de la CT Ilo 2, la CH Machupicchu y la CH San Gabán absorbiendo reactivos, lo que obliga a despachar a la CH San Gabán en las horas de madrugada con la finalidad de controlar la tensión en esta zona, entre otros.

b) Normatividad del sector eléctrico peruano

El resumen de la normatividad en el sector eléctrico peruano referido a la regulación de tensión se presenta a continuación:

⁵ Se refiere al sobrecosto operativo debido a la operación de unidades fuera de mérito por necesidad de controlar los niveles de tensión y no al pago por potencia reactiva generada.

b.1) Artículo 108° del Reglamento de la LCE.

"Adicionalmente, el COES determinará las transferencias de energía reactiva y los correspondientes pagos entre integrantes, según los procedimientos que estipule el Estatuto sobre la materia, considerando criterios de equidad por inversión en equipos de compensación reactiva".

b.2) Resolución 022-95 P/CTE.

"Los cobros efectuados por los vendedores por concepto de Facturación de la Energía Reactiva servirán para cubrir los costos por compensación reactiva efectuados por los generadores y transmisores del sistema, de acuerdo en el artículo 108° del Reglamento de la Ley."

b.3) NTCSE.

"El control de la calidad de los servicios eléctricos se realiza en los siguientes aspectos:

a) Calidad de Producto: Tensión; Frecuencia; Perturbaciones (Flicker y Tensiones Armónicas)."

b.4) Resolución 025-98 P/CTE.

"9. Facturación a empresas distribuidoras por la energía Reactiva

Se definen los siguientes periodos de facturación de los excesos de energía reactiva:

1. Período de punta reactiva: Corresponde al intervalo de tiempo comprendido entre las 10:00 y 12:00 h más el intervalo entre las 18:00 y 23:00 h.

2. Periodo fuera de punta reactiva: Comprende el intervalo de tiempo comprendido en el período de punta reactiva, en el término de un día.

El consumo de energía reactiva inductiva, dentro de los rangos especificados por cada bloque, será facturado como exceso, de acuerdo a los cargos que serán establecidos en la respectiva Resolución de Tarifas en Barra.

En el periodo de punta reactiva, el Cliente tendrá un cargo por consumo de energía reactiva,...dependiente del porcentaje que ésta represente a la energía activa consumida en el mismo periodo. Los porcentajes serán agrupados por bloques dentro de los límites de la TABLA N° 2.12.

Los consumos por debajo del límite inferior del primer bloque serán sin cargo alguno.

En el período fuera de punta reactiva, el Cliente no tendrá derecho al consumo de energía reactiva capacitiva; en caso de producirse un

consumo capacitivo en el periodo fuera de punta, el mismo se facturará como exceso, de acuerdo a los cargos que serán establecidos en la respectiva Resolución de Tarifas en Barra.

Los excesos incurridos en el consumo de energía reactiva inductiva serán facturados descomponiendo el exceso total en bloques respectivos y aplicando cada uno de los cargos establecidos.

TABLA N° 2.12 Periodo de Punta Reactiva

Sistemas Eléctricos	Bloque	Rangos de Energía Reactiva
Sistema Interconectado Centro Norte	Primero	Mayor a 33% y menor o igual a 41 %
	Segundo	Mayor a 41 % y menor o igual a 48%
	Tercero	Mayor a 48%
Sistema Interconectado Sur	Primero	Mayor a 36% y menor o igual a 42%
	Segundo	Mayor a 42% y menor o igual a 48%
	Tercero	Mayor a 48%
Sistemas Aislados	Primero	Mayor a 40%

Los cobros efectuados por los vendedores por concepto de Compensación Reactiva, servirán para cubrir los costos por compensación efectuados por los generadores y transmisores del sistema, de acuerdo a lo previsto en el artículo 108° de la Ley."

b.5) RM N°143-2001-EMIVME (26 de marzo de 2001): PR-N°15: Valorización de Transferencias de energía reactiva entre integrantes del COES.

"3.1 FER: Monto recaudado por los generadores por concepto de facturación por exceso de energía reactiva en períodos de punta (Resolución PICTE 015-95 y modificatorias) más aquellos montos correspondientes a la energía reactiva suministrada a los clientes libres que son reflejados en las barras de transferencia (definidas para las transacciones de energía activa), valorizados de acuerdo a lo establecido por resolución de la CTE para clientes regulados"

"8.3. El costo unitario del kVAR-H será único para el SEIN y se determinará en base a la anualidad correspondiente al costo de un banco de capacitores de 30 MVAR para 220 kV, considerando una tasa de 12 % y 30 años... El referido costo unitario tendrá una vigencia de seis meses y podrá ser revisado cómo parte del estudio tarifario"

"9.2. El monto a ser pagado a la Empresa de Transmisión (ST) será establecido como se señala en 8.2."

"9.3. Las magnitudes Si serán calculadas a partir de la cuantificación de la energía reactiva aportada por cada generador "i" al Sistema en los períodos de punta reactivo definidos por la CTE, registrada por medidores digitales en los puntos de entrega de energía reactiva indicados el Anexo

No. 2. Se podrán añadir al valor anterior los mayores costos reclamados por los generadores por su participación en la regulación de tensión, de acuerdo a lo establecido por el PR-No. 11. $(SUM(li)]m-1$ "

b.6) Resolución Osinerg N°1089-2001-OS/CD (04.07.2001): Procedimiento para Aplicación de los Cargos de Transmisión y Distribución a Clientes Libres (Octava Disposición complementaria).

"Los propietarios de transmisión y/o distribución no están facultados a facturar directamente el cliente libre por el uso de sus instalaciones. Las compensaciones deben ser facturadas al correspondiente suministrador"

b.7) Resolución Osinerg N°1089-2001-OS/CD (04.07.2001): Procedimiento para Aplicación de los Cargos de Transmisión y Distribución a Clientes Libres (Décima Disposición complementaria).

"Los consumidores libres están sujetos a los cargos por el exceso en el consumo de energía reactiva fijado en la Resolución de Distribución. El íntegro de la recaudación que se efectúe por el consumo de energía reactiva forma parte de las compensación a ser pagada al propietario de las redes donde se encuentre localizado el Cliente Libre"

Cabe mencionar que los cargos que son facturados al excedente son multiplicados por un cargo denominado CER, el cual es calculado por la empresa de distribución correspondiente.

c) Respuesta del sector eléctrico peruano a la normatividad

La aplicación de la normatividad en el sector y la respuesta obtenida resulta conveniente mostrarlo separadamente en dos partes, carga y generación, para su mejor entendimiento, para este fin se muestra información de los pagos y precios aplicados a una empresa de distribución, así como también los montos recaudados por todas las empresas de generación y los sobrecostos por la regulación de tensión.

c.1) Impacto en la carga

Últimamente, las empresas distribuidoras han reducido sus consumos de energía reactiva, planteándose para ello tres alternativas viables: seguir asumiendo los pagos (por el factor de potencia bajo), negociar con los clientes (lo cual no es muy representativo, pues sólo puede negociar con los clientes libres), o instalar por cuenta propia compensación reactiva. Para el caso específico de la empresa Edelnor, esta optó por la tercera opción que era la más viable y la de más rápida aplicación.

Para este caso, optaron por instalar compensación reactiva (aprox. 54

MVAR) a fin de aminorar los pagos que venían realizando. Cabe mencionar que dichos pagos se redujeron en aprox. US\$ 1 000 000 anuales. Posteriormente este ahorro disminuyó, puesto que luego de un corto periodo de tiempo, el precio establecido por el ente regulador se incrementó, por lo que se hace notorio que no hay reglas o criterios claros por parte de la autoridad que den pautas para realizar los estudios costo/beneficio que son necesarios para realizar tales inversiones. Estas inversiones fueron posibles, por ser Edelnor una empresa distribuidora de gran envergadura, la cual tiene solvencia económica estable, no se asegura por tanto, que igual respuesta tuvieran otras empresas o clientes libres, pudiendo quizás optar por la primera opción que es no realizar acción alguna.

c.2) Impacto en la generación

En la Fig. 2.3 se muestra la evolución de la recaudación por facturación de reactiva a los distribuidores y clientes libres, además de los sobrecostos incurridos por regulación de tensión por parte de los generadores en el Sistema Interconectado Centro Norte hasta setiembre 2000 y del SEIN desde octubre 2000 hasta setiembre 2001.

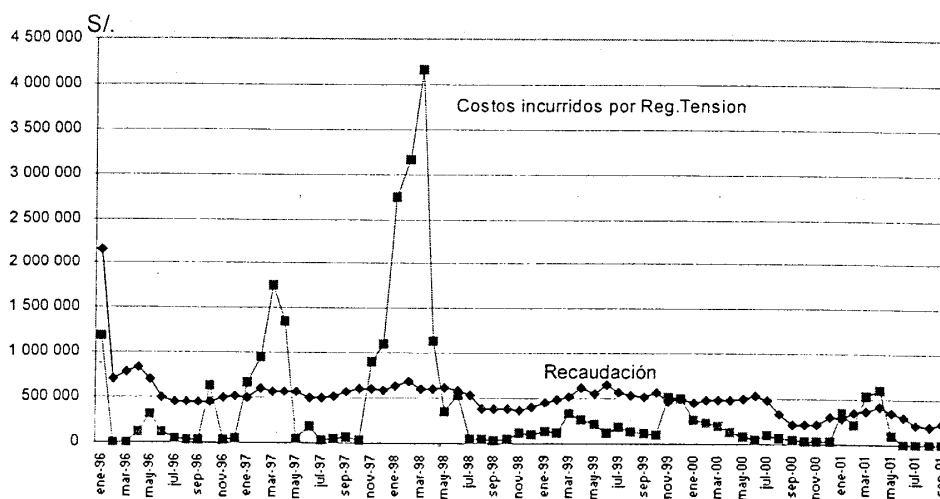


Fig. 2.3 Evolución de la facturación de energía reactiva

Se puede apreciar que no hay una relación muy definida entre la recaudación y los sobrecostos incurridos, lo cual genera incertidumbre.

Las empresas generadoras realizan las transferencias de energía reactiva en el COES (PR-N° 15), estas tienen como fin acumular toda la recaudación efectuada, y realizar las compensaciones por costos incurridos por regulación de tensión, el saldo se redistribuye entre las empresas generadoras y transmisoras, con el fin de que posteriormente lo pongan a disposición en los

casos en que se produzcan déficit en los montos recaudados. El sentido de hacer participar a las empresas transmisoras, tiene como fin el remunerar en cierta medida a las instalaciones eléctricas que no son reconocidas en el sistema principal de transmisión y que tienen dificultades en remunerar por peaje por transmisión secundario, pero que sin embargo si tienen aportes de energía reactiva (como el caso de doble ternas donde a veces sólo una de ellas es reconocida por el ente regulador como sistema principal).

Como se puede observar, en conjunto se logra obtener montos importantes de recaudación; sin embargo, cada generador aisladamente no logra percibir un monto significativo, no incentivando al generador para que invierta en instalar compensación reactiva. Esto se agudiza por el hecho de que, para una mayor efectividad del sistema, el equipo de compensación debería operar generalmente en instalaciones de otros agentes, habiendo conflictos por áreas de concesión y normas de seguridad propias de cada empresa. Existe la posibilidad de que la compensación reactiva sea instalada en el sistema de transmisión; sin embargo, no se logra la misma efectividad, además que los costos resultan ser mucho más elevados. Con respecto a las empresas transmisoras, cabe la posibilidad de invertir por cuenta propia en compensación reactiva; sin embargo, existe la alta probabilidad de que no sean reconocidas en el sistema principal ni en el reparto de lo recaudado, por lo que no tendrían opción a recuperar el monto de la inversión.

Es por ello que se afirma que no hay señales claras para invertir en compensación reactiva por parte de los generadores, ni tampoco por los transmisores.

d) Problemática de la normatividad vigente

A continuación presentamos los temas más resaltantes de los problemas que se notan en el SEIN.

d.1) Los cobros efectuados por concepto de energía reactiva no se están recaudando para la inversión o pagos de equipos de compensación

El Artículo 108° del Reglamento, indica que se debe calcular las transferencias de energía reactiva y los correspondientes pagos entre integrantes considerando criterios de equidad por inversión en equipos de compensación reactiva, mientras que la Resolución 022-95 P/CTE indica claramente que dichos cobros servirán para cubrir los costos por compensación reactiva efectuados por los generadores y transmisores del sistema. Actualmente, los cobros recaudados se reparten entre empresas

generadoras, pagando los sobrecostos por regulación de tensión y el saldo repartido en función a la energía reactiva generada por las unidades.

El modelo de tarificación peruano utilizado no considera concepto alguno por energía reactiva, por ser de formulación de corriente continua (DC), esto que los sobrecostos del sistema por concepto de energía reactiva, sean ignorados en el sistema tarifario, y que por tanto, se trate de solucionar mediante el cargo por energía reactiva, que por principio surgió como una forma de pagar a las inversiones por compensación reactiva.

Si bien la LCE como el Reglamento reconocen un pago por las inversiones realizadas por compensación reactiva, se piensa debe existir un precio por energía reactiva instantáneo a ser reconocido a los generadores, dado que producen pérdidas adicionales por el consumo de energía reactiva, la pérdida de capacidad de potencia activa por generación de reactiva (según curva de capacidad) que implica un costo de oportunidad, disminución de la vida útil de las máquinas, entre otros. Para ello han surgido diversas metodologías que identifican el precio de la potencia reactiva que pueden ser usados para el cálculo de precios marginales de la energía reactiva, u opcionalmente identificarlo dentro de los precios nodales completos pudiendo ser implementados en un nuevo modelo tarifario.

El costo de la reserva de potencia reactiva debe ser también un tema de análisis, puesto que como se mencionó, la potencia reactiva es también un servicio esencial para la seguridad del sistema eléctrico, al igual que la reserva de potencia activa que si es remunerada parcialmente (RPF). Para ello, debe tenerse presente que dichas reservas tienen carácter local, y son del tipo dinámico, por lo que su análisis es algo más complejo que la potencia activa.

Por tanto, la incongruencia entre el concepto del cargo de la energía reactiva y de las transferencias de energía reactiva, y el ignorar el costo de la seguridad de la tensión en el sistema tarifario dan inicio a una serie de controversias y problemáticas en nuestra normatividad.

d.2) Incompatibilidad entre la Resolución Ministerial N° 143-2001-EM/VME y Resolución Osinerg N° 1089-2001-OS/CD

Se puede observar la incompatibilidad entre ambas resoluciones en lo que respecta el pago por parte de los generadores por lo cobrado a los clientes libres por concepto de energía reactiva. El PR-N° 15 indica que los generadores pondrán en el FER los consumos de sus clientes libres, y que

posteriormente serán repartidos entre los generadores integrantes, mientras que la Resolución Osinerg indica que lo recaudado por los generadores a los clientes libres debe ser trasladado a los propietarios de las redes donde se encuentre el cliente libre.

d.3) Diferencias entre modalidades de cobro de excesos de reactivos

Como se menciona anteriormente, el distribuidor reconoce la energía reactiva inductiva equivalente a los excesos en los bloques correspondientes de energía inductiva de 33%, 41% y 48% de la energía activa, además de la energía reactiva capacitiva, mientras que su posibilidad de cobro a sus clientes libres es de los excesos de energía reactiva inductiva sobre el 30% de la energía activa. Es de notarse que no hay una uniformidad en su aplicación.

d.4) Incongruencias con el pago del distribuidor, por concepto de los clientes libres conectados en las redes del distribuidor

Se puede observar que cuando los clientes libres contratan con un distribuidor, los clientes pagan sus consumos de reactiva el equivalente del exceso del 30% de la energía activa, a un cargo fijo de energía reactiva CER, el distribuidor reconoce la energía reactiva a los generadores, según la Resolución 025-98 P/CTE, el cual establece bloques para la energía inductiva de 33%, 41% y 48%, como también cobros por la energía capacitiva a una tarifa regulada, por su parte libre y regulada. A su vez, cuando un cliente libre contrata con un generador, éste paga su consumo de reactiva al equivalente del exceso del 30% de la energía activa a un cargo fijo (CER), establecido por la distribuidora, el cual es facturado por el generador contratante y este a su vez lo pasaría al distribuidor.

Se puede notar claramente que el distribuidor, reconoce los excesos de reactivos por sus cargas, sean del tipo regulado o libre, más no así cuando un cliente libre dentro de las redes del distribuidor contrata con un generador, dado que todo cobro tendría como fin el reconocimiento a la distribuidora, sin que este pague exceso alguno a los generadores.

Se debe reconocer algún cargo a los generadores por su aporte de energía reactiva para el consumo de esta energía por parte de los clientes libres.

d.5) Casos de agentes que no hacen inversiones

Según lo anterior, no es lógico pensar que aquellos propietarios de la red que no inviertan en compensación reactiva alguna, o ampliación de redes, terminen finalmente con el integro del cobro por los cargos de energía

reactiva, por lo que da más fuerza al reclamo de los generadores por sus no-remuneraciones por brindar dicho servicio de entrega de energía reactiva.

d.6) Probables aplicaciones de castigos a un cliente libre que contrate con un generador

Puede suceder que un cliente libre que tenga contrato con un generador este ubicado dentro de la red de un distribuidor o transmisor, según lo anterior es el propietario de la red quien recibe todo cobro por cargo de energía reactiva. La problemática surge cuando el propietario de la red, no realiza compensación reactiva o mejora alguna para mantener los niveles exigidos, en estos casos el cliente libre puede recibir malos perfiles de tensión independientemente de su consumo de energía reactiva.

Ello podría generar problemas en la aplicación de los niveles de calidad que suelen establecerse en los contratos entre generadores y clientes libres.

d.7) Altos Factores de potencia exigidos

Los factores de potencia que se exigen para el primer bloque es 94.96% en energía, como se sabe el factor de potencia se va deteriorando por la naturaleza misma de las líneas y transformadores, por lo cual puede darse el caso de tener un factor de potencia dentro de los rangos permisibles por parte de los clientes de las distribuidoras (o puntos de consumos), no recibiendo cobro alguno por ello, sin embargo, existirían posibilidades de que la empresa distribuidora si pague a sus suministradores.

d.8) Mala aplicación de cargos por energía reactiva únicos en todo el sistema

Los precios aplicados son precios únicos en todo el sistema, sin importar la ubicación ni el nivel de tensión de alimentación, como tampoco la factibilidad de instalación de compensación reactiva, las características del consumo de energía reactiva, etc., por tanto no hay poder de negociación dentro de las partes involucradas. Como se sabe, el problema de regulación de tensión esta asociado a la potencia reactiva, el déficit o los excesos de ellos son de naturaleza locales, pues la energía reactiva no llega a ser transportada muy lejos de su punto de origen, por lo que no tiene sentido alguno establecer un precio único en el sistema. Esto sucede también en la zona de un distribuidor, dado que está aplica un cargo único en toda su red a los clientes libres, por lo que se crea la misma problemática.

d.9) No hay poder de negociación entre generador - cliente, en cuanto a factores de potencias.

Dada la apertura del sector eléctrico cualquier generador puede contratar con un distribuidor o cliente libre ubicado en cualquier parte del sistema eléctrico, por tanto no siempre esta en sus posibilidades el poder regular la tensión o potencia reactiva de sus clientes. Cabe resaltar que la aplicación de la facturación de energía reactiva está establecida en la reglamentación, por lo que las partes sólo se limitan a su aplicación.

e) Avances recientes

Con el fin de formalizar el pago del servicio de la energía reactiva por parte de los generadores, se encuentra como tentativa viable el desregular el servicio de regulación de tensión. Para ello se han encontrado modelos que explican el desenvolvimiento de los mercados desregulados de la energía reactiva, los cuales pueden ayudar sobre este tema.

Se identifica que para desregular el servicio de regulación de tensión, se debe iniciar con lo siguiente:

- a) Eliminar el concepto de cargo por energía reactiva, utilizado para pagar inversiones a realizarse por compensación reactiva.
- b) Además de obtener el precio de largo plazo de la energía activa, obtener el costo de la energía reactiva por barras, el cual debe servir para pagar a los generadores por dicho servicio. En dichos costos se debe tener presente la naturaleza local de la energía reactiva.
- c) Formar las bases para establecer cláusulas en contratos de largo plazo, que consideren el servicio de energía reactiva, por cualquier generador en cualquier barra del sistema, tomando en consideración los precios máximos obtenidos del paso anterior.
- d) Realizar las transferencias de energía reactiva de acuerdo a recientes metodologías que logren identificar aportes de cada generador en cualquier barra y los precios nodales reactivos de corto plazo.
- e) Incorporar el pago de la reserva de potencia reactiva a semejanza de la reserva activa.
- f) Realizar las transferencias por reserva de potencia reactiva.

Puede observarse que en (a) se complementa con (e) y (f) puesto que el concepto de margen de reserva tiene un mayor incentivo de inversión de esta forma.

El uso de (a) en el pago por sobrecostos y transferencias de energía reactiva, como se explicó surge en una forma de remediar un vacío en la ley que no se

contempla hasta la actualidad. Su reemplazo se lograría al implementar (b), (c) y (d), ello tiene como consecuencias que el actual modelo tarifario formulado en DC, no ignore el concepto de confiabilidad y seguridad en lo que respecta a las tensiones y potencia reactiva, sino que identifique el costo por dicho servicio.

Lo mencionado en (c) es en mérito a que dado que la potencia reactiva tiene naturaleza local, existe la posibilidad de encontrar barras o zonas con poder de mercado de unos cuantos generadores, ello es posible de identificar mediante diversas metodologías para evitar un abuso por la concertación de precios por parte de ellos, se propone un precio regulado máximo a aplicarse.

Para implementar lo mencionado en (d) es necesaria la identificación de la potencia reactiva entregada por cada generador a cada punto del sistema, sin ignorar la influencia de las líneas de transmisión y compensadores shunt.

Los casos de compensación por regulación de tensión vienen a ser una semejanza de la congestión por transmisión, y pagados adecuadamente con (d).

Establecer contratos a largo plazo, libres de la regulación y pactados entre generadores y clientes, es importante pues como se mencionó anteriormente, suena ilógico establecer factores de potencia y precios globales en el sistema, puesto que los problemas de tensión son locales, por otro lado exigir factores de potencia muy altos no es garantía que opere mejor el sistema de distribución, ni tampoco que los clientes finales sean los consumidores de potencia reactiva (como se vio pueden tener factores de potencia muy buenos, pero por naturaleza de la red, el factor de potencia en barras de facturación generador-cliente disminuye). Asimismo, el COES ha propuesto al MEM una modificación al PR-N° 15. En la TABLA N° 2.13 se observan las principales diferencias encontradas entre el procedimiento vigente y el procedimiento propuesto por el COES.

Respecto al requerimiento de las curvas de capacidad actualizadas de las unidades de generación, esta información debería estar disponible en el COES ya que forma parte de la información requerida por el Coordinador, conforme lo dispuesto en el numeral 5.2 del PR-N° 20.

La propuesta de modificación incorpora en los datos requeridos los MZR los que serán calculados y actualizados por la División de Estudios del COES, anualmente o en caso de producirse modificaciones relevantes en el parque de generación, en la demanda o en el sistema de transmisión. Al respecto sería recomendable que el cálculo de estos MZR sea explícito en el procedimiento, para asegurar que las premisas, criterios, metodología y cálculos sean transparentes y evitar la posibilidad de discrecionalidad en su determinación.

**TABLA N° 2.13 Principales Diferencias entre el procedimiento vigente y el
propuesto**

Vigente	Propuesto
Premisas	
- Se remunerara la energía reactiva entregada por los generadores durante los periodos de punta reactiva definidos por el OSINERG-GART.	- Se remunerará la energía reactiva inductiva inyectada fuera de la Banda Reactiva en el Periodo de Punta Reactiva y la energía reactiva capacitiva absorbida fuera de la Banda Reactiva durante las 24 horas del día.
- El costo unitario del kVAR-H será único para el SEIN y se determinará en base a la mensualidad correspondiente al costo de la fuente de energía reactiva de menor costo hipotéticamente conectada al Sistema Principal de Transmisión (SPT).	
- Se reconocerá en favor de las empresas de Transmisión, los costos asociados a aquellos equipos que proveen compensación reactiva al SEIN y que no están incluidos en otros mecanismos de pago establecidos, previa aprobación del Directorio del COES. Estos costos estarán limitados a aquellos correspondientes a los equipos de compensación de menor costo capaces de brindar un servicio equivalente.	- La energía reactiva inyectada o absorbida por las líneas o cables subterráneos del sistema no será remunerable, a excepción del caso particular en que las líneas o los cables puedan conectarse en vacío al sistema (sean maniobrables como un compensador shunt) y siempre que éstas no estén incluidas en otros mecanismos de pagos establecidos. La energía reactiva inyectada o absorbida por la incorporación de nuevos equipos de compensación que los generadores integrantes pongan a disposición del SEIN y que obedezcan a necesidades del sistema derivados de los estudios de planificación de la transmisión, será sujeta a remuneración. Dichos mecanismos de pago serán aplicados previa aprobación del Directorio del COES.
Datos	
- Lecturas de Energía Activa y Reactiva para el correspondiente mes, en períodos de quince minutos, para los medidores especificados en Anexos N° 2 y N° 3 (barras de transferencia).	Los generadores integrantes informarán las mediciones de entregas de energía activa y reactiva en intervalos de quince (15) minutos de los puntos de medición indicado en el numeral 7.1 (bornes de generación y considerando el consumo de sus servicios auxiliares).
- El costo unitario de la energía reactiva se determina en base a la anualidad de un banco de condensadores de 30 MVAR en 220 kV, considerando una tasa de 12% y 30 años (valor único).	- Los precios básicos utilizados en las transferencias de energía reactiva son: <ul style="list-style-type: none"> • El precio básico de la energía reactiva inductiva del tipo dinámico. • El precio básico de la energía reactiva capacitiva del tipo dinámico. • El precio básico de la energía reactiva para cargos a generadores cuyas prestaciones de energía reactiva no cumplen con la banda exigida. El precio básico de la energía reactiva para remuneración a equipos contemplados en el numeral 7.4. Los valores aplicables de estos precios tendrán una vigencia de dos (2) años y podrán ser revisados por la DOCOES y serán aprobados por el Directorio del COES. Los criterios para su determinación se detallan en el Anexo I del presente Procedimiento.
- Las empresas integrantes deberán informar al COES los rangos efectivos de potencia reactiva correspondientes a sus unidades de generación.	- Los generadores proporcionarán al COES las curvas de capacidad de sus unidades de generación en bornes de la máquina generadora como se ha indicado en el numeral 7.1.

La propuesta de procedimiento incorpora la posibilidad de suscribir contratos de suministro de energía reactiva entre generadores que no sean capaces de satisfacer la banda de energía reactiva, con otros generadores que si tengan esta posibilidad, siempre que estén ubicados en la misma zona de potencia reactiva. En relación al proceso de cálculo de la propuesta se observa que se valoriza los excesos de los consumos de energía reactiva a precios establecidos por el OSINERG (Resolución N° 1089-2001-OS/CD), tal como el procedimiento vigente. Adicionalmente, se valoriza los incumplimientos de obligaciones de banda reactiva, que consiste en el producto de la diferencia de la potencia reactiva requerida en la banda reactiva y el valor de la reactiva puesta a disposición por la unidad de generación, multiplicada por el precio básico de la energía reactiva para cargos a generadores cuyas prestaciones de energía reactiva no cumplen con la banda exigida y por la cantidad de horas del mes. El diagrama de bloques del cálculo del procedimiento propuesto se muestra en Fig. 2.4.

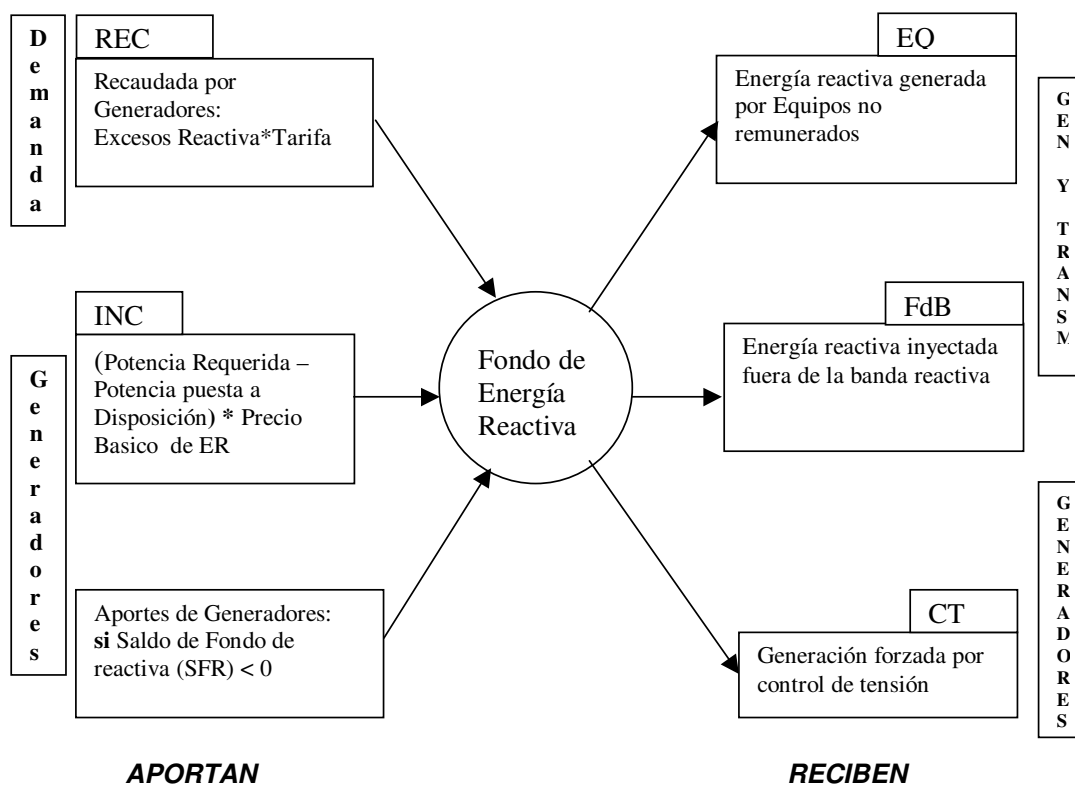


Fig. 2.4 Esquema del cálculo mediante el procedimiento propuesto

A continuación se exponen ciertas particularidades de la propuesta de procedimiento:

e.1) Determinación del Fondo de Energía Reactiva

El SFR se determina mensualmente según la siguiente expresión:

$$SFR = REC + INC - CT - EQ - FdB \quad (2.3)$$

El SFR puede resultar positivo o negativo, precediéndose en cada caso según se indica a continuación:

- De resultar el SFR positivo se consignara en el FER.
- De resultar el SFR negativo, la diferencia para hacer el SFR igual a cero (0), será cubierto con el aporte del FER y de resultar insuficiente la diferencia será cubierta por los generadores.

El aporte de los generadores cuando el SFR sea negativo, se determinará según la expresión:

$$GMW = Max\{0, -(SFR + FER)\} \quad (2.4)$$

Se puede notar que el FER será utilizado para balancear los saldos negativos de las transferencias.

e.2) Evaluación de la banda no remunerada

La banda no remunerada de potencia reactiva establece la obligación del generador de producir energía reactiva, con la cual se puede dar un nivel de tensión y de seguridad adecuado al sistema. Es decir, el generador obligatoriamente operará sus equipos hasta un límite de factor de potencia, tanto en la zona inductiva como en la capacitiva. A partir de allí, si el sistema lo requiere, y por ende, al encontrarse sometidos a un mayor esfuerzo, su "colaboración" será compensada o remunerada.

El análisis de este criterio continúa abierto, su implicancia continuará siendo evaluada; en este sentido, cabe la siguiente salvedad, todos los titulares tienen la obligación de brindar bajo la tutela de la DOCOES y del Coordinador, a través del equipamiento de sus instalaciones todo lo necesario para que el sistema se opere con seguridad y calidad; pero al establecerse una banda no remunerada y por defecto, otra remunerada, se espera que este apoyo se de hasta un cierto límite, luego del cual será remunerado. Si bien es cierto, esta posibilidad puede encarecer la operación, pero brinda mayor seguridad al sistema (lo hace operar con mayores márgenes de seguridad). Es por ello, que es importante incluir en el análisis este criterio.

Se debe de tener en cuenta que la energía reactiva inductiva es requerida en los periodos de tiempo donde la demanda es mayor, mientras que la absorción de energía reactiva capacitiva será necesaria en los periodos de menor demanda, que es cuando las líneas de transmisión operan con baja carga.

Diversos países establecen una banda de energía reactiva (inductiva/capacitiva) no remunerada y sólo se remunera cuando se excede dicha banda, en este sentido la banda que se propone en la propuesta de este procedimiento es razonable.

Es así que en la regulación del sistema ecuatoriano, los generadores tiene como responsabilidad *“Entregar reactivos hasta el 95% del límite de potencia reactiva (inductiva o capacitiva), en cualquier punto de operación que esté dentro de las características técnicas de las máquinas, de acuerdo a lo solicitado por el CENACE”*, de requerirse mayor cantidad de potencia reactiva se remunerara al generador que suministre potencia reactiva adicional.

e.3) Análisis de la división por zonas para la valorización de las transferencias

Está clara, la importancia de la problemática local de la inyección o absorción de reactivos. De lo que trata este criterio es establecer áreas de influencia, que correspondan a una realidad local más específica. Se trata de trasladar al área que tiene más problemas la mayor cantidad de monto recaudado. La idea es siempre pensar, que los actores que operen en un área que no tiene problemas de falta de compensación, se mantengan comprometidos con el accionar del sistema en su conjunto, y por lo tanto, por ejemplo, la problemática de uno de sus clientes en un área con déficit sea solucionada por todos. Luego, es importante ver hasta donde se puede desmembrar la problemática global en áreas de influencia. Obviamente, esto forma parte de una propuesta que continúa siendo analizada. Las cuatro zonas propuestas por la DOCOES, delimitadas por ciertos enlaces son las que se muestran en el TABLA Nº 2.14, y se esquematiza en la Fig. 2.5.

TABLA Nº 2.14 Límites de las cuatro zonas

Zona	Lima	Centro – Oeste	Norte	Sur
Enlaces	<ul style="list-style-type: none"> - L-2212 (Huacho – Zapallal) - L- 2221 (Huayucachi – Zapallal) - L-2716 (Callahuanca 2 – Callahuanca 1) - L-2205/06 (Pomacocha – San Juan) - L-2207 (Cantera – San Juan) - L-2208 (Independencia – San Juan) 	<ul style="list-style-type: none"> - L-2215 (Chimbote 1 – Paramonga Nueva) - L- 2212 (Zapallal – Huacho) - L- 2221 (Zapallal – Huayucachi) - L-2716 (Callahuanca 1 - Callahuanca 2) - L-2205/06 (San Juan – Pomacocha) - L-2207 (San Juan – Cantera) - L-2208 (San Juan – Independencia) - L-2251/2252 (Cotaruse – Campo Armiño) 	<ul style="list-style-type: none"> - L-2215 Paramonga – Chimbote1 	<ul style="list-style-type: none"> - L-2251/2252 Campo Armiño – Cotaruse

Considerando que la potencia reactiva no se comporta de manera similar a la potencia activa que puede ser enviada a grandes distancias, el incrementar la

generación de potencia reactiva para tratar de mejorar los niveles de tensión de barras alejadas no es la solución técnica más apropiada, en este sentido la propuesta de modificación del procedimiento al considerar zonas de similar comportamiento en relación a la potencia reactiva se aproxima a la valorización de la reactiva por barra que sería lo ideal, pero de difícil cálculo e implementación.

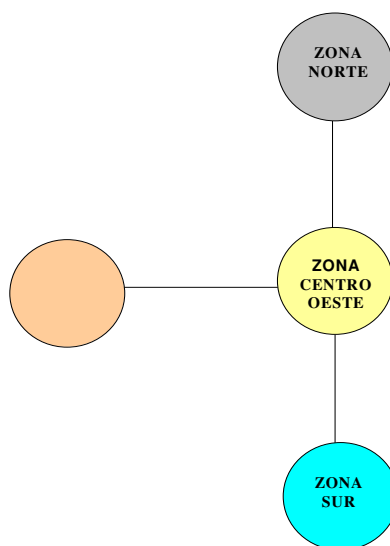


Fig. 2.5 Zonas Operativas

Por lo tanto, es necesario dividir el SEIN en 4 zonas que permitan ponderar la valoración de los reactivos, ya que esto permitirá la aplicación de criterios como el relativo a la seguridad del sistema ante posibles colapsos de tensión, aspectos topológicos de la red y geográficos y finalmente el económico referido al óptimo punto de operación del SEIN. Estas zonas graficadas en el mapa geográfico, quedan definidas como se muestran en la Fig. 2.6.

e.4) Análisis del costo “producto reactivo”

En todo sistema eléctrico es necesario, vía una adecuada planificación, reconocer los equipos y/o instalaciones suficientes y adecuadas para una acción operativa en particular, de ello no se escapan los equipos que proporcionan lo que nominamos “reactivo dinámico” (SVC) y “reactivo estático” (bancos de capacitores y reactores). Luego, es pertinente continuar evaluando el alcance de este criterio en la propuesta, dado que desde el punto de vista técnico y económico existe diferencias entre ambos tipos de fuentes de reactivos.

Los costos de la propuesta hacen una diferenciación respecto a los costos de un reactivo dinámico y otro de naturaleza estática, sin embargo en el primer caso aplica una vida útil de 20 años, una tasa de 12% y un COyM de 3% del

VNR, mientras que para el segundo caso se aplica una vida útil de 30 años, una tasa de 12% y un COyM de 1.5% del VNR. La regulación aplicada por OSINERG para las empresas del SEIN que poseen un compensador síncrono o un banco de capacitores con parámetros similares, considera una vida útil de 30 años, una tasa de 12% de acuerdo al Artículo 79° de la LCE y un COyM sustentado por las empresas de transmisión, que se encuentra alrededor del 3% del VNR.



Fig. 2.6 Distribución de las zonas

En tal sentido, sería conveniente ajustar la propuesta a lo ya establecido en las regulaciones tarifarias. Considerando que bajo el marco regulatorio actual se nota una ausencia notable de proyectos de transmisión, una nueva formulación del PR-N° 15 deberá incentivar a aquellos concesionarios de

transmisión que puedan estar en condiciones de hacer inversiones, las cuales no deberán estar limitadas a la simple implementación de bancos de capacitores, sino inclusive a la de equipos de mejor tecnología como son los SVC, que tienen un desempeño más rápido y variable de acuerdo a las condiciones y necesidades del sistema.

e.5) Análisis del mecanismo propuesto para la conformación del FER

En la propuesta se debe continuar analizando la perspectiva del tema de las exigencias de reactivos en el SEIN. En general, lo recaudado por las empresas de generación que tienen contratos seguirá trasladando casi la totalidad de estos ingresos entre ellos mismos, cuando estas penalizaciones, que pagan los usuarios, deben ser destinadas principalmente a inversiones que permitan que el sistema sea más eficiente, evitando la transmisión de reactivos.

En tal sentido, es conveniente que el FER sea utilizado para pagar en primer término a aquellos generadores que regulan tensión, a solicitud del Coordinador para evitar colapsos de tensión en el SEIN. Si se continúa aplicando la metodología del procedimiento actual, el saldo mensual del FER siempre será igual a cero, no quedando fondos económicos que permitan la realización de estudios e inversiones. Con este criterio, se lograría obtener un mayor saldo mensual, que sería destinado a los estudios que definan las inversiones que requiere el SEIN.

e.6) Modificaciones necesarias con relación al marco normativo vigente

Cuando en el procedimiento se refieren a la tasa de 12%, debe considerarse que esta tasa se sustenta en el Artículo 79° de la LCE, por lo tanto deberá considerarse de acuerdo a la tasa señalada en dicho artículo.

Considerando que el COES administrará los saldos del FCR para inversiones en equipos de compensación reactiva, éstas se deberán formalizar mediante acuerdos con los concesionarios de transmisión, los cuales deberán ser aprobados por el OSINERG.

2.2.3 Análisis del PR-N° 22 sobre la reserva rotante

En normatividad vigente el PR-N° 22, *“Reserva Rotante en el Sistema Interconectado Nacional”*, establece los lineamientos que tiene que seguirse para la asignación de la Reserva Rotante, tanto para RPF como para la RSF. Para el caso de la RPF se establece que las unidades que lo realicen deben poder sostener esta generación adicional de potencia en por lo menos 30 segundos. Para el caso de la RSF, esta potencia adicional tiene que ser sostenida en por lo menos 30 minutos.

La asignación de la RPF es normalmente asignada solo a unidades hidráulicas que poseen una elevada tasa de toma de carga (MW/s) y estas unidades están geográficamente distribuidas en las zonas Norte, Centro y Sur del SEIN. Las centrales que son normalmente asignadas para realizar RPF son Huinco, Malpaso, Charcani V y San Gabán debido a su rápida respuesta y al hecho de poder sostener la mayor generación requerida (poseen cada una embalses asociados).

Con relación a la RSF, el PR-N° 22 establece las siguientes definiciones:

*“**RRSF**: Margen de reserva rotante en las unidades o centrales calificadas para este propósito y que responden a variaciones de generación por regulación automática o manual y sostenible al menos durante 30 minutos”*

Dicha definición tiene que ser complementada con la siguiente:

*“**RSF**: Reserva rotante de las unidades o centrales calificada para este propósito y que responden a las variaciones de generación por regulación automática o manual y sostenible al menos durante 30 minutos. Tiene como objeto equilibrar la oferta y la demanda, manteniendo el valor de la frecuencia dentro de límites permisibles, mientras se recupera la reserva rotante de las unidades que participaron en la regulación primaria de frecuencia, o se recupere carga, y/o se reasignen de manera óptima los recursos de generación para satisfacer la demanda”*

De esta manera, la RRSF sirve para equilibrar las desviaciones entre oferta y demanda a la vez que recupera la RPF a su valor establecido. La absorción de estas desviaciones tiene que ser sostenible por un periodo de 30 minutos, de esta manera, este periodo se transforma en el horizonte de alcance de la RRSF para el caso específico del SEIN.

La asignación de RSF no es clara al interior del COES, en situaciones de operación normal, es principalmente la central Huinco la que va acumulando las desviaciones de energía que se producen y cuando el Coordinador considera que existe mucha desviación acumulada, reprograma la operación para el resto del día con una estrategia que permita recuperar la mayor sobre-generación acumulada de la mencionada central. Este mismo criterio también puede ser aplicado a otras centrales con capacidad de regulación, tales como Charcani V, Malpaso, Carhuaquero, Mantaro, etc. de manera individual o tratadas en conjunto. El procedimiento descrito está basado en criterios de despacho económico y no en términos de un SC, de allí el hecho que al interior del COES les resulte sumamente difícil poder diferenciar o identificar este servicio.

Las unidades que realizan RPF en el SEIN, lo hacen en función al estatismo

permanente de las mismas, lo cual implica que solo respondan cuando las variaciones de frecuencia superan su banda muerta y también exista un error en estado estable de la frecuencia del sistema ya que no existe una señal de consigna en los reguladores de velocidad de llevar la frecuencia del sistema a su valor nominal. El control de la integral de la frecuencia es realizada mediante el ajuste manual de los variadores de carga de algunas unidades que mantienen reserva para RSF por indicación del Centro del Control de Tiempo Real del SEIN. Esta estrategia de control se debe a la carencia del SEIN de un sistema AGC que realice la tarea de asignación y control del nivel de generación de las unidades encargadas de realizar RSF de forma automática. Esta carencia de un sistema automático provoca los siguientes problemas:

- Control deficiente de los intercambios planificados en las interconexiones más importantes o en caso de la presencia de congestión de algún área operativa.
- Desviaciones de frecuencia sostenidas por periodos importantes.

Para corroborar las afirmaciones anteriores solo basta con observar la Fig. 2.7, en la cual se aprecia la variación de la frecuencia en un día típico.

Como se observa, existe una gran variabilidad en la frecuencia, la cual a su vez no se mantiene en una zona central, presentando periodos donde puede estar por encima o por debajo del valor nominal. Este comportamiento puede ser reducido si se implementa en alguna de las centrales un regulador de velocidad del tipo proporcional-integral.

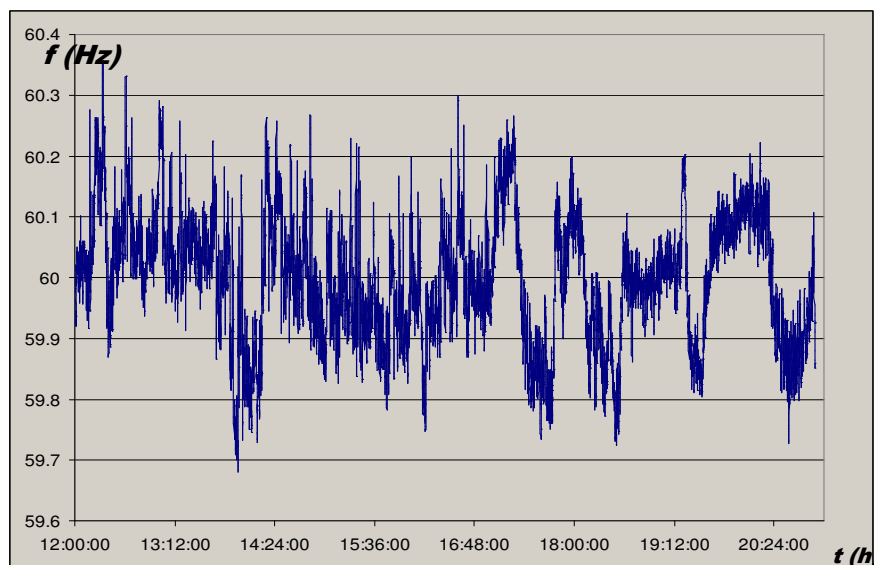


Fig. 2.7 Desviaciones de la frecuencia

En la Fig. 2.8 se observa el flujo (en MW) por la línea L-2013 para un día típico.

Como puede observarse existe una pobre regulación en el flujo cuando se alcanza un límite de transmisión. Este problema se volverá más crítico cuando sea necesario controlar los intercambios que se programen con el sistema ecuatoriano.

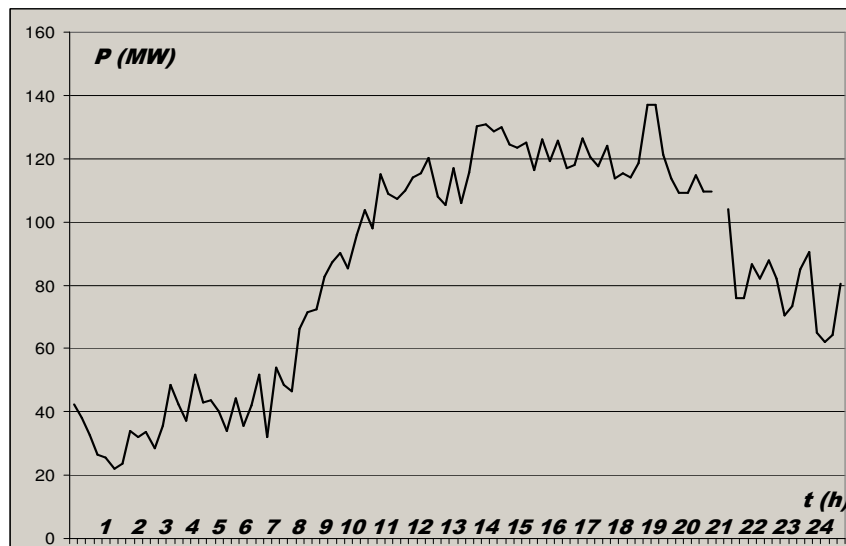


Fig. 2.8 Flujo en la línea 2013

Por los motivos expuestos, en el futuro cercano se hará estrictamente necesaria la implementación de un sistema AGC para el SEIN principalmente orientado al control de los intercambios programados.

Para el caso de otros tipos de reserva, no existen procedimientos aprobados que detallen tanto el cálculo de la magnitud como su asignación al interior del COES, sin embargo se hace referencia a diversos tipos de reserva en algunos procedimientos vigentes, por ejemplo en el PR-N° 01 se menciona que la División de Planeamiento y Programación del COES debe calcular la Reserva Fría para el caso de la Programación Semanal, sin embargo en el PR-N° 02 ya no se menciona este tipo de reserva en la Programación Diaria.

a) Metodología de determinación de la reserva rotante para RPF

El PR-N° 22 establece que se debe calcular periódicamente la magnitud de la reserva rotante para RPF de tal forma de no superar el nivel de riesgo de falla fijado por la DOCOES para la operación del sistema. En el Anexo 02 de dicho procedimiento se incluye la “Metodología para la determinación de la reserva rotante requerida para la regulación primaria de frecuencia (Programa MAP-COES)”, donde se describe la metodología para obtener una tabla de reservas con nivel de riesgo asociado a partir de la cual se determina la reserva buscada.

Si bien la metodología se presenta para calcular la reserva de RPF, en realidad se está determinando un margen de reserva rotante total en el

sistema. Dentro de la reserva rotante calculada no se realiza una distinción de los porcentajes que corresponderían tanto a RPF como a RSF.

La activación de cada parte de la reserva rotante, tanto de RPF y RSF, estas responden a mecanismos y elementos de control diferentes, los cuales imponen también tiempos de respuesta diferentes. Por ello, se debería hacer la distinción referida en el punto anterior, teniendo en cuenta además que uno de los objetivos principales de la activación de la RSF es poder liberar a la RPF, por lo que son reservas complementarias aunque coexistan en la misma unidad de generación.

El programa MAP-COES utiliza un horizonte de tiempo de 30 min. para realizar sus cálculos, considerando que hasta ese momento aumentó la generación a plena carga de las unidades que disponían de reserva rotante, salvo las unidades afectadas por la falla. Así, se está haciendo un cálculo probabilístico bajo criterios casi estacionarios que consideran como premisa fundamental que se superó exitosamente el transitorio dinámico que es consecuencia inmediata de la contingencia. Dependiendo de la magnitud del desbalance de potencia producido por la falla, puede suceder que el transitorio dinámico conduzca a un colapso total o parcial a pesar que exista suficiente reserva rotante, pero que actúa lentamente. Esta reserva, calculada bajo estos criterios, con tiempos de acceso de minutos se corresponde, por lo tanto, con la reserva de RSF.

Para la determinación de la reserva rotante para RPF se debe tener en cuenta el comportamiento dinámico del sistema ante una falla. La actuación de esta reserva depende del estado de operación del sistema y se realiza en forma automática con tiempos del orden de unos pocos segundos, presentándose incluso la posibilidad de actuación del rechazo de carga en este periodo de tiempo.

b) Metodología para la determinación de la RRSF

Dado que no existe un procedimiento establecido ni un valor de RRSF definido en el COES, de manera tentativa se sugiere el procedimiento que se detalla a continuación para la determinación del valor de RRSF basado únicamente en análisis de las desviaciones observadas entre la demanda programada y la realmente ejecutada para por ejemplo el año anterior.

- Usando la información media horaria de la demanda ejecutada y la programada (que incluye reprogramaciones) se encuentra la diferencia

de ambas, con el fin de observar las desviaciones típicas debido a errores de pronóstico de demanda.

- Es necesario que el universo usado sea grande para garantizar la aproximación estadística, pudiendo ser por ejemplo dos meses como mínimo.
- Se encuentran los valores extremos de las desviaciones.
- Este intervalo se divide en 20 segmentos iguales y se encuentra la frecuencia de ocurrencia las desviaciones para cada intervalo.
- Esta información nos presenta las desviaciones tanto hacia abajo (necesidad de bajar generación) como hacia arriba (necesidad de incrementar generación).
- Si solo se toma la información de la necesidad de incrementar generación, es posible establecer la probabilidad ocurrencia de las desviaciones lo que puede ser visto como la "*cantidad de RRSF necesaria*" para garantizar con una determinada probabilidad las desviaciones de la demanda para media hora.

De ninguna manera se pretende determinar la magnitud de RRSF que necesita el SEIN sino la de estimar un valor de RRSF que permita realizar cálculos ejemplo. El establecimiento del nivel de probabilidad está fuera del alcance del presente trabajo y obedece a criterios técnico-económicos.

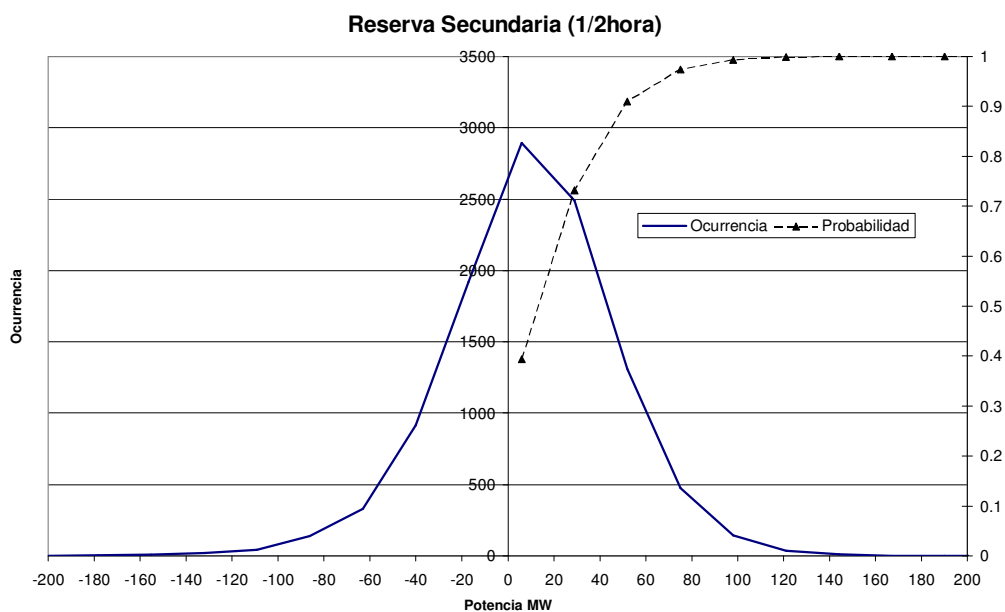
Con la metodología descrita, se procedió a estimar un valor para la RRSF basado únicamente en análisis de las desviaciones observadas entre la demanda programada (que incluye reprogramaciones) y la realmente ejecutada para el 2005.

- El universo usado fue de 10,736 datos medio horarios que corresponde a aproximadamente 8 meses de información.
- Se encontraron que los valores extremos de las desviaciones fueron 236.31 MW (mayor que lo programado) y -224.36 MW (menor que lo programado) respectivamente. Dicho intervalo fue dividido en 20 segmentos iguales, los cuales se aprecian en la TABLA N° 2.15 e ilustrados en la Fig. 2.9.

De esta manera se observa que si se quiere garantizar con un 90% de probabilidad el poder cubrir una desviación de la demanda, se necesitará de 52MW por media hora o lo que es lo mismo 26MWh de energía disponible. Dicho valor es solamente referencial y puede ser usado cuando se requiera realizar algún cálculo donde se necesite tener una magnitud de la RRSF.

TABLA N° 2.15 Datos utilizados en el cálculo

Potencia [MW]	Ocurrencia [Veces]	Probabilidad
-224.4	1	
-201.3	1	
-178.3	3	
-155.3	7	
-132.2	18	
-109.2	42	
-86.2	140	
-63.1	328	
-40.1	915	
-17.1	1921	
6.0	2894	0.3932
29.0	2489	0.7314
52.0	1311	0.9095
75.1	475	0.9740
98.1	142	0.9933
121.1	37	0.9984
144.2	11	0.9999
167.2	0	0.9999
190.2	0	0.9999
213.3	0	0.9999
236.3	1	1.0000

**Fig. 2.9 Curva resultante**

c) Metodología para la determinación de la Reserva Fría

Con la finalidad de poder tener un valor indicativo de la cantidad de Reserva Fría de Generación necesaria para un periodo de 4 horas por ejemplo, se propone un método muy similar al propuesto para RRSF, con la diferencia que se trabajará con una ventana móvil de 4 horas mediante la cual se calculará la desviación de energía acumulada debido al error del pronóstico de demanda de las 4 últimas horas. Dicha ventana móvil usará la misma información media horaria de la RRSF. El uso de la ventana móvil garantiza encontrar todas las desviaciones que se produzcan en 4 horas ya que una

ventana fija de cada 4 horas puede ocultar las desviaciones máximas. La necesidad de este procedimiento obedece a que no existe en el COES uno establecido para asignar o definir la magnitud de la Reserva Fría. Usando la metodología descrita, se procedió a estimar un valor de Reserva Fría de Generación de 4 horas basado únicamente en análisis de las desviaciones observadas entre la demanda programada y la realmente ejecutada para el año 2005.

- El universo usado fue de 10,736 datos medio horarios que corresponde a aproximadamente 8 meses de información.
- Se encontraron que los valores extremos de las desviaciones de energía fueron 379.33 MWh (mayor que lo programado) y -456.99 MWh (menor que lo programado) respectivamente. Dicho intervalo fue dividido en 20 segmentos iguales, los cuales se aprecian en la TABLA N° 2.16 e ilustrados en la Fig. 2.10.

Así, se puede observar que si se quiere garantizar cubrir una desviación de demanda, por ejemplo, con un 90% de probabilidad, se necesitará de 150 MWh de energía como Reserva Fría de 4 horas de Generación. Dicho valor es referencial y puede ser usado cuando se requiera realizar algún cálculo donde se necesite tener una magnitud de la Reserva Fría.

TABLA N° 2.16 Datos utilizados en el cálculo

Energía [MWh]	Ocurrencia [Veces]	Probabilidad
-457.0	1	
-415.2	2	
-373.4	8	
-331.5	22	
-289.7	31	
-247.9	79	
-206.1	160	
-164.3	340	
-122.5	646	
-80.6	1119	
-38.8	1588	
3.0	1845	0.2737
44.8	1667	0.5211
86.6	1348	0.7211
128.4	940	0.8605
170.2	527	0.9387
212.1	257	0.9769
253.9	103	0.9921
295.7	38	0.9978
337.5	9	0.9991
379.3	6	1.0000

En el caso del reconocimiento de la RPF y la RSF, se puede aclarar que para el caso de la RPF se presentan dos componentes a ser reconocidos a las unidades que brindan este servicio. El primero está referido a la mayor inversión en equipos de control y el desgaste que sufre el mismo por las constantes acciones de regulación que deben realizar como respuesta a las

variaciones de frecuencia que se presentan en el sistema. Este mayor desgaste es independiente del nivel de potencia producido y es típico de cada grupo generador. La segunda componente a reconocer corresponde a la posible pérdida del costo de oportunidad de las unidades que realizan RPF por la necesidad de mantener una potencia de reserva, lo cual les impide de generar a plena carga limitando su operación cuando el costo marginal del sistema es alto. Dentro del PR-N° 22 solo existe reconocimiento a la segunda componente de costos analizados, dicha evaluación se hace de manera manual, encontrando los periodos donde la o las unidades generadoras regulantes fueron obligadas a limitar su operación con la finalidad de dejar un margen de potencia disponible para RPF. En cualquier otro periodo, no existe pago a la unidad generadora regulante. El ítem 8.1.3 del PR-N° 22 dice textualmente:

“Cuando la generación de la unidad no fue restringida en el PDO o por indicación del Coordinador a un valor determinado por necesidad de RPF, se considerará que no existe energía regulante compensable”.

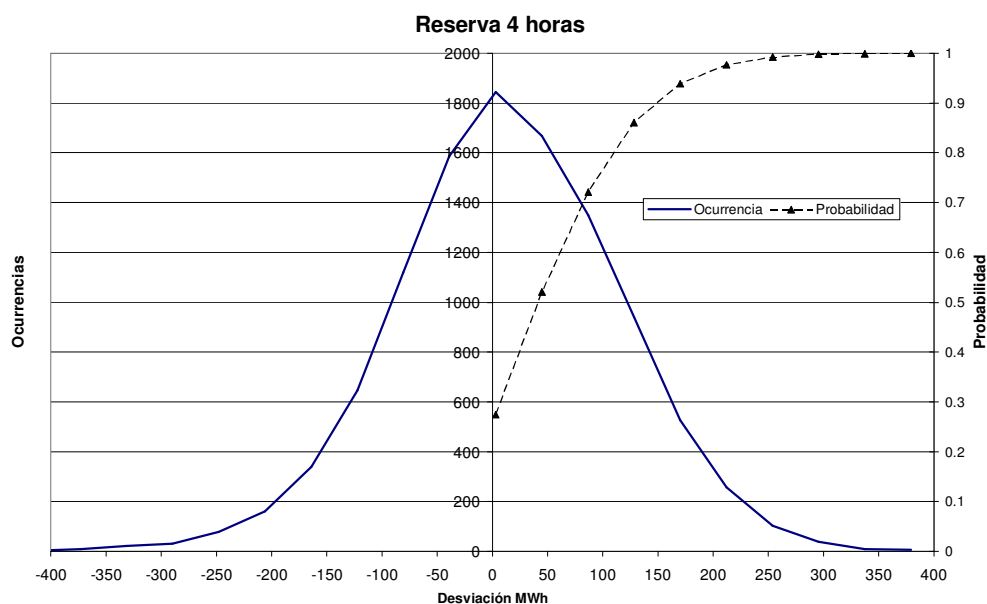


Fig. 2.10 Curva resultante

De esta manera no existe el adecuado incentivo para la realización del servicio de RPF por las centrales asignadas ya que en cualquier otra ocasión son tratadas como cualquier central con el agravante que tienen que realizar una tarea adicional.

En el caso de la RSF, normalmente pudiera darse el caso que sea más barato disponer de RSF en unidades paradas de arranque rápido, pero en el caso del SEIN, la existencia de centrales hidráulicas con embalses de

capacidad que van desde los niveles horarios a anuales, hace que sea mucho más óptimo desde el punto de vista operativo y económico asignar y disponer la RSF en centrales hidráulicas con embalse. Al no existir un procedimiento operativo, tampoco existe un mecanismo de reconocimiento por dicho SC. El mayor inconveniente para el establecimiento de un pago por RSF proviene de la ausencia del concepto de valor del agua de corto plazo al interior del COES lo cual provoca que en determinadas situaciones las empresas generadoras, dueñas de estas centrales, se opongan a seguir un régimen de operación que ellos consideran discriminatorio. Esta explicación se puede apreciar más claramente mediante el uso de la Fig. 2.11.

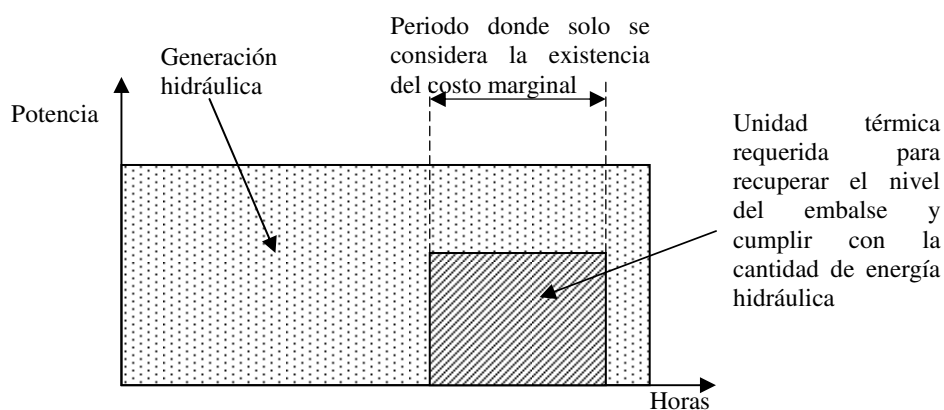


Fig. 2.11 Inconveniente para el Pago por RSF

Algunas veces, las centrales hidráulicas con capacidad de regulación son despachadas con carga alta, en algunos periodos del día donde no se encuentra presente alguna unidad térmica y luego son forzadas a bajar generación cuando ingresa una unidad térmica. La incoherencia radica en que, de acuerdo a los procedimientos del COES, solo se considera la existencia de costo marginal en los periodos donde se encuentra presente la unidad térmica. Así, los generadores hidráulicos con capacidad de regulación generan más energía en los periodos donde el costo marginal es muy bajo (canon de agua) utilizando el agua embalsada y reducen considerablemente su generación cuando el costo marginal es alto. Este régimen de operación se encuadra correctamente dentro de los criterios del despacho económico mas no así en el concepto de valor del agua de corto plazo, que aún no es evaluado adecuadamente por el COES. Este último hecho es el que dificulta el reconocimiento de la energía regulante ya que el agente generador se ve “castigado” por el hecho de poseer un embalse, cuyo uso beneficia el sistema al permitir una operación más versátil y económica. Este no uso del valor del

agua de corto plazo al interior del COES obedece más a una costumbre que a un impedimento en la normatividad vigente.

Bajo condiciones de energía hidráulica limitada, se demuestra que ésta adquiere el mismo valor que el de la unidad térmica que es usada para recuperar el embalse, recibiendo el generador hidráulico una cantidad fija por su energía puesta a disposición del sistema sin importar el momento en que sea usada. Así, el costo por el servicio de RSF ya estaría incluido en el valor del agua de corto plazo.

En épocas de avenida las centrales hidráulicas normalmente operan a plena carga y las centrales térmicas cubren el resto del diagrama de carga, este hecho implica que incluso las centrales con embalse podrían operar a plena carga en hora punta, situación que obliga a restringir su operación con la finalidad de mantener un margen de potencia para RPF. Este régimen de operación descrito no se presenta en épocas de estiaje, ya que por necesidad de despacho económico son las centrales térmicas las que normalmente operan a plena carga y las centrales hidráulicas aparecen con niveles más bajos de generación debido a la menor disponibilidad de agua en los embalses. Esto provoca que exista reserva rotante en dichas centrales como resultado del despacho económico. Bajo estas condiciones la generación de las centrales que realizan RPF no está siendo restringida y no reciben compensación por el servicio brindado.

Lo anteriormente dicho, se reafirma con la magnitud de energías y montos mensuales compensados debido al servicio de RPF para el 2004 y parte del 2005, tal como se aprecia en la Fig. 2.12.

Se observa una variación muy marcada de las energías a compensar (y por tanto mayores montos de dinero) ocurriendo que los mayores montos se dan en épocas de avenida y los menores en época de estiaje. Este único reconocimiento por el servicio brindado no guarda concordancia con la prestación del servicio que se da interrumpidamente con una magnitud (potencia) casi constante en todo el año.

El promedio diario de energía compensada para el año 2004 es de 55 MWh y corresponde a 1.22 horas aproximadamente de regulación por día para los niveles de RPF que actualmente se utilizan (aprox. 45 MW). Si se considera solamente el mes con la mayor cantidad de energía compensada (mes de febrero con 5 380 MWh) se obtiene un promedio diario de energía compensada de 185 MWh que corresponde a 4.1 horas aproximadamente de

regulación.

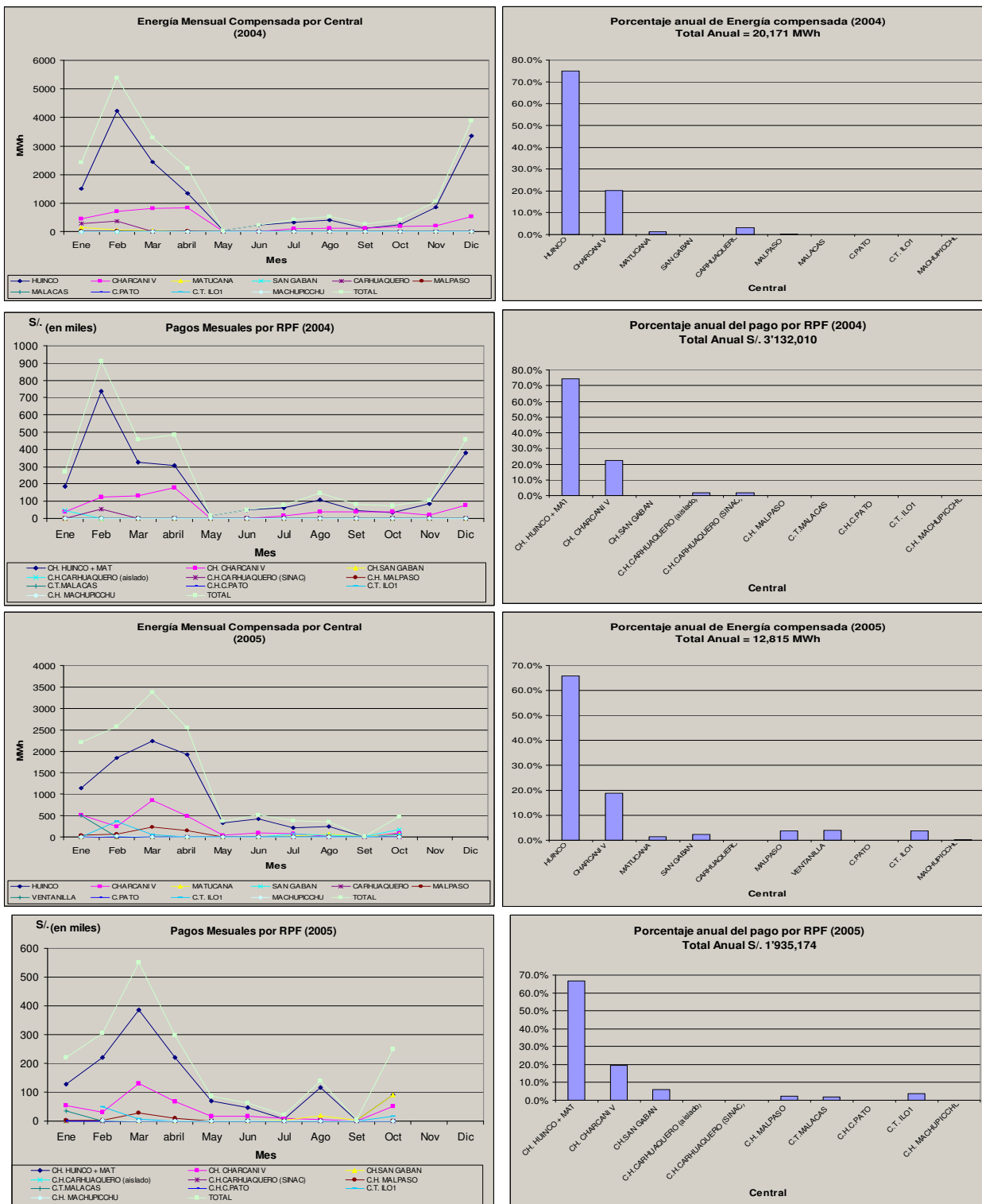


Fig. 2.12 Magnitud y Montos compensados por RPF

En todos los casos solo se reconoce el lucro cesante por la pérdida del costo de oportunidad y no por la función de regulación de frecuencia. Un análisis muy similar puede ser hecho para los datos parciales del año 2005. Adicionalmente se observa también que el servicio está casi monopolizado

por la central Huinco y en una proporción mucho menor por la central Charcani V. Este hecho dificulta o imposibilita el establecimiento de un mercado de reservas ya que las restantes centrales no llegarían a poseer las características especiales de regulación que si poseen las dos centrales previamente mencionadas.

En las TABLA Nº 2.17, TABLA Nº 2.18 y TABLA Nº 2.19 se observa que la energía compensada por RPF es menos del 0.1% del total de energía producida para los periodos indicados.

TABLA Nº 2.17 Energía compensada por RPF

Energía GWh (2005 Ene-Ago)			Energía GWh (2004)		
Total SEIN	Compensada	Porcentaje	Total SEIN	Compensada	Porcentaje
15 096.62	12.82	0.085%	21 903.09	20.17	0.092%

TABLA Nº 2.18 Energía compensada por RPF por central

Central	Energía GWh (2005 Ene-Ago)			Energía GWh (2004)		
	Total	Compensada	Porcentaje	Total	Compensada	Porcentaje
Huinco	703.13	8.44	1.20%	1 171.52	15.13	1.29%
Matucana	587.97	0.17	0.03%	854.79	0.26	0.03%
Charcani	322.44	2.41	0.75%	619.16	4.06	0.66%

TABLA Nº 2.19 Ingresos por central que efectúa el servicio de RPF

Central	Estimación de Ingresos (S/.) (2005 Ene-Ago)			Estimación de Ingresos (S/.) 2004		
	Por Energía	Por RPF	Porcentaje	Por Energía	Por RPF	Porcentaje
Huinco+Mat	198 313 369	1 288 477	0.65%	319 346 771	2 330 800	0.73%
Charcani V	37 112 493	379 385	1.02%	73 246 983	697 631	0.95%

Así mismo, la energía compensada que es reconocida solo alcanza el 1.3% de la producción de la central Huinco y el 0.75% para la central Charcani V, que es la segunda en importancia que realiza el servicio de RPF.

Considerando el precio medio a clientes finales para Edegel y Egasa, empresas propietarias de las respectivas centrales, el ingreso por concepto de RPF bordearía el 1% del total de ingresos estimados que tendrían las respectivas centrales por venta de toda la energía producida.

Estos montos indican que la pérdida de ingresos por pérdida de costo de oportunidad para el caso de RPF es poca comparado con los ingresos que obtienen por venta de energía al sistema (por lo tanto el pago correspondiente a este concepto también es bajo). Tampoco se observa un reconocimiento al Costo de la Capacidad puesta disposición para realizar la RPF.

2.3 Servicios complementarios requeridos en el SEIN

En el presente capítulo se realizará un esquema conceptual de los SC requeridos en el SEIN, los cuales han venido siendo mencionados a lo largo del presente trabajo de investigación, cabe señalar que este esquema conceptual se complementará con datos reales para que se observe la implicancia e importancia de ellos.

Luego, los lineamientos básicos que se han considerado, giran en torno a:

- La potencia y energía asociadas a la prestación del servicio.
- La inversión en equipos adicionales requeridos para la prestación del servicio.
- El desgaste de equipos derivados de la prestación del servicio.
- El mayor costo de operación derivado de la prestación del servicio.
- El perjuicio evitado al sistema por la prestación del servicio.

2.3.1 Servicio complementario de reserva rotante

La Reserva Rotante de Generación es uno de los SC más importantes para la correcta operación de un sistema eléctrico. Su necesidad es fundamental para mantener el balance entre la generación y la demanda en todo momento, especialmente frente a situaciones de contingencias. Cabe señalar que esta reserva rotante se generaliza en 2 clases la reserva para RPF y la reserva para RSF.

La ocurrencia de estas contingencias, que requieren la actuación de la reserva rotante, no es algo esporádico en el SEIN, sino que se presentan a razón de 7 eventos por mes, tal como se muestra en la Fig. 2.13.

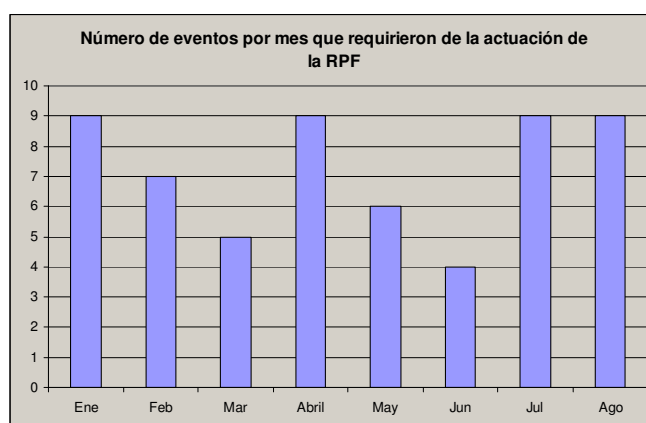


Fig. 2.13 *Número de Eventos en el Año 2005*

La ocurrencia de estos eventos mensuales, no es nada despreciable y muestra la gran importancia de este servicio. En estos eventos mostrados no solo actuó la RPF, también operó la RSF y en algunos casos el rechazo de carga y la puesta en

operación de unidades de arranque rápido cuya necesidad es descrita más adelante.

Por lo tanto, sin una adecuada regulación de frecuencia, el sistema no sería capaz de mantener la estabilidad incluso ante variaciones de la demanda y por lo tanto no se podría suministrar la energía eléctrica en la magnitud y oportunidad que el consumidor lo requiere. Debido a estas razones es necesario que el SEIN mantenga y mejore los SC referidos a la Reserva Rotante (RPF y RSF) en lo referido al cálculo de los requerimientos, asignación de dichos requerimientos y su reconocimiento económico.

En el marco de sistemas desregulados con reglas de mercados de libre oferta y demanda, la energía eléctrica es un producto ofrecido al usuario con un costo vinculado a indicadores de calidad y confiabilidad. Un concepto que debe ser mantenido en un mercado libre, como es el caso peruano, es que todos los agentes que intervienen deben recibir adecuadas señales económicas que permitan obtener beneficios equitativamente, ponderando además el grado de participación de cada uno. Estas señales económicas deben ser tales que además conduzcan a mantener siempre la seguridad y la calidad del suministro (fijadas a través del porcentaje de reserva para regulación de frecuencia, estipulado como necesario), y remunerando adecuadamente este SC.

En la TABLA N° 2.20, se muestran los eventos producidos entre enero y agosto del 2005 donde la participación de la Reserva Rotante evitó el rechazo de carga o redujo sustancialmente el periodo de reposición de los suministros afectados.

A continuación se plantea ciertas definiciones importantes:

a) *Reserva Rotante*

Capacidad de potencia aún disponible en cada unidad generadora en operación, luego de entregar al SEIN la potencia requerida por el despacho económico. Sobre la base de lo expuesto, la reserva rotante forma parte de:

- Reserva de segundos para RPF.
- Reserva de minutos, disponible para la RSF.

La reserva rotante de minutos corresponde a la reserva no disponible en los tiempos requeridos para la RPF en función de las limitaciones de velocidad de toma de carga de las unidades. Con relación a esta reserva rotante de minutos debe entenderse que si es posible superar el período transitorio luego de una perturbación (con suficiente RPF) y si existe suficiente reserva de minutos (incluso parada), los usuarios afectados deberán soportar sólo interrupciones de corta duración luego de una perturbación. Bajo este

concepto debe entenderse que resulta más económico asumir la tarea de RSF con unidades paradas de arranque rápido, que con reserva rotante adicional a la requerida para la RPF. Si bien, la relación de costos del parque generador de cada sistema, los costos de reserva rotante son del orden del 50% superiores a los de reserva parada rápida.

b) Reserva rotante para regulación de frecuencia

La necesidad de mantener la frecuencia del sistema dentro de límites prefijados surge fundamentalmente de:

Calidad del servicio a los consumidores:

Dado que la potencia de demanda de algunas cargas depende de la frecuencia, cuando ésta varía puede producir inconvenientes a los usuarios e incluso daños a los sistemas conectados con estas cargas. Por este motivo la frecuencia no debe sufrir variaciones rápidas respecto de la frecuencia nominal, ni tampoco permanecer apartada largo tiempo, debido principalmente al tiempo sincrónico.

Seguridad de operación de unidades generadoras:

La constancia de la frecuencia en el sistema es necesaria dado que las unidades de generación con máquinas sincrónicas, no pueden trabajar a frecuencias muy distintas de la nominal por problemas de sollicitaciones térmicas en los bobinados (refrigeración) y sollicitaciones mecánicas en las turbinas (vibraciones y cavitación en el caso de las hidráulicas). Por esta razón poseen protecciones para desconexión por sub-frecuencia y sobre-frecuencia.

Si ante una falla intempestiva en el sistema, la frecuencia alcanza los valores de desconexión de los generadores en operación, se produce la salida de servicio en cascada con el consecuente colapso del sistema.

De lo expuesto se desprende que el valor de la frecuencia nominal representa un valor de referencia para el diseño de los componentes y cargas de un sistema eléctrico. La desviación de la frecuencia ante una perturbación es un indicador del balance de potencia de generación y demanda, utilizado para la actuación de los mecanismos de control automático que tienden a restablecer el balance de potencia entre generación y demanda, activando reserva o desconectando cargas.

La posibilidad de incrementar la confiabilidad y reducir los costos en la operación normal, justifica la creciente tendencia a la interconexión de áreas o regiones eléctricas. Es premisa para estas interconexiones, que las áreas

que se vinculan sean igualmente aptas para brindar un servicio confiable y con la calidad requerida. Así en el caso de contingencias en un área, todas las áreas aportan en un primer momento a la RPF hasta que el área afectada, a través de la actuación de la RSF, pueda cubrir por si misma el déficit producido por la contingencia.

Esta es una importante ventaja de la operación de sistemas interconectados, dado que ante la ocurrencia de una contingencia la RPF se lleva a cabo con la participación de las unidades que fueron despachadas con capacidad regulante en todo el sistema interconectado, independientemente de la localización geográfica de la perturbación y de los generadores. Esta participación de todas las unidades da lugar a un mayor número de potencia en el sistema y en consecuencia una mejor actuación de la RPF, resultando para una misma perturbación, una menor desviación de frecuencia de estado estacionario frente al caso de operar el área en forma aislada.

La RSF controla no sólo la variable frecuencia sino también la potencia de intercambio entre las áreas que la constituyen, trabajando preferentemente bajo AGC. Este control de potencia está ligado a la necesidad de lograr una operación óptima tanto técnica como económicamente por lo que el intercambio de potencia entre áreas debe ajustarse a valores programados.

En los sistemas interconectados, la RSF realiza la distribución de potencia entre distintas unidades de generación, de acuerdo a un grado de participación determinado en un despacho económico.

Paradójicamente, este servicio brindado no es reconocido en la mayoría de los casos debido a que en el procedimiento vigente solo se reconoce la pérdida del costo de oportunidad de las centrales que realizan RPF, pero no se reconoce el servicio de la capacidad puesta a disposición del sistema. Adicionalmente no existe el incentivo que tienda a lograr que la reserva rotante sea distribuida, en lo posible, en todas las unidades de generación despachadas, de manera que participen la mayor cantidad de unidades posibles (y que reúnan los requerimientos técnicos correspondientes) ya que en realidad, todas las unidades que se encuentren generadas deberían participar en la RPF. La propuesta que se desarrolla en el siguiente capítulo está orientada en ese sentido.

Para el caso de la RPF, el COES informa las centrales fueron asignadas para realizar el servicio de RSF, el cual no recibe reconocimiento alguno, pero es usado en la operación diaria.

TABLA N° 2.20 Eventos que requirieron de la Reserva Rotante

FECHA	HORA	DESCRIPCIÓN DEL EVENTO	FRECUENCIA			GENERACION DESCARGADA	CARGA INTERRUMPIDA	REDUCCION CARGA	RESERVA	
			Previa	Mínima	Dif				MAP-COES	Instantanea
		EVENTOS DE DESCONEXION DE UNIDADES DE GENERACION ENTRE 20 Y 40 MW - DEL 01 ENERO AL 31 AGOSTO 2005 (MW)								
12/01/2005	00:31	Desconectó el grupo G5 de la C.H. Yaupi con 20 MW por actuación de su protección diferencial 87				20.0			44	87.41
20/01/2005	10:44	Desconectó el grupo G3 de la C.H. Carhuaquero con 32 MW por falla en el sistema de excitación.				32.0			44	116.77
03/02/2005	00:44	Desconectó la unidad TV3 de la C.T. Ilo 1 con 22 MW por falla en el sistema de excitación.				22.0			44	108.21
12/02/2005	16:50	Desconectó la unidad TV3 de la C.T. San Nicolás con 20.56 MW debido a parada de bomba de combustible de la caldera				20.6			44	130.12
21/02/2005	14:15	Desconectó el grupo G2 de la C.H. San Gabán II con 20.11 MW por bajo nivel de aceite del sistema de regulación de velocidad.	59.91	59.75	0.16	20.1			44	46.17
30/03/2005	17:58	Desconectó la unidad TG3 de la C.T. Chimbote con 20 MW por sobretemperatura.				20.0			45	123.07
04/04/2005	19:44	Desconectó el grupo G1 de la CH Cahua con 21 MW debido a falla originada por baja presión de aceite.				21.0			44	54.05
15/04/2005	16:01	Desconectó el grupo G2 de la C.H. Cahua con 20.51 MW, debido a falla originado por error humano.				20.5			44	190.38
20/04/2005	02:26	Desconectó el grupo G1 de la C.H. Carhuaquero con 30 MW y -5.387 MVAr por actuación su protección de subexcitación.				30.0			43	99.16
24/04/2005	16:43	Desconectó el G1 de la C.H. Carhuaquero con 30.25 MW debido a causa que se investiga				30.3			44	81.91
16/06/2005	10:31	Desconectó la unidad TV3 de la C.T. San Nicolás con 23 MW por bajo vacio del condensador.				23.0			45	93.57
31/07/2005	16:43	Desconectó el grupo G4 de la C.H. Cañón del Pato con 32 MW por actuación de su protección de sobrefrecuencia.				32.0			44	218.98
15/08/2005	20:07	Desconectó el grupo G1 de la C.H. Machupicchu con 29.16 MW por falla debido a causa que se investiga.				29.3			45	143.88
16/08/2005	17:46	Desconectó el grupo G1 de la C.H. Machupicchu con 28 MW, por falla en la tarjeta del regulador de velocidad.				28.0			45	192.59
25/08/2005	21:08	Desconectó el grupo G3 de la C.H. Yuncán con 32 MW por falla mecánica.				32.0			44	211.16
27/08/2005	17:06	Desconectó el grupo G1 de la C.H. Moyopampa con 20.21 MW por indebida actuación del relé diferencial fase "R" de su transformador de potencia.				20.2			44	181.05
		EVENTOS DE DESCONEXION DE UNIDADES DE GENERACION ENTRE 40 Y 60 MW - DEL 01 ENERO AL 31 AGOSTO 2005 (MW)								
17/01/2005	18:11	Desconectó el grupo G-2 de la CH Cañón del Pato con 40 MW por falla en el sistema eléctrico de mando 250 VDC.				40.0			44	174.77
17/01/2005	17:48	Desconectó el grupo G-2 de la C.H. San Gabán con 57 MW por falla debido a baja presión en el circuito de regulación.				57.0			44	217.55
17/01/2005	23:04	Desconectó el grupo G-2 de la C.H. San Gabán con 57 MW por falla debido a baja presión en el circuito de regulación.				57.0			44	236.79
19/01/2005	13:56	Desconectó el grupo G-2 de la C.H. San Gabán con 47 MW por falla debido a bajo nivel en el tanque de aceite del sistema de regulación.				47.0			44	106.43
30/01/2005	19:01	Desconectó el grupo G-2 de la CH San Gabán con 58 MW, debido a falsa señal de apertura del puente de tiristores del sistema de excitación.		50.44		58.0			44	70.52
01/02/2005	03:19	Desconectó el grupo G1 de la C.H. San Gabán con 56.63 MW por falla al romperse la tubería que transporta el aceite de la cuba al deflector N° 3.	60.06	59.65	0.41	56.6			43	149.76
08/02/2005	03:11	Desconectó el grupo G2 de la C.H. San Gabán II con 57 MW por actuación de su protección por alta temperatura en el cojinete. La frecuencia disminuyó hasta 59.406 Hz.		59.41		57.0			44	56.24
08/02/2005	19:55	Desconectó el grupo G2 de la C.H. San Gabán II con 35 MW al detectarse una alarma de "falla mayor en el Digipid", activando la función paro rápido 86 R del grupo.	59.97	59.75	0.22	35.0			44	68.26
18/03/2005	16:03	Desconectó el grupo G1 de la C.H. San Gabán II con 58.42 MW y abrió el interruptor de la línea L-1010 en la S.E. San Gabán por actuación de la protección falla interruptor (50BF) del interruptor del Grupo 2 originado por falso contacto durante pruebas.				58.4			43	144.93
22/04/2005	09:55	Desconectó el G2 de la C.H. San Gabán con 57 MW por falla en la tarjeta del relé diferencial del transformador.				57.0			44	105.80
26/04/2005	13:55	Fuera de servicio la unidad G-2 (56.1 MW) por falla de equipo regulador de velocidad DIGIPID debido a causas que se investigan.				56.1			44	137.97
11/08/2005	16:00	Grupo G-1 de CH. Yuncán F/S por falla (43.16 MW, 20.89 Mvar) por causa que se investiga.				43.3			44	231.72
		EVENTOS DE DESCONEXION DE UNIDADES DE GENERACION ENTRE 60 Y 80 MW - DEL 01 ENERO AL 31 AGOSTO 2005 (MW)								
25/02/2005	04:35	Desconectó la línea L-2240 (Carhuaquero - Chiclayo Oeste) de 220 kV en la S.E. Carhuaquero por error de maniobra. Como consecuencia la C.H. Carhuaquero salió fuera de paralelo del SEIN con 62 MW	60.10	59.19	0.91	62.0	15.2		43	65.40
13/03/2005	21:34	Desconectó el G1 de la C.H. Matucana con 63 MW por falla cuya causa no fue informada. La protección señaló "tierra estator".				63.0			44	60.40
11/04/2005	18:14	Desconectó la unidad TG-4 de la C.T. Ventanilla con 60 MW por falla originada por dispersión de temperatura en la cámara de combustión.		59.53		60.0			44	191.10
23/05/2005	10:04	Desconectó el grupo G3 de la C.H. Restitución con 61.39 MW por problemas en el sistema de excitación.				61.4			45	132.90

TABLA N° 2.20 Eventos que requirieron de la Reserva Rotante (cont.)

EVENTOS DE DESCONEXION DE UNIDADES DE GENERACION ENTRE 80 Y 100 MW - DEL 01 ENERO AL 31 AGOSTO 2005 (MW)											
09/01/2005	00:26	Desconectó la unidad TG1 de la C.T. Aguaytia con 89.1 MW debido a falla en el sistema de protección contra incendio.	60.01	59.40	0.61	89.1				43	111.00
12/05/2005	12:52	Desconectó la unidad TGN-4 de la C.T. Malacas con 81.1 MW por alta temperatura en el cojinete lado turbina.				81.1				44	100.80
13/05/2005	04:49	Desconectó la unidad TGN4 de la C.T. Malacas con 82 MW por falla en el sistema de control.	59.95	59.32	0.63	82.0				43	110.90
25/05/2005	00:58	Desconectó la unidad TGN-4 de la C.T. Malacas con 83.7 MW por falla debido a problemas en el sistema de control.		59.34		83.7				43	95.00
09/06/2005	04:56	Desconectó la unidad TGN-4 de la C.T. Malacas con 82.8 MW por actuación del sistema contra incendio correspondiente al sistema de aceite de lubricación, cuya causa no fue informada.	59.91	59.26	0.65	82.8				44	91.10
01/07/2005	00:08	Desconectó la unidad TGN-4 de la C.T. Malacas con 82.4 MW debido a falla en su sistema de control.		59.17		82.4				44	136.30
02/07/2005	14:13	Desconectó la unidad TGN-4 de la C.T. Malacas con 82.4 MW debido a falla en su sistema de control.		59.40		82.4				45	141.00
10/07/2005	14:45	Desconectó la unidad TG-1 de la CT. Aguaytia con 86.5 MW debido a baja presión de aceite del sistema de lubricación de cojinetes.		59.48		86.5				43	177.80
26/07/2005	04:15	Desconectó la unidad TG4 de la C.T. Malacas con 85 MW debido a falla en el sistema de control.		59.39		85.0				44	159.70
27/07/2005	05:45	Desconectó la unidad TGN-4 de la CT Malacas con 85.88 MW por falla en su sistema de control.	60.01	59.35	0.66	85.9			5	44	170.10
02/08/2005	09:46	Desconectó la unidad TGN4 de la C.T. Malacas con 82.27 MW debido a falla en el sistema de control.	60.09	59.38	0.71	82.3				45	194.70
03/08/2005	14:11	Desconectó la unidad TG4 de la C.T. Malacas con 81.81 MW por falla en el sistema de control.		59.50		81.8				45	171.60
30/08/2005	12:11	Desconectó la unidad TG-4 de la C.T. Malacas con 80.81 MW por falla en el sistema de control, cuando se encontraba operando por pruebas en su sistema de control.		59.46		80.8				45	174.40
EVENTOS DE DESCONEXION DE UNIDADES DE GENERACION ENTRE 100 Y 120 MW - DEL 01 ENERO AL 31 AGOSTO 2005 (MW)											
13/06/2005	18:14	Desconectó la unidad TG-7 de la C.T. Santa Rosa con 109 MW, por señal errónea del caudal de inyección de agua.		59.28		109.0				45	155.48
26/06/2005	10:38	Desconectó la unidad TG-7 de la C.T. Santa Rosa con 110.6 MW debido al disparo involuntario (error humano) del interruptor de 13.8 kV del generador, cuando se configuraban los parámetros críticos en el sistema de control		59.35		110.6				45	75.10
31/07/2005	11:57	Desconectó la unidad TG7 de la C.T. Santa Rosa con 115 MW por actuación de su protección diferencial de temperatura de la cámara de combustión por termocupla quemada.		59.09		115.0		0.7		44	102.89
EVENTOS DE DESCONEXION DE UNIDADES DE GENERACION MAYOR DE 120 MW - DEL 01 ENERO AL 31 AGOSTO 2005 (MW)											
17/01/2005	23:34	Se produjo la desconexión de la unidad TG-3 de la C.T. Ventanilla con 149.2 MW, debido a falla en la válvula de regulación de suministro de gas en el del nuevo pulmón implementado.	60.03	58.69	1.34	149.2		57.8		44	217.42
09/03/2005	17:41	Desconectó la línea L-2256 (Pachachaca - Yanango) de 220 kV en el extremo de Yanango, luego de un recierre monofásico no exitoso de la fase "S. Como consecuencia desconectó las CC.HH. Yanango y Chimay con 42 MW y 152 MW.	60.13	58.92	1.21	194.0		129.1		44	100.70
12/03/2005	22:06	Se produjo la desconexión de los grupos G1, G2 y G3 de la C.H. Cañón del Pato con un total de 128.39 MW por actuación de la protección del sistema excitación, por sobrecorriente y baja tensión en el generador. respectivamente.	60.18	59.42	0.76	128.4		7.7	25	44	94.38
19/04/2005	21:48	Desconectó la línea L-2257 (Yanango - Chimay) de 220 kV por falla monofásica a tierra en la fase "T" debido a descarga atmosférica.	59.88	58.99	0.89	151.6		79.6		44	161.14
19/04/2005	23:12	Desconectó la línea L-2257 (Yanango - Chimay) de 220 kV por falla monofásica a tierra en la fase "T" debido a descarga atmosférica.	59.69	58.96	0.73	121.3		61.0		44	109.88
05/05/2005	13:28	Desconectó la unidad TG-3 de C.T. Ventanilla con 152 MW por falla en la bomba de enfriamiento del generador.	59.91	59.01	0.90	152.0		15.9		44	139.65
13/05/2005	15:09	Desconectó la unidad TG-3 de la C.T. Ventanilla con 152 MW por actuación del relé F25 del generador debido a error humano.	59.95	59.02	0.93	152.0		3.8		44	100.03
11/07/2005	16:07	Desconectó la unidad TG3 de la C.T. Ventanilla con 159.71 MW debido a actuación de su protección "falla a tierra en el rotor" por causa que se investiga.	60.13	59.00	1.13	159.7		37.5		43	132.23
31/07/2005	08:28	Desconectó la unidad TG-4 de la C.T. Ventanilla con 158.85 MW, debido a falla en el sistema de excitación del generador.	59.87	58.93	0.94	158.9		67.3		44	168.13
31/08/2005	17:04	Desconectó la unidad TG-3 de la C.T. Ventanilla con 150 MW por falla cuya causa no fue informada.	60.02	59.01	1.01	150.0		189.0		43	211.01

2.3.2 Servicio complementario de reserva no sincronizada

Una razón que ha suscitado observaciones de algunos agentes del sector eléctrico, principalmente los que desarrollan actividades de generación, ha sido el hecho de que han visto restringidos sus ingresos por potencia de unidades térmicas de altos costos variables de producción, que los ha llegado a ubicar fuera del rango establecido a través del Margen de Reserva del SEIN.

Por estas razones, los referidos agentes han manifestado su preocupación y han evaluado la problemática surgida en torno a la pérdida de ingresos económicos de unidades de generación térmica del SEIN, que por ejemplo, prestan servicios de respaldo a otras unidades que fallan en su arranque, operan en casos de emergencia con arranques rápidos y auto-arranque, así como de compensación reactiva cuando se presentan bajas tensiones en el sistema y de regulación de frecuencia. En algunos casos, estos agentes han manifestado que se verían obligados a desmantelar sus unidades, o en todo caso, sutilmente han tramitado su renuncia a la autorización de generación que le fuera otorgada por el MEM.

Así, la ausencia de unidades de arranque rápido podría representar cambios en la programación del despacho y asignación de reserva rotante despachada por el COES, dado que no se contaría con la posibilidad de proveer hasta cierta cantidad de megavatios en un lapso corto de tiempo. Ello representaría un mayor costo de abastecimiento de la demanda y/o una menor confiabilidad del sistema eléctrico que se puede traducir como mayor energía no-suministrada.

Si bien la Reserva No Sincronizada no tiene tanto protagonismo como la Reserva Rotante, su presencia contribuye a elevar los niveles de seguridad al evitar que el sistema pase a un punto más vulnerable después de una falla que no puede ser controlada totalmente con la actuación de las unidades presentes en el sistema (por ejemplo, fallas en el arranque de unidades de gran potencia previas a la hora punta), en ese momento ayudando a llevar al sistema al estado de operación seguro. Su actuación también es sumamente importante ya que en muchos casos permiten reducir la energía no suministrada producto de una contingencia al permitir una reposición rápida de los suministros afectados. Un punto importante es el de la reserva de Arranque en Negro (o también llamado "*black start*"), este garantiza una reposición más rápida del sistema así como un arranque satisfactorio incluso cuando los parámetros del sistema se encuentren fuera de rangos normales producto de alguna perturbación severa. Estas situaciones descritas no son ajenas al SEIN por esta razón es necesario contar con estos SC.

Se puede distinguir dos tipos de reservas no sincronizadas o no conectadas a la

red: la reserva de arranque rápido y la reserva fría. La disponibilidad de unidades hidráulicas de embalse paradas, térmicas turbogás paradas o térmicas turbovapor paradas con calderas a temperatura de operación se le denomina reserva rápida ya que pueden ser activadas en tiempos del orden de minutos. En el SEIN, las unidades más empleadas bajo este régimen de operación son los Grupos hidráulicos de la CH Huinco, las unidades de la CH Malpaso, las dos unidades UTI y las unidades diesel del norte. En determinadas situaciones también se recurre a ordenar el incremento de carga de las unidades TV de la CT Ilo 1, ya que por necesidades locales, opera a mínima carga permanentemente.

Por otra parte, la reserva fría corresponde a las unidades apagadas, pero disponibles en el plazo de tiempo necesario. Con este servicio se pretende suministrar los incrementos necesarios cuando haya desviaciones entre la generación y la demanda, permitiendo recuperar las bandas de funcionamiento de la regulación de frecuencia y los niveles necesarios de reservas sincronizadas. Con esta acción se aseguraría la estabilidad e integridad del SEIN. Normalmente estas últimas son arrancadas acompañadas del respectivo redespacho del sistema para las horas restantes.

El requerimiento principal de cualquier instalación para el Arranque en Negro, es que los generadores involucrados se puedan arrancar, acelerar y conectar a la red local de suministro lo más rápido posible, luego de un apagón total en el área. Debido a la rapidez para entrar en servicio y tomar carga los generadores hidroeléctricos y los accionados por turbinas de gas son los más adecuados para recomponer el sistema y conectar la mayor cantidad de carga en el menor tiempo después de un apagón. El procedimiento consiste en arrancar unidades de capacidad adecuada y rápida puesta en marcha, para restablecer el suministro a los generadores adyacentes que estén disponibles y necesiten de esa energía para la normalización de sus instalaciones, conjuntamente con la conexión de sus cargas locales, y así reestablecer progresivamente el suministro a la mayor cantidad de usuarios, considerando las prioridades preestablecidas.

Por las razones descritas previamente, se hace necesario que el SEIN disponga de una reglamentación técnica con los reconocimientos económicos adecuados para garantizar la correcta operatividad de esta parte de los SC. En sistemas con fuerte participación hidroeléctrica, tal como es el caso del SEIN, debe prestarse especial atención de incluir, dentro de la discriminación de los conceptos de reserva, a aquellas unidades que son necesarias para cubrir la demanda durante años hidrológicos pobres.

En el siguiente capítulo, se propone una metodología para la remuneración de la potencia en reserva, con una discriminación en particular para aquellas unidades que pueden sincronizarse y tomar carga en tiempos cortos, llamada RNSE, bajo los conceptos que se describen a continuación.

Esta metodología se basa esencialmente en la RBP, consistente en pagos por potencia que garanticen el cubrimiento de la demanda, basados en el concepto de requerimientos medios para las centrales hidroeléctricas y en “*requerimiento térmico máximo*” (ante hidrología de alta probabilidad de excedencia) para grupos térmicos.

Por la metodología propuesta para su determinación, todas las centrales o unidades identificadas para ser remuneradas perciben el mismo pago por unidad de potencia disponible, sin discriminación por “*calidad*” de la potencia que ofertan disponible en el sistema. Este concepto se expresa gráficamente en la Fig. 2.14.

En esta, se esquematiza la situación de despacho para un día determinado, donde la línea de puntos marca la frontera entre las máquinas que resultan predespachadas en la programación diaria (o despachadas en la operación real). La suma de unidades Despachadas y de Reserva, constituye la potencia total a remunerar.

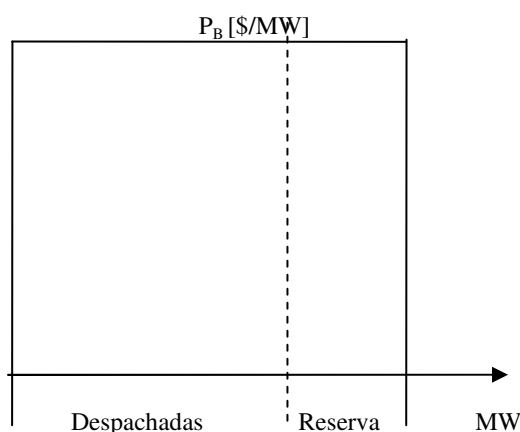


Fig. 2.14 Igualdad en el Pago por Potencia

Hasta este punto está implícita la hipótesis que todas las unidades pueden ingresar a operar en el mismo tiempo, ante una orden de despacho no programada. La realidad de los sistemas es que los tiempos de accesos son muy distintos, variando desde unos pocos minutos, hasta 12 horas o más. Dado que el concepto de remuneración de la potencia incluye, entre otros, la capacidad de la reserva de evitar o minimizar la energía no suministrada, derivada de los cortes de carga ante pérdidas intempestivas de generación o elementos de red, resulta evidente la necesidad de discriminar el pago por potencia de acuerdo con la velocidad con que

un generador puede reemplazar el suministro perdido ante la contingencia.

La “calidad” de la reserva es medida fundamentalmente por los tiempos de acceso, según el tiempo máximo para sincronizar a partir de la orden de despacho y la velocidad de toma de carga, de lo cual surge el concepto de remuneración de RNSE.

Eventualmente puede incorporarse un concepto de calidad relacionado con la ubicación de la reserva. Dependiendo de la “sofisticación” del modelo de confiabilidad utilizado para determinar los niveles de RNSE y su precio tope, se podrían determinar “factores nodales de confiabilidad”, teniendo en cuenta la red de transmisión y sus tasas de falla, que darían lugar a “Precios nodales de la potencia”. De esta forma se podría incorporar el concepto que, ante iguales condiciones en el tiempo de acceso, resulta más valiosa la reserva ubicada más “cerca” de la carga, de modo análogo a la discriminación de los precios de la energía por las pérdidas marginales que cada inyección produce en el sistema.

Dado que este concepto se basa en una discriminación de la calidad del servicio proporcionado por cada generador, resulta lógico redistribuir los pagos básicos de potencia según ese criterio, incentivando así a quienes ofertan calidad. Este concepto se esquematiza en la Fig. 2.15.

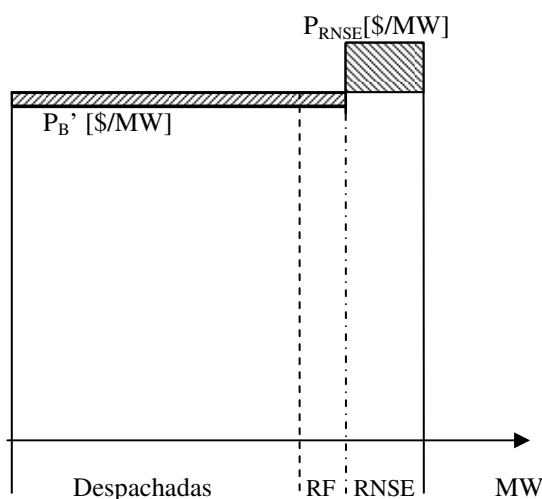


Fig. 2.15 Diferenciación del Pago por Potencia por RNSE

Así, los efectos de la asignación de RNSE resultan:

- La reserva parada total se descompone en RNSE y RF.
- Un aumento en el precio efectivo de las unidades asignadas a RNSE, de P_B a P_{RNSE} .
- Una disminución en el precio de la potencia base para el resto de las unidades de P_B a P_B' .

- Dentro de las unidades Despachadas o en RF, podrían haber unidades aptas para aportar RNSE pero no perciben esa remuneración, ya sea por estar despachadas (no constituyen reserva), o que porque su precio ofertado fue elevado.
- Las áreas sombreadas muestran la transferencia de recursos desde las unidades no asignadas a la RNSE y las asignadas.

2.3.3 Servicio complementario de regulación de tensión

El despacho de la Potencia Reactiva (para la Regulación de Tensión) de los generadores y del equipamiento de compensación, es necesario a efectos de mantener una adecuada calidad en el perfil de tensiones en el sistema eléctrico y de reducir la circulación de potencia reactiva por la red de transporte. Adicionalmente tiene un profundo impacto en la seguridad del sistema, ya que un sistema no puede operar de manera segura si no posee los niveles de tensión adecuados en las barras o si carece de reserva de potencia reactiva para casos de contingencia. La problemática que se levanta es que a diferencia de la potencia activa, la reactiva no puede viajar grandes distancias, provocando que para solucionar los problemas de tensión se tenga que recurrir a las fuentes locales o a las más cercanas para solucionar el problema. Este hecho impide el desarrollo de un mercado propiamente dicho por lo que el esquema que se implante tiene que tomar en cuenta esta realidad.

Estudios anteriores muestran que bajo determinadas condiciones, el SEIN puede operar en régimen no recomendable: Elevadas tensiones en las barras de la central Mantaro y más bajas en las barras de Lima, tal como se observa Fig. 2.17.

Esta problemática, origina una mayor circulación de potencia reactiva produciendo el incremento de pérdidas por la mayor circulación de corriente en las líneas. Pero aun más grave es el hecho de operar con márgenes reducidos de reserva de potencia reactiva que permitan soportar alguna contingencia tal como la pérdida de una línea de llegada a Lima en 220kV o la pérdida de un generador importante en Lima.

Este problema se ve empeorado con la declaración de algunas empresas generadoras en el sentido de una reducción en la capacidad de inyectar potencia reactiva debido a razones de calentamiento y reducción de la vida útil del estator de su unidad generadora. Estos hechos indican que es necesario desarrollar un reconocimiento más adecuado a la problemática del control de tensiones que tienda a solucionar estos problemas operativos.

Para que un SC pueda ser suministrado en forma competitiva, es necesario que el

mercado pueda determinar la cantidad óptima, el precio para la remuneración y las responsabilidades de los actores. Si se observa que no es posible la competencia, entonces es necesario regular los mecanismos de asignación y pago por dichos servicios. En el caso del control de tensión y suministro de potencia reactiva puede apreciarse que se trata de un problema de características fuertemente locales, siendo dificultoso encontrar en cada área una suficiente cantidad de oferentes que hagan competitivo el servicio.

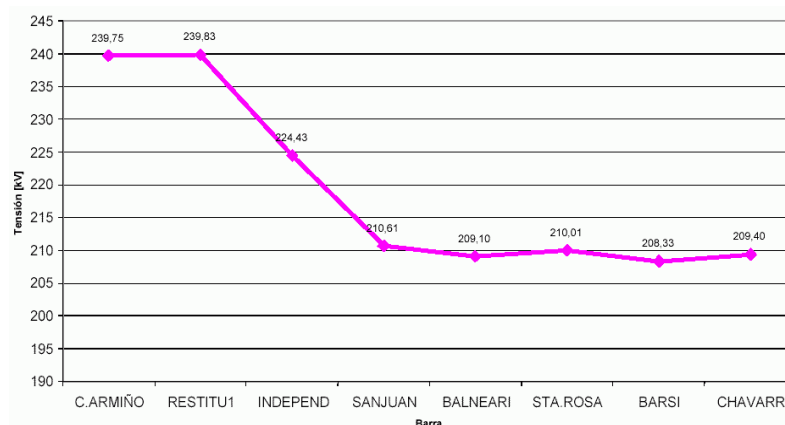


Fig. 2.17 Perfil de Tensiones en el Sistema Mantaro - Lima

Los proveedores de estos SC pueden ser, teóricamente, los generadores, transmisores o distribuidores. La propuesta que se desarrolla en el capítulo siguiente para el reconocimiento de este SC es una mejora al PR-N° 15 que el COES ha propuesto al MEM.

2.3.4 Conclusiones

Al respecto, de los SC en la actualidad, en el caso de la reserva rotante, el análisis de la problemática muestra la importancia de este servicio ante el número de eventos de pérdida de generación en el SEIN evitando o minimizando el deslastre de carga ayudando a preservar la integridad del sistema con la consiguiente reducción de perjuicio económico para los usuarios. Se observa que este SC posee un sistema de reconocimiento incipiente que no motiva la mejora del mismo como sería la tendencia a tener reserva distribuida en todas las unidades y la implementación de un sistema AGC para la reserva secundaria que actualmente es controlada de manera manual. La metodología, para la determinación de las remuneraciones, que se propondrá en el siguiente capítulo, promueve el desarrollo de un mercado de reserva rotante, ya sea incentivando a que los actores brinden el servicio, o mediante penalizaciones a quienes no lo hagan; este tipo de metodología funciona en un mercado como el nuestro, así como en un mercado de bolsa de energía.

Para el caso de la Reserva No Sincronizada, no existe reconocimiento alguno a pesar que, en determinadas situaciones, su actuación es fundamental para evitar desconexiones mayores permitiendo reducir los tiempos de reposición de las cargas interrumpidas. Coyunturalmente por el incremento de demanda todas las unidades se encuentran recibiendo remuneración por potencia, pero este hecho no debería retrasar la implantación de mecanismos de reconocimiento de pagos a unidades que brinden este servicio y que podrían estar en algún momento fuera del margen de potencia remunerable. Este tema esta siendo crítico pues ya no se cuentan con unidades de arranque rápido en la zona centro, tras la conversión a gas natural de la CT Santa Rosa. La metodología, para la determinación de las remuneraciones, que se propondrá en el siguiente capítulo, se basa esencialmente en la Remuneración Base de Potencia, consistente en pagos por potencia que garanticen el cubrimiento de la demanda, todas las centrales o unidades identificadas para ser remuneradas perciben el mismo pago por unidad de potencia disponible, sin discriminación por la “calidad” de la potencia que ofertan disponible en el sistema; esto brindará una señal para que existan unidades que brinden el servicio de reserva no sincronizada.

En cuanto a la regulación de tensión se ha podido disponer de una razonable cantidad de información técnica y económica que ha permitido concluir sobre la situación del SEIN. En términos generales se observa que existen muchos problemas en relación con este tema recurriendo con frecuencia a la generación forzada o fuera de mérito para solucionar el déficit de potencia reactiva en determinadas barras del sistema. Este tipo de problemas se presentan en los tres subsistemas: Centro, Norte y Sur. Desde el punto de vista económico, se entiende que no existen los incentivos económicos necesarios dado que por ejemplo no existe una banda reactiva obligatoria y que los generadores se ven compensados económicamente por toda la potencia reactiva generada, sin embargo, situaciones como la de remunerar por el lucro cesante no son reconocidos. En igual sentido los clientes libres y distribuidores que en ocasiones aportan por encima de su banda reactiva límite no son compensados. Adicionalmente, no se hace diferencia en los pagos por potencia reactiva generada en base a la ubicación zonal de los generadores, situación que no proporciona las señales económicas adecuadas ya que como se ha visto la problemática es distinta para cada zona analizada. La metodología, para la determinación de las remuneraciones, que se propondrá en el siguiente capítulo, es simple y eficaz pues incentiva con un ingreso al que contribuye con mejorar los

perfiles de tensión y penaliza al que causa perfiles de tensión bajos o factores de potencia bajos. En este caso no se puede llegar a definir un mercado de competencia perfecta (ideal), pues al ser este un SC netamente local, habría áreas operativas donde se establecerían monopolios.

CAPITULO III

PROPUESTA DE REMUNERACIÓN DE LOS SERVICIOS COMPLEMENTARIOS EN EL SEIN

En el presente capítulo se establecerán las propuestas que enmarcan los requerimientos de SC que deberían ser establecidos en el SEIN, para ello se pasará a describir las metodologías que más se ajustan con nuestra situación actual y que se encuentran contempladas dentro de nuestra normatividad, utilizando los criterios y descripciones que se han analizado en el capítulo anterior.

3.1 Reserva rotante

3.1.1 Propuesta del servicio de reserva rotante en el SEIN

Para poder garantizar la seguridad de la operación, la calidad del servicio y la confiabilidad en el SEIN es necesario prever el mantener la reserva rotante, para cubrir las eventuales contingencias que se puedan presentar en el sistema y que provoquen un desbalance de potencia. Esta reserva debe poseer una estructura tal, que actúe con tiempos propios de respuesta de cada uno de los componentes del sistema que la provean, ya sean éstos unidades generadoras con sus tiempos de acceso característicos o demandas interrumpibles con los tiempos de preaviso que correspondan. Por otra parte la reserva debe estar adecuadamente dimensionada para no incurrir en sobrecostos innecesarios para el mercado, y debe ser remunerada convenientemente de tal forma que incentive la participación de los diferentes agentes del mercado en estos servicios.

Es por ello, que se propone estructurar los servicios de reserva rotante del SEIN de la manera siguiente.

a) Reserva de segundos

Está formada por la reserva de potencia activa necesaria para garantizar la seguridad de la operación, dado que la disponibilidad y adecuada respuesta de esta reserva garantiza la continuidad del servicio, lo cual es interés de todos los agentes del SEIN, esta debe ser una reserva obligatoria a mantener. El cálculo de la reserva de este tipo debe resultar de una evaluación probabilística técnico-económica de los costos resultantes de la suma de los costos de mantenimiento de la reserva y de los costos de déficit en que se incurren en caso que se

presenten contingencias. Es necesaria en esta instancia la evaluación del comportamiento dinámico del sistema frente a cada una de las contingencias probables. Esta reserva está formada por:

a.1) Reserva rotante para RPF:

Reserva de potencia activa disponible en unidades de generación que participan de la RPF. Debe ser mantenida por las unidades en operación capaces de controlar la reserva disponible a través de su regulador de velocidad.

a.2) Rechazo automático de cargas:

Reserva de potencia activa disponible a través del rechazo automático de carga por mínima frecuencia.

b) Reserva de minutos

Está compuesta por la reserva de potencia activa necesaria para mantener la calidad del servicio eléctrico. Su actuación liberará la reserva de RPF activada previamente, permitirá la reconexión de las cargas eventualmente desconectadas por baja frecuencia y restablecerá la frecuencia a su valor nominal. El cálculo de la reserva necesaria de este tipo debe resultar de una evaluación probabilística bajo consideraciones de operación cuasi-estacionaria, la cual puede ser además una evaluación técnico-económica de los costos resultantes de la suma de los costos de mantener la reserva y de los costos de déficit en que se incurren en caso de contingencias. Esta reserva está formada por:

b.1) Reserva rotante para RSF:

Reserva de potencia activa disponible en unidades de generación que participan de la RSF y tienen capacidad disponible luego de cubrir su potencia firme y reserva para RPF. Las unidades que participen de esta reserva deben controlarse a través de sus variadores de carga, ya sea en forma manual o automática, con un AGC.

b.2) Reserva operativa (sincronizada o no sincronizada de acceso rápido):

Reserva de potencia activa disponible por una parte en unidades de generación sincronizadas que tienen capacidad disponible luego de cubrir su potencia firme, reserva para RPF y eventualmente reserva para RSF. Por otra parte puede ser mantenida en unidades no sincronizadas de acceso rápido que sean capaces de entrar en servicio y tomar carga rápidamente. Las unidades que participen de esta reserva deben controlarse a través de sus variadores de carga.

b.3) Rechazo manual de cargas:

Reserva de potencia activa disponible en demanda dispuesta a ser interrumpida siempre que exista un preaviso de algunos minutos.

c) Reserva de horas

Está compuesta por la reserva de potencia activa necesaria para mantener la calidad del servicio eléctrico, restablecer la economía del suministro y cubrir la demanda. Su actuación permitirá liberar las reservas de potencia activa activadas en periodos de tiempo de acceso menor y que estén limitadas en su actuación ya sea por disponibilidad de energía o por razones de economía. El cálculo de la reserva necesaria de este tipo debe resultar de una evaluación probabilística técnico-económica bajo consideraciones de operación cuasi-estacionaria. Esta reserva está formada por:

c.1) Reserva no sincronizada de arranque lento:

Reserva de potencia activa disponible en unidades térmicas no sincronizadas que sean capaces de entrar en servicio y tomar carga, con sus tiempos característicos de acceso, en algunas horas. Las unidades que participen de esta reserva deben controlarse a través de sus variadores de carga.

c.2) Rechazo programado de cargas (con preaviso de horas):

Reserva de potencia activa disponible en demanda dispuesta a ser interrumpida siempre que exista un preaviso de algunas horas.

Cabe señalar que en el Anexo 2 se establecen diferentes criterios para el establecimiento de la Reserva Rotante en el SEIN.

3.1.2 Desarrollo de criterios para la asignación de remuneración de la regulación primaria de frecuencia

a) Costo de la regulación primaria de frecuencia

El costo de la RPF queda definido por bloque horario en el despacho de reserva primaria. En cada bloque horario, el precio de la RPF refleja la relación entre la demanda, dada por el $W_{RP,opt}$, y la oferta dada por la reserva primaria disponible, a través de la RR para regulación primaria en máquinas térmicas y unidades hidroeléctricas, según la formula (3.1).

$$C_{WRP,h} = \frac{C_{MW,h} * W_{RP,desp,h} + C_{MWq,max,h} * KI * (W_{RP,opt,h} - W_{RP,desp,h})}{W_{RP,opt,h}} \quad (3.1)$$

Donde:

h: Bloque horario

$C_{MW,h}$: Costo marginal de la energía en el bloque horario "h"

que resulta en el despacho de reserva primaria.

$C_{MWq,max}$: Costo marginal asignado a la máquina térmica más cara en el SEIN.

KI : Factor de Impacto ($KI \geq 1$), que representa el impacto sobre el riesgo de falla de la falta de RPF y que es definido por el OSINERG.

$W_{RP,desp}$: Energía regulante para RPF asignada en el despacho de reserva rotante.

El costo de la RPF resultante dependerá de los valores alcanzados por el $W_{RP,opt}$ y por la $W_{RP,desp}$, los cuales determinarán si existe déficit en el despacho de RPF.

a.1) Sin Déficit de Regulación Primaria Óptima

Esta situación se da cuando la energía regulante de RPF despachada es igual, o mayor, que el requerimiento óptimo:

$$W_{RP,opt,h} \leq W_{RP,desp,h} \quad (3.2)$$

En un bloque horario, de no existir en el despacho de reserva primaria, Déficit de Regulación Primaria Óptima, para la aplicación de la formula (3.1) se considera la formula (3.3)

$$W_{RP,opt,h} = W_{RP,desp,h} \quad (3.3)$$

Y el Costo de la Energía para Regulación Primaria (C_{WRP}) estará dado por el costo marginal de la energía (C_{MW}), resultante de la generación y condiciones previstas en el despacho de reserva primaria.

$$C_{WRP,h} = C_{MW,h} \quad (3.4)$$

a.2) Con Déficit de Regulación Primaria Óptima

Cuando surge un Déficit de Regulación Primaria Óptima,

$$W_{RP,opt,h} > W_{RP,desp,h} \quad (3.5)$$

Aquí se incrementa el riesgo de cortes por encima del óptimo económico, por falta de reserva primaria para cubrir apartamientos, y se considera que la reserva de RPF faltante la aporta una máquina más cara.

Cuando surge Déficit de Regulación Primaria Óptima, el C_{WRP} está dado por el promedio entre el C_{MW} , ponderado por la reserva primaria despachada y el $C_{MWq,max}$, ponderado con la reserva primaria faltante ($W_{RP,opt} - W_{RP,desp}$) y un

factor de impacto KI.

b) Transacciones de reserva primaria

Las transacciones de reserva primaria corresponden al compromiso asumido en el despacho de participar en la RPF con una determinada reserva.

En el despacho económico, se tiene en cuenta la reserva primaria en cada máquina disponible para RPF, como una reducción en su capacidad máxima generable. Esta restricción adicional que se fuerza afecta el despacho económico del mercado, y en consecuencia el costo marginal de la energía incluye la reserva primaria.

Las transacciones por RPF tienen por objeto que quede reflejado en los ingresos de los generadores la participación de cada uno en la RPF, reduciendo su remuneración por energía en la medida en que aporta por debajo del porcentaje de reserva primaria que tiene como compromiso en cada una de sus máquinas, e incrementándola si aporta por encima.

Frente a la situación en que alguna unidad no participe en la RPF, por no estar habilitada al no cumplir con los requisitos exigidos, otra unidad debe hacerse cargo de su compromiso de reserva. La remuneración de RPF propuesta contempla pagar a quien aporte reserva por encima de su compromiso y penalizar a los que no lo hagan. Por otra parte al ser las penalizaciones superiores a lo que se paga a quien asume este compromiso de RPF adicional, se están dando las señales económicas para estimular la participación de todas las unidades en la RPF. Esto indica que estas transferencias de responsabilidad de participación en la RPF entre agentes sólo pueden darse cuando las unidades no están habilitadas.

La remuneración por energía de una máquina "q" teniendo en cuenta su reserva primaria para un bloque horario "h" resulta:

$$REM_{Wq,h} = REM_{WMEMq,h} + REM_{WRPq,h} \quad (3.6)$$

Donde:

$REM_{WMEMq,h}$: Remuneración de la energía vendida al mercado.

$REM_{WRPq,h}$: Ajuste por RPF, o sea por la reserva primaria que aporta.

Para cada bloque horario "h" en cada máquina "q", se debe calcular el ajuste por RPF en base al porcentaje de reserva para regulación primaria despachado en la máquina para aportar al sistema ($\%P_{RP,desp,q}$) y $\%P_{RP,opt}$.

$$REM_{WRPq,h} = C_{WRP,h} * W_{RP,desp,q,h} * KJ * (\%P_{RP,desp,q,h} - \%P_{RP,opt,h}) \quad (3.7)$$

Donde:

$W_{RP,desp,h}$: Generación prevista en el despacho de RPF vigente.

$C_{WRP,h}$: Costo de la RPF.

$\%P_{RP,opt,h}$: Porcentaje de reserva primaria que tienen como compromiso los generadores en el bloque horario "h".

$\%P_{RP,desp,q,h}$: Porcentaje de reserva primaria asignado a la máquina en el despacho vigente de reserva primaria.

KJ: Factor de penalización definido por el OSINERG, que representa el impacto sobre la calidad de la RPF por no mantener el porcentaje de reserva óptima para RPF.

$$KJ = 1 \quad \text{si} \quad \%P_{RP,desp,q,h} \geq \%P_{RP,opt,h}$$

$$KJ > 1 \quad \text{si} \quad \%P_{RP,desp,q,h} < \%P_{RP,opt,h}$$

Una de las formas de medir la calidad de la RPF es observando el error de la frecuencia de estado estacionario Δf luego de una perturbación en el sistema. El factor de penalización KJ resultaría entonces del cociente entre el error de frecuencia con reserva inferior a la óptima y el error de frecuencia con reserva óptima.

$$KJ = \frac{\Delta f_{RPFconcentrada}}{\Delta f_{RPFdistribuida}} \quad (3.8)$$

Si el porcentaje de reserva para RPF despachado es el óptimo resulta un ajuste por RPF nulo. Si es menor que el óptimo el ajuste es negativo representando una penalización por aportar una reserva menor al óptimo. Si es mayor que el óptimo el ajuste es positivo representando una remuneración por aportar por encima del óptimo.

El factor de penalización KJ representa el impacto sobre el desempeño de la RPF de despachar la reserva rotante para RPF en un valor inferior al óptimo. Se define el factor de penalización KJ con el objetivo de dar a los generadores las señales económicas adecuadas que estimulen su participación en la regulación primaria

de frecuencia.

La aplicación del factor de impacto KI en condiciones de déficit de reserva para RPF junto con el factor de penalización KJ se considera como señales económicas que estimulan la participación de todas las unidades en la RPF.

c) Saldo del servicio de regulación primaria de frecuencia

La RPF beneficia a todos los agentes del sistema, pero son los agentes distribuidores y clientes libres los que pagan por este servicio al pagar por la energía el costo marginal resultante del despacho que incluye la RR para RPF. Cualquier apartamiento respecto del porcentaje óptimo de reserva representa un cambio en el nivel de calidad de la RPF que debe reflejarse en una compensación económica a los agentes distribuidores y clientes libres en caso de mantenerse reservas menores a la óptima, o realizar un pago adicional en caso de reservas mayores.

Esta compensación o pago adicional se calcula para cada bloque horario “h” totalizando el $REM_{WRPq,h}$ de todas las máquinas.

$$SAL_{RPF,h} = \sum_q REM_{WRPq,h} \quad (3.9)$$

Donde:

q: Máquinas en el bloque horario “h”

$SAL_{RPF,h}$: Saldo de los ajustes por RPF en el bloque horario “h”

$REM_{WRPq,h}$: Ajuste por RPF de la máquina “q” en el bloque horario “h”

Al finalizar cada mes “m” se calcula el Saldo del Servicio de Regulación Primaria ($SAL_{RPF,m}$) totalizando los montos de los saldos de cada bloque horario.

$$SAL_{RPF,m} = \sum_h SAL_{RPF,h} \quad (3.10)$$

Donde: “h” los bloques horarios del mes “m”.

Este saldo usualmente se incluye en los pagos por los servicios asociados a la potencia. Si la reserva rotante para RPF se mantiene en el valor óptimo en todas las máquinas durante todo el mes este saldo es nulo. Si por el contrario se mantiene en promedio en un valor menor al óptimo el saldo es negativo, representado una disminución en los cargos por servicios asociados a la potencia a los distribuidores y clientes libres. Y si el saldo es positivo significará un cargo adicional.

3.1.3 Desarrollo de criterios para la asignación de remuneración de la regulación secundaria de frecuencia

a) Costo de la regulación secundaria de frecuencia

Para un bloque horario el Costo de la Energía para Regulación Secundaria (C_{wrs}) está dado por un porcentaje del costo marginal de la energía en el mercado que resulta en la operación diaria.

En los bloques horarios en que la RSF se asigna a una unidad hidroeléctrica el costo de la energía para regulación secundaria está dado por el porcentaje requerido por dicha central para realizar la RSF. En todos los otros casos, el porcentaje está dado por el porcentaje máximo para regulación secundaria definido por el OSINERG.

El Porcentaje Máximo para Regulación Secundaria es el valor tope del porcentaje del de mercado asignable para determinar el costo de la RSF. Lo define el OSINERG en base a las condiciones de competencia que existen en el mercado para brindar el servicio de RSF teniendo en cuenta la cantidad de centrales para la RSF.

b) Factor de eficiencia de la RSF

La RSF posee el máximo de efectividad si la frecuencia está en todo momento en el valor nominal, ya que en ese caso está siempre disponible el total de la reserva para la RPF asignada. Cuando la frecuencia, en valores medios, se aleja del valor nominal se produce una disminución de la reserva para RPF.

Dado un nivel de reserva para RPF (P_{RP}) con estatismo (E), la reserva dispuesta para la RPF se agota para una desviación media de la frecuencia igual a:

$$\Delta f_{\max} [pu] = P_{RP} [pu] * E[pu] \quad (3.11)$$

Cuando se agota la reserva para la RPF, resulta que la eficiencia de la RSF es nula.

Para valorizar la eficiencia de la RSF se puede calcular el Factor de Eficiencia Instantáneo ($FE_{RS,I}$) que mide la porción de la reserva prevista para la RPF efectivamente disponible.

$$FE_{RS,I} = 1 - \frac{\Delta f_{Filt}}{\Delta f_{\max}} \quad (3.12)$$

Donde:

Δf_{Filt} : Desviación filtrada de la frecuencia;

Δf_{\max} : Desviación de frecuencia que agota la reserva para RPF.

Cuando la desviación filtrada de la frecuencia (Δf_{Filt}) iguala la Δf_{max} , el $FE_{RS,I}$ es nulo. En cambio, cuando la frecuencia media coincide con la nominal el factor de eficiencia es igual a uno.

El factor de eficiencia del bloque horario ($FE_{RS,h}$) se calcula realizando un promedio en el bloque horario de los valores absolutos de las desviaciones filtradas de la frecuencia.

El OSINERG deberá definir el valor mínimo para el Factor de Eficiencia del bloque horario para la RSF ($FE_{RS,h,min}$) y el Δf_{max} .

En una primera etapa de aplicación del factor de eficiencia se podría considerar el $FE_{RS,h,min} = 0$. Si el análisis de los registros de frecuencia y de la respuesta de las unidades asignadas a RSF muestra que se presentan condiciones técnicas que limitan la actuación de la RSF, se debe redefinir el valor del $FE_{RS,h,min}$.

c) Cálculo del factor de eficiencia del bloque horario de la RSF

Para determinar el factor de eficiencia horario de la RSF se debe seguir el siguiente procedimiento.

- Adquirir la señal de frecuencia.
- Filtrar la desviación de la frecuencia con un filtro pasabajos.
- Realizar el promedio en el bloque horario de los valores absolutos de las desviaciones filtradas de la frecuencia ($\Delta f_{Filt,h}$).
- Calcular el factor de eficiencia para un bloque horario "h" con la formula (4.13).

$$FE_{RS,h} = 1 - \frac{\Delta f_{Filt,h}}{\Delta f_{max}} \quad (3.13)$$

d) Transacciones de regulación secundaria

Las transacciones de RSF corresponden al aporte de reserva entregado en cada bloque horario.

La W_{RS} está dada por la correspondiente al $\% P_{RS,desp}$ salvo que la reserva restante real disponible sea menor en cuyo caso está dado por la reserva restante real disponible para RSF.

La reserva secundaria a remunerar ($W_{RS,C}$) en una central que participa en la RSF se calcula de acuerdo a su modo de participación:

- Si del despacho resulta una única central asignada a la RSF, su reserva secundaria a remunerar es igual a la W_{RS} .
- Si un grupo de centrales resulta asignado al control conjunto de RSF, la reserva secundaria a remunerar en cada una de ellas se calcula repartiendo la W_{RS} proporcionalmente a la reserva restante real disponible para RSF en cada central.

La remuneración por RSF de la central "c" asignada teniendo en cuenta su reserva secundaria a remunerar resulta:

$$REM_{WRS,C,h} = C_{WRS,h} * W_{RS,C,h} * \max(FE_{RS,h}, FE_{RS,h,\min}) \quad (3.14)$$

Donde:

$W_{RS,C,h}$: Reserva a remunerar aportada por la central para RSF

$C_{WRS,h}$: Costo marginal de RSF que resulta del despacho de generación vigente.

$FE_{RS,h}$: Factor de eficiencia del bloque horario.

$FE_{RS,h,\min}$: Factor de eficiencia mínimo.

e) Saldo del servicio de regulación secundaria

Los agentes consumidores del mercado deben pagar por el servicio de RSF. Al finalizar cada mes "m" se debe calcular el monto total a pagar por RSF, denominado Saldo del Servicio de Regulación Secundaria ($SAL_{RSF,m}$), integrando la $REM_{WRS,C,h}$ de todos los bloques horarios del mes.

$$SAL_{RSF,m} = \sum_h \sum_{C(h)} REM_{WRS,C,h} \quad (3.15)$$

Donde:

h: Los bloques horarios del mes "m".

C(h): La central o las centrales que tienen asignado el servicio de RSF en el bloque horario "h".

Este saldo usualmente se incluye en el sobrecosto del despacho por mantenimiento de reserva de corto plazo.

3.1.4 Simulación del impacto tarifario de la reserva rotante.

Un tema importante a tratar es la de poder revisar en cuanto afectaría a la tarifa el establecer el servicio de reserva rotante como SC, el presente numeral tienen como objetivo resolver este tema.

Cabe puntualizar que estas simulaciones están referidas al tema de la denominada

“Energía Regulante”, no así al reconocimiento de potencia que es tratado en otra sección conjuntamente con todos los aspectos relacionados con la potencia.

La idea de las simulaciones es la de identificar los siguientes efectos a nivel global de los servicios de RPF y RSF:

- Impacto que tendría sobre la tarifa, para la demanda, en el mercado mayorista, o sea determinar el orden de magnitud de dinero que paga la demanda a través de los costos marginales.
- Comparación de los montos recaudados con los pagados a quienes efectivamente prestan el servicio.
- Identificar como se distribuyen entre los generadores los beneficios por costo de oportunidad.
- Analizar el impacto sobre los costos marginales de la forma de distribuir la RPF entre las diferentes centrales del sistema peruano (una sola central, varias centrales y todas las centrales).
- Comparar la situación actual con lo que se propone en este trabajo, respecto de la remuneración de los servicios.

La idea es la de comparar distintas simulaciones del SEIN utilizando el modelo PERSEO, las bases de datos utilizadas para las fijaciones tarifaria y algunas hipótesis adicionales para modelar los aspectos pretendidos.

Las evaluaciones se basan en evaluar el usufructo o la pérdida del mismo del costo de oportunidad de la generación.

a) Bases de las evaluaciones y procedimiento

La propuesta se basa en los siguientes conceptos:

a.1) Valor óptimo de RPF (energía regulante):

Es determinado por cálculos previos basados en la minimización de costos asociados a la seguridad de servicio y de los costos de suplir un determinado nivel de reserva. No está dentro de los alcances de este trabajo de investigación determinar los valores óptimos de RPF, motivo por el cual las simulaciones se realizan sobre la base de los utilizados actualmente en el SEIN, del orden del 1%.

a.2) Obligatoriedad de RPF:

El cumplimiento de la RPF, por razones de seguridad, es obligatorio para todos los generadores. Esto significa que deben aportar al sistema un porcentaje de RPF, respecto a su generación establecida.

a.3) Transferencia de la obligación de RPF y compensación económica:

Dado que por distintas razones algunas unidades generadoras no pueden o

no les conviene cumplir con brindar RPF, se permitirá que el requisito obligatorio pueda transferirse a otras unidades mediante un mecanismo de compensación económica de este servicio.

a.4) *Compensación económica a generadores que operan por fuera del requisito obligatorio:*

Se reconocen tres situaciones:

- Se cumple estrictamente con el requisito obligatorio, esto implica que ni paga ni cobra por servicio de RPF.
- Aporta RPF por encima del requisito obligatorio, esto se aplica el principio de lucro cesante por pérdida de costo de oportunidad. Este principio permite compensar económicamente y equitativamente a quienes aportan a la RPF por encima de su mínimo obligatorio (cuando le es requerido), ya sean generadores térmicos o hidráulicos por verse obligados a operar fuera de la situación de despacho óptimo que les permite usufructuar el mejor costo de oportunidad.
- Aporta RPF por debajo del requisito obligatorio, se debe pagar por el servicio de RPF por la parte que no cumple.

a.5) *Valor de la RPF:*

El valor de la RPF (medida como energía regulante en \$/MWh) que se utiliza para las unidades por encima o por debajo del requisito mínimo se determina en base al costo marginal del bloque correspondiente considerando la restricción de RPF más un término que considere el apartamiento de la energía regulante óptima total respecto de la ejecutada total. Esta fórmula permitirá penalizar a los que no cumplen con el requerimiento y compensar a los que aportan por encima de su requerimiento obligatorio. De esta forma se brinda una señal en el sentido de asegurar las condiciones de seguridad óptima establecida.

b) *Simulaciones realizadas*

A los efectos de evaluar el impacto de la propuesta en relación con la RPF se han realizado las siguientes simulaciones utilizando el programa PERSEO con los datos en relación con el SEIN y con los acondicionamientos ad-hoc que se consideró oportuno realizar para simular los efectos buscados.

Cuando se habla de impacto se refiere al efecto que tendría sobre: las tarifas, el despacho económico, despacho de RPF, y las transacciones económicas en relación con los agentes de mercado.

Las simulaciones que se realizaron son:

- *Caso 1:* Sin RPF. La utilización de esta simulación tiene como objetivo central tomar una referencia de las implicancias sobre los costos marginales del sistema sino se tuviese obligación de RPF.
- *Caso 2:* Con RPF 45 MW solo concentrada en Huinco. Permite conocer el impacto de la RPF en comparación con el caso 1.
- *Caso 3:* Con RPF 1 % distribuida en todas las centrales hidráulicas y térmicas. Se utiliza para analizar el impacto de distribuir la reserva en forma hipotética entre todas las centrales que generan y sirve de base para determinar los costos de oportunidad.
- *Caso 4:* Con RPF distribuida en 4 centrales Hidráulicas (Huinco: 12 MW, Charcani: 9 MW, Matucana: 4 MW, Carhuaquero: 9 MW). Se analiza el impacto de contar con la misma reserva que el caso b) pero distribuida en 4 centrales.
- *Caso 5:* Con RPF y RSF con el mismo valor de 1%.

c) Análisis de resultados de las simulaciones

c.1) Comparación del Caso 1 con el Caso 2

TABLA N° 3.1 Comparación del Caso 1 con el Caso 2

Barra	Diferencia CM actualizado promedio ponderado (Con RPF – Sin RPF). [%]
Balnearios 6	0.5269
Callahuanca	0.2873
Carhuamayo	0.4236
Carhuaquero	0.2005
Caripa 138 K	0.3029
Chavarría 2	0.4466
Chiclayo 22	0.2000
Huancavelica	0.5187
ICA 220	0.5588
San Juan 22	0.5366
Santa Rosa	0.4696
Trujillo 22	0.2322
Ventanilla 22	0.4436
Zapallal 22	0.4575
Aricota 66	0.4575
Azángaro	0.4827
Combapata	0.4956
Dolores Pata	0.4112
Juliaca 138	0.5729
Machupicchu	0.4094
Socabaya 13	0.4951
Tacna 220	0.5362
Tintaya 138	0.5362
Toquepala E	0.5707
Ilo2 220	0.5316
Promedio	0.4441

La utilización de esta comparación tiene como objetivo observar las

implicancias sobre los costos marginales del sistema, respecto de sino se tuviese la obligación de RPF. En la TABLA N° 3.1, se observa las diferencias de precio en las distintas barras del SEIN.

Aquí se resume, para aproximadamente 50 barras del SEIN, las diferencias obtenidas de las simulaciones en los Costos Marginales Promedios Ponderados de la situación con RPF solo en Huinco respecto de la situación Sin RPF. Se observa lo siguiente:

- El análisis se ha realizado para la hipótesis de aproximadamente 1% de RPF, la cual en principio parece baja. Aun así se obtiene un aumento en la tarifa no despreciable, que esta asociado a un cierto nivel de seguridad.
- Como era de esperarse los costos marginales con RPF son superiores a sin RPF. Se observa un rango de variaciones siempre positivo que va entre 0.1% a 0.6% con un promedio no ponderado de aproximadamente 0.4%.
- El monto anual asociado a la RPF para una energía facturada de aprox. 21 930 GWh y a un costo marginal promedio anual ponderado estimado de 30 US\$/MWh, será del orden de US\$ 2 700 000.

Resumen de los antecedentes sobre la remuneración de RPF durante el 2004:

- Las centrales que aportaron el servicio de RPF son Huinco principalmente y en menor medida Charcani y mucho menor medida Matucana.
- En el año 2004 percibieron por dicho servicio un total de S/. 3 000 000 (US\$ 880 000).
- Por lo tanto según el análisis realizado en base a simulaciones de los US\$ 2 700 000 que pagó la demanda por RPF solo recibieron las centrales que aportaron el servicio unos US\$ 880 000 y el resto se distribuyó entre los restantes generadores que no aportaron a la RPF.

Comentarios:

- El sobrecosto simulado y obtenido representa mayores ingresos para los generadores desde el punto de vista que aumentan los precios spot y de referencia para los contratos. Este sobrecosto de los precios esta determinado a costos marginales y que por sus características no-lineales función de la potencia, esto significa un importante

reconocimiento por el servicio de RPF que finalmente pagan los clientes.

- Con el análisis realizado se corrobora que efectivamente la tarifa a los clientes incluye un sobrecosto asociado al servicio de RPF que es un monto bastante significativo. Si se lo compara con la remuneración por energía que reciben las centrales hidroeléctricas es del orden del 2.4 %.

Si se compara con la situación actual considerando que el servicio de RPF solo lo presta Huinco y en menor medida Charcani estos reciben en concepto de remuneración montos muy inferiores (US\$ 880 000) a los que esta pagando la demanda (US\$ 2 700 000) y la diferencia la reciben el resto de los generadores que en realidad no aportan al servicio de RPF y debieran transferirlo a las centrales que efectivamente prestan el servicio.

c.2) Comparación del Caso 4 con el Caso 1

El objetivo de esta comparación es determinar los costos para la demanda asociados con la RPF distribuida entre 4 centrales hidroeléctricas. En la TABLA N° 3.2 solo se presentan las barras más importantes desde el punto de vista de la demanda de Lima y alrededores.

TABLA N° 3.2 Comparación ente el Caso 4 con el Caso 1

Barra	Diferencia CM actualizado promedio ponderado (Con RPF – Sin RPF) en [%]
San Juan 22	1.5381
Santa Rosa	1.4894
Ventanilla	1.4769

Resumidamente se pueden realizar los siguientes comentarios:

- El análisis se ha realizado para la hipótesis de aproximadamente 1% de RPF distribuido entre las 4 centrales mencionadas por un total 34 MW.
- Como era de esperarse los costos marginales con RPF son algo superiores al caso sin RPF, en mucho mayor medida que el caso con respecto cuando la totalidad de la RPF esta concentrada en Huinco.
- Como puede apreciarse las diferencias estimadas de costos marginales respecto del servicio de RPF son aproximadamente del orden 1,5 %.
- El monto anual asociado a la RPF para una energía facturada de aproximadamente 21 930 GWh y a un costo marginal promedio anual ponderado estimado en forma conservadora de 30 US\$/MWh, será del orden de US\$ 9 600 000.

- Por lo tanto la demanda en este caso la demanda abonará del orden del cuádruple por el servicio de RPF que en el caso cuando el servicio de RPF esta concentrado en Huinco.

c.3) Comparación del Caso 3 con el Caso 1

El objetivo de esta comparación es determinar los costos para la demanda asociados con la RPF distribuida todas las centrales. En la TABLA N° 3.3 solo se presentan las barras más importantes desde el punto de vista de la demanda de Lima y alrededores.

TABLA N° 3.3 Comparación del Caso 3 con el Caso 1

Barra	Diferencia CM actualizado promedio ponderado (Con RPF Distr. Todas – Sin RPF) en [%]
San Juan 22	0.4231
Santa Rosa	0.6986
Ventanilla	0.7893

Resumidamente se pueden realizar los siguientes comentarios:

- El análisis se ha realizado para la hipótesis de aproximadamente 1% de RPF distribuido entre las todas las centrales mencionadas por un total 34 MW.
- Como era de esperarse los costos marginales con RPF son algo superiores al caso sin RPF, en mucho mayor medida que el caso con respecto cuando la totalidad de la RPF esta concentrada en Huinco y en menor medida cuando esta distribuida en solo 4 centrales hidroeléctricas.
- Como puede apreciarse las diferencias estimadas de costos marginales respecto del servicio de RPF son aproximadamente del orden 0.65 %.
- El monto anual asociado a la RPF para una energía facturada de aproximadamente 21 930 GWh y a un costo marginal promedio anual ponderado estimado en forma conservadora de 30 US\$/MWh, será del orden de US\$ 4 270 000.
- Por lo tanto la demanda en este caso la demanda abonará del orden del doble por el servicio de RPF que en el caso cuando el servicio de RPF esta concentrado en Huinco y del orden de la mitad cuando la RPF esta distribuida entre las 4 centrales hidroeléctricas.
- Si bien la RPF resulta más conveniente técnicamente distribuirla entre la mayor cantidad de centrales posibles, resulta en el caso peruano que los costos marginales para el sistema podrían ser mayores.

c.4) Comparación del Caso 5 con el Caso 2

El objetivo de esta comparación es determinar los costos para la demanda asociados con la RSF y RPF, como diferencia del caso 2 que solo contempla la RPF. En la TABLA N° 3.4 solo se presentan las barras más importantes desde el punto de vista de la demanda de Lima y alrededores.

Resumidamente se pueden realizar los siguientes comentarios:

- El análisis se ha realizado para la hipótesis de aproximadamente 1% de RPF y 1% de RSF, las cuales en principio parecen bajas.
- Como era de esperarse los costos marginales con RSF son algo superiores al caso sin RSF, en mucha menor medida que las diferencia observada en el caso de con RPF respecto del caso sin RPF.
- Como puede apreciarse las diferencias estimadas de costos marginales respecto del servicio de RSF son aproximadamente del orden 0.07 %.
- El monto anual asociado a la RPF para una energía facturada de aproximadamente 21 930 GWh y a un costo marginal promedio anual ponderado estimado de 30 US\$/MWh, será del orden de US\$ 460 000.

TABLA N° 3.4 Comparación del Caso 5 con el Caso 2

Barra	Diferencia CM actualizado promedio ponderado (Con RPF y RSF – Con RPF). [%]
San Juan 22	0.0680
Santa Rosa	0.0821
Ventanilla	0.0726

3.1.5 Conclusiones

De lo propuesto se pueden obtener las siguientes conclusiones.

- Cualquiera sea el esquema de distribución de la RPF entre las unidades generadoras, resulta para la demanda un costo aproximado, por tal servicio, que puede ir de los US\$ 2 700 000 a US\$ 9 600 000.
- Es necesario establecer las reservas de RPF y RSF, para lo cual vemos que la situación del Caso 5 (distribución del 1% de RPF y RSF entre todas las unidades) es la más adecuada desde el punto de vista de la seguridad del SEIN.
- Esta estructuración (Caso 5) significa un incremento (sobrecosto) para el usuario de aproximadamente US\$ 460 000 anuales (respecto del escenario actual) este valor proviene del aumento del 0.1% del costo marginal, según se aprecia en la TABLA N° 3.4, por lo cual se concluye que este monto no es representativo para la tarifa y conlleva a que si se tomará esta decisión el beneficio obtenido por seguridad y calidad sería mayor.

- Los actuales valores recaudados por el servicio de reserva rotante superan al valor de las remuneraciones que perciben las centrales que efectivamente realizan el servicio, principalmente en la CH Huinco. Ocasionando que la mayor parte abonada por la demanda se distribuye entre los generadores que no aportan al servicio de RPF y la menor parte a quienes efectivamente lo prestan.
- Se comprueba que la demanda, a través de la tarifa, tiene incorporado el pago del servicio por RPF y RSF; y que el aumento del costo marginal paga en forma significativa el valor de la energía regulante.
- Se comprueba que efectivamente el uso del concepto de *“Pérdida de Usufructo de Costo de Oportunidad”* es un mecanismo válido para establecer un sistema de remuneraciones (mercado) para compensar económicamente a quienes aportan a los servicios de RPF y RSF por encima de su obligación.
- La metodología establecida, funciona de manera adecuada en Argentina, debido a las similitudes entre ambos mercados, esto sumado a los criterios ya vertidos nos lleva a confirmar que esta es la correcta manera de realizar una propuesta de remuneración para el SC de reserva rotante.

3.2 Reserva no sincronizada

3.2.1 Propuesta del servicio de reserva no sincronizada en el SEIN

La metodología propuesta para el cálculo de la **Remuneración Base de Potencia y Reserva no Sincronizada de Emergencia**, asignada a las unidades térmicas y centrales hidráulicas del SEIN, proporciona un método basado en conceptos técnicos y económicos, sustentables para atender los siguientes requerimientos:

- Cubrir la demanda en las horas de punta.
- Reserva térmica suficiente para cubrir eventos de baja disponibilidad de recurso hídrico.
- Reserva para cubrir eventos de falla, tendiente a minimizar los costos totales (operación + falla).

Como resultado del procedimiento se obtienen los siguientes resultados:

- La asignación de la RBP para cada una de las unidades del SEIN y su costo total.
- La asignación de la RNSE para cada una de las unidades del SEIN habilitadas para este servicio.
- Régimen remuneratorio y asignación de los porcentajes de reserva que pueden ofertar los clientes libres que se postulan para ser habilitados como Clientes Libres Interrumpibles (Demanda Interrumpible)

3.2.2 Remuneración de la potencia disponible en reserva

Se describen a continuación los mecanismos conducentes a remunerar la capacidad disponible en el sistema y que conducen a los objetivos planteados.

Los generadores percibirán una remuneración básica por contar con la potencia disponible, que permita abastecer la demanda en todo momento en operación normal y remuneraciones adicionales relativas a la calidad de la reserva que proporcionan para cubrir la demanda ante eventos de falla en el sistema.

a) Remuneración base de potencia

La RBP a los generadores consiste en un pago a unidades térmicas e hidráulicas, por un servicio que remunera la disponibilidad para operar, destinada a cubrir la demanda de punta. La misma se remunerará, en forma independiente del despacho real, en las hrp al \$PB. Este precio será determinado en base a la anualidad de inversiones de un equipo nuevo apto para cubrir la punta y de acuerdo con lo establecido en la LCE y el Reglamento.

En principio pueden adoptarse las horas del bloque horario de punta utilizado en las fijaciones tarifarias por el modelo PERSEO (del orden de 125 horas mensuales). Por lo tanto cada unidad que recibe la RBP queda obligada a operar según los requerimientos del COES-SINAC dentro de las restricciones operativas declaradas por el generador.

Las centrales hidroeléctricas recibirán una remuneración equivalente a su requerimiento medio, en las hrp en el denominado Despacho de Hidrología Media, determinado en base a un modelo de simulación de la operación de mediano – largo plazo (en nuestro caso el PERSEO). Para todas las crónicas se determinará la ETAH y el valor esperado de las mismas (ETAHmedio).

Para determinar la potencia a remunerar a las centrales hidroeléctricas, pueden considerarse dos posibilidades:

- Determinar el valor medio de todas las crónicas, de la potencia despachada en las hrp.
- Identificar la crónica que presenta una ETAH más próxima al valor esperado de ETAHmedio.

Las centrales térmicas recibirán una remuneración derivada del Despacho de Requerimiento Térmico Máximo. Este despacho se obtendrá por simulación del mismo para una cronología hidrológica considerada “pobre”, esto es, que tenga una probabilidad de excedencia elevada (p.e. 95%). Para determinar dicha hidrología, se ordenarán por el valor creciente de producción hidroeléctrica anual ETAHmedio. La remuneración asociada a las potencias requeridas bajo este

escenario, tenderá a limitar la duración de cortes de demanda ante años hidrológicos de baja afluencia.

Adicionalmente, se remunerará al \$PB a la potencia disponible de toda unidad térmica que no reciba total o parcialmente la remuneración de potencia por el Despacho de Requerimiento Térmico Máximo y que a su vez entregue potencia firme en el predespacho diario o en la operación real⁶. Se remunerará la potencia correspondiente al valor de la potencia efectiva neta, en la medida que la misma resulte firme en las horas en que se paga la potencia.

Las unidades o centrales con potencia comprometida en contratos de exportación no recibirán RBP por la potencia comprometida en dichos contratos.

a.1) Modelo y Base de Datos

Se utilizará el modelo de Optimización y Simulación de mediano-largo plazo vigente (PERSEO). Tomando los resultados de la simulación realizada, se aplica el procedimiento que se describe a continuación para el período coincidente con la fijación tarifaria llevada a cabo por el OSINERG⁷, utilizándose la misma base de datos, con las siguientes consideraciones especiales:

- El modelo debe considerar los márgenes óptimos de reserva rotante (RPF, RSF y operativa) como restricciones al despacho. En caso de no ser esto posible, la demanda prevista se incrementará en dichos márgenes de reserva.
- Se considera el programa de mantenimiento anual.
- Al equipamiento ingresante se lo considerará sólo a partir de su habilitación comercial.
- A cada unidad se la considera con su potencia efectiva neta afectada por la disponibilidad informada, calculada en base a su estadística de falla, o en su defecto la mejor información disponible, sin descontarle ningún margen para regulación de frecuencia.
- Los costos de producción de unidades térmicas se consideran mediante los costos variables reconocidos.
- Se deben representar las restricciones que afectan la capacidad de transporte y las posibilidades de llegar con la oferta disponible a los

⁶ Se considerará como potencia firme si puede entregar la potencia efectiva durante un lapso de al menos cinco horas en el día en que es convocada al despacho

⁷ Si bien las determinaciones por potencia debieran ser llevadas a cabo por el COES-SINAC, debido a su actual composición resulta razonable disponer dicha tarea en un organismo que pueda considerarse independiente

nodos con demanda. Para ello se considerarán las restricciones incluidas en la fijación tarifaria.

- Los límites de transporte no contemplan ningún margen afectado por la regulación de frecuencia.

a.2) Despacho de Hidrología Media

El objeto es determinar la remuneración a los generadores hidráulicos, durante las horas que se remunera la potencia. La metodología que se describe a continuación permite calcular la potencia esperada (media), obtenida como promedio de todas las series hidrológicas en las hrp, y de tal forma establecer la potencia sobre la cual existirá el compromiso de disponibilidad.

Para este despacho se consideran las siguientes pautas:

- Se utiliza el modelo y la base de datos descritos en el ítem anterior.
- Para las centrales hidráulicas no incluidas en el modelo, con cronologías de aportes, se utilizará la energía media histórica anual con una distribución típica mensual resultante de la historia disponible de cada una.
- Se ajustará el modelo de manera tal que los niveles de embalses modelados al fin del período de simulación sean, para cada cronología hidrológica, idénticos a los iniciales. De no ser posible imponer esta condición en el modelo, las energías medias de las centrales asociadas a los embalses modelados se ajustarán considerando las diferencias de nivel inicial y final con su valor energético asociado.

Como resultado del modelo de simulación, se obtendrá para cada central hidroeléctrica “i” la Potencia Base “PBHi,m” igual a la potencia media despachada en las horas de remuneración de la potencia (bloque horario de punta) de cada mes. La Potencia Base Mensual total a remunerar en el mes “m” se obtendrá como suma de las potencias base de todas las centrales presentes. Esto se aprecia en la formula (3.16).

$$\mathbf{PBHT,m = \Sigma PBHi,m} \quad (3.16)$$

La propuesta está basada inicialmente en la actual definición de los bloques horarios utilizados en las fijaciones tarifarias llevadas a cabo por el OSINERG. Sin embargo sería conveniente llevar a cabo un estudio específico enfocando en detalle la forma de la curva de carga.

El criterio de diferenciar los pagos por potencia por mes, obedece a las características hidrológicas del sistema, con períodos de estiaje y avenida

pronunciados. De esta forma se enviarán señales adicionales a los generadores térmicos para que ubiquen sus mantenimientos preventivos en los meses de mayor disponibilidad hídrica.

El valor de $PBHi,m$ para centrales no modeladas, se obtendrá como el valor medio mensual histórico de la potencia generada en las horas de remuneración de la potencia. Este valor se ajustará en cada determinación anual incorporando los datos del último año.

En caso que la aplicación del modelo PERSEO fuese objetable para este fin por las simplificaciones que pudiese incluir y que proporcione resultados sensiblemente alejados de los observados en la operación real en el despacho del bloque de punta, se propone un método alternativo para el cálculo de la potencia media despachada, basado en registros históricos:

- Como resultado del modelo de simulación, se obtendrá para cada central hidroeléctrica, la potencia media despachada PHi,m en cada mes. De la observación de la operación histórica se determinará el factor de empuntamiento como:

$$Kemp_i = PPHP_{i,m} / PHHi_{i,m} \quad (3.17)$$

Donde:

$PHHPi,m$: Potencia media histórica despachada en el mes m en las horas que se remunera la potencia.

$PHHi,m$: Potencia media histórica despachada en el mes m .

- La Potencia Base en Reserva a remunerar de cada central resultará:

$$PBHi,m = Kemp_i * PHi,m \quad (3.18)$$

- El monto total de potencia hidroeléctrica a remunerar en el mes “ m ”, como suma de las potencias medias de todas las centrales presentes.

$$PBHTm = \sum PBHi,m \quad (3.19)$$

a.3) Despacho de Requerimiento Térmico Máximo

El objeto es determinar la potencia total a remunerar a los generadores térmicos e identificar las unidades involucradas, durante las horas que se remunera la potencia. Para ello se considera que deben ser remunerados aquellos generadores que aportan al despacho en años hidrológicos escasos, definidos en base a una probabilidad de excedencia elevada. De esta forma, recibirán remuneración por potencia base en reserva, en cada mes, aquellos generadores térmicos que resulten despachados por el modelo de simulación, un mínimo de horas mensuales bajo las condiciones especificadas.

Esta simulación se llevará a cabo bajo las siguientes pautas:

- Se utilizan los datos descriptos en el apartado anterior, afectando a la demanda por el factor KDEM.
- Para las centrales hidráulicas no modeladas con cronologías de aportes, se utilizará su energía mensual correspondiente a una probabilidad de excedencia del PREX% o, de no disponerse del detalle mensual, la energía anual asociada a esa probabilidad con una distribución mensual típica.
- Se utilizan los niveles iniciales de los embalses previstos al 1° de mayo de cada año.
- Se llevará a cabo una simulación para la crónica hidrológica seleccionada para determinar el equipamiento térmico a considerar en el cubrimiento de la punta.

El factor KDEM será próximo a uno y permitirá a la autoridad contemplar mayores pagos por potencia a máquinas existentes en el sistema con bajo tiempo de utilización y que no resultan remuneradas por potencia, especialmente en situaciones en las cuales no se prevé el ingreso de unidades nuevas en un horizonte previsible.

Valores típicos usuales para PREX% están entre el 90 y el 95 %. Este puede ser un parámetro sujeto a ajuste por parte del OSINERG.

De la simulación se obtiene el requerimiento a cada unidad térmica para cubrir el bloque de punta, en cada mes y para la crónica seleccionada. Se presentan dos posibilidades:

- Considerar los despachos a lo largo de todo el año en una única cronología, la que cumpla con la probabilidad de excedencia especificada.
- Identificar, para cada mes, cual es la cronología que cumple con el criterio de probabilidad de excedencia. En este caso, la remuneración resultará, en general, mayor que en el anterior.

Con los despachos de cada unidad se determina el PTMAXm. Para calcular este valor se identificarán, para cada mes, todas las unidades térmicas con potencia media generada en las horas que se remunera la potencia, superior al KET% de la potencia efectiva de la unidad, obteniéndose:

$$PTMAXm = \sum PTEi / PTi,m > KET * PTEi,m \quad (3.20)$$

Siendo:

PTEi : Potencia efectiva neta de la unidad i.

$PT_{i,m}$: Potencia despachada de la unidad i en el bloque de punta del mes.

KET: Participación mínima en el cubrimiento de la punta. Este factor podrá tomar un valor de, por ejemplo, 10 % y será un parámetro de ajuste a considerar en las simulaciones del mercado de capacidad.

La potencia térmica $PT_{MAX,m}$ determinada en el despacho de máximo requerimiento térmico, sumada a la potencia base hidráulica $PB_{HT,m}$ determinada en el despacho de media, dará el total de potencia a remunerar en el mes " m ".

A los grupos térmicos que resultan a lo largo del año requeridos por el despacho en más del, por ejemplo, 80% de su periodo de disponibilidad, evaluado mensualmente, se los considera como "*Generadores Térmicos de Base*" y se les asigna en todos los meses su Potencia Disponible Neta.

Este parámetro responde al criterio de fomentar a las unidades de mayor eficiencia y por lo tanto mayor presencia en el despacho real.

a.4) Remuneración a generadores

Cada generador percibirá en el mes " m ", percibe una remuneración dada según:

Central hidroeléctrica

Todas las centrales hidroeléctricas percibirán mensualmente una remuneración total dada por:

$$RB_{Hi,m} = \$PB * FPP_i * PB_{Hi,m} [\$/\text{mes}] \quad (3.21)$$

Donde:

FPP_i: Factor de pérdida de potencia en la barra donde se conecta el generador i .

En la operación real la central verá reducida su remuneración en la proporción que reduzca su potencia disponible debido al mantenimiento preventivo de sus unidades. Esta reducción operará solamente cuando la indisponibilidad, total o parcial, se verifique en las horas que se remunera la potencia. Si bien las indisponibilidades por mantenimiento han sido consideradas en el modelo, se propone esta regla a fin de incentivar que los mantenimientos cortos sean llevados a cabo fuera del horario de punta.

No se aplicarán reducciones por indisponibilidad fortuita, ya que la potencia a remunerar ha sido determinada en base a energías medias generadas que ya consideran la indisponibilidad media de la central.

La remuneración total a generadores hidroeléctricos resulta, en el mes “m”, la suma de todas las remuneraciones individuales:

$$\mathbf{RBHTOTm = \Sigma RBHi,m} \quad (3.22)$$

Unidad térmica

Todas las unidades térmicas identificadas en el Despacho de Requerimiento Térmico Máximo percibirán mensualmente una remuneración total dada por:

$$\mathbf{RBTi,m = \$PB * FPPi * (1 - Fli) * PTEi} \quad [\$/\text{mes}] \quad (3.23)$$

Donde:

FPPi: Factor de pérdida de potencia en la barra a la cual se conecta el generador “i”, promedio de las horas en que se remunera la potencia. Este factor de pérdidas puede ser un valor previsto por simulación para el mes “m”, o bien se pueden utilizar los valores medios en las horas en que se remunera la potencia, resultantes de la operación real, calculados a mes vencido

Fli: Factor de indisponibilidad fortuita de la unidad “i”

PTEi: Potencia efectiva neta de la unidad “i”

En la operación real, la unidad no percibirá remuneración cuando resulte indisponible por mantenimiento preventivo en las horas que se remunera la potencia. Los factores de indisponibilidad fortuita son aplicados, al considerarse como requerimiento térmico el derivado de la potencia efectiva de la central.

La remuneración total a generadores térmicos resulta, en el mes “m”, la suma de todas las remuneraciones individuales:

$$\mathbf{RBTTOTm = \Sigma RBTi,m} \quad (3.24)$$

La RBP total a generadores será para el mes “m”:

$$\mathbf{RBTOTm = RBHTOTm + RBTTOTm} \quad (3.25)$$

b) Reserva no sincronizada de emergencia

Dado que la reserva de potencia presente en el sistema puede tener distintos tiempos de acceso, resulta de interés, a fin de minimizar la energía no suministrada ante eventos fortuitos, contar con reserva de acceso rápido. Este concepto no es contemplado en la RBP disponible.

A continuación se propone un procedimiento para la programación, asignación de RNSE y remuneración del servicio de arranque rápido por emergencia del SEIN.

La propuesta está basada en un documento borrador de procedimiento técnico enfocado sobre la reglamentación de este servicio, elaborado por el COES-

SINAC. En general se coincide con la metodología formulada, salvo algunos aspectos que se puntualizan. Los criterios básicos del servicio son los siguientes:

- Las unidades de RNSE forman parte de la Reserva Fría del Sistema.
- La capacidad de generación debe estar disponible en menos de 10 minutos y a plena carga en 30 minutos.
- La habilitación técnica, por parte del COES-SINAC, para proporcionar el servicio se lleva a cabo en función del tiempo de acceso y velocidad de toma de carga especificada.
- El Coordinador dispone su puesta en servicio para prevenir o mitigar estados de emergencia por déficit de potencia.
- La asignación de reserva se lleva a cabo mediante un mecanismo de ofertas de precios de los generadores habilitados.
- Se determinan precios máximos a reconocer por el servicio de RNSE, calculados en base a un modelo probabilístico que evalúe los costos de energía no suministrada.
- En la programación de la RNSE objetivo, se aplicará una metodología probabilística considerando el nivel de riesgo utilizado para la asignación de reserva rotante.
- En la programación semanal de la operación, el COES-SINAC determinará la RNSE diaria (eventualmente por bloque horario), según la metodología probabilística de acuerdo al nivel de reserva rotante, la forma de la curva de carga, la incertidumbre del pronóstico de demanda, la disponibilidad y tasas de falla del parque generador, la disponibilidad y tasas de falla del sistema de transmisión y los montos de reserva rotante no regulante previstos.
- El costo de RNSE estará compuesto por dos términos, uno por la disponibilidad de potencia y otro por energía efectivamente generada en caso que la unidad sea requerida para entrar en servicio de emergencia.
- Los generadores sin RNSE asignada compensan a los generadores que la proporcionan.
- Se establece un régimen de penalizaciones por incumplimiento.
- Se establece un mecanismo de participación de los clientes libres para aportar RNSE, en condiciones similares a los generadores (demanda interrumpible).

b.1) Programación de la RNSE

Niveles de RNSE

- RNSE mínima, calculada por el COES en la programación de corto plazo, para evitar racionamientos debidos a perturbaciones pequeñas que agoten la reserva rotante.
- RNSE objetivo, determinada en la programación de mediano plazo para no superar un nivel máximo de riesgo operativo predefinido.
- En la programación diaria el COES ajustará los valores previstos de RNSE en la programación semanal.

El modelo probabilístico permitirá determinar los costos operativos y de energía no suministrada, en función de la disponibilidad de reserva de acceso rápido, obteniéndose los siguientes resultados:

- Nivel óptimo de RNSE.
- Factores de ponderación por ubicación de la RNSE.
- Beneficio por reducción de la energía no suministrada en función del menor tiempo de acceso de la reserva. En este punto se compararán los costos de déficit asociados a contar con RNSE, respecto de los tiempos medios de acceso de la reserva lenta.
- Precio máximo de la RNSE.

Costo de la RNSE

Estará compuesto por dos términos, uno por disponibilidad de potencia y otro por energía efectivamente generada en caso que la unidad sea requerida para entrar en servicio de emergencia. Se asume que la unidad recibe, independientemente de su participación en la RNSE, el Ingreso Garantizado por Potencia Firme y además, si debe operar en emergencia, recibe inicialmente un ingreso equivalente al de cualquier máquina que cubre demanda a precio de mercado. Por lo tanto el costo de la RNSE está definido por los sobrecostos atribuibles a la RNSE que se agregan a los mencionados ingresos básicos de la unidad.

El precio máximo de la RNSE (Costo fijo en “*stand by*”), se determinará en función de las diferencias en el costo de energía no suministrada sin contar con reserva de acceso rápido y el que resulta de considerarla. Esta valorización se obtendrá por medio del modelo mencionado más arriba.

El costo operativo por energía efectivamente generada se considera formado por costos fijos y variables. El costo fijo operativo tiene en cuenta el costo de arranque–parada y el costo de baja eficiencia durante rampas de carga y

descarga. Los costos variables operativos (totales) son los reconocidos por el mercado para la unidad.

El monto a reconocer por los costos variables operativos resultará de la energía generada valorada al CV y deducido al pago que recibiría la unidad por esa energía a precio de barra.

b.2) Selección de unidades para RNSE

Criterios generales

- Se elaboran diferentes listas de mérito para suministrar el servicio de RNSE en las programaciones de mediano y corto plazo.
- El despacho de unidades habilitadas se lleva a cabo según una lista de mérito para RNSE en “stand-by”.
- El orden de arranque de las máquinas en caso de emergencia se lleva a cabo según una lista de mérito para operación.
- La programación diaria determina dos listas de mérito: una para RNSE en “stand-by” y otra para operación de la RNSE.

Lista de mérito mensual para RNSE en “stand-by”

- Al principio de cada mes se reciben las ofertas de RNSE, válidas para todos los días del mes.
- Se establece la asignación económica de las unidades calificadas para el servicio de RNSE.
- Las unidades asignadas en la lista se ordenan según orden creciente de sus costos en stand-by hasta completar la RNSE objetivo, para la máxima potencia de demanda horaria prevista para el mes.
- Se determina el precio máximo de referencia mensual de la RNSE en conjunto, con el nivel objetivo de la misma.

Lista de mérito semanal para RNSE en “stand-by”

- El COES-SINAC podrá ajustar el precio máximo de referencia mensual de la RNSE y la reserva objetivo, si en la semana se prevén alteraciones importantes en las hipótesis adoptadas en el modelo mensual. En este caso, al principio de la semana se reciben las ofertas de RNSE, válidas para todos los días de la semana.
- Realizada en función de precios ofertados y disponibilidad de las unidades calificadas para RNSE, tomando en cuenta el precio máximo de referencia mensual.
- Se utiliza como base para la programación de las unidades que conformarán RNSE cada hora de los siete días de la semana.

Lista de mérito diaria para RNSE en “stand-by”

- Se corrige la lista de mérito semanal de RNSE en “stand-by”, eliminando para el día en cuestión aquellas máquinas despachadas económicamente, las que estén indisponibles o informen que retiran su oferta para RNSE o las que no resultan despachables por indisponibilidad del sistema de transmisión
- Se elabora una lista de mérito preliminar, en función de las ofertas y disponibilidad de las unidades calificadas para RNSE, con el mismo criterio de competencia de precios utilizado anteriormente y sin tener en cuenta posibles limitaciones de ofertas de áreas exportadoras (capacidad de transmisión remanente horaria del sistema de interconexión).
- Se elabora una lista de mérito diaria para RNSE “en stand-by” con el mismo criterio de las anteriores y considerando todas las limitaciones.
- Unidades asignadas en la lista según orden creciente de sus costos “en stand-by” hasta completar la RNSE objetivo, para cada hora o hasta un valor de RNSE tal que el precio de corte horario de la RNSE iguale al precio máximo de referencia mensual.
- El precio ofertado de la última unidad, la más cara, asignada define el precio de corte horario de la RNSE.
- Se utiliza como base para el despacho de las unidades que conformarán la RNSE cada hora del día.

Lista de mérito para operación de la RNSE

- Elaborada diariamente en base a un criterio de competencia de precios ofertados entre las unidades despachadas para RNSE.
- Unidades asignadas en la lista para arrancar y sincronizar según orden creciente de sus costos totales operativos.
- En caso de unidades que presenten el mismo costo operativo, se selecciona utilizando un factor de calificación técnica de la RNSE, que califica la eficacia de unidad para generar su potencia efectiva dentro de un lapso de 30 minutos.

b.3) Despacho de la RNSE

Pautas principales a seguir por el COES para el despacho horario de RNSE siguiendo los criterios y metodologías de ofertas y despacho enumerados anteriormente.

- Para cubrir el programa horario de RNSE, el COES asignará las unidades generadoras de acuerdo al ordenamiento de la lista de mérito diaria de RNSE, hasta completar el nivel de potencia requerido, se alcance el precio máximo de referencia mensual o no queden más ofertas de RNSE. De acuerdo a la cantidad de reserva ofertada y disponible, podrá resultar una reserva despachada horaria menor que la RNSE objetivo requerida.
- Cada vez que se realice una reprogramación de la generación, se deberá efectuar el control y adecuación de la RNSE.
- En el PDO se informará el precio de corte horario de la RNSE en “*stand by*”.
- Se despachará diariamente la RNSE hasta el monto horario programado o un valor inferior si el precio de corte horario supera el precio máximo de referencia mensual.
- Los costos operativos de las unidades de RNSE en operación durante emergencias operativas, no son consideradas en la determinación del costo marginal de energía en barras de generación.
- La RNSE “*en stand-by*” se remunerará en cada hora, a todas las unidades despachadas por este motivo, al precio de corte horario para el SEIN.
- La energía generada por la RNSE durante estados de emergencia operativa, se remunerará a cada unidad generadora de manera de cubrir los costos operativos totales, reconocidos a dicha unidad.

b.4) Compensación por el servicio de RNSE

Los generadores sin RNSE asignada compensan a los generadores que la proporcionan. El costo total del servicio de RNSE en una hora resulta de la suma de:

- Costos fijos horarios: precio de corte horario de la RNSE “*en stand-by*” multiplicado por el monto horario de RNSE.
- Costos operativos eficientes reconocidos: por energía generada de aquellas unidades de la RNSE que operaron durante esa hora a pedido del COES-SINAC por una emergencia.

El costo diario total por RNSE “*\$RNSETd*” resultará de la integración de los costos horarios mencionados a lo largo del día.

El conjunto de las unidades generadoras **que no fueron asignadas al servicio** de RNSE durante el día abonará los costos totales, por emergencias

operativas debidas a fallas de generación o de transmisión

Un punto importante que se debe aclarar es que las empresas de transmisión ya tienen su propio régimen de penalizaciones por falla, definido en su contrato de concesión. Aplicar pagos adicionales significaría una superposición de penalizaciones por un mismo concepto.

Los costos diarios por servicio de RNSE se prorratearán entre los generadores que no fueron convocados a aportar el servicio en el proceso de licitación, en proporción a los cobros por potencia del día correspondiente.

El **pago diario a abonar por RNSE de cada generador “i” que no fue asignado al servicio** será determinado de acuerdo a la siguiente fórmula:

$$\text{CDRNSE}_i = \$\text{RNSET}_d * (\text{RB}_{i,m} / \text{RBTOT}_m) * (\text{HRP}_d / \text{HRP}_m) \quad (3.26)$$

Donde:

RB_{i,m}: RBP en el mes “m” correspondiente al generador “i”

RBTOT_m: RBP total correspondiente al mes “m”

HRP_d: Horas en que se remunera la potencia en el día “d”

HRP_m: Horas en que se remunera la potencia en el mes “m”

Así, se estarían redistribuyendo las remuneraciones por potencia de acuerdo a la contribución que hace cada generador para proporcionar reserva rápida.

b.5) Penalizaciones

- Una unidad generadora que no cumpla con su compromiso en operación real, ya sea por motivos propios de la unidad o por falla del sistema de transmisión que la vincula con la carga, perderá la remuneración correspondiente a ese día en forma proporcional a la potencia incumplida a partir del momento en que debió entrar en servicio.
- Aquellas unidades que no sincronicen o no alcancen la potencia asignada como reserva dentro de los tiempos comprometidos o que no permanezcan suministrando la potencia asignada durante los tiempos comprometidos, quedarán automáticamente excluidas de participar en la provisión del servicio de RNSE durante las siguientes dos semanas.
- Si, conforme a lo dispuesto en el párrafo anterior, la unidad falló en su compromiso más de tres veces consecutivas o cinco alternadas, se le considerará inhabilitada para participar de la RNSE por un semestre.
- Frente a situaciones de déficit de oferta de RNSE, el COES podrá integrar la lista de mérito diaria con unidades “penalizadas”.

- Se definirá un régimen de calificación en función de los incumplimientos de cada unidad al requerimiento del servicio, que conduzca a un factor (que inicialmente valdrá 1.0 para todas las unidades) el cual afectará a la remuneración por el servicio. Este factor se recalculará mensualmente.

b.6) RNSE adicional

En la programación de corto plazo, un Integrante del Sistema podrá solicitar para un área la asignación de RNSE adicional a la despachada por el COES. El costo de esta RNSE adicional será solventado por el solicitante.

b.7) Demanda interrumpible para RNSE:

Los clientes libres que estén dispuestos a cortar parte de su demanda con un preaviso mínimo de 20 minutos podrán ofertar en el mercado de RNSE en conjunto con los generadores. Se considera un tiempo medio entre los requerimientos a los generadores de preaviso para sincronización y funcionamiento a plena carga

Dado que la interrupción de demanda no implica costos operativos a cubrir, se establecen algunas condiciones particulares de participación de las demandas interrumpibles:

- La demanda interrumpible aceptada para cubrir el servicio en un día determinado, percibirá por la potencia ofertada el precio sancionado, más una remuneración equivalente al costo medio operativo resultante de la operación de la RNSE en el último año
- La demanda interrumpible aceptada para cubrir el servicio en un día determinado ocupará el primer lugar en la lista de mérito para operación de la RNSE. En caso de haber más de un cliente, el orden se establecerá en sentido inverso a los valores ofertados para RNSE “en stand by”.

b.8) Reserva fría de horas

Bajo el mismo mecanismo descrito más arriba, podría definirse un segundo escalón de velocidad de acceso de la reserva parada, por ejemplo con tiempos de acceso de horas (cuatro horas o menos). De cualquier modo, tanto los montos como las características en cuanto a tiempo de acceso, deberá surgir de un análisis específico tanto de la importancia de esta reserva (estudios de confiabilidad), como de las posibilidades reales de suministrar el servicio con la composición actual del sistema.

c) Participación de la demanda en los pagos por potencia base

Los usuarios participarán en el pago de la RBP en proporción a su demanda, en las horas en que se remunera la potencia. Así, para cada mes “*m*”, a cada demanda “*j*” (distribuidor o cliente libre) le corresponderá un cargo por potencia base dado por:

$$\text{CPOTB}_{j,m} = \text{RBTOT}_m * \text{FPP}_j * (\text{Ehrp}_{j,m} / \text{EhrpSIS}_m) \quad (3.27)$$

Donde:

RBTOT_m: RBP a los generadores, total del mes “*m*”

FPP_j: Factor de pérdida de potencia en la barra a la cual se conecta la demanda “*j*”

Ehrp_{j,m}: Energía consumida por el cliente “*j*” en el mes “*m*”, en las horas que se remunera la potencia

EhrpSIS_m: Energía consumida total en el sistema en el mes “*m*”, en las horas que se remunera la potencia

Al afectar las remuneraciones y pagos por potencia por los factores de pérdidas, se producirá una diferencia entre los pagos totales y los cobros de los generadores. La diferencia entre pagos y cobros será siempre positiva y, estrictamente, es un costo variable asignable a la transmisión. Si este concepto no estuviese previsto en el ingreso tarifario de la empresa de transmisión, parece conveniente eliminar ese excedente, aplicando uno de estos mecanismos:

- No aplicar los factores de pérdidas a los pagos a realizar por la demanda, manteniendo la diferenciación entre generadores.
- No aplicar los factores de pérdidas en ningún caso.

Los generadores abonarán los pagos por potencia asociados a sus contratos de suministro.

3.2.3 Simulación del impacto tarifario de la reserva no sincronizada

Para tener una estimación de los costos asociados a la aplicación de la metodología descrita para el pago de la potencia base en reserva, se han llevado a cabo simulaciones con el modelo PERSEO, con la información utilizada en la fijación tarifaria de mayo 2005, para las 39 cronologías hidrológicas disponibles. El período de optimización comprende el periodo 2004-2007.

Se simula la RBP para el año 2004, utilizando los resultados del modelo para ese año.

a) Despacho de hidrología media

Se determinó en primera instancia la energía hidroeléctrica total anual, producida en cada una de las cronologías y se determinó el valor medio, resultando este de

18 690 GWh/año.

Se seleccionó la cronología con la energía hidráulica más próxima al valor medio, resultando la cronología N° 12 con 18 671 GWh/año

Se determinaron los valores para cada central hidroeléctrica de la PBHi,m como la potencia media despachada en las horas de remuneración de la potencia, supuesto este como el "bloque 1" definido en el modelo. En la TABLA N° 3.5 se muestra el total de potencia despachada en el bloque de punta, para los meses de 2004, en correspondencia con la potencia PBHT,m a remunerar.

TABLA N° 3.5 Potencia despachada

Potencia Total Hidroeléctrica en HRP [MW]											
ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SET	OCT	NOV	DIC
2 572	2 477	2 551	2 559	2 506	2 328	2 307	2 254	2 157	2 220	2 309	2 493

b) Despacho de requerimiento térmico máximo

Se determinó, en primera instancia, la energía hidráulica total anual, producida en cada una de las cronologías y se determinó el valor medio, resultando este de 18 690 GWh/año. Observando también la energía hidráulica total anual, se identificó la segunda y tercera hidrologías más pobres.

La segunda más pobre (cronología N° 31) resultó con una energía hidráulica anual de 17 371.4 GWh, con una probabilidad de excedencia del 94.9% (37/39*100).

La tercera más pobre (cronología N° 27) resultó con una energía hidráulica anual de 17 649.8 GWh, con una probabilidad de excedencia del 92.3% (36/39*100).

Se identificaron las unidades térmicas despachadas en cada mes y se integraron las respectivas potencias efectivas, obteniéndose el total mensual de potencia térmica a remunerar PTMAXm. En las TABLA N° 3.6 y TABLA N° 3.7 se muestran los valores obtenidos y la potencia total a remunerar en cada mes del año 2004, para las dos cronologías consideradas.

TABLA N° 3.6 Resultados obtenidos para la Cronología 31

Potencia Base en Reserva: Cronología N° 31, Prob excedencia 94,9 %												
	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SET	OCT	NOV	DIC
HIDRO [MW]	2572.1	2477.4	2550.9	2559.3	2506.5	2328.1	2307.0	2253.5	2157.1	2219.6	2309.3	2493.2
TÉRMICO [MW]	431.8	320.6	401.7	530.8	603.7	782.1	787.5	787.5	935.8	935.9	719.1	719.1
TOTAL [MW]	3004.0	2798.0	2952.6	3090.1	3110.2	3110.3	3094.5	3041.0	3092.9	3155.5	3028.3	3212.2

Para la cronología 31, la potencia total a remunerar, potencia media ponderada por las horas que se remunera la potencia en cada mes, resulta de 3 057 MW mientras que para la cronología 27 resulta de 3 033 MW. Se observa que la adopción de una u otra probabilidad de excedencia no tendrán mayor incidencia sobre el costo total de potencia base (0.8%).

TABLA N° 3.7 Resultados obtenidos para la Cronología 27

Potencia Base en Reserva: Cronología N° 27, Prob excedencia 92,3 %												
	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SET	OCT	NOV	DIC
HIDRO [MW]	2572.1	2477.4	2550.9	2559.3	2506.5	2328.1	2307.0	2253.5	2157.1	2219.6	2309.3	2493.2
TÉRMICO [MW]	448.0	320.6	401.7	530.8	456.9	627.5	757.6	757.6	836.5	837.1	837.1	880.7
TOTAL [MW]	3020.2	2798.0	2952.6	3090.1	2963.4	2955.6	3064.6	3011.1	2993.5	3056.6	3146.3	3373.8

c) Precio de la potencia

Se toma como caso base de análisis para determinar el precio de la potencia, los costos de capital de una unidad turbogas nueva, con las características indicadas en la TABLA N° 3.8, donde los valores están dados en dólares americanos.

TABLA N° 3.8 Costos de capital de una unidad TG

Potencia	200	MW
Vida Útil	20	años
Costo Unitario	450 000	US\$/MW
Tasa	12.00%	%
Inversión Total	90 000 000	US\$
Anualidad	12 049 090	US\$/año
Precio Potencia	60 245	US\$/MW año
	5 020.5	US\$/MW mes
	39.9	US\$/MW hrp

Se observa que el precio a aplicar a la potencia disponible en las horas que se remunera la potencia (1 510 horas/año), resulta de 39.9 US\$/MW.

El valor indicado del costo unitario de un equipo de punta, es solo a los fines indicativos y con el objeto de tener una idea de los órdenes de magnitud de los costos totales por potencia que la metodología propuesta implicaría para el sistema.

d) Remuneración a generadores

En la TABLA N° 3.9, junto a la potencia a remunerar y las horas que se remunera la potencia en cada mes, se indica la RBP mensual, en millones de dólares, para la cronología N° 27.

TABLA N° 3.9 RBP mensual

Remuneración Base por Potencia: Prob. exc. 92,3 %. Precio de la potencia 39,9 \$/MW hrp												
	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SET	OCT	NOV	DIC
POTENCIA [MW]	3020	2798	2952	3090	2963	2955	3064	3011	2993	3056	3146	3373
HRP [horas]	125	125	135	115	130	125	120	130	130	130	125	120
Remuneración [M\$]	15.06	13.95	15.90	14.18	15.37	14.74	14.67	15.62	15.53	15.85	15.69	16.15

Para el caso base resulta un monto de 182.7 millones de dólares.

En la TABLA N° 3.10 se muestra la remuneración total anual junto a los valores ejecutados en el año 2004 con la metodología vigente en el mercado.

TABLA N° 3.10 Remuneración total anual

Precio de la Potencia: 39,9 \$/MW hrp	
Pagos por potencia. Ejecutado 2004	US\$ 155 344 347
Pagos por potencia. Simulado	US\$ 182 723 127
Incremento %	17.6%
Incidencia en Precio medio de energía (Ejecutado)	US\$/MWh 7.91
Incidencia en Precio medio de energía (Simulado)	US\$/MWh 9.30

Allí puede observarse que, de aplicarse la metodología propuesta y para los parámetros adoptados para la determinación del precio de la potencia, la remuneración por este concepto se incrementaría en un 17.6 % (US\$ 27,4 millones). En términos de incidencia del costo de potencia sobre la tarifa media, para una energía total comprada de 19 652.6 GWh, los pagos por potencia ejecutados representan aproximadamente 8 US\$/MWh; pasando a 9.3 US\$/MWh con la metodología propuesta (aumento de 1.3 US\$/MWh).

En otro escenario para el precio de la potencia, basado en una inversión unitaria de 400 US\$/kW, manteniendo la misma vida útil y tasa de retorno del capital, los pagos por potencia disminuirán según TABLA N° 3.11.

Los montos indicados fueron calculados sin afectar la remuneración de las unidades térmicas por sus respectivos factores de disponibilidad a fin de tener una cota superior del costo de la potencia. Suponiendo un factor de indisponibilidad promedio del 96%, la remuneración se reduce en aproximadamente un 0.8 % respecto de los valores calculados.

TABLA N° 3.11 Remuneración total anual para otro caso

Precio de la Potencia: 35,5 US\$/MW hrp	
Pagos por potencia. Ejecutado 2004	US\$ 155 344 347
Pagos por potencia. Simulado	US\$ 162 420 557
Incremento %	4.6%
Incidencia en Precio medio de energía (Ejecutado)	US\$/MWh 7.91
Incidencia en Precio medio de energía (Simulado)	US\$/MWh 8.26

3.2.4 Escenario actual de la reserva no sincronizada

El actual incremento de la demanda del SEIN ha llevado a que se estén atravesando periodos en los cuales la Reserva No Sincronizada, en el escenario de la Fig. 3.1 vendría dada por los 221 MW, es muy baja por lo que el SEIN esta expuesto ante una contingencia a realizar racionamiento de carga.

Para este escenario, se observa que en el caso se debiese indisponer la L-2215 (Paramonga Nueva – Chimbote 1), las unidades que brindarían Reserva No Sincronizada darían un total de 30 MW valor menor al del flujo de interconexión que es de 49 MW, por lo que habría un déficit de potencia de 20 MW que quedarían sin suministro. Cabe resaltar que la RR para esta área es nula, pues si bien teóricamente hay 146 MW, para efectos prácticos este valor es nulo pues en hora

punta todas las unidades estarían generando a su máxima capacidad estacional⁸.

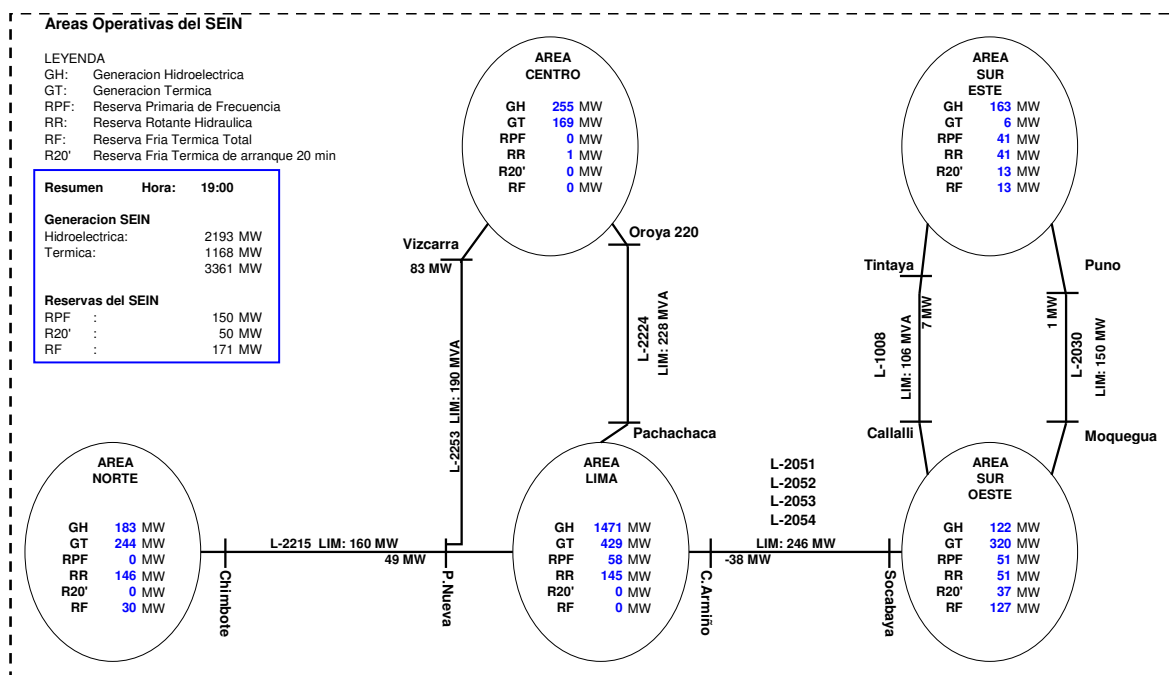


Fig. 3.1 Escenario del 03.10.2006 a las 19:00 horas

En el caso de la energía, si se produjera una desconexión de la CT Ventanilla, con 450 MW, por problemas en la unidad TV, esto provocaría que por 4 horas no se cuenten con esta potencia, y si en caso el problema demorase supondría la operación en ciclo abierto con solo 300 MW. En total hablamos de la falta de 2100 MWh, considerando la energía disponible en las unidades no sincronizadas, tenemos un valor de 1326 MWh, lo que nos hace ver que adicionalmente al probable déficit de potencia (230 MW) ante esta contingencia (el cual sería subsanado con la RPF, RSF y el rechazo automático de carga por mínima frecuencia) habrían alrededor de 700 MWh sin poder ser suministrados. Esto al valor del costo de racionamiento (250 US\$/MWh) nos da un valor de US\$ 175 000 por este racionamiento.

Si el periodo de reparación fuese mayor, o en el caso de que la falla proviniese de una de las unidades TG, los costos serían superiores, además de que se encontraría vulnerable a alguna otra eventualidad.

3.2.5 Conclusiones

De lo propuesto se pueden obtener las siguientes conclusiones.

- En el SEIN, el crecimiento de la demanda, esta llevando a situaciones de necesidad de establecer un SC de reserva no sincronizada, pues tal como se

⁸ La capacidad máxima de generación que una central hidroeléctrica puede alcanzar, depende de su hidráulica, tanto del caudal como de la cota de su embalse de regulación, si es que tuviese.

mostró en el numeral anterior, el SEIN se encuentra con escenarios en los cuales la reserva fría es tan baja, que se asumirían graves riesgos en su operación en caso de alguna contingencia.

- El costo de RNSE estará compuesto por dos términos: un costo por disponibilidad de potencia y otro por energía efectivamente generada en caso que la unidad sea requerida para entrar en servicio de emergencia.
- Se establece un régimen de penalizaciones por incumplimiento, añadiéndose a los clientes libres en condiciones de demanda interrumpible.
- Mediante las simulaciones de la metodología desarrollada se aprecia un aumento en el precio de la tarifa de potencia. Estas simulaciones originan aumentos de la tarifa de 0.35 US\$/MWh y 1.39 US\$/MWh. Estos valores significan aumentos en el precio monómico en un 1.17% y 4.6%, respectivamente.
- Como en nuestra normativa no hay manera de establecer el porcentaje de reserva fría, nos podemos referir a lo que el numeral 8.2.3 del PR-N° 12 establece para efectos de Programación de Mantenimiento, con un valor de 10% de la demanda, esto sería como algo inicial y posteriormente se realizaría el estudio en el cual se lograría fijar una metodología para este cálculo.
- Se llega a la conclusión que la metodología establecida, si bien aumenta el valor de la tarifa, es perfectamente factible para la determinación de la reserva no sincronizada.
- La metodología utilizada, es una variación de la metodología actual que se utiliza para el cálculo del precio de la potencia, por lo que se adecuaría a nuestra normatividad y no implicaría cambios drásticos. Esto se suma a que mediante las simulaciones se ha visto la necesidad de implementar en un corto plazo, una metodología que logre superar el déficit de potencia activa que se pueda llegar a presentar.

3.3 Regulación de tensión

3.3.1 Propuesta del servicio de regulación de tensión

Se entiende que el SC de regulación de tensión y potencia reactiva, tal como lo establece la reglamentación existente, es de fundamental importancia para la calidad y seguridad del suministro de energía, y que por tal motivo es de obligatoria responsabilidad de todos los participantes del mercado. Debido a ello, cada uno de los agentes debe poner a disposición del mismo todas sus posibilidades y capacidades para realizar este servicio. Dado que las posibilidades de los distintos agentes del mercado de contribuir a este servicio son diferentes, se deben

establecer parámetros de evaluación distintos según el caso, pero que de alguna forma sean homologados. Con esto se persigue preservar el criterio de eficiencia global y equidad, características fundamentales de los mercados competitivos basados en costos auditados. En este sentido, la responsabilidad debe quedar perfectamente delimitada a los efectos de identificar la misma entre los agentes, pero permitiendo la posibilidad de acordar sin desmedro de la eficiencia, calidad y seguridad como así también, de establecer mecanismos de compensación y sanciones.

Siguiendo con los conceptos básicos que rigen este tipo de mercado y la regulación vigente que a la fecha muestra más de una década de experiencia, el fin principal es el de suministrar la energía y potencia requerida por la demanda, bajo condiciones de eficiencia, calidad y seguridad, sin que esto último constituya un fin en si mismo, pero que sea adecuadamente ponderado económicamente.

Si bien se han analizado otros sistemas basados en mercados abiertos como los de Estados Unidos y Reino Unido, pensar en un mercado de SC de reactivo totalmente abierto a las fuerzas del mercado, escapa a la filosofía del mercado peruano y a las condiciones exigidas para estos, dado que el poder de mercado debería ser aun mucho mayor. En este mismo sentido, en menor medida, tampoco tendría validez utilizar un mercado regulado como el español, dado que las condiciones de competencia son muy escasas. Por ello se propone continuar con la regulación del SC de regulación de tensión, mejorándola en aquellos aspectos que sean necesarios.

Además, es necesario tener en cuenta que el problema de la regulación de tensión y el suministro de reactivos; este tiene una naturaleza marcadamente local, por lo que no es sencillo encontrar barras o zonas con posibilidad de mercado de reactivo con suficientes oferentes.

Por lo expuesto, se considera que resulta apropiado seguir con la línea de los mercados regulados corrigiendo ciertos aspectos que permitan mejorar la performance del sistema en cuanto a la calidad y seguridad, basado en señales económicas más fuertes que las actuales que permita un mayor incentivo económico. Este tipo de mercados se encuentra en consonancia con el mercado actual del sistema peruano y con la nueva normativa establecida con la NTCOTR aprobada en el 2005. Las nuevas señales económicas se basan en la ampliación del mercado de potencia reactiva a nuevos oferentes, mejorar el sistema de reparto de los ingresos por potencia reactiva, reconocer explícitamente la falta de usufructo del costo de oportunidad por parte de los generadores que participan, establecer un

sistema de sanciones para los incumplimientos de las obligaciones de los participantes que pueden poner en riesgo la seguridad del sistema.

Específicamente se sugiere tomar como base la propuesta del PR- N° 15 y modificaciones de la DS N° 243 del 11.08.2005 y el PR-N° 11, sin embargo, se aclara que deben tomar en cuenta las siguientes modificaciones en los siguientes puntos:

- Continuar con el tratamiento regulado del SC de regulación de tensión y potencia reactiva. Esta premisa se fundamenta en que las posibilidades actuales y para los próximos años no tendría sentido pasar a un mercado abierto en ofertas pero regulado en precios, y mucho menos totalmente abierto.
- Tal como la establece la normativa los integrantes del mercado pondrán a disposición del COES todos sus recursos disponibles. Esto presupone que se encuentran en condiciones nominales de ser prestados, como por ejemplo la curvas de capacidad de los generadores suministrados por el fabricante, la capacidad de compensación estática por parte de los transmisores, distribuidores y clientes libres. Situaciones particulares que deberán ser informadas al COES, siendo este el que dispondrá de los mismos de acuerdo a los principios de eficiencia, calidad del servicio y seguridad que establece la norma. Al tratarse de un SC regulado es imprescindible que el organismo coordinador disponga de todos los recursos para realizar su labor.
- Ampliar la participación a los distribuidores y clientes libres en el mecanismo de remuneración de potencia reactiva, considerando que existen antecedentes de que actualmente se usa estos recursos a nivel internacional y los mismos son remunerados. Esta señal ampliará la oferta del recurso de compensación al tener la posibilidad de participar del mercado.
- El encargado de coordinar, supervisar, fiscalizar y administrar este servicio continuará siendo el COES, en su función de operador del sistema.
- Definir bandas obligatorias de tensiones para los agentes responsables del transporte en alta tensión, del factor de potencia de los distribuidores y clientes libres para los diferentes escenarios típicos de operación y finalmente una banda de suministro de potencia reactiva

limitado por factores de potencia definidos para las situaciones de subexcitación y sobreexcitación de los generadores. Además en cada caso se deben definir bandas obligatorias especiales que contemplen las situaciones en condiciones de especiales de contingencias por periodos cortos. De esta forma quedará completa las obligaciones de todos los agentes del mercado, incluido los generadores. La banda será determinada periódicamente por el COES y será aprobada por el OSINERG en función de las características del equipamiento, el tipo de agente y las necesidades del sistema en su conjunto.

- La participación de los agentes fuera de la banda obligatoria que le corresponde en situaciones de compensación de algún otro agente, deberá ser remunerado.
- En el caso de los generadores se reconocerá para la remuneración la banda voluntaria correspondiente a la posibilidad de suministro de reactivo comprendido entre la banda obligatoria y el límite máximo determinado mediante consideración de la curva de capacidad de la central.
- En las situaciones de generación forzada se tendrá en cuenta el sobre costo ocasionado por la operación y además las pérdidas de beneficios por el costo de oportunidad de los generadores afectados, efectuando un análisis, lo más justo y equitativo posible en cada caso en particular.
- Anualmente el COES deberá realizar un plan de control de tensión el cual será revisado estacionalmente en función de la evolución del sistema en cuanto a hidraulicidad, disponibilidad del parque generador y la evolución de la demanda. Este plan comprenderá tanto las condiciones de operación normal como en emergencia.
- Establecer un sistema de penalizaciones por incumplimiento para todos los agentes con sanciones económicas mayores que los valores por cargo de reactivo que le corresponda. Este sistema de penalizaciones se aplicará en casos de incumplimiento ya sea de la banda obligatoria o adicional de potencia reactiva comprometida sin haber informado previamente al COES respecto de las disponibilidades declaradas, a los efectos que el mismo considere dicha situación durante el planeamiento diario – semanal. Luego se estudiará con mayor profundidad como se determinarían los montos de las penalizaciones.

- Cada agente deberá cumplir con una serie de requisitos mínimos obligatorios para garantizar el adecuado funcionamiento y la seguridad del sistema los cuales serán fijados y auditados por el COES.
- Cada agente deberá declarar al COES sus posibilidades de participar en la regulación de la tensión, más allá de su banda reactiva obligatoria. Esto posibilitará al COES el planeamiento de la operación diaria y semanal. En caso de no cumplir con las disponibilidades señaladas declaradas y no haber informado sobre las eventuales indisponibilidades al COES y de requerirse las mismas estará sujeto a penalizaciones, las que serán aprobadas por el OSINERG.
- Los eventuales condicionamientos que pudieran surgir para los distintos integrantes del sistema respecto de sus obligaciones de banda obligatoria deberán ser informados en tiempo y forma al COES a los efectos de tomar las medidas del caso durante la programación semanal y diaria. De no cumplir con los requerimientos indicados por el COES estará sujeto a penalizaciones.
- Se considera conveniente continuar con el FCR dado que esto permitirá amortiguar los posibles comportamientos variables a nivel mensual u estacional. Los montos remanentes del FCR a nivel anual o bianual se destinarán a estudios e inversiones a nivel del sistema en su conjunto. Se considera según que la evolución histórica del balance del fondo no debería ser nunca negativo a nivel anual. Téngase en cuenta que con la aplicación de esta propuesta, el FCR a iguales condiciones del sistema solo se remuneraría la generación de banda fuera de reactivo y además se contaría con el aporte de las penalizaciones.

3.3.2 Valores de referencia para los agentes del mercado

Seguidamente se mencionarán los valores sugeridos y en algunos casos adoptados como referencia para los diferentes tipos de agentes. Con la definición de estos valores se han efectuado algunas simulaciones para poder analizar el comportamiento del sistema en los diferentes escenarios de operación considerados.

a) Transmisores

En situaciones de operación normal los valores adoptados para los transmisores serán según los valores de la TABLA N° 3.12.

Con posterioridad a la ocurrencia de las contingencias simples en la transmisión, seleccionadas por el COES y una vez que el sistema alcanzó su operación en

estado estacionario sin producir la separación del mismo en sectores aislados, se considerará que las empresas concesionarias aseguran las siguientes variaciones porcentuales de tensión respecto al valor nominal, en cada punto de conexión con empresas distribuidoras y clientes libres, esto se aprecia en la TABLA Nº 3.13.

TABLA Nº 3.12 Tolerancias en estado de operación normal

Barras de	Tolerancia admitida
de 220 hasta 138 kV	+/- 5%
Menores a 138 hasta 50 kV	+/- 7%

TABLA Nº 3.13 Tolerancias ante una contingencia

Barras de	Tolerancia admitida
de 220 hasta 138 kV	+/- 7%
menores a 138 hasta 50 kV	+/- 10%

Se entiende por contingencia simple a aquellas fallas que afecten un solo elemento serie del SPT.

b) Generadores

Para los generadores se tiene el criterio que en situaciones de operación normal, cada generador debe ser capaz de proporcionar su potencia nominal en cualquier punto de su factor de potencia dentro un rango adoptado como obligatorio. Fuera de este rango se sugiere reconocer el aporte de reactivo que podría efectuarse en forma permanente hasta el 90% del valor de la curva de capacidad. Respecto del rango obligatorio se han analizado en las simulaciones efectuadas tres casos:

- El primero de ellos para un rango comprendido entre 0.95 absorbiendo reactivo y 0.95 suministrando reactivo,
- El segundo para el valor de 0.90, y
- El tercero para el valor de 0.85.

De este análisis se desprenderá cuál es el rango obligatorio que podría usarse como más apropiado. En la Fig. 3.2, estos rangos obligatorios están dentro de la curva de capacidad del generador.

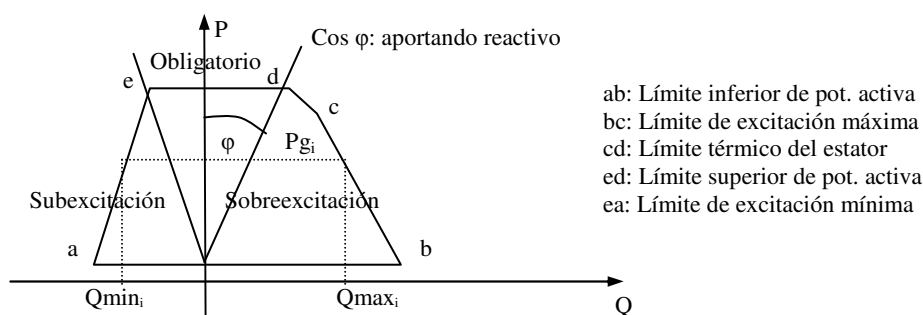


Fig. 3.2 Curva de capacidad de una unidad generadora

En situaciones transitorias de operación, se supone que puede utilizarse hasta el 100% del valor de la curva de capacidad, reconociendo económicamente

también en este caso el exceso respecto del rango obligatorio.

Con la finalidad de brindar señales económicas al mercado respecto de la ubicación de instalaciones de los generadores como elementos de suministro y reserva de energía reactiva, el precio regulado correspondiente a la energía reactiva voluntaria de tipo dinámico sería conveniente ponderarlo con los MZR definidos en el Anexo II del PR-Nº 15.

c) Distribuidores y Clientes Libres

Con la finalidad de disponer de los elementos de juicio necesarios para la definición del factor de potencia recomendado para los distribuidores y clientes libres en los diferentes escenarios de operación considerados, se ha analizado el comportamiento del sistema en las horas de pico para los valores mínimos del factor de potencia en todas las barras de demanda de 0.95, 0.97 y 0.98 del lado inductivo. En el caso de valle y resto se considera que las exigencias de este factor son menores, pudiendo adoptar el valor máximo de 1.00, pero manteniéndose siempre en el lado inductivo.

Es importante destacar que estos agentes deberían tener la posibilidad de acordar con los transmisores algún factor de potencia diferente al exigido para todo el sistema. En el caso que este acuerdo no pudiera cerrarse, se aplicaría el exigido en forma obligatoria para todo el sistema.

3.3.3 Requerimientos a los diferentes agentes del mercado

a) Transmisores

Las empresas del sistema de transmisión se deberán comprometer a mantener la tensión dentro de los rangos adoptados para las barras de la red bajo su responsabilidad.

Las mediciones de los niveles de tensión deberán ser realizadas en todos los puntos de conexión con los agentes del mercado. Los medios para realizar las mediciones de tensión, deberán estar diseñados para este propósito, y donde sea técnicamente factible, deberán estar integrados en el sistema SCADA.

Los operadores de las redes de transmisión deberán informar y poner a disposición del Coordinador todo el equipamiento para la regulación de tensión y suministro de potencia reactiva, incluyendo compensadores sincrónicos y estáticos, y la reserva necesaria.

En condiciones normales, el criterio para el ajuste de tensiones en las barras de la red de transporte será mantenerlas en valores lo más próximos posibles a los nominales, y dentro de la banda permitida. El Coordinador podrá modificar dicha banda en algunos nodos cuando las condiciones así lo requieran.

Los operadores de redes de transmisión eléctrica deberán entregar al centro de despacho, junto con los datos para el período de análisis estacional, lo siguiente:

- Las características de su equipamiento disponible para la regulación de tensión y suministro de potencia reactiva
- El listado de las barras del sistema donde no se pueden cumplir con los niveles de tensión, requeridos, discriminado en horas de valle y restante, y el motivo de dicho incumplimiento.

b) Generadores

Los generadores deberán enviar al centro de despacho o autoridad pertinente una copia de la Curva de Capacidad P-Q nominal de cada una de sus unidades generadoras. En caso de no hacerlo, el centro de despacho la deberá fijar de acuerdo a curvas de capacidad estándar y tomará como disponible el reactivo indicado por esa curva.

El Coordinador deberá definir, como parte de las exigencias para el ingreso de nueva generación, el estándar mínimo requerido para las nuevas unidades generadoras, el que considerará:

- La curva P-Q nominal
- El margen de seguridad determinado para cada una de las máquinas

Cada generador se debe comprometer a entregar:

- En forma permanente un rango obligatorio adoptado entre dos márgenes del factor de potencia correspondientes a los estados de subexcitación y sobreexcitación respectivamente.
- En forma permanente, hasta el noventa por ciento (90%) del límite de potencia reactiva inductiva o capacitiva, en cualquier punto de operación que, esté dentro de las características técnicas de la máquina dadas por la Curva de Capacidad para la máxima presión de refrigeración. Lo que se exceda respecto del rango obligatorio hasta alcanzar el 90% del límite debe ser remunerado.
- En forma transitoria, el cien por ciento (100%) durante veinte (20) minutos continuos, con intervalos de cuarenta (40) minutos. Lo que se exceda respecto del rango obligatorio hasta alcanzar el 100% del límite debe ser remunerado.

La medición de los flujos de energía activa y reactiva de las unidades de generación de cada integrante se realizará en los bornes de generación y en el consumo de los servicios auxiliares para determinar la entrega neta de la unidad.

Además, el generador se deberá comprometer a mantener la tensión en barras

que le solicite el Coordinador de acuerdo a la normativa vigente.

c) Distribuidores y Clientes Libres

Los distribuidores y clientes libres deberán satisfacer los factores adoptados de potencia límite en sus puntos de interconexión con los transmisores y otros agentes del mercado, que eventualmente cumplan con dicha función, para los escenarios de demanda considerados.

Para el cálculo del factor de potencia de las empresas distribuidoras y clientes libres en cada uno de los puntos considerados de conexión con el SEIN, se deberá identificar primeramente todos los vínculos que pertenecen al mismo agente en cada uno de estos puntos. Posteriormente se calcula para cada agente y en cada punto de conexión, el valor promedio de los factores de potencia correspondientes a todos los vínculos identificados que concurren al mismo punto. Los distribuidores y clientes libres deberán entregar al Coordinador, junto con los datos para el período de análisis estacional, la siguiente información:

- Factor de potencia estimado en todos los puntos de interconexión con el sistema y para los escenarios de demanda considerados.
- Puntos de interconexión con el sistema donde “no” se puede cumplir con el factor de potencia requerido y motivos de los incumplimientos.
- Características del equipamiento para la regulación de tensión y suministro de potencia reactiva que afecten sensiblemente el control de tensión en el sistema de transmisión.

3.3.4 Descripción de las sanciones para cada agente

a) Diferencias entre cargos y penalizaciones

En caso de “no” cumplir con los rangos adoptados para cada uno de los agentes, se deben aplicar las sanciones correspondientes, en función del equipamiento de reemplazo utilizado para alcanzar los valores exigidos durante el tiempo que sea necesario.

La sanción a aplicar podría diferenciarse entre cargo o penalización. Estos conceptos se distinguen fundamentalmente por el tiempo previo en que el agente informa, respecto de la indisponibilidad del recurso de reactivo, que originaría la trasgresión de su rango obligatorio. El cargo es el que se aplica normalmente cuando se informa sobre el problema con suficiente tiempo como para que sea considerado en la programación estacional/anual, permitiendo tomar las medidas correctivas que se consideren oportunas. La penalización es, sin embargo, la que corresponde cuando se informa sobre el problema para el cálculo de la programación semanal – diaria o es detectada por los equipos de medición del

sistema.

Los cargos se calculan en función del costo, vida útil y tasa de descuento adoptados para el equipamiento de reemplazo utilizado durante el tiempo que sea requerido. También se incluye dentro de este concepto los sobrecostos ocasionados por alguna unidad generadora que deba introducirse en operación por el problema informado. Las penalizaciones debieran ser bastante superiores en magnitud a los valores mencionados para introducir la señal al mercado de la necesidad de informar con suficiente antelación los problemas previstos para el futuro. Dentro de las penalizaciones se debe considerar además la pérdida ocasionada por el costo de oportunidad de las centrales que correspondan. Los valores de las penalizaciones dependerán del equipamiento de reemplazo, ya sea un generador o un elemento de compensación capacitor, reactor u elementos equivalente. Por ejemplo, si el caso debe ser solucionado mediante generación forzada la penalización será el sobrecosto de generación y la pérdida del beneficio por el costo de oportunidad de la generación desplazada. En el caso de utilizarse componentes de compensación distintos a la generación, se deberá utilizar valores mucho mayores que el cargo correspondiente, por ejemplo 10 veces (caso argentino).

En el caso del cargo, es conveniente considerar si el problema es reiterativo en programaciones consecutivas, poniendo de manifiesto la falta de interés del agente en solucionar el inconveniente presentado. En este caso, podrían incrementarse los cargos en forma acumulativa en las programaciones consecutivas en un valor que podría ser un 15 %, como es el caso argentino.

b) Transmisores

En el caso de que el transmisor tenga más de un nodo fuera de límites, se comenzará el análisis por el más alejado de la banda admisible. Determinado el equipamiento de compensación necesario para superar esta situación, se supondrá que existen estos elementos, y si en otras barras persiste el inconveniente, se procederá a la simulación de igual modo.

La empresa responsable de la operación y mantenimiento del sistema de transmisión, debe poner a disposición y mantener en operación todos los elementos de compensación requeridos, para garantizar en todo momento los niveles de calidad de las tensiones exigidos en la reglamentación que esté vigente.

Para poder hacer efectivo el control de la calidad de servicio de la empresa de transmisión, es necesario efectuar las mediciones de los niveles de tensión en

todos los puntos de conexión con agentes del mercado (empresas de generación, empresas de distribución y clientes libres). Los medios para realizar las mediciones de tensión, diseñados para este propósito, deberán estar integrados en un sistema SCADA.

Cuando se detecte trasgresión en los niveles de tensión y se observe además la falta de compensación, por no haber sido incorporado el equipamiento requerido al transmisor para el correspondiente escenario de demanda, este agente será afectado de las respectivas sanciones a través de los cargos correspondientes.

El cálculo de los cargos que debe hacer frente el transmisor en este caso, se efectuará teniendo en cuenta el V_r . Este valor unitario deberá ser definido por la autoridad reguladora, pudiendo utilizar como criterio la anualidad correspondiente al costo del equipo de reemplazo utilizado para la compensación.

Para calcular el valor total del cargo, se debe considerar también la magnitud de la compensación requerida para evitar la trasgresión, expresada $MVAr$, como consecuencia del componente desconectado, y el tiempo en horas que se mantuvo en este estado. En el caso que sea posible, se debe calcular la magnitud real de la compensación que se requiere para evitar la trasgresión producida, utilizando este valor como la magnitud de compensación faltante. En este caso, el cargo total para todas las horas con problemas de compensación puede calcularse mediante la formula (3.28).

$$PagoT_k = V_r[U\$/MVArh] \times CompDesc_k \times HsDesc_k \quad (3.28)$$

Donde:

Cargo T_k : Cargo al transmisores por compensador desconectado en la barra "k", perteneciente a la zona con problemas de tensión.

$V_r[U\$/MVAr]$: Costo unitario adoptado de compensación de potencia reactiva

CompDesck: Magnitud en $MVAr$ de la compensación calculada para evitar la trasgresión en la barra "k".

HsDesck: Cantidad de registros horarios que permanece la desconexión del elemento compensador en la barra "k".

Si adicionalmente fuera necesario incorporar a la operación alguna unidad generadora en forma forzada, en la zona con problemas de tensión, para lograr mantener el nivel de calidad exigido, el transportista deberá hacerse cargo del respectivo costo adicional de reactivo por generación forzada, que se describirá

más adelante. Dentro de este costo está incluido, como se especificará posteriormente, el correspondiente al generador que podría incorporarse para operar como compensador sincrónico.

La expresión asociada al cálculo del cargo en este caso resulta:

$$C_{\text{arg o}T_k} = Vr[U\$/MVArh] \times \text{CompDesc}_k \times \text{HsDesc}_k + \text{CAR}_k \quad (3.29)$$

Donde:

CAR_k: Costo adicional total por potencia reactiva de la generación forzada causada por el componente desconectado en la barra "k".

Este cargo deberá aplicarse en todas las barras de la red de transmisión eléctrica en las que se detecte trasgresiones de tensión por las causas mencionadas.

La generación requerida en forma forzada para compensación de reactivo en zonas con los problemas de tensión, no es considerada para la definición del costo marginal del sistema y debe ser remunerada a su costo operativo teniendo en cuenta el costo variable de generación.

En el caso que la indisponibilidad de reactivo se informe una vez definido el predespacho, la inclusión de las unidades forzadas origina un redespacho en el sistema, el cual debe efectuarse siguiendo el criterio económico de mínimos costos de operación. Situaciones de este tipo son las que se deben tener en cuenta para el cálculo de las penalizaciones.

Situaciones de redespacho como la mencionada puede ocasionar también, en algunos casos, el desplazamiento de generadores que hayan sido incluidos en el predespacho.

El costo adicional por potencia reactiva tiene por finalidad poder remunerar tanto la energía suministrada al costo variable por la unidad operada en forma forzada como la energía correspondiente a la generación que eventualmente fue desplazada respecto del predespacho, es decir, la pérdida económica por costo de oportunidad.

Para calcular los sobrecostos originados por la operación de la unidad forzada se debe tener en cuenta la energía activa entregada al sistema, valorizada por la diferencia entre el costo variable de generación correspondiente a esta máquina forzada y el costo marginal del sistema. Esta energía debe ser calculada durante las horas en que se mantuvo la situación de suministro de reactivo como consecuencia del problema detectado.

La pérdida del beneficio por costo de oportunidad, causado por la energía desplazada en una unidad, al ingresar la unidad forzada, se puede determinar

considerando la energía que dejaría de suministrarse, evaluada económicamente por diferencia entre el costo marginal del sistema y el costo variable correspondiente al despacho de la unidad generadora desplazada. Esta energía debe calcularse durante las horas en que se esta situación se presentó. Es importante tener en cuenta que la generación desplazada, por tratarse de energía activa, puede estar ubicada en cualquier parte del sistema, no necesariamente en el área con los problemas de reactivos.

La consideración en el cálculo de los costos por generación forzada de la valoración económica correspondiente a la pérdida del beneficio económico por costo de oportunidad de los generadores, es una opción que deberá definir el COES.

En el caso que existan unidades generadoras que pueden operar como “compensador” síncrono, para lo cual requieren consumir potencia activa del sistema, se debe retribuir los costos involucrados cuando sea necesario operarlas. Por tanto, se debe considerar también como parte integrante del costo adicional de reactivo por generación forzada, al costo variable de operación correspondiente a la potencia activa necesaria del generador que resultó seleccionado para funcionar como compensador síncrono, sólo en situaciones especiales en que sea requerido.

La expresión para la determinación del costo adicional total por potencia reactiva (CAR) se formula según la formula (3.30).

$$\mathbf{CAR_k = CAR_MFi,k + CAR_GDI,k + CARCSk} \quad (3.30)$$

Donde:

CAR_k: Costo adicional total de los diferentes aspectos involucrados por la inclusión de generación forzada causada por el agente “k”.

CAR_MFi,k: Costo adicional de la máquina forzada “i” causada por el agente “k”.

CAR_GDI,k: Costo adicional por generación desplazada “i” causada por el agente “k”. Esta pérdida de beneficio por costo de oportunidad es una opción que deberá definir oportunamente el COES.

CARCS_k: Costo adicional por generación de la potencia activa necesaria, cuando es requerido el generador como “compensador” síncrono debido al agente “k”.

En el caso que varios agentes sean los responsables de este costo adicional por

generación forzada de potencia reactiva, se deberá calcular la parte proporcional de cada uno, teniendo en cuenta el respectivo déficit de compensación.

Los generadores que sean operados en forma forzada deberán obtener una retribución equivalente a sus costos operativos. Esta retribución estará integrada por la parte correspondiente al costo marginal del sistema y por los sobrecostos de generación que permiten alcanzar los costos operativos. Dichos sobrecostos serán abonados por los causantes del problema en forma proporcional a los incumplimientos producidos.

El cálculo de las penalizaciones asociadas al transmisor se puede efectuar utilizando las expresiones detalladas para los cargos pero ponderándolas adecuadamente por el factor de penalización seleccionado. La expresión empleada en este caso podría representarse mediante la fórmula (3.31).

$$\text{Penalización Tk} = \text{FactorTk} \times \text{CargoTk} + \text{CARk} \quad (3.31)$$

Donde:

PenalizaciónTk: Penalización a los transmisores por compensador desconectado en la barra “k”, perteneciente a la zona con problemas de tensión.

FactorTk: Factor de Penalización a los transmisores por compensador desconectado en la barra “k”, perteneciente a la zona con problemas de tensión.

CARk: Costo adicional total de los diferentes aspectos involucrados por la inclusión de generación forzada causada por el agente “k”. Es necesario destacar que en este caso se debería incluir la pérdida de beneficio por costo de oportunidad.

c) Generadores

En caso de “no” estar en condiciones de cumplir con el rango obligatorio, se deben abonar los cargos o penalizaciones según correspondan en función del equipamiento de reemplazo utilizado para reemplazar el reactivo faltante de este agente durante el tiempo que sea requerido.

Si la disponibilidad de reactivos de un generador resultase inferior a lo especificado en el rango obligatorio, deberá abonar un cargo calculado teniendo en cuenta el V_r y el valor del reactivo indisponible durante todas las horas en servicio. Este valor unitario de reactivo V_r deberá ser definido por la autoridad reguladora, dependiendo del equipo de reemplazo utilizado para la compensación. El cargo total por indisponibilidad en el generador, se calcula según la fórmula

(3.32).

$$PagoG_i = \sum_{j=1}^{HsSer_i} (Vr [U \$ / MVarh] \times MVarInd_{j,i}) \quad (3.32)$$

Donde:

CargoGi: Cargo total por indisponibilidad de suministro de potencia reactiva del generador “i”

MVarIndj,i: Magnitud en MVar de la indisponibilidad del generador “i” durante el registro “j”. En este caso el registro “j” se considera de duración horaria.

HsSeri: Cantidad de registros horarios que permanece indisponible el suministro de potencia reactiva del generador “i”.

Para calcular la magnitud en MVar de la indisponibilidad del generador “i” durante el registro “j” es necesario conocer el límite real de generación de reactivos y el correspondiente al obligatorio.

$$MVarIndj,i = ABS (MVarGrealj,i - MVarGLimj,i) \quad (3.33)$$

Donde:

MVarGrealj,i: Valor máximo de generación real de potencia reactiva del generador “i” en el registro “j”.

MVarGLimj,i: Valor límite de generación de potencia reactiva del generador “i” en el registro “j” calculado en función del rango obligatorio.

La determinación del valor límite de generación de potencia reactiva del generador se efectúa considerando el rango obligatorio de acuerdo a la formula (3.34).

$$MVarGLimj,i = MWGhj,i \times TAN (ARCCOS(FPGLimk)) \quad (3.34)$$

Donde:

MWGhj,i: Generación activa del generador “i” en el registro “j”. En este caso el registro “j” se considera de duración horaria.

FPGLimk: Factor de potencia del límite “k” trasgredido correspondiente al rango obligatorio definido.

En este caso también, si es necesario introducir a la operación alguna central obligada que pertenezca a la zona afectada, originando por lo tanto un costo adicional de reactivo por generación forzada, se debe sumar el correspondiente costo o la parte proporcional del mismo, si hubiese más de un agente en situación similar. Dentro de este costo está también incluido el correspondiente al generador que podría incorporarse para operar como compensador sincrónico en la zona, como se describió anteriormente.

$$PagoG_i = \sum_{j=1}^{HsSer_i} (Vr[U\$/MVArh] \times MVAInd_{j,i}) + CAR_i \quad (3.35)$$

Donde:

CAR_i: Costo adicional total de los diferentes aspectos involucrados por la inclusión de generación forzada causada por el déficit detectado en el generador “i”. (Expresión completa descrita en el apartado anterior).

El cálculo de las penalizaciones en este caso se puede efectuar utilizando las expresiones detalladas para los cargos pero ponderándolas adecuadamente por el factor de penalización seleccionado. La expresión empleada en este caso podría representarse mediante la formula (3.36).

$$PenalizaciónGi = FactorGi \times CargoGi + CARI \quad (3.36)$$

Donde:

PenalizaciónGi: Penalización total por indisponibilidad de suministro de potencia reactiva del generador “i”

FactorGi: Factor de Penalización al generador “i”.

CARI: Costo adicional total de los diferentes aspectos involucrados por la inclusión de generación forzada causada por el déficit detectado en el generador “i”. Es necesario destacar que en este caso se debería incluir la pérdida de beneficio por costo de oportunidad.

d) Distribuidores y Clientes Libres

En caso de “no” estar en condiciones de cumplir con el rango obligatorio del factor de potencia en el estado de demanda considerado, se deben abonar los cargos o penalizaciones según correspondan en función del equipamiento de reemplazo utilizado para suministrar el reactivo faltante durante el tiempo que sea requerido.

Las empresas de distribución eléctrica y clientes libres, deberán mantener en sus puntos de conexión con el sistema de transmisión, los rangos adoptados en el factor de potencia, con el fin de minimizar el transporte de potencia reactiva y mantener la calidad de operación adoptada para el sistema. Las mediciones del factor de potencia en los puntos de suministro se obtienen, al igual que en el caso de las tensiones, mediante la utilización de los sistemas SCADA.

En el caso que se detecten trasgresiones en algunos distribuidores o clientes libres en el rango adoptado para este factor, según el escenario de demanda considerado, se sancionará el reactivo faltante para alcanzar el correspondiente límite del rango teniendo en cuenta el valor unitario adoptado de compensación de

potencia reactiva (V_r) y la cantidad de horas en que se mantuvo esta trasgresión. Este valor unitario deberá ser definido por la autoridad reguladora, pudiendo utilizar como criterio la anualidad correspondiente al costo del equipo de reemplazo utilizado para la compensación.

Para poder calcular este cargo es necesario identificar primeramente el tipo de hora a la que pertenece el registro horario “ j ”, es decir, si se trata de las horas de valle, resto o pico. Esta identificación es fundamental, debido a que los rangos adoptados para el factor de potencia dependen del escenario de demanda que se esté considerando.

Una vez identificado el tipo de hora del registro, se deben calcular los cargos en las barras que se detecten con desviaciones en el factor de potencia respecto de los límites adoptados. Para ello se debe tener en cuenta además el efecto producido con esta desviación, para verificar si es necesaria la incorporación de generación forzada.

En el caso particular que una barra cualquiera “ k ” para un registro horario “ j ” trasgreda uno de los límites del factor de potencia, se debe calcular el déficit de reactivo en esta barra de acuerdo al planteo general que se detalla seguidamente. Para ello se debe calcular primeramente cuál es la potencia reactiva correspondiente a la demanda activa de la barra, que satisface el límite del factor de potencia trasgredido.

$$MVARhLimj,k = MWhj,k \times TAN (ARCCOS(FPLimj)) \quad (3.37)$$

Donde:

$MWhj,k$: Demanda activa de la barra “ k ” en el registro “ j ”.

$FPLimj$: Factor de potencia del límite trasgredido correspondiente al registro “ j ”. En este caso el registro “ j ” se considera de duración horaria.

$MVARhLimj,k$: Potencia reactiva límite correspondiente a la demanda activa de la barra “ k ” en el registro “ j ”, que satisface el factor de potencia límite que fue trasgredido.

La desviación existente en la potencia reactiva para alcanzar el límite del factor de potencia se puede calcular con la formula (3.38).

$$DeltaMVARhj,k = ABS (MVARhj,k - MVARhLimj,k) \quad (3.38)$$

Donde:

$MVARhj,k$: Valor medio de la demanda reactiva de la barra “ k ” en el registro “ j ”.

$DeltaMVARhj,k$: Desviación existente entre la demanda de potencia reactiva

de la barra “k” en el registro “j” y la potencia reactiva límite de la misma barra y registro.

El cargo correspondiente a los distribuidores y clientes libres conectados en la barra “k” en el registro “j”, se puede calcular como:

$$\mathbf{CargoDGC}_{j,k} = Vr [U\$/MVArh] \times \mathbf{DeltaMVArh}_{j,k} \quad (3.39)$$

El cargo total para todos los registros horarios “j” con trasgresiones en el límite considerado del factor de potencia.

$$\mathbf{PagoDGC}_k = \sum_{j=1}^{HsFP\lim_k} (Vr [U\$/MVArh] \times \mathbf{DeltaMVArh}_{j,k}) \quad (3.40)$$

Donde:

HsFP \lim_k : Cantidad de registros horarios que se detectó la trasgresión del límite del factor de potencia en la barra “k”.

En el caso que haya sido necesario introducir a la operación alguna central térmica o eventualmente hidráulica por criterios de seguridad que pertenezcan al área operativa afectada, originando por lo tanto un costo adicional de reactivo por generación forzada, se debe adicionar el correspondiente costo o la parte proporcional del mismo si hubiese más de un agente en situación similar. Dentro de este costo está también incluido el correspondiente al generador que podría incorporarse para operar como compensador sincrónico, como se describió anteriormente en el apartado anterior. Finalmente resulta la formula (3.41).

$$\mathbf{CargoDGC}_k [\$] = \sum_{j=1}^{HsFP\lim_k} (Vr [U\$/MVArh] \times \mathbf{DeltaMVArh}_{j,k}) + \mathbf{CAR}_k \quad (3.41)$$

Donde:

CAR $_k$ [U\$]: Costo adicional total de los diferentes aspectos involucrados por la inclusión de generación forzada causada por el agente conectado a la barra “k”.

El cálculo de las penalizaciones en este caso se puede efectuar al igual que en las situaciones anteriores utilizando las expresiones detalladas para los cargos pero ponderándolas adecuadamente por el factor de penalización seleccionado. La expresión empleada en este caso podría representarse mediante la formula (3.42).

$$\mathbf{PenalizaciónDGCK} = \mathbf{FactorDGCK} \times \mathbf{CargoDGCK} + \mathbf{CAR}_k \quad (3.42)$$

Donde:

PenalizaciónDGCK: Penalización total de los distribuidores y clientes libres conectados en la barra “k” por trasgresiones en el

límite considerado del factor de potencia.

FactorDGCK: Factor de Penalización de los distribuidores y clientes libres conectados en la barra “k”.

CARk: Costo adicional total de los diferentes aspectos involucrados por la inclusión de generación forzada causada por trasgresiones en el límite considerado del factor de potencia. Es necesario destacar que en este caso se debería incluir la pérdida de beneficio por costo de oportunidad.

e) Definición del Vr

El Vr deberá ser definido por el OSINERG, este se determinará en función del equipo de reemplazo utilizado para la compensación.

En caso de no existir equipo de reemplazo, por no ser requerido por el sistema en ese escenario o por no existir en el área un equipamiento acorde a las necesidades, se deberá definir un valor único del cargo o penalización según corresponda.

Es necesario destacar que el Vr, el cual será utilizado para calcular los cargos o penalizaciones, se deberá aplicar para todos los agentes del mercado (transmisores, generadores, distribuidores y clientes libres).

Con la finalidad de ilustrar los valores utilizados en algunos sistemas a nivel internacional, se incluye la siguiente información:

- Valores utilizados en Argentina: El valor se da según la TABLA N° 3.14.

TABLA N° 3.14 Cargos de Reactivos

Resolución	(a) [\$/MVArh]	(b) [\$/MVArh]	(c) [\$/MVArh]
460/94	0,45	0,25	4,50

Donde:

- (a) cargo de reactivo de unidades generadoras o compensadores sincrónicos o estáticos de reemplazo,
 - (b) cargo de reactivo de reactores o capacitores de reemplazo
 - (c) penalización de reactivo para generadores, distribuidores y Clientes libres.
- Valores utilizados en Panamá: El valor es de 3,74 [\$/MVArh] en todos los casos (cargo o penalización).

De todas maneras, para la definición de este Vr pareciera razonable utilizar los criterios de evaluación propuestos en el PR-N° 15 (Anexo I), los cuales pueden diferenciarse esencialmente en los de carácter dinámico y estático.

Es importante destacar que en el caso en que se divida el SEIN en diferentes Zonas de Potencia Reactiva, teniendo en cuenta un comportamiento

suficientemente homogéneo de las barras respecto de la potencia reactiva según criterios definidos en el PR-Nº 15 (Anexo II), podría utilizarse el MZR, definido también en este caso, para ponderar adecuadamente el valor unitario adoptado de compensación dinámica de potencia reactiva correspondiente a los generadores. Seguidamente se presentan los criterios de cálculo del valor unitario de reactivo para elementos de compensación de características dinámicas y estáticas:

e.1) Evaluación de la energía reactiva de tipo dinámico

Inductiva

El precio básico de la energía reactiva inductiva del tipo dinámico se determinará a partir de la anualidad del costo de inversión de un compensador sincrónico, incrementado en un valor del tres por ciento (3%) en concepto de costos de operación y mantenimiento, considerando una vida útil de treinta (30) años y la tasa de actualización fijada en el Artículo 79º de la LCE, amortizando la anualidad resultante durante el Periodo de Punta Reactiva.

Capacitiva

El precio básico de la energía reactiva capacitiva del tipo dinámico se determinará a partir de la anualidad del costo de inversión de un compensador sincrónico, incrementado en un valor del tres por ciento (3%) en concepto de costos de operación y mantenimiento, considerando una vida útil de treinta (30) años y la tasa de actualización fijada en el Artículo 79º de la LCE, amortizando la anualidad resultante durante las 24 horas del día.

e.2) Evaluación de la energía reactiva de tipo estático

El precio básico de la energía reactiva según el tipo de equipo a remunerar, se determinará a partir de la anualidad del costo de inversión del tipo de equipo de compensación, incrementado en un valor del tres por ciento (3%) por concepto de costos de operación y mantenimiento, considerando una vida útil de treinta (30) años y una tasa de actualización fijada en el Artículo 79º de la LCE, amortizando la anualidad resultante durante el Periodo de Remuneración asignada según el tipo de equipo.

En el caso en que puedan utilizarse como elemento de compensación líneas o cables conectados en vacío al sistema, causando un efecto equivalente a un compensador shunt, y siempre que éstos no estén incluidos en otros mecanismos de cargos establecidos, el valor unitario podría calcularse como se propone también en este caso en el PR-Nº 15, es decir, considerando la anualidad correspondiente a un banco estático de capacitores de efecto

equivalente.

3.3.5 Cálculos a ser realizados

a) Cálculo de las remuneraciones a los agentes

Para los casos en que se presenten trasgresiones en el nivel de tensiones o bien en el rango del factor de potencia, se debe intentar localizar algún equipo de reemplazo en el área operativa afectada para la solución del problema. Una vez localizado este equipamiento de compensación, que pertenecerá a alguno de los otros agentes del mercado (incluido los distribuidores y clientes libres), ante requerimiento expreso del Coordinador deberá ponerse en operación para satisfacer las restricciones impuestas al sistema. En el caso que este equipamiento “no” haya sido incluido en el plan de expansión del sistema de transmisión o bien para la definición de la tarifa en el caso de los distribuidores, el agente que ponga a disposición el equipamiento de compensación deberá ser remunerado por la operación del mismo. La remuneración total a estos agentes se calculará según la formula (3.43).

$$RetriDGT_k = \sum_{j=1}^{HsCon_k} (Vr [U\$/MVArh] \times CompCon_{j,k}) + CAR_{CSk} \quad (3.43)$$

Donde:

$Vr[U\$/MVArh]$: Costo unitario adoptado de compensación de potencia reactiva calculado según los criterios definidos anteriormente.

RetriDGT_k: Retribución total a los distribuidores, clientes libres o transmisores que conectan un equipo de compensación o eventualmente Generadores operando como compensadores en la barra “k”.

CompCon_{i,k}: Magnitud en MVA_r de la compensación conectada en la barra “k” durante el registro “j”. En este caso el registro “j” se considera de duración horaria.

HsCon_k: Cantidad de registros horarios que permanece conectado el compensador para el suministro de potencia reactiva.

CAR_{CSk}: Costo adicional por generación de la potencia activa necesaria, cuando es requerido el generador conectado a la barra “k” como compensador sincrónico.

b) Cálculo de las transacciones de reactivos

Las transacciones de reactivo al término de cada período de facturación se

efectuarán directamente como débitos a los agentes sancionados como consecuencia de la trasgresión producida y créditos al agente acreedor de estos. De esta manera lo recaudado a través del FER servirá para retribuir a los agentes que hayan puesto a disposición algún equipamiento para solucionar el problema originado.

Los cargos y penalizaciones que abonarán los generadores, transmisores, distribuidores y clientes libres cuando no se conecta un equipamiento sustituto se acreditarán al FER.

En la TABLA N° 3.15 se puede ilustrar el cálculo de las transacciones de potencia reactiva y como se integraría el FER que debiera administrar el COES.

Las transacciones de potencia reactiva podrían efectuarse con criterios similares a los especificados en la PR-N° 15, es decir utilizando el SFR para cubrir futuros costos de regulación de tensión y provisión de energía reactiva. Si el SFR resultante del mes es positivo será consignado en el FER.

Si en un mes resultara $SFR < 0$ entonces será cubierto por el dinero existente en el FER y si resultara insuficiente, la diferencia será cubierta por los actores que participan en el SC en la banda voluntaria.

TABLA N° 3.15 Esquema del cálculo de la transacciones de potencia reactiva según el FER

AGENTES	APORTAN	RECIBEN
<i>Distribuidores y Clientes Libres</i>	Exceso de reactivo \times Cargo ó Penalización	Reactivo de compensación por sobre el obligatorio de equipos no remunerados \times Cargo o Penalización.
<i>Transmisores</i>	Déficit de reactivo de compensación \times Cargo ó Penalización	Reactivo de compensación por sobre el obligatorio de equipos no remunerados \times Cargo o Penalización.
<i>Generadores</i>	Déficit de reactivo de generación \times Cargo ó Penalización	1) Energía reactiva inyectada fuera de la Banda obligatoria \times Tarifa regulada. 2) Sobrecostos por generación forzada. 3) Compensación por la pérdida por costo de oportunidad.

$$GMW = -(SFR + FER) \quad (3.44)$$

Donde:

GMW Monto a aportar por los generadores en proporción a los MWh generados durante el mes.

El dinero del FER existente al mes de julio de cada año (correspondiente a las operaciones julio-junio inmediato anterior) será destinado a cubrir los costos de estudios de compensación reactiva del SEIN.

3.3.6 Simulación de la remuneración por la regulación de tensión

El sistema que fue utilizado para representar los diferentes escenarios de operación y poder efectuar los análisis correspondientes está compuesto por 452 barras, 543

vínculos de interconexión (líneas y transformadores) y 105 unidades de generación.

a) Estados de máxima demanda en periodo de estiaje

a.1) Caso 1) de máxima demanda correspondiente a noviembre de 2005

Se ha adoptado como caso base inicial para el análisis (Caso 1), el correspondiente al estado de máxima demanda del mes de noviembre de 2005, el cual se encuentra dentro del período de estiaje. Este escenario presenta una potencia de demanda de $P_d = 3\,054.8$ MW y $Q_d = 1\,068.7$ MVar, con pérdidas activas en la red de 192.07 MW, lo cual representa un 6.28% del valor de demanda activa.

Mediante simulación de flujo de potencia pudo detectarse algunas trasgresiones respecto de las capacidades de transporte de los vínculos, sin embargo, no son significativas para este escenario, ya que las pocas existentes no son importantes en magnitud y además estarán presentes sólo durante las pocas horas que se mantenga este escenario de máxima. De todas maneras es importante estudiar una eventual ampliación de los componentes afectados para evitar situaciones como la presentada. Las trasgresiones detectadas respecto de los niveles de tensión para este estado son las presentadas en la TABLA N° 3.16.

TABLA N° 3.16 Trasgresiones en vínculos en el Caso 1

Número Origen	Nombre Origen	Número Destino	Nombre Destino	Circuitos	Potencia transmitida [MVA]	Potencia Límite [MVA]	Transporte respecto del Límite [%]
34	ROSA220	45	SROSA60	1	88.8	85	104.5
34	ROSA220	45	SROSA60	2	88.8	85	104.5
34	ROSA220	45	SROSA60	3	125.4	120	104.5
34	ROSA220	45	SROSA60	4	88.8	85	104.5
91	HUACH60	133	SROSV60	1	33.3	31.2	106.8
91	HUACH60	133	SROSV60	2	33.3	31.2	106.8
165	SJUA50	166	SJUA2.4	1	1.6	1.5	105.7
220	PUNO60	221	PUNO10	1	12.1	12	100.8
220	PUNO60	445	PUNO1STR	1	18.6	18	103.4
245	CHA33	286	CHA123	1	7.3	7.1	103.1
273	TACNA66	369	LOSHER66	1	27	25	108.0
295	ILOTV1	300	CATKAT	1	5	5	100.4
318	QHON138	319	QHON13	1	7.7	7.5	102.1
338	PUNO138	220	PUNO60	1	18.6	18	103.4
358	INCA138	359	CACH33	1	6.5	6	108.3

Asimismo, analizando la TABLA N° 3.17 se aprecian sobretensiones respecto de los límites adoptados, las cuales se observan fundamentalmente en la Zona Centro. Existen además algunas barras con bajos niveles de tensión en la Zona Sur. Es necesario tener en cuenta que para este análisis de trasgresiones en las tensiones se han adoptado los rangos obligatorios definidos en el apartado "Transmisores" aplicados a los valores nominales de

las mismas. No se han utilizado posibles valores de operación asignados a las barras diferentes a los nominales por no disponer de esta información y además, porque en general y en los países analizados las desviaciones admitidas en los niveles de tensión, siempre se han considerado respecto de los valores nominales de tensión.

TABLA N° 3.17 Trasgresiones de tensiones en nodos en el Caso 1

Número	Nombre	V [pu]	V [kV]
66	RESTI220	1.08802	239.364
65	CARMI220	1.08782	239.321
82	HVELIC60	1.07601	64.561
76	HVELI220	1.06683	234.702
68	HUAYU220	1.05893	232.966
343	SER11	1.0575	232.65
346	SER12	1.0575	232.65
215	CHIMA220	1.05736	232.62
311	SER21	1.05731	232.608
347	SER22	1.05731	232.608
342	COTARUSE	1.05678	232.491
6	CARHU220	1.05509	232.121
303	SOCA220	1.05388	231.853
210	YANA220	1.05225	231.496
125	PARAGII	0.93411	128.907
114	PARAG138	0.93312	128.77
60	MARC220	0.92395	203.269
218	JULIA60	0.91474	54.884
115	CARHUA13	0.90994	125.572
118	CARIPA	0.8761	120.902
220	PUNO60	0.8733	52.398
119	ONU138	0.86767	119.738

El comportamiento de los generadores se ha analizado para los diferentes rangos obligatorios propuestos en relación al factor de potencia. El primero de ellos, como se mencionó anteriormente, para un rango comprendido entre 0.95 en atraso y 0.95 en adelante, el segundo para el valor de 0.90 y el tercero para el valor de 0.85. Un resumen de los resultados obtenidos puede apreciarse en la TABLA N° 3.18.

Analizando los resultados se observa que el reactivo voluntario varía, para los tres casos del rango de factor de potencia planteado, desde 99.09; 44.82 y 24.1 MVAR respectivamente. Evidentemente la menor cantidad de reactivo voluntario aportado corresponde al caso de adoptar el rango obligatorio más amplio, es decir el comprendido entre 0.85 en atraso y 0.85 en adelante.

Se observa, que existen centrales (seis en total), que siempre presentan un aporte voluntario de potencia reactiva el cual debería ser reconocido con algún criterio. De todas maneras es importante destacar que el reactivo voluntario total aportado o absorbido, para los diferentes rangos obligatorios adoptados, representa respecto de la demanda total de reactivo del sistema 9.3%; 4.2% y 2.3% respectivamente.

TABLA N° 3.18 Comportamiento de los generadores en el caso 1

Nombre	P [MW]	Q [Mvar]	Q min [Mvar]	Q max [Mvar]	Factor de Potencia	Reactivo Voluntario [MVar] para diferente rangos obligatorios de factor de potencia		
						0.95 - 0.95	0.90 - 0.90	0.85 - 0.85
CARHU10	80	26.01	-35.85	35.85	0.95099912	0	0	0
C.PATO	200	51.6	-25.8	51.6	0.96829244	0	0	0
CAHUA10	33	4.19	-19	38	0.99203552	0	0	0
MAT12A	37.5	26.6	-52	53	0.81563958	14.2743461	8.43792107	3.35958731
MAT12B	37.5	27.01	-52	53	0.81143172	14.6843461	8.84792107	3.76958731
HUAMP10	26.65	10.45	-19.6	19.6	0.93098484	1.6905686	0	0
CALL65	30	-3.88	-31.5	31.5	-0.99173993	0	0	0
CALLAH8	30	3.17	-26.4	26.4	0.9944636	0	0	0
HUIN12	219.26	93.79	-122.4	217.6	0.91941593	21.7227231	0	0
MOYOP10	64.02	49.07	-39.3	64.2	0.79367819	28.0276436	18.0636988	9.39396746
IND10	0	-5.02	-8	8	0	0	0	0
RESTI13	191.56	24.35	-63	129	0.99201759	0	0	0
OROY2.3	4	-1.03	-5.4	5.4	-0.96840946	0	0	0
MALPA6.9	44	4.77	-40.8	40.8	0.99417503	0	0	0
YAU13A	59.74	-3.44	-31.38	31.39	-0.99834622	0	0	0
MAN13B	590	108.6	-216	216	0.98347819	0	0	0
PACHA23	4	-1.68	-7.2	7.2	-0.92198211	-0.36526358	0	0
YAU13B	39.83	-2.85	-20.92	20.93	-0.99744979	0	0	0
TALA10	83	7.13	-8	8	0.99633058	0	0	0
WESTING	109	39.71	-68	68	0.93958939	3.88343254	0	0
VENT_C	159	14.9	-70	70	0.99563786	0	0	0
GALL_10	31.6	-1.86	-10.5	10.5	-0.99827219	0	0	0
VENT_D	156	14.72	-70	70	0.9955777	0	0	0
AG13_TG2	77	10.24	-20	30	0.99127282	0	0	0
MALACAS	28	-3.5	-3.5	9.5	-0.99227788	0	0	0
CURM10	11.5	-3	-3	6	-0.96761727	0	0	0
PARIA_13	3.12	1.26	-1.5	1.5	0.92724184	0.23450559	0	0
YANA10	10	10.02	-10	20	0.70640003	6.73315895	5.17677895	3.82255662
CHIMA13	120	15.94	-10	20	0.99129271	0	0	0
CHAVG3	100	-14.28	-45.1	90	-0.98995741	0	0	0
HBOTIF	2.3	-0.97	-1	1.5	-0.92140899	-0.21402656	0	0
HRUMI	2.3	-0.88	-1	1.5	-0.93397213	-0.12402656	0	0
ARIC2	10.57	-5	-5	9.4	-0.90396409	-1.52580901	0	0
ARIC1	21.13	-4.01	-4.5	7.5	-0.9824645	0	0	0
CHARIV	15	0.38	-0.7	1.5	0.99967927	0	0	0
CHA123	6.72	2.9	-1.9	2.9	0.91815274	0.69124281	0	0
CHAVI	9	2.18	-3	5	0.97189504	0	0	0
ILOTV2	10	0.34	-7.8	15.5	0.9994225	0	0	0
ILOTV3	22	-5.86	-7.9	15	-0.9663078	0	0	0
SGAB10	114	16.96	-20	40	0.98911384	0	0	0
TGMOL1	35	-8.65	-15	30	-0.97079162	0	0	0
TVCARB	135	-24.74	-30	60	-0.98361948	0	0	0
MACH13.8	88	-6.14	-15	30	-0.99757473	0	0	0
HUANCH10	14.56	-1.99	-8	10	-0.99078871	0	0	0
CAY66	1	4.35	-4.4	5	0.2240413	4.02131589	3.8656779	3.73025566
AG13_TG1	87	11	-20	30	0.99210145	0	0	0
YUNC13.8	91	11.79	-30	30	0.99171125	0	0	0
POECHOS1	3	1.88	-3	6	0.84736297	0.89394768	0.42703369	0.02076698
Totales	3246.86	694.09(*)				99.0863 (*)	44.8190 (*)	24.0967 (*)

Nota: La potencia reactiva total aportada o absorbida por los generadores se considera en valores absolutos.

En relación con la demanda de las empresas distribuidoras y clientes libres se observa que presentan un factor de potencia muy variable en cada una de las barras del sistema, que oscila desde 0.707 a 1 del lado inductivo y en el caso de la barra "CALLA138" existe una demanda de 5.6 MW con un factor de potencia capacitivo de 0.81. Para mantener el factor de potencia de este estado en el rango de 0.95 a 1 (inductivo) en todas las barras de demanda del sistema, sería necesario compensar por un valor de 198.11 MVA. En el caso que quisiese mejorarse el rango de este factor entre 0.97 a 1 ó 0.98 a 1 se requerirían 367.2 ó 488.09 MVA respectivamente.

En la situación en que se eligiese alguno de los rangos obligatorios mencionados para el factor de potencia de la demanda, habría que abonar los cargos correspondientes al reactivo faltante de compensación, parte del cual se utilizaría para remunerar el aporte voluntario asignado a los generadores.

Una vez corregido el factor de potencia se debe analizar el perfil de tensiones de la red de transporte, para verificar si el responsable de la red debe introducir compensación para satisfacer los rangos adoptados para las tensiones. En el caso que no se dispusiese de la compensación requerida deberá abonar el cargo correspondiente.

a.2) Caso 2) de máxima demanda correspondiente a noviembre de 2005, considerando un Factor de Potencia de 0.95 en todas las barras

De igual manera que para el Caso 1, al simular el flujo de potencia, pero considerando que todas las demandas respetan un factor de potencia de 0.95, se puede apreciar las trasgresiones de vínculos y barras detallados respectivamente en las TABLA N° 3.19 y TABLA N° 3.20.

TABLA N° 3.19 Traspasiones en vínculos en el caso 2

Número Origen	Nombre Origen	Número Destino	Nombre Destino	Circuitos	Potencia transmitida [MVA]	Potencia Límite [MVA]	Transporte respecto del Límite [%]
34	ROSA220	45	SROSA60	1	86.9	85	102.3
34	ROSA220	45	SROSA60	2	86.9	85	102.3
34	ROSA220	45	SROSA60	3	122.7	120	102.3
34	ROSA220	45	SROSA60	4	86.9	85	102.3
91	HUACH60	133	SROSV60	1	32.8	31.2	105.2
91	HUACH60	133	SROSV60	2	32.8	31.2	105.2
165	SJUA50	166	SJUA2.4	1	1.5	1.5	101.5
245	CHA33	286	CHA123	1	7.3	7.1	103.1
255	TOQUE13	256	TOQS138	1	67.3	66	102
265	RILO138	266	RILO10	1	15.4	15	102.9
273	TACNA66	369	LOSHER66	1	26.3	25	105.3
295	ILOTV1	300	CATKAT	1	5.4	5	108.4
318	QHON138	319	QHON13	1	8.3	7.5	110.3

TABLA N° 3.20 Trasgresiones de tensiones en nodos en el caso 2

Número	Nombre	V [pu]	V [kV]
60	MARC220	0.93785	206.328

En este escenario la demanda de potencia reactiva se redujo a $Q_d = 1\ 004.1$ MVar y las pérdidas activas en la red presentan una leve disminución respecto del caso anterior al valor de 190.69 MW, lo cual representa un 6.24% del valor de demanda total. Comparando las trasgresiones detectadas en los vínculos respecto de las observadas en el caso 1, se aprecia que las mismas presentan una leve disminución.

Analizando las trasgresiones detectadas en el perfil de tensiones, representadas en la TABLA N° 3.20, puede apreciarse que han disminuido notablemente en cantidad y magnitud respecto del caso 1, quedando sólo la barra "MARC220" con una trasgresión del orden del -6% en el nivel de 220. Esta trasgresión es difícil de eliminar con los elementos de compensación disponibles en la red. Debido a ello si se adoptase para las demandas el factor de potencia mínimo de 0.95 en el estado de máxima, el transmisor debería abonar el cargo del reactivo que debería suministrarse en este sector para satisfacer los rangos de las tensiones.

De igual manera que en el caso anterior se ha analizado el comportamiento de los generadores para los diferentes rangos obligatorios propuestos en el factor de potencia. Un resumen de los resultados obtenidos puede apreciarse en la TABLA N° 3.21.

Analizando los resultados se observa, al igual que en el caso anterior, que la menor cantidad de reactivo voluntario aportado corresponde al caso de adoptar el rango obligatorio comprendido entre 0.85 en atraso y 0.85 en adelanto. Se observa sin embargo que existen centrales (seis en total), que siempre presentan un aporte voluntario de potencia reactiva. En este caso, el reactivo total voluntario aportado o absorbido, representa respectivamente 10.94%; 4.44% y 2.93% de la demanda total de reactivos del SEIN.

En esta situación se observa que el único aporte al fondo de reactivo debería hacerlo el transmisor, si no dispone de los elementos de compensación correspondientes, mientras que la retribución a los generadores dependerá del aporte voluntario efectuado según el rango obligatorio adoptado.

TABLA N° 3.21 Comportamiento de los generadores en el caso 2

Nombre	P [MW]	Q [Mvar]	Q min [Mvar]	Q max [Mvar]	Factor de Potencia	Reactivo Voluntario [MVar] para diferentes rangos obligatorios de factor de potencia		
						0.95 - 0.95	0.90 - 0.90	0.85 - 0.85
CARHU10	80	23.97	-35.85	35.85	0.9579251	0	0	0
C.PATO	200	36.66	-25.8	51.6	0.98361237	0	0	0
CAHUA10	33	2.42	-19	38	0.99732191	0	0	0
MAT12A	37.5	30.42	-52	53	0.77660787	18.09435	12.25792	7.17959
MAT12B	37.5	30.85	-52	53	0.77225708	18.52435	12.68792	7.60959
HUAMP10	26.65	9.56	-19.6	19.6	0.94126952	0.800569	0	0
CALL65	30	-1.42	-31.5	31.5	-0.99888166	0	0	0
CALLAH8	30	4.93	-26.4	26.4	0.98676475	0	0	0
HUIN12	217.87	99.64	-122.4	217.6	0.90940772	28.02959	0	0
MOYOP10	64.02	32.65	-39.3	64.2	0.89083658	11.60764	1.643699	0
IND10	0	8	-8	8	0	0	0	0
REST113	191.56	-61.43	-63	129	-0.95223523	0	0	0
OROY2.3	4	1.55	-5.4	5.4	0.93244147	0.235264	0	0
MALPA6.9	44	8.29	-40.8	40.8	0.98270999	0	0	0
YAU13A	59.74	-3.23	-31.38	31.39	-0.99854154	0	0	0
MAN13B	590	125.3	-216	216	0.97818413	0	0	0
PACHA23	4	2.62	-7.2	7.2	0.83652724	1.305264	0.682712	0.14102
YAU13B	39.83	-2.64	-20.92	20.93	-0.99781058	0	0	0
TALA10	83	0.71	-8	8	0.99996341	0	0	0
WESTING	109	45.58	-68	68	0.92258535	9.753433	0	0
VENT_C	159	24.71	-70	70	0.98813848	0	0	0
GALL_10	31.6	-4.78	-10.5	10.5	-0.98875199	0	0	0
VENT_D	156	24.53	-70	70	0.98786186	0	0	0
AG13_TG2	77	10.33	-20	30	0.99112078	0	0	0
MALACAS	28	-3.5	-3.5	9.5	-0.99227788	0	0	0
CURM10	11.5	-3	-3	6	-0.96761727	0	0	0
PARIA_13	3.12	0.76	-1.5	1.5	0.97159024	0	0	0
YANA10	10	13.48	-10	20	0.59579734	10.19316	8.636779	7.28256
CHIMA13	120	20	-10	20	0.98639392	0	0	0
CHAVG3	100	-1.17	-45.1	90	-0.99993156	0	0	0
HBOTIF	2.3	0.85	-1	1.5	0.9379945	0.094027	0	0
HRUMI	2.3	0.87	-1	1.5	0.93532263	0.114027	0	0
ARIC2	10.57	-3.37	-5	9.4	-0.95274805	0	0	0
ARIC1	21.13	0.39	-4.5	7.5	0.99982971	0	0	0
CHARIV	15	1.5	-0.7	1.5	0.99503719	0	0	0
CHA123	6.72	2.9	-1.9	2.9	0.91815274	0.691243	0	0
CHAVI	9	2.97	-3	5	0.94962865	0.011843	0	0
ILOTV2	10	9	-7.8	15.5	0.74329415	5.713159	4.156779	2.80256
ILOTV3	22	5.2	-7.9	15	0.97318461	0	0	0
SGAB10	114	17.68	-20	40	0.98818658	0	0	0
TGMOL1	35	-5.46	-15	30	-0.98804968	0	0	0
TVCARB	135	-8.49	-30	60	-0.99802834	0	0	0
MACH13.8	88	-5.46	-15	30	-0.99808072	0	0	0
HUANCH10	14.56	-0.4	-8	10	-0.99962284	0	0	0
CAY66	1	5	-4.4	5	0.19611614	4.671316	4.515678	4.38026
AG13_TG1	87	11.1	-20	30	0.99195892	0	0	0
YUNC13.8	91	13.36	-30	30	0.98939409	0	0	0
POECHOS1	3	0.28	-3	6	0.9956727	0	0	0
Totales	3245.47	732.41(*)				109.8392 (*)	44.58149 (*)	29.3956 (*)

Nota: La potencia reactiva total aportada o absorbida por los generadores se considera en valores absolutos.

a.3) Caso 3) de máxima demanda correspondiente a noviembre de 2005, considerando un Factor de Potencia 0.97 en todas las barras

Mediante la simulación de flujo de potencia, pero considerando en este caso que todas las demandas respetan un factor de potencia de 0.97, se observan las trasgresiones de vínculos detalladas en la TABLA N° 3.22.

En este escenario la demanda de potencia reactiva se redujo a Qd= 765.6 MVar y las pérdidas activas en la red presentan una leve reducción al valor de 190.16 MW, lo cual representa un 6.22% del valor de demanda activa total.

Comparando las trasgresiones detectadas en los vínculos respecto de las observadas en los casos anteriores, se aprecia una mayor disminución.

TABLA N° 3.22 Trasgresiones en vínculos en el caso 3

Número Origen	Nombre Origen	Número Destino	Nombre Destino	Circuitos	Potencia transmitida [MVA]	Potencia Límite [MVA]	Transporte respecto del Límite [%]
34	ROSA220	45	SROSA60	1	85.1	85	100.1
34	ROSA220	45	SROSA60	2	85.1	85	100.1
34	ROSA220	45	SROSA60	3	120.2	120	100.1
34	ROSA220	45	SROSA60	4	85.1	85	100.1
91	HUACH60	133	SROSV60	1	32.6	31.2	104.5
91	HUACH60	133	SROSV60	2	32.6	31.2	104.5
245	CHA33	286	CHA123	1	7.3	7.1	103.1
273	TACNA66	369	LOSHER66	1	26.1	25	104.2
295	ILOTV1	300	CATKAT	1	5.3	5	105.4
318	QHON138	319	QHON13	1	8	7.5	107.3

TABLA N° 3.23 Comportamiento de los generadores en el caso 3

Nombre	P [MW]	Q [Mvar]	Q min [Mvar]	Q max [Mvar]	Factor de Potencia	Reactivo Voluntario [MVar] para diferentes rangos obligatorios de factor de potencia		
						0.95 - 0.95	0.90 - 0.90	0.85 - 0.85
CARHU10	80	14.12	-35.85	35.85	0.9847786	0	0	0
C.PATO	200	20.2	-25.8	51.6	0.99493819	0	0	0
CAHUA10	33	-1.58	-19	38	-0.99885578	0	0	0
MAT12A	37.5	25.82	-52	53	0.82364439	13.4943461	7.65792107	2.57958731
MAT12B	37.5	26.26	-52	53	0.81912929	13.9343461	8.09792107	3.01958731
HUAMP10	26.65	3.15	-19.6	19.6	0.99308687	0	0	0
CALL65	30	-4.39	-31.5	31.5	-0.98946222	0	0	0
CALLAH8	30	-1.38	-26.4	26.4	-0.99894368	0	0	0
HUIN12	215.84	79.06	-122.4	217.6	0.93899063	8.11682274	0	0
MOYOP10	64.02	28.31	-39.3	64.2	0.91456989	7.26764359	0	0
IND10	0	-8	-8	8	0	0	0	0
RESTI13	191.56	67.59	-63	129	0.94302032	4.62727281	0	0
OROY2.3	4	-0.61	-5.4	5.4	-0.98857084	0	0	0
MALPA6.9	44	3.02	-40.8	40.8	0.99765281	0	0	0
YAU13A	59.74	-3.7	-31.38	31.39	-0.99808753	0	0	0
MAN13B	590	-41.2	-216	216	-0.99757073	0	0	0
PACHA23	4	-1.41	-7.2	7.2	-0.94312085	-0.09526358	0	0
YAU13B	39.83	-3.04	-20.92	20.93	-0.99709996	0	0	0
TALA10	83	-8.38	-10	27	-0.99494179	0	0	0
WESTING	109	25.3	-68	68	0.97410423	0	0	0
VENT_C	159	2.6	-70	70	0.99986633	0	0	0
GALL_10	31.6	-8.15	-10.5	10.5	-0.96831319	0	0	0
VENT_D	156	2.42	-70	70	0.9998797	0	0	0
AG13_TG2	77	7.01	-20	30	0.99588154	0	0	0
MALACAS	28	-4	-4	9	-0.98994949	0	0	0
CURM10	11.5	-3	-3	6	-0.96761727	0	0	0
PARIA_13	3.12	0.12	-1.5	1.5	0.99926117	0	0	0
YANA10	10	13.26	-10	20	0.60211735	9.97315895	8.41677895	7.06255662
CHIMA13	120	12.17	-10	20	0.99489666	0	0	0
CHAVG3	100	-9.94	-45.1	90	-0.99509613	0	0	0
HBOTIF	2.3	0.07	-1	1.5	0.99953718	0	0	0
HRUMI	2.3	0.15	-1	1.5	0.99788011	0	0	0
ARIC2	10.57	-5	-5	9.4	-0.90396409	-1.52580901	0	0
ARIC1	21.13	-1.41	-4.5	7.5	-0.99778098	0	0	0
CHARIV	15	0.11	-0.7	1.5	0.99997311	0	0	0
CHA123	6.72	2.9	-1.9	2.9	0.91815274	0.69124281	0	0
CHAVI	9	1.82	-3	5	0.98015957	0	0	0
ILOTV2	10	5.3	-7.8	15.5	0.8835729	2.01315895	0.45677895	0
ILOTV3	22	0.76	-7.9	15	0.99940384	0	0	0
SGAB10	114	13.56	-20	40	0.99299995	0	0	0
TGMOL1	35	-7.61	-15	30	-0.9771688	0	0	0
TVCARB	135	-17.61	-30	60	-0.99159918	0	0	0
MACH13.8	88	-11.46	-15	30	-0.99162678	0	0	0
HUANCH10	14.56	-2.14	-8	10	-0.98937064	0	0	0
CAY66	1	4.62	-4.4	5	0.21155128	4.29131589	4.1356779	4.00025566
AG13_TG1	87	7.78	-20	30	0.99602538	0	0	0
YUNC13.8	91	7.19	-30	30	0.99689317	0	0	0
POECHOS1	3	1.28	-3	6	0.91977817	0.29394768	0	0
Totales	3243.44	519.96(*)				66.3243 (*)	28.7650 (*)	16.6619 (*)

Nota: La potencia reactiva total aportada o absorbida por los generadores se considera en valores absolutos.

Por otro lado “no” se observan trasgresiones en los niveles de alta tensión considerados (desde 50 a 220 kV) para los rangos obligatorios adoptados en operación normal. De este valor se puede concluir que en la medida que las demandas satisfagan el factor de potencia mínimo de 0.97 inductivo, no serían necesarios elementos de compensación adicionales en el sistema transporte para este estado, ya que con los generadores se podría controlar la disponibilidad de reactivos para satisfacer las tensiones.

a.4) Caso 4) de máxima demanda correspondiente a noviembre de 2005, considerando un Factor de Potencia de 0.98 en todas las barras

Considerando en este caso que todas las demandas respetan un factor de potencia de 0.98 y ejecutando nuevamente el programa de flujo de potencia, se observan las trasgresiones de vínculos detalladas en la TABLA N° 3.24.

En este escenario la demanda de potencia reactiva se redujo a Qd= 620.3 MVAR y las pérdidas activas en la red presentan una leve reducción al valor de 188.71 MW, lo cual representa un 6.18% del valor de demanda activa total.

Comparando las trasgresiones detectadas en los vínculos respecto de las observadas en los casos anteriores, se aprecia que la tendencia en magnitudes y cantidad de vínculos trasgredidos se mantiene en disminución.

TABLA N° 3.24 Trasgresiones en vínculos en el caso 4

Número Origen	Nombre Origen	Número Destino	Nombre Destino	Circuitos	Potencia transmitida [MVA]	Potencia Límite [MVA]	Transporte respecto del Límite [%]
91	HUACH60	133	SROSV60	1	32.9	31.2	105.5
91	HUACH60	133	SROSV60	2	32.9	31.2	105.5
114	PARAG138	112	PARAG50	1	36.9	35	105.5
245	CHA33	286	CHA123	1	7.2	7.1	102
273	TACNA66	369	LOSHER66	1	26	25	104
295	ILOTV1	300	CATKAT	1	5.2	5	104
318	QHON138	319	QHON13	1	7.9	7.5	105.7

Respecto de los niveles de alta tensión considerados (desde 50 a 220 kV) no se observan trasgresiones también en este caso para los rangos obligatorios adoptados en operación normal. Por lo tanto en la medida que las demandas satisfagan el factor de potencia mínimo, de 0.98 inductivo, no serían necesarios elementos de compensación adicionales en el sistema transporte para este estado, ya que con los generadores se podría controlar la disponibilidad de reactivo para satisfacer las tensiones. El comportamiento de los generadores para este caso se ha resumido en la TABLA N° 3.25.

Analizando los resultados se observa también que la menor cantidad de reactivo voluntario aportado corresponde al caso de adoptar el rango

obligatorio comprendido entre 0.85 en atraso y 0.85 en adelanto. Se observa sin embargo que existen mayor cantidad de centrales respecto de los casos anteriores (siete en total), que siempre presentan un aporte voluntario de potencia reactiva. En este caso el reactivo total voluntario aportado o absorbido para los diferentes rangos obligatorios adoptados representa respectivamente 8.08%; 5.05% y 2.93% de la demanda total de reactivo del sistema.

En esta situación se observa también que “no” se produciría ningún aporte al fondo de reactivo, mientras que la retribución a los generadores dependerá del suministro voluntario efectuado según el rango obligatorio adoptado.

El comportamiento de los generadores para el caso analizado, igual que en los casos anteriores, se ha resumido en la TABLA N° 3.23. Analizando los resultados se observa también que la menor cantidad de reactivo voluntario aportado corresponde al caso de adoptar el rango obligatorio comprendido entre 0.85 en atraso y 0.85 en adelanto. Se observa que existen menor cantidad de centrales (cuatro en total) respecto de los casos anteriores, que siempre presentan un aporte voluntario de potencia reactiva. En este caso el reactivo total voluntario aportado o absorbido para los diferentes rangos obligatorios adoptados representa respectivamente 8.7%; 3.76% y 2.18% de la demanda total de reactivo del sistema.

En esta situación se observa que “no” se produciría ningún aporte al fondo de reactivo, mientras que la retribución a los generadores dependerá del suministro voluntario efectuado según el rango obligatorio adoptado.

TABLA N° 3.25 Comportamiento de los generadores en el caso 4

Nombre	P [MW]	Q [Mvar]	Q min [Mvar]	Q max [Mvar]	Factor de Potencia	Reactivo Voluntario [MVar] para diferentes rangos obligatorios de factor de potencia		
						0.95 - 0.95	0.90 - 0.90	0.85 - 0.85
CARHU10	80	10.89	-35.85	35.85	0.9908618	0	0	0
C.PATO	200	13.81	-25.8	51.6	0.99762454	0	0	0
CAHUA10	33	-0.68	-19	38	-0.99978776	0	0	0
MAT12A	37.5	24.44	-52	53	0.83777945	12.1143461	6.27792107	1.19958731
MAT12B	37.5	24.88	-52	53	0.83327894	12.5543461	6.71792107	1.63958731
HUAMP10	26.65	2.46	-19.6	19.6	0.99576668	0	0	0
CALL65	30	-5.28	-31.5	31.5	-0.98486277	0	0	0
CALLAH8	30	2.11	-26.4	26.4	0.99753575	0	0	0
HUIN12	215.91	72.69	-122.4	217.6	0.94773091	1.72381485	0	0
MOYOP10	64.02	1.73	-39.3	64.2	0.99963508	0	0	0
IND10	0	-8	-8	8	0	0	0	0
RESTI13	191.56	3.5	-63	129	0.99983313	0	0	0
OROY2.3	4	-3.05	-5.4	5.4	-0.79520348	-1.73526358	-1.11271158	-0.57102265
MALPA6.9	44	-1.82	-40.8	40.8	-0.99914562	0	0	0
YAU13A	59.74	-2.74	-31.38	31.39	-0.99894984	0	0	0
MAN13B	590	2.64	-216	216	0.99998999	0	0	0
PACHA23	4	-5.6	-7.2	7.2	-0.58123819	-4.28526358	-3.66271158	-3.12102265
YAU13B	39.83	-2.38	-20.92	20.93	-0.9982195	0	0	0
TALA10	83	-12.16	-27	27	-0.98943772	0	0	0
WESTING	109	18.99	-68	68	0.98516063	0	0	0
VENT_C	159	-4.29	-70	70	-0.99963621	0	0	0
GALL_10	31.6	-8.7	-10.5	10.5	-0.96412735	0	0	0
VENT_D	156	-4.47	-70	70	-0.99958973	0	0	0
AG13_TG2	77	8.16	-20	30	0.99443161	0	0	0
MALACAS	28	-7.44	-9.2	9.2	-0.96646371	0	0	0
CURM10	11.5	-3	-3	6	-0.96761727	0	0	0
PARIA_13	3.12	-0.17	-1.5	1.5	-0.99851887	0	0	0
YANA10	10	12.94	-10	20	0.61148231	9.65315895	8.09677895	6.74255662
CHIMA13	120	11.47	-10	20	0.99546298	0	0	0
CHAVG3	100	-13.75	-45.1	90	-0.99067884	0	0	0
HBOTIF	2.3	-0.38	-1	1.5	-0.98662482	0	0	0
HRUMI	2.3	-0.27	-1	1.5	-0.99318005	0	0	0
ARIC2	10.57	-5	-5	9.4	-0.90396409	-1.52580901	0	0
ARIC1	21.13	-2.9	-4.5	7.5	-0.99071282	0	0	0
CHARIV	15	-0.7	-0.7	1.5	-0.99891289	0	0	0
CHA123	6.72	2.7	-1.9	2.9	0.92790422	0.49124281	0	0
CHAVI	9	1.24	-3	5	0.99064167	0	0	0
ILOTV2	10	3.11	-7.8	15.5	0.95488687	0	0	0
ILOTV3	22	-1.83	-7.9	15	-0.99655824	0	0	0
SGAB10	114	12.33	-20	40	0.99420176	0	0	0
TGMOL1	35	-8.68	-15	30	-0.97059753	0	0	0
TVCARB	135	-22.66	-30	60	-0.98620373	0	0	0
MACH13.8	88	-13.66	-15	30	-0.98816569	0	0	0
HUANCH10	14.56	-3.79	-8	10	-0.96775125	0	0	0
CAY66	1	4.02	-4.4	5	0.24139946	3.69131589	3.5356779	3.40025566
AG13_TG1	87	8.92	-20	30	0.99478501	0	0	0
YUNC13.8	91	20.68	-30	30	0.97513707	0	0	0
POECHOS1	3	3.35	-3	6	0.6671198	2.36394768	1.89703369	1.49076698
Totales	3243.5	410.5(*)				50.1385085	31.3007558	18.1647992

Nota: La potencia reactiva total aportada o absorbida por los generadores se considera en valores absolutos.

a.5) Conclusiones de los casos 1 a 4

Analizando los casos 1 a 4 puede concluirse que los rangos adoptados para el nivel de tensiones pueden respetarse sin mayores dificultades, fundamentalmente cuando se considera para las empresas distribuidoras y clientes libres un factor de potencia comprendido en un rango entre 0.97 a 1 (inductivo) o superior. En estos casos el transmisor no requeriría elementos de compensación para mantener el nivel de tensiones dentro de los rangos obligatorios.

En el caso de los generadores, siempre existirá algún aporte o absorción de potencia reactiva voluntaria para los rangos obligatorios considerados del factor de potencia. Evidentemente el menor aporte o absorción de reactivo se produce cuando se considera un rango obligatorio comprendido entre 0.85 en atraso y 0.85 en adelante. En este caso los aportes voluntarios de reactivo que se debería reconocer serían inferiores al 3% de la demanda de reactivo del sistema.

Debido a la pequeña magnitud que representa los aportes voluntarios de los generadores comparativamente con las magnitudes de la potencia de demanda reactiva, se estima que con lo recaudado en el FER por los cargos y penalizaciones no habría dificultad en la remuneración de dichos aportes. Con la finalidad de ilustrar esta apreciación se detallarán algunos casos.

El primero de estos casos considera un factor de potencia límite de 0.97 en todas las barras de demanda y supone que el mismo ha sido trasgredido en todas las demandas alcanzando un valor de 0.95. Pese a que todas las cargas del sistema presentan esta trasgresión, lo cual origina un incremento en la demanda de reactivo de 238.5 MVAR respecto del caso límite que es lo que debiera sancionarse, no se producen prácticamente trasgresiones en el rango de tensiones, excepto en la barra "MARC220". En esta situación el reactivo total voluntario aportado o absorbido por los generadores, dependerá del rango obligatorio adoptado, resultando los valores de 109.84; 44.58 y 29.40 para los respectivos rangos de (0.95-0.95), (0.90-0.90) y (0.85-0.85). De cualquier manera se observa que el reactivo sancionado es bastante superior al voluntario que debe reconocerse.

El segundo caso considerado es el caso base, correspondiente a una situación real del mes de noviembre de 2005. Si se supone en este escenario de máxima un rango obligatorio de 0.95 a 1 (inductivo), en todas las barras de demanda del sistema, sería necesario compensar y sancionar por un valor

de 198.11 MVAR. En el caso que se eligiese algún rango algo más estricto como el comprendido entre 0.97 a 1 ó 0.98 a 1 se requerirían 367.2 ó 488.09 MVAR respectivamente, los cuales deberían ser sancionados.

Comparando los ingresos al FER correspondientes a los valores de potencia reactiva que debieran ser sancionados, por no satisfacer el factor de potencia de la demanda en cualquier uno de los casos considerados, con respecto a los egresos asociados a la generación voluntaria registrados en la que muestra el comportamiento de los generadores del Caso 1 para los diferentes rangos obligatorios exigidos (0.95-0.95; 0.90-0.90 y 0.85-0.85), cuyos valores serían respectivamente 94.63; 44.82 y 24.1 MVAR, se aprecia que en todos los casos los ingresos al FER superarían los egresos dejando un saldo remanente.

b) Estados de máxima demanda en periodo de avenida

b.1) Caso 5) máxima demanda de avenida de 2005

Se ha adoptado como caso base inicial para esta segunda serie de cálculos, el correspondiente al estado de máxima de avenida (Caso 5). Este escenario presenta una potencia de demanda de $P_d = 3\,054.8$ MW y $Q_d = 1\,068.69$ MVAR, con pérdidas activas en la red de 206.84 MW, lo cual representa un 6.77% del valor de demanda activa.

Mediante simulación del flujo de potencia pudo detectarse algunas trasgresiones respecto de las capacidades de transporte de los vínculos, las cuales se han detallado en la TABLA N° 3.26.

Se aprecia que no existen trasgresiones significativas en este escenario, ya que las pocas existentes no son importantes en magnitud y además estarán presentes sólo durante las pocas horas que se mantenga este escenario de máxima.

Las trasgresiones detectadas respecto de los niveles de tensión para este estado son las presentadas en la TABLA N° 3.27.

Aquí, se aprecia que existen sobretensiones respecto de los límites adoptados en las tensiones, las cuales se observan fundamentalmente en la Zona Centro Oeste.

Para este escenario de máxima demanda, se ha analizado el comportamiento de los generadores para los diferentes rangos obligatorios propuestos en relación al factor de potencia. El primero de ellos, como se mencionó en los casos anteriores, para un rango comprendido entre 0.95 en atraso y 0.95 en adelanto, el segundo para un valor de 0.90 y el tercero para un valor de 0.85.

Un resumen de los resultados obtenidos puede apreciarse en la TABLA N° 3.28.

Analizando los resultados se observa que el reactivo voluntario varía, para los tres casos del rango de factor de potencia planteado, desde 198.30; 130.35; 78.45 MVAR respectivamente. Evidentemente la menor cantidad de reactivo voluntario aportado corresponde al caso de adoptar el rango obligatorio más amplio, es decir el comprendido entre 0.85 en atraso y 0.85 en adelante. Se observa sin embargo que existen centrales (nueve en total), que siempre presentan un aporte voluntario de potencia reactiva el cual debería ser reconocido con algún criterio. De todas maneras es importante destacar que el reactivo voluntario total aportado ó absorbido, para los diferentes rangos obligatorios adoptados, representa respectivamente respecto de la demanda total de reactivo del sistema 18.56%; 12.20% y 7.34%.

TABLA N° 3.26 Traspasiones en vínculos en el caso 5

Número Origen	Nombre Origen	Número Destino	Nombre Destino	Circuitos	Potencia transmitida [MVA]	Potencia Limite [MVA]	Transporte respecto del Limite [%]
34	ROSA220	45	SROSA60	1	90.5	85	106.5
34	ROSA220	45	SROSA60	2	90.5	85	106.5
34	ROSA220	45	SROSA60	3	127.8	120	106.5
34	ROSA220	45	SROSA60	4	90.5	85	106.5
91	HUACH60	133	SROSV60	1	33	31.2	105.8
91	HUACH60	133	SROSV60	2	33	31.2	105.8
165	SJUA50	166	SJUA2.4	1	1.6	1.5	105.6
220	PUNO60	221	PUNO10	1	12	12	100.1
220	PUNO60	445	PUNO1STR	1	18.4	18	102.4
245	CHA33	286	CHA123	1	7.3	7.1	103.1
274	TACPI66	275	CALAN66	1	25.5	25	101.9
295	ILOTV1	300	CATKAT	1	5	5	100.4
318	QHON138	319	QHON13	1	7.7	7.5	102.1
338	PUNO138	220	PUNO60	1	18.6	18	102.4

TABLA N° 3.27 Traspasiones de tensiones en nodos en el caso 5

Número	Nombre	V [pu]	V [kV]
6	CARHU220	1.05522	232.149
308	TVCAR220	1.05328	231.722
66	RESTI220	1.05216	231.475
313	LOSHER22	1.05204	231.449
65	CARMI220	1.05202	231.444
310	MONT220	1.05137	231.301
218	JULIA60	0.92326	55.395
60	MARC220	0.90543	199.196

En relación con la demanda de las empresas distribuidoras y clientes libres se observa que presentan un factor de potencia muy variable en cada una de las barras del sistema, que oscila desde 0.707 a 1 del lado inductivo y en el caso de la barra "CALLA138" existe una demanda de 5.6 MW con un factor de potencia capacitivo de 0.81. Para mantener el factor de potencia de este estado en el rango de 0.95 a 1 (inductivo) en todas las barras de demanda

del sistema, sería necesario compensar por un valor de 198.11 MVAr. En el caso que quisiese mejorarse el rango de este factor entre 0.97 a 1 ó 0.98 a 1 se requerirían 367.2 ó 488.09 MVAr respectivamente.

En la situación en que se eligiese alguno de los rangos obligatorios mencionados para el factor de potencia de la demanda, habría que abonar los cargos correspondientes al reactivo faltante de compensación, parte del cual se utilizaría para remunerar el aporte voluntario asignado a los generadores.

Una vez corregido el factor de potencia se debe analizar el perfil de tensiones de la red de transporte, para verificar si el responsable de la red debe introducir compensación para satisfacer los rangos adoptados para las tensiones. En el caso que no dispusiese de la compensación requerida deberá abonar el cargo correspondiente.

TABLA N° 3.28 Comportamiento de los generadores en el caso 5

Nombre	P [MW]	Q [Mvar]	Q min [Mvar]	Q max [Mvar]	Factor de Potencia	Reactivo Voluntario [MVar] para diferentes rangos obligatorios de factor de potencia		
						0.95 - 0.95	0.90 - 0.90	0.85 - 0.85
CARHU10	92	15.65	-35.85	35.85	0.98583814	0	0	0
CHICL10	13	2	-1.03	2	0.9883717	0	0	0
PIURA10	6	-7.01	-10	10	-0.65025571	-5.03789537	-4.10406737	-3.29153397
C.PATO	258	53.57	-26	85	0.97911659	0	0	0
CAHUA10	44	5.62	-19	38	0.99194134	0	0	0
MAT12A	35	29.38	-52	53	0.76592037	17.8760563	12.4287263	7.68894816
MAT12B	35	29.78	-52	53	0.76161708	18.2760563	12.8287263	8.08894816
HUAMP10	31	10.44	-19.6	19.6	0.94770049	0.25079274	0	0
CALL65	23	-2.36	-31.5	31.5	-0.99477694	0	0	0
CALLAH8	23	4.73	-26.4	26.4	0.97950155	0	0	0
SROS13B	30	23.19	-7.5	32	0.79118059	13.3294768	8.66033685	4.59766985
SROS13A	30	24.27	-7.5	32	0.77744399	14.4094768	9.74033685	5.67766985
HUIN12	176.11	141.02	-122.4	217.6	0.78058333	83.1354422	55.7260341	31.8768246
MOYOP10	64.02	52.72	-39.3	64.2	0.77194416	31.6776436	21.7136988	13.0439675
IND10	0	8	-8	8	0	0	0	0
RESTI13	143	13.77	-63	129	0.99539576	0	0	0
OROY2.3	10	0.64	-5.4	5.4	0.99795827	0	0	0
MALPA6.9	42	6.55	-40.8	40.8	0.98805684	0	0	0
YAU13A	50	-4.62	-31.38	31.39	-0.99575826	0	0	0
MAN13B	658	48.32	-216	216	0.99731453	0	0	0
PACHA23	4	1.2	-7.2	7.2	0.95782629	0	0	0
YAU13B	30	-3.69	-20.92	20.93	-0.99252026	0	0	0
TALA10	42	5.72	-8	8	0.99085312	0	0	0
VENT_C	151	48.92	-70	70	0.95132071	0	0	0
GALL_10	26	-2.77	-10.5	10.5	-0.99437264	0	0	0
VENT_D	152	48.98	-70	70	0.95180418	0	0	0
AG13_TG2	77	8.02	-20	30	0.99461952	0	0	0
MALACAS	45	-3.5	-3.5	9.5	-0.99698896	0	0	0
CURM10	11.5	-3	-3	6	-0.96761727	0	0	0
ZORRI10	16	-2	-2	5	-0.99227788	0	0	0
PARIA_13	3.12	1.5	-1.5	1.5	0.90125242	0.47450559	0	0
YANA10	42	18.76	-10	20	0.91305694	4.95526758	0	0
CHIMA13	150	20	-10	20	0.9912279	0	0	0
CHAVG3	142	-6.72	-45.1	90	-0.9988821	0	0	0
HBOTIF	2.3	-1	-1	1.5	-0.91707006	-0.24402656	0	0
HRUMI	2.3	-1	-1	1.5	-0.91707006	-0.24402656	0	0
CALANA12	19	-2.06	-3	5.6	-0.99417375	0	0	0
GDMOLL	8	-4.3	-4.3	8.2	-0.8808244	-1.67052716	-0.42542316	0
CHARIV	15	1.08	-0.7	1.5	0.99741803	0	0	0
CHA123	6.72	2.9	-1.9	2.9	0.91815274	0.69124281	0	0
CHAVI	9	2.55	-3	5	0.96212673	0	0	0
ILOTV1	10	-2.9	-2.9	5.5	-0.96042914	0	0	0
ILOTV2	10	-0.83	-7.8	15.5	-0.9965732	0	0	0
ILOTV4	22	-7.91	-8.1	15.5	-0.94102365	-0.67894969	0	0
SGAB10	114	19.26	-20	40	0.98602682	0	0	0
TGMOL1	35	-5.81	-15	30	-0.98650036	0	0	0
MACH13.8	86	-7.58	-15	30	-0.9961382	0	0	0
HUANCH10	14.56	-1	-8	10	-0.99764975	0	0	0
CAY66	1	4.19	-4.4	5	0.23214356	3.86131589	3.7056779	3.57025566
PUCAL10	24	1.02	-5	5	0.9990981	0	0	0
AG13_TG1	87	8.79	-20	30	0.99493476	0	0	0
CALANA4	6	-1.9	-3	5.6	-0.95334223	0	0	0
YUNC13.8	132	20.2	-30	30	0.98849259	0	0	0
POECHOS1	3	2.47	-3	6	0.77200451	1.48394768	1.01703369	0.61076698
Totales	3261.63	757.17(*)				198.2967 (*)	130.3501 (*)	78.4466 (*)

Nota: La potencia reactiva total aportada o absorbida por los generadores se considera en valores absolutos.

b.2) Caso 6) de máxima demanda de avenida, considerando un Factor de Potencia de 0.95 en todas las barras

De igual manera que para el Caso 5, al simular flujo de potencia, pero considerando que todas las demandas respetan un factor de potencia de 0.95, se puede apreciar las trasgresiones de vínculos y barras detallados en las TABLA N° 3.29 y TABLA N° 3.30.

TABLA N° 3.29 Trasgresiones de tensiones en nodos en el caso 6

Número	Nombre	V [pu]	V [kV]
60	MARC220	0.92703	203.947

TABLA N° 3.30 Trasgresiones en vínculos en el caso 6

Número Origen	Nombre Origen	Número Destino	Nombre Destino	Circuitos	Potencia transmitida [MVA]	Potencia Límite [MVA]	Transporte respecto del Límite [%]
6	CARHU220	7	CARHU10	1	96.2	96	100.2
34	ROSA220	45	SROSA60	1	86.6	85	101.8
34	ROSA220	45	SROSA60	2	86.6	85	101.8
34	ROSA220	45	SROSA60	3	122.2	120	101.8
34	ROSA220	45	SROSA60	4	86.6	85	101.8
91	HUACH60	133	SROSV60	1	32.2	31.2	103.2
91	HUACH60	133	SROSV60	2	32.2	31.2	103.2
165	SJUA50	166	SJUA2.4	1	1.5	1.5	101.4
245	CHA33	286	CHA123	1	7.3	7.1	103.1
255	TOQUE13	256	TOQS138	1	67.3	66	102
265	RILO138	266	RILO10	1	15.4	15	102.9
274	TACPI66	275	CALAN66	1	25	25	100.2
295	ILOTV1	300	CATKAT	1	5.4	5	108.2
318	QHON138	319	QHON13	1	8.3	7.5	110.3
338	PUNO138	220	PUNO60	1	18.2	18	101

En este escenario la demanda de potencia reactiva se redujo a $Q_d = 1\,004.1$ MVar y las pérdidas activas en la red presentan una leve disminución respecto del caso anterior al valor de 205.59 MW, lo cual representa un 6.73% del valor de demanda activa total. Comparando las trasgresiones detectadas en los vínculos respecto de las observadas en el caso 5, se aprecia que las mismas presentan una leve disminución.

Analizando las trasgresiones detectadas en el perfil de tensiones, puede apreciarse que han disminuido notablemente en cantidad y magnitud respecto del caso 5, quedando sólo la barra "MARC220" con una trasgresión del orden del -7% en el nivel de 220. Esta trasgresión es difícil de eliminar con los elementos de compensación disponibles en la red. Debido a ello si se adoptase para las demandas el factor de potencia mínimo de 0.95 en el estado de máxima, el transmisor debería abonar el cargo del reactivo que debería suministrarse en este sector para satisfacer los rangos de las tensiones.

TABLA N° 3.31 Comportamiento de los generadores en el caso 6

Nombre	P [MW]	Q [Mvar]	Q min [Mvar]	Q max [Mvar]	Factor de Potencia	Reactivo Voluntario [MVar] para diferentes rangos obligatorios de factor de potencia		
						0.95 - 0.95	0.90 - 0.90	0.85 - 0.85
CARHU10	92	28.75	-35.85	35.85	0.954	0	0	0
CHICL10	13	2	-1.03	2	0.988	0	0	0
PIURA10	6	-10	-10	10	-0.514	-8.028	-7.094	-6.282
C.PATO	258	58.45	-25.8	85	0.975	0	0	0
CAHUA10	44	5.42	-19	38	0.992	0	0	0
MAT12A	35	32.36	-52	53	0.734	20.856	15.409	10.669
MAT12B	35	32.78	-52	53	0.730	21.276	15.829	11.089
HUAMP10	31	8.04	-19.6	19.6	0.968	0	0	0
CALL65	23	-0.44	-31.5	31.5	-1.000	0	0	0
CALLAH8	23	2.7	-26.4	26.4	0.993	0	0	0
SROS13B	30	6.91	-7.5	32	0.974	0	0	0
SROS13A	30	7.98	-7.5	32	0.966	0	0	0
HUIN12	174.86	151.21	-122.4	217.6	0.756	93.736	66.521	42.842
MOYOP10	64.02	46.58	-39.3	64.2	0.809	25.538	15.574	6.904
IND10	0	-1.94	-8	8	0.000	0	0	0
RESTI13	143	15.64	-63	129	0.994	0	0	0
OROY2.3	10	1.32	-5.4	5.4	0.991	0	0	0
MALPA6.9	42	7.1	-40.8	40.8	0.986	0	0	0
YAU13A	50	-4.32	-31.38	31.39	-0.996	0	0	0
MAN13B	658	61.87	-216	216	0.996	0	0	0
PACHA23	4	2.49	-7.2	7.2	0.849	1.175	0.553	0.011
YAU13B	30	-3.41	-20.92	20.93	-0.994	0	0	0
TALA10	42	3.83	-8	8	0.996	0	0	0
VENT_C	151	28.72	-70	70	0.982	0	0	0
GALL_10	26	-3.91	-10.5	10.5	-0.989	0	0	0
VENT_D	152	28.78	-70	70	0.983	0	0	0
AG13_TG2	77	12.37	-20	30	0.987	0	0	0
MALACAS	45	-3.5	-3.5	9.5	-0.997	0	0	0
CURM10	11.5	-3	-3	6	-0.968	0	0	0
ZORRI10	16	-2	-2	5	-0.992	0	0	0
PARIA_13	3.12	0.76	-1.5	1.5	0.972	0	0	0
YANA10	42	20	-10	20	0.903	6.195	0	0
CHIMA13	150	20	-10	20	0.991	0	0	0
CHAVG3	142	7.15	-45.1	90	0.999	0	0	0
HBOTIF	2.3	0.95	-1	1.5	0.924	0.194	0	0
HRUMI	2.3	0.96	-1	1.5	0.923	0.204	0	0
CALANA12	19	-0.59	-3	5.6	-1.000	0	0	0
GDMOLL	8	-3.24	-4.3	8.2	-0.927	-0.611	0	0
CHARIV	15	1.5	-0.7	1.5	0.995	0	0	0
CHA123	6.72	2.9	-1.9	2.9	0.918	0.691	0	0
CHAVI	9	3.46	-3	5	0.933	0.502	0	0
ILOTV1	10	4.72	-2.9	5.5	0.904	1.433	0	0
ILOTV2	10	8.15	-7.8	15.5	0.775	4.863	3.307	1.953
ILOTV4	22	3.73	-8.1	15.5	0.986	0	0	0
SGAB10	114	18.55	-20	40	0.987	0	0	0
TGMOL1	35	-3.03	-15	30	-0.996	0	0	0
MACH13.8	86	-5.98	-15	30	-0.998	0	0	0
HUANCH10	14.56	-0.45	-8	10	-1.000	0	0	0
CAY66	1	5	-4.4	5	0.196	4.671	4.516	4.380
PUCAL10	24	2.18	-5	5	0.996	0	0	0
AG13_TG1	87	13.14	-20	30	0.989	0	0	0
CALANA4	6	-0.43	-3	5.6	-0.997	0	0	0
YUNC13.8	132	23.06	-30	30	0.985	0	0	0
POECHOS1	3	2.16	-3	6	0.812	1.174	0.707	0.301
Totales	3260.4	729.91(*)				191.148 (*)	129.509 (*)	84.430 (*)

Nota: La potencia reactiva total aportada o absorbida por los generadores se considera en valores absolutos.

De igual manera que en el caso anterior se ha analizado el comportamiento de los generadores para los diferentes rangos obligatorios propuestos en el factor de potencia (0.95-0.95; 0.90-0.90 y 0.85-0.85). Un resumen de los resultados obtenidos puede apreciarse en la TABLA N° 3.31.

Analizando los resultados se observa, al igual que en el caso anterior, que la menor cantidad de reactivo voluntario aportado corresponde al caso de adoptar el rango obligatorio comprendido entre 0.85 en atraso y 0.85 en adelanto. Se observa sin embargo que existen centrales (ocho en total), que siempre presentan un aporte voluntario de potencia reactiva. En este caso el reactivo total voluntario aportado o absorbido para los diferentes rangos obligatorios adoptados representa respectivamente 19.04%; 12.9% y 8.41% de la demanda total de reactivo del sistema.

En esta situación se observa que el único aporte al fondo de reactivo debería hacerlo el transmisor, por presentar trasgresiones de tensión y no disponer de los elementos de compensación correspondientes, mientras que la retribución a los generadores dependerá del aporte voluntario efectuado según el rango obligatorio adoptado. Se ha supuesto que todos los distribuidores pueden satisfacer este factor de potencia de 0.95.

b.3) Caso 7) de máxima demanda de avenida, considerando un Factor de Potencia 0,97 en todas las barras

Mediante simulación de flujo de potencia pero considerando en este caso que todas las demandas respetan un factor de potencia de 0.97, se observan las trasgresiones de vínculos detalladas en la TABLA N° 3.32.

En este escenario la demanda de potencia reactiva se redujo a $Q_d = 765.6$ MVar y las pérdidas activas en la red presentan una leve reducción al valor de 203.18 MW, lo cual representa un 6.65% del valor de demanda activa total. Comparando las trasgresiones detectadas en los vínculos respecto de las observadas en los casos anteriores, se aprecia una mayor disminución.

Por otro lado “no” se observan trasgresiones en los niveles de alta tensión considerados (desde 50 a 220 kV) para los rangos obligatorios adoptados en operación normal. De este valor se puede concluir que en la medida que las demandas satisfagan el factor de potencia mínimo de 0.97 inductivo, no serían necesario elementos de compensación adicionales en el sistema transporte para este estado, ya que con los generadores se podría controlar la disponibilidad de reactivo para satisfacer las tensiones.

TABLA N° 3.32 Comportamiento de los generadores en el caso 7

Nombre	P [MW]	Q [Mvar]	Q min [Mvar]	Q max [Mvar]	Factor de Potencia	Reactivo Voluntario [MVar] para diferentes rangos obligatorios de factor de potencia		
						0.95 - 0.95	0.90 - 0.90	0.85 - 0.85
CARHU10	92	18.42	-35.85	35.85	0.981	0	0	0
CHICL10	13	2	-1.03	2	0.988	0	0	0
PIURA10	6	-10	-10	10	-0.514	-8.028	-7.094	-6.282
C.PATO	258	40.07	-25.8	85	0.988	0	0	0
CAHUA10	44	1.07	-19	38	1.000	0	0	0
MAT12A	35	28.3	-52	53	0.778	16.796	11.349	6.609
MAT12B	35	28.72	-52	53	0.773	17.216	11.769	7.029
HUAMP10	31	2.81	-19.6	19.6	0.996	0	0	0
CALL65	23	-3.06	-31.5	31.5	-0.991	0	0	0
CALLAH8	23	-1.28	-26.4	26.4	-0.998	0	0	0
SROS13B	30	-6.67	-7.5	32	-0.976	0	0	0
SROS13A	30	-5.61	-7.5	32	-0.983	0	0	0
HUIN12	172.45	134.01	-122.4	217.6	0.790	77.328	50.489	27.135
MOYOP10	64.02	35.92	-39.3	64.2	0.872	14.878	4.914	0
IND10	0	-8	-8	8	0	0	0	0
RESTI13	143	16.25	-63	129	0.994	0	0	0
OROY2.3	10	0.64	-5.4	5.4	0.998	0	0	0
MALPA6.9	42	6.44	-40.8	40.8	0.988	0	0	0
YAU13A	50	-5.17	-31.38	31.39	-0.995	0	0	0
MAN13B	658	22.41	-216	216	0.999	0	0	0
PACHA23	4	0.73	-7.2	7.2	0.984	0	0	0
YAU13B	30	-4.1	-20.92	20.93	-0.991	0	0	0
TALA10	42	-3.84	-8	8	-0.996	0	0	0
VENT_C	151	9.91	-70	70	0.998	0	0	0
GALL_10	26	-7.5	-10.5	10.5	-0.961	0	0	0
VENT_D	152	9.96	-70	70	0.998	0	0	0
AG13_TG2	77	9.58	-20	30	0.992	0	0	0
MALACAS	45	-3.5	-3.5	9.5	-0.997	0	0	0
CURM10	11.5	-3	-3	6	-0.968	0	0	0
ZORRI10	16	-2	-2	5	-0.992	0	0	0
PARIA_13	3.12	0.19	-1.5	1.5	0.998	0	0	0
YANA10	42	17.65	-10	20	0.922	3.845	0	0
CHIMA13	150	20	-10	20	0.991	0	0	0
CHAVG3	142	-2.91	-45.1	90	-1.000	0	0	0
HBOTIF	2.3	-0.11	-1	1.5	-0.999	0	0	0
HRUMI	2.3	-0.01	-1	1.5	-1.000	0	0	0
CALANA12	19	-2.46	-3	5.6	-0.992	0	0	0
GDMOLL	8	-4.3	-4.3	8.2	-0.881	-1.671	-0.425	0
CHARIV	15	0.69	-0.7	1.5	0.999	0	0	0
CHA123	6.72	2.9	-1.9	2.9	0.918	0.691	0	0
CHAVI	9	2.13	-3	5	0.973	0	0	0
ILOTV1	10	1.35	-2.9	5.5	0.991	0	0	0
ILOTV2	10	4.08	-7.8	15.5	0.926	0.793	0	0
ILOTV4	22	-1.36	-8.1	15.5	-0.998	0	0	0
SGAB10	114	15.15	-20	40	0.991	0	0	0
TGMOL1	35	-5.08	-15	30	-0.990	0	0	0
MACH13.8	86	-10.68	-15	30	-0.992	0	0	0
HUANCH10	14.56	-1.41	-8	10	-0.995	0	0	0
CAY66	1	5	-4.4	5	0.196	4.671	4.516	4.380
PUCAL10	24	0.79	-5	5	0.999	0	0	0
AG13_TG1	87	10.35	-20	30	0.993	0	0	0
CALANA4	6	-2.3	-3	5.6	-0.934	-0.328	0	0
YUNC13.8	132	11.44	-30	30	0.996	0	0	0
POECHOS1	3	-0.2	-3	6	-0.998	0	0	0
Totales	3257.97	553.51(*)				146.25 (*)	90.56 (*)	51.44 (*)

Nota: La potencia reactiva total aportada o absorbida por los generadores se considera en valores absolutos.

El comportamiento de los generadores para el caso analizado, igual que en los casos anteriores, se ha resumido en la TABLA N° 3.33. Analizando los resultados se observa también que la menor cantidad de reactivo voluntario aportado corresponde al caso de adoptar el rango obligatorio comprendido entre 0.85 en atraso y 0.85 en adelanto. Se observa que existen menor cantidad de centrales (cinco en total) respecto de los casos anteriores, que siempre presentan un aporte voluntario de potencia reactiva. En este caso el reactivo total voluntario aportado o absorbido para los diferentes rangos obligatorios adoptados representa respectivamente 19.10%; 11.83% y 6.72% de la demanda total de reactivo del SEIN.

En esta situación se observa que “no” se produciría ningún aporte al fondo de reactivo, mientras que la retribución a los generadores dependerá del suministro voluntario efectuado según el rango obligatorio adoptado.

TABLA N° 3.33 Traspresiones en vínculos en el caso 7

Número Origen	Nombre Origen	Número Destino	Nombre Destino	Circuitos	Potencia transmitida [MVA]	Potencia Límite [MVA]	Transporte respecto del Límite [%]
34	ROSA220	45	SROSA60	1	85	85	100
34	ROSA220	45	SROSA60	2	85	85	100
34	ROSA220	45	SROSA60	3	120	120	100
34	ROSA220	45	SROSA60	4	85	85	100
91	HUACH60	133	SROSV60	1	32	31.2	102.6
91	HUACH60	133	SROSV60	2	32	31.2	102.6
245	CHA33	286	CHA123	1	7.3	7.1	103.1
274	TACPI66	275	CALAN66	1	25.6	25	102.6
295	ILOTV1	300	CATKAT	1	5.3	5	105.4
318	QHON138	319	QHON13	1	8	7.5	107.2

b.4) Caso 8) de máxima de Avenida, considerando un Factor de Potencia de 0,98 en todas las barras

Considerando en este caso que todas las demandas respetan un factor de potencia de 0.98 y ejecutando nuevamente el programa de flujo de potencia, se observan las traspresiones de vínculos detalladas en la TABLA N° 3.34.

TABLA N° 3.34 Traspresiones en vínculos en el caso 8

Número Origen	Nombre Origen	Número Destino	Nombre Destino	Circuitos	Potencia transmitida [MVA]	Potencia Límite [MVA]	Transporte respecto del Límite [%]
91	HUACH60	133	SROSV60	1	32.1	31.2	102.8
91	HUACH60	133	SROSV60	2	32.1	31.2	102.8
245	CHA33	286	CHA123	1	7.2	7.1	102
274	TACPI66	275	CALAN66	1	26	25	103.9
295	ILOTV1	300	CATKAT	1	5.2	5	104
318	QHON138	319	QHON13	1	7.9	7.5	105.7

En este escenario la demanda de potencia reactiva se redujo a $Q_d = 620.3$ MVar y las pérdidas activas en la red presentan una leve reducción al valor de 201.80 MW, lo cual representa un 6.61 % del valor de demanda activa

total.

Comparando las trasgresiones detectadas en los vínculos respecto de las observadas en los casos anteriores, se aprecia que la tendencia en magnitudes y cantidad de vínculos trasgredidos se mantiene en disminución. Respecto de los niveles de alta tensión considerados (desde 50 a 220 kV) no se observan trasgresiones también en este caso para los rangos obligatorios adoptados en operación normal. Por lo tanto en la medida que las demandas satisfagan el factor de potencia mínimo de 0.98 inductivo, no serían necesario elementos de compensación adicionales en el sistema transporte para este estado, ya que con los generadores se podría controlar la disponibilidad de reactivo para satisfacer las tensiones. El comportamiento de los generadores para este caso se ha resumido en la TABLA N° 3.35. Analizando los resultados se observa también que la menor cantidad de reactivo voluntario aportado corresponde al caso de adoptar el rango obligatorio comprendido entre 0.85 en atraso y 0.85 en adelante. Se observa además que existen, igual que en el caso anterior sólo cinco centrales, que siempre presentan un aporte voluntario de potencia reactiva. En este caso el reactivo total voluntario aportado o absorbido para los diferentes rangos obligatorios adoptados representa respectivamente 18.45%; 10.18% y 4.64 % de la demanda total de reactivo del SEIN.

En esta situación se observa también que “no” se produciría ningún aporte al fondo de reactivo, mientras que la retribución a los generadores dependerá del suministro voluntario efectuado según el rango obligatorio adoptado.

b.5) Conclusiones de los casos 5 a 8

Analizando los casos 5 a 8 puede concluirse que los rangos adoptados para el nivel de tensiones, también en esta situación de avenida, pueden respetarse sin mayores dificultades, fundamentalmente cuando se considera para las empresas distribuidoras y clientes libres un factor de potencia comprendido en un rango entre 0.97 a 1 (inductivo) o superior. En estos casos el transmisor no requeriría elementos de compensación para mantener el nivel de tensiones dentro de los rangos obligatorios.

En el caso de los generadores, siempre existirá algún aporte o absorción de potencia reactiva voluntaria para los rangos obligatorios considerados del factor de potencia. Evidentemente el menor aporte o absorción de reactivo se produce cuando se considera un rango obligatorio comprendido entre 0.85 en atraso y 0.85 en adelante. En estos escenarios de avenida analizados los

aportes voluntarios de reactivo que se debería reconocer serían inferiores al 8% de la demanda de reactivo del sistema, lo cual es un poco mayor que los resultados observados para la situación de estiaje.

De todas maneras, debido a la pequeña magnitud que representa los aportes voluntarios de los generadores comparativamente con las magnitudes de la potencia de demanda reactiva, se estima que con lo recaudado en el FER por cargos y penalizaciones originados por las trasgresiones de los rangos adoptados, no habría dificultad en la remuneración de dichos aportes. Con la finalidad de ilustrar esta apreciación se detallarán algunos casos.

El segundo caso considerado es el caso base, correspondiente a una situación real de avenida máxima. Si se supone en este escenario de máxima un rango obligatorio de 0.95 a 1 (inductivo), en todas las barras de demanda del sistema, sería necesario compensar y sancionar por un valor de 198.11 MVar. En el caso que se eligiese algún rango algo más estricto como el comprendido entre 0.97 a 1 ó 0.98 a 1 se requerirían 367.2 ó 488.09 MVar respectivamente, los cuales deberían ser sancionados.

Comparando los ingresos al FER correspondientes a los valores de potencia reactiva que debieran ser sancionados, por no satisfacer el factor de potencia de la demanda en cualquier a de los casos considerados, con respecto a los egresos asociados a la generación voluntaria de los generadores del Caso 5 para los diferentes rangos obligatorios exigidos (0.95-0.95; 0.90-0.90 y 0.85-0.85), cuyos valores serían respectivamente 198.30; 130.35 y 78.45 MVar, se aprecia que prácticamente en todos los casos los ingresos al FER superarían los egresos, dejando un saldo remanente.

TABLA N° 3.35 Comportamiento de los generadores en el caso 8

Nombre	P [MW]	Q [Mvar]	Q min [Mvar]	Q max [Mvar]	Factor de Potencia	Reactivo Voluntario [MVar] para diferente rangos obligatorios de factor de potencia		
						0.95 - 0.95	0.90 - 0.90	0.85 - 0.85
CARHU10	92	8.89	-35.85	35.85	0.995	0	0	0
CHICL10	13	2	-1.03	2	0.988	0	0	0
PIURA10	6	-10	-10	10	-0.514	-8.028	-7.094	-6.282
C.PATO	258	33.5	-85	85	0.992	0	0	0
CAHUA10	44	0.3	-19	38	1.000	0	0	0
MAT12A	35	25.09	-52	53	0.813	13.586	8.139	3.399
MAT12B	35	25.51	-52	53	0.808	14.006	8.559	3.819
HUAMP10	31	-0.82	-19.6	19.6	-1.000	0	0	0
CALL65	23	-5.14	-31.5	31.5	-0.976	0	0	0
CALLA8	23	-4.13	-26.4	26.4	-0.984	0	0	0
SROS13B	30	-7.5	-7.5	32	-0.970	0	0	0
SROS13A	30	-7.5	-7.5	32	-0.970	0	0	0
HUIN12	171.03	118.75	-122.4	217.6	0.821	62.535	35.916	12.755
MOYOP10	64.02	27.68	-39.3	64.2	0.918	6.638	0	0
IND10	0	-8	-8	8	0	0	0	0
RESTI13	143	11.6	-63	129	0.997	0	0	0
OROY2.3	10	-0.42	-5.4	5.4	-0.999	0	0	0
MALPA6.9	42	3.37	-40.8	40.8	0.997	0	0	0
YAU13A	50	-5.1	-31.38	31.39	-0.995	0	0	0
MAN13B	658	-1.94	-216	216	-1.000	0	0	0
PACHA23	4	-1.31	-7.2	7.2	-0.950	0	0	0
YAU13B	30	-4.08	-20.92	20.93	-0.991	0	0	0
TALA10	42	-8	-8	8	-0.982	0	0	0
VENT C	151	-5.26	-70	70	-0.999	0	0	0
GALL 10	26	-9.2	-10.5	10.5	-0.943	-0.654	0	0
VENT D	152	-5.21	-70	70	-0.999	0	0	0
AG13 TG2	77	10.32	-20	30	0.991	0	0	0
MALACAS	45	-3.5	-3.5	9.5	-0.997	0	0	0
CURM10	11.5	-3	-3	6	-0.968	0	0	0
ZORRI10	16	-2	-2	5	-0.992	0	0	0
PARIA 13	3.12	-0.32	-1.5	1.5	-0.995	0	0	0
YANA10	42	15.91	-10	20	0.935	2.105	0	0
CHIMA13	150	20	-10	20	0.991	0	0	0
CHAVG3	142	-12	-45.1	90	-0.996	0	0	0
HBOTIF	2.3	-0.9	-1	1.5	-0.931	-0.144	0	0
HRUMI	2.3	-0.73	-1	1.5	-0.953	0	0	0
CALANA12	19	-3	-3	5.6	-0.988	0	0	0
GDMOLL	8	-4.3	-4.3	8.2	-0.881	-1.671	-0.425	0
CHARIV	15	-0.7	-0.7	1.5	-0.999	0	0	0
CHA123	6.72	2.7	-1.9	2.9	0.928	0.491	0	0
CHAVI	9	1.25	-3	5	0.990	0	0	0
ILOTV1	10	-1.13	-2.9	5.5	-0.994	0	0	0
ILOTV2	10	1.17	-7.8	15.5	0.993	0	0	0
ILOTV4	22	-5.24	-8.1	15.5	-0.973	0	0	0
SGAB10	114	9.77	-20	40	0.996	0	0	0
TGMOL1	35	-7.14	-15	30	-0.980	0	0	0
MACH13.8	86	-15	-15	30	-0.985	0	0	0
HUANCH10	14.56	-2.32	-8	10	-0.988	0	0	0
CAY66	1	3.16	-4.4	5	0.302	2.831	2.676	2.540
PUCAL10	24	0.21	-5	5	1.000	0	0	0
AG13 TG1	87	11.09	-20	30	0.992	0	0	0
CALANA4	6	-3	-3	5.6	-0.894	-1.028	-0.094	0
YUNC13.8	132	12.73	-30	30	0.995	0	0	0
POECHOS1	3	1.71	-3	6	0.869	0.724	0.257	0
Totales	3256.6	494.6 (*)				114.441 (*)	63.160 (*)	28.795 (*)

Nota: La potencia reactiva total aportada o absorbida por los generadores se considera en valores absolutos.

c) Estados de mínima demanda

c.1) Caso 9) Mínima correspondiente a 2005

Se ha adoptado como caso base inicial para esta nueva serie de cálculos, el correspondiente al estado de mínima (Caso 9). Este escenario presenta una potencia de demanda de $P_d = 2\,521.2$ MW y $Q_d = 913.6$ MVar, con pérdidas activas en la red de 166 MW, lo cual representa un 6.58% del valor de demanda activa.

Mediante simulación de flujo de potencia pudo detectarse algunas trasgresiones respecto de las capacidades de transporte de los vínculos, las cuales se han detallado en la TABLA N° 3.36.

TABLA N° 3.36 Trasgresiones en vínculos en el caso 9

Número Origen	Nombre Origen	Número Destino	Nombre Destino	Circuitos	Potencia transmitida [MVA]	Potencia Límite [MVA]	Transporte respecto del Límite [%]
27	PARAM138	131	P_EXIS	1	32.3	27.5	117.6
189	SMAT50	191	SMAT2.4	1	0.3	0.3	110.7
245	CHA33	286	CHA123	1	7.3	7.1	103.1

Puede apreciarse en la TABLA N° 3.37 que existen algunas trasgresiones significativas en este escenario, en las cuales habría que prestar atención dependiendo del tiempo de duración. Las trasgresiones detectadas respecto de los niveles de tensión para este estado son las presentadas y corresponde sólo a la barra MARC220.

TABLA N° 3.37 Trasgresiones de tensiones en nodos en el caso 9

Número	Nombre	V [pu]	V [kV]
60	MARC220	0.92358	203.188

Para este escenario de mínima, se ha analizado el comportamiento de los generadores para los diferentes rangos obligatorios propuestos en relación al factor de potencia. El primero de ellos, como se mencionó en los casos anteriores, para un rango comprendido entre 0.95 en atraso y 0.95 en adelanto, el segundo para un valor de 0.90 y el tercero para un valor de 0.85. Un resumen de los resultados obtenidos puede apreciarse en la TABLA N° 3.38. Analizando los resultados se observa que el reactivo voluntario varía, para los tres casos del rango de factor de potencia planteado, desde 75.639; 37.653; 25.730 MVar respectivamente. Evidentemente la menor cantidad de reactivo voluntario aportado corresponde al caso de adoptar el rango obligatorio más amplio, es decir el comprendido entre 0.85 en atraso y 0.85 en adelanto. Se observa sin embargo que existen centrales (seis en total), que siempre presentan un aporte voluntario de potencia reactiva el cual debería ser reconocido con algún criterio. De todas maneras es importante

destacar que el reactivo voluntario total aportado ó absorbido, para los diferentes rangos obligatorios adoptados, representa respectivamente respecto de la demanda total de reactivo del sistema 8.28%; 4.12% y 2.82%. En relación con la demanda de las empresas distribuidoras y clientes libres se observa que presentan un factor de potencia muy variable, que oscila desde 0.707 a 1 del lado inductivo y en el caso de la barra "CALLA138" existe una demanda de 6.3 MW con un factor de potencia capacitivo de 0.87. Para mantener el factor de potencia de este estado en el rango de 0.95 a 1 (inductivo) en todas las barras de demanda del sistema, sería necesario compensar por un valor de 215.093 MVar. En el caso que quisiese mejorarse el rango de este factor entre 0.97 a 1 ó 0.98 a 1 se requerirían 339.81 ó 431.01 MVar respectivamente. En la situación en que se eligiese alguno de los rangos obligatorios mencionados para el factor de potencia, habría que abonar los cargos correspondientes al reactivo faltante de compensación, parte del cual se utilizaría para remunerar el aporte voluntario asignado a los generadores. Una vez corregido el factor de potencia se debe analizar el perfil de tensiones de la red de transporte, para verificar si se debe introducir compensación para satisfacer los rangos adoptados para las tensiones. En el caso que no dispusiese de la compensación requerida deberá abonar el cargo correspondiente.

TABLA N° 3.38 Comportamiento de los generadores en el caso 9

Nombre	P [MW]	Q [Mvar]	Q min [Mvar]	Q max [Mvar]	Factor de Potencia	Reactivo Voluntario [MVar] para diferente rangos obligatorios de factor de potencia		
						0.95 - 0.95	0.90 - 0.90	0.85 - 0.85
CARHU10	50	-9.93	-35.85	35.85	-0.981	0	0	0
C.PATO	100	51.6	-25.8	51.6	0.889	18.732	3.168	0
CAHUA10	31	4.81	-19	38	0.988	0	0	0
MAT12A	34	9.87	-52	53	0.960	0	0	0
MAT12B	34	10.17	-52	53	0.958	0	0	0
HUAMP10	23.77	9.99	-19.6	19.6	0.922	2.177	0	0
CALL65	30	-14.54	-31.5	31.5	-0.900	-4.679	-0.010	0
CALLAH8	30	-9.33	-26.4	26.4	-0.955	0	0	0
HUIN12	120.01	24.08	-122.4	217.6	0.980	0	0	0
MOYOP10	43.98	12.66	-39.3	64.2	0.961	0	0	0
IND10	0	8	-8	8	0	0	0	0
RESTI13	168.83	14.05	-63	129	0.997	0	0	0
OROY2.3	4	1.35	-5.4	5.4	0.947	0.035	0	0
MALPA6.9	20	10.9	-40.8	40.8	0.878	4.326	1.214	0
YAU13A	59.74	-3.58	-31.38	31.39	-0.998	0	0	0
MAN13B	520	-1.25	-216	216	-1.000	0	0	0
PACHA23	4	3.59	-7.2	7.2	0.744	2.275	1.653	1.111
YAU13B	39.83	-3.03	-20.92	20.93	-0.997	0	0	0
TALA10	83	-1.82	-8	8	-1.000	0	0	0
WESTING	109	33.81	-68	68	0.955	0	0	0
VENT_C	159	8.4	-70	70	0.999	0	0	0
GALL_10	15.8	-6.83	-10.5	10.5	-0.918	-1.637	0	0
VENT_D	156	8.22	-70	70	0.999	0	0	0
AG13 TG2	77	6.12	-20	30	0.997	0	0	0
MALACAS	14	-3.5	-3.5	9.5	-0.970	0	0	0
CURM10	2	-3	-3	6	-0.555	-2.343	-2.031	-1.761
PARIA_13	3.12	-0.96	-1.5	1.5	-0.956	0	0	0
YANA10	10	19.24	-10	20	0.461	15.953	14.397	13.043
CHIMA13	100	-7.38	-10	20	-0.997	0	0	0
CHAVG3	30	-23.37	-45.1	90	-0.789	-13.509	-8.840	-4.778
HBOTIF	2.3	-0.14	-1	1.5	-0.998	0	0	0
HRUMI	2.3	-0.07	-1	1.5	-1.000	0	0	0
ARIC2	2.4	-5	-5	9.4	-0.433	-4.211	-3.838	-3.513
ARIC1	4.8	-4.5	-4.5	7.5	-0.730	-2.922	-2.175	-1.525
GDMOLL	20	-4.3	-4.3	8.2	-0.978	0	0	0
CHARIV	7.56	1.5	-0.7	1.5	0.981	0	0	0
CHA123	6.72	2.9	-1.9	2.9	0.918	0.691	0	0
CHAVI	4.48	-1.42	-3	5	-0.953	0	0	0
ILOTV2	10	4.64	-7.8	15.5	0.907	1.353	0	0
ILOTV3	22	-0.9	-7.9	15	-0.999	0	0	0
SGAB10	114	15.02	-20	40	0.991	0	0	0
TVCARB	135	-16.52	-30	60	-0.993	0	0	0
MACH13.8	88	-5.49	-15	30	-0.998	0	0	0
HUANCH10	14.56	-2.29	-8	10	-0.988	0	0	0
AG13 TG1	87	6.88	-20	30	0.997	0	0	0
YUNC13.8	91	9.34	-30	30	0.995	0	0	0
POECHOS1	3	-1.78	-3	6	-0.860	-0.794	-0.327	0
Totales	2687.2	408.1 (*)				75.639 (*)	37.653 (*)	25.730 (*)

Nota: La potencia reactiva total aportada o absorbida por los generadores se considera en valores absolutos.

3.3.7 Conclusiones

De lo propuesto se pueden obtener las siguientes conclusiones.

- La metodología se basa en el establecimiento de una banda obligatoria de reactivo no remunerada, estableciéndose un mercado regulado de reactivo con aportes fuera de la banda obligatoria denominado voluntario. Asimismo, los precios por la potencia reactiva voluntaria aportada es diferenciada según el tipo de instalación.
- Se determinará el valor unitario de reactivo, con la finalidad de calcular el valor de las compensaciones y penalizaciones.
- El esquema propuesto está basado en cargos y penalizaciones diferenciándose entre cargo y penalización en base al tiempo previo en que el agente informa respecto de la indisponibilidad del recurso de reactivo, que originaría la trasgresión de su rango obligatorio. Además se sugiere incrementar los cargos en función de la reincidencia en programaciones consecutivas.
- Por lo señalado en el ítem anterior este esquema no determina variación alguna en el costo de la tarifa eléctrica.
- Se propone la retribución a los distribuidores o clientes libres cuando, pese a haber satisfecho sus rangos obligatorios del factor de potencia, ponen a disposición del sistema equipos de compensación para solucionar problemas de otros agentes en barras cercanas, como podría ser el caso del transmisor con la presencia de trasgresiones de tensión, por haber sacado de servicio algún elemento compensador, o bien otro distribuidor con problemas en su factor de potencia.
- Se debe considerar en los costos totales, cuando se deban determinar las penalizaciones, la pérdida de beneficio por el costo de oportunidad a los generadores que fueron desplazados parcial o totalmente respecto del predespacho previamente calculado.
- Se propone la diferenciación de los rangos obligatorios de las tensiones para situaciones de operación normal o contingencias.
- En cuanto a las simulaciones realizadas, se ha podido observar que comparando los ingresos al FER correspondientes a los valores de potencia reactiva que debieran ser sancionados, con respecto a los egresos asociados a la generación voluntaria registrados, se aprecia que en todos los casos los ingresos al FER superarían los egresos, dejando un saldo remanente.

CONCLUSIONES

En este capítulo se expondrá lo especificado en los capítulos anteriores, esbozando las ideas principales y brindando los resultados obtenidos de las metodologías propuestas.

1) Análisis de los servicios complementarios internacionales

Dentro de este ámbito internacional, se encuentra que la normativa Argentina es una de las más maduras y completas, razón por la cual fue tomada como base en buena medida para el desarrollo de los mecanismos de reconocimiento de los SC en lo referido a Reserva Rotante pero adaptándola al caso peruano. Respecto de la normativa chilena se encuentra en una etapa de cambios similar tal vez al caso peruano, dado que recién en 2005 modificó su norma técnica equivalente a la NTCOTR peruana. Los procedimientos, estudios y demás aspectos se encuentran muy poco desarrollados y el funcionamiento del sistema chileno presenta varias dificultades observándose últimamente la actualización e incorporación de procedimientos relativos a los SC. El caso de España es competitivo a nivel de ofertas de cantidades disponibles pero a precio regulado, esta realidad escapa a la realidad peruana. La TABLA N° 4.1 resume las características de los principales SC de los países analizados.

TABLA N° 4.1 Resumen de los SC en los países analizados

	RPF	RSF	RF	Control de Tensión
Argentina	√	√	√	√
Colombia	√	√	-	√
Chile	√	-	-	√
España	Obligatorio no remunerado	Voluntario y Remunerado	-	√
Inglaterra	√	√	√	√

2) Situación de los servicios complementarios en Perú

En relación con el SC de reserva rotante, el análisis de la problemática muestra la importancia de este servicio ante el número de eventos de pérdida de generación en el SEIN evitando o minimizando el deslastre de carga ayudando a preservar la integridad del sistema con la consiguiente reducción de perjuicio

económico para los usuarios. Se observa que este SC posee un sistema de reconocimiento incipiente que no motiva la mejora del mismo como sería la tendencia a tener reserva distribuida en todas las unidades y la implementación de un sistema AGC para la reserva secundaria, que actualmente es controlada de manera manual.

Para el caso de la Reserva No Sincronizada, no existe reconocimiento alguno a pesar que, en determinadas situaciones, su actuación es fundamental para evitar desconexiones mayores permitiendo reducir los tiempos de reposición de las cargas interrumpidas. Coyunturalmente por el incremento de demanda todas las unidades se encuentran recibiendo remuneración por potencia, pero este hecho no debería retrasar la implantación de mecanismos de reconocimiento de pagos a unidades que brinden este servicio y que podrían estar en algún momento fuera del margen de potencia remunerable.

Respecto de la regulación de tensión se observa que existen muchos problemas en relación con este tema recurriendo con frecuencia a la generación forzada o fuera de mérito para solucionar el déficit de potencia reactiva en determinadas barras del sistema. Este tipo de problemas se presentan en los tres subsistemas: Centro, Norte y Sur. Desde el punto de vista económico, se entiende que no existen los incentivos económicos necesarios dado que, por ejemplo, no existe una banda reactiva obligatoria y que los generadores se ven compensados económicamente por toda la potencia reactiva generada, sin embargo, situaciones como la de remunerar por el lucro cesante no son reconocidos. En igual sentido los clientes libres y distribuidores que en ocasiones aportan por encima de su banda reactiva límite no son compensados. Adicionalmente, no se hace diferencia en los pagos por potencia reactiva generada en base a la ubicación zonal de los generadores, situación que no proporciona las señales económicas adecuadas ya que como se ha visto la problemática es distinta para cada zona analizada.

3) Propuesta de servicios complementarios en el SEIN

3.1) Reserva rotante

El esquema que se ha determinado como una mejor alternativa, viene a ser dado por la contribución de todas las unidades al servicio de RPF y RSF. Observándose que actualmente los valores obtenidos por el servicio de RPF superan al valor de las remuneraciones que perciben las centrales que efectivamente realizan el servicio. Así mismo, se aprecia que un mercado de

reserva, bajo los lineamientos planteados, da las señales económicas para que los titulares de generación brinden el servicio.

3.2) Reserva no sincronizada

El esquema planteado, si bien da un aumento en el precio de la tarifa de potencia, dichos valores significan aumentos mínimos en el precio monómico. Por lo que se concluye que la metodología establecida es la requerida por el SEIN para la determinación de la reserva no sincronizada.

3.3) Regulación de tensión

El esquema planteado no determina un costo para el usuario final, sino que plantea una operación en la cuáles todos los agentes se comprometen en asegurar la calidad del servicio, pues esto se basa en un sistema de pagos y penalizaciones a los que incumplan con los compromisos asumidos, es decir, a bandas obligatorias. Asimismo, de las simulaciones realizadas, se ha podido observar que comparando los ingresos al FER correspondientes a los valores de potencia reactiva que debieran ser sancionados, con respecto a los egresos asociados a la generación voluntaria registrados, se aprecia que en todos los casos los ingresos al FER superarían los egresos, dejando un saldo remanente.

ANEXO A

Comparación entre la NTCOTR Actual (Año 2005) y la del Año 1999

Resolución Directoral N° 014-2005-EM/DGE	Resolución Directoral 049-99-EM/DGE
<p style="text-align: center;">TITULO SEXTO DE LOS SERVICIOS COMPLEMENTARIOS</p> <p>6.1 SERVICIOS COMPLEMENTARIOS</p> <p>6.1.1 Los Servicios Complementarios son aquellos servicios requeridos para apoyar la operación eficiente del Sistema de modo que el suministro de energía eléctrica a los usuarios se efectúe con seguridad, confiabilidad y calidad.</p> <p>Los Servicios Complementarios podrán ser suministrados por cualquier Integrante del Sistema, en lo que le corresponda como tal. Los Servicios Complementarios a considerar son:</p> <ol style="list-style-type: none"> a. Reserva rotante ; b. Regulación de frecuencia; c. Regulación de tensión y/o suministro locales de reactivos; d. Grupos de arranque rápido por emergencia (reserva fría); <p>6.1.2 El COES propondrá los Procedimientos Técnicos correspondientes a la prestación de los Servicios Complementarios, incluyendo el reconocimiento de los costos eficientes en que se incurra al suministrarlos y el mecanismo de compensación correspondiente. Dichos Procedimientos serán aprobados por el Ministerio.</p> <p>6.1.3 Los Servicios Complementarios pueden ser prestados por cualquier Integrante del Sistema cuando sean requeridos por el Coordinador o por la DOCOES en la operación de corto plazo correspondiente, siempre que cumplan con los criterios técnicos establecidos en los Procedimientos Técnicos del COES.</p>	
<p>6.1.4 Todo Integrante del Sistema que brinde los Servicios Complementarios señalados en el numeral 6.1.1, deberá contar con sistemas confiables de registro, equipos de medición y sistemas de control que puedan ser supervisados desde el Centro de Control del Coordinador que posibiliten verificar y cuantificar el suministro de los Servicios Complementarios, los mismos que serán auditados por la DOCOES y el OSINERG, en caso lo requieran las partes interesadas.</p>	
<p>6.2 RESERVA ROTANTE</p> <p>6.2.1 El COES establecerá la Reserva Rotante como criterio de seguridad, y servirá para atender las necesidades de Regulación Primaria y Regulación Secundaria de Frecuencia, teniendo en cuenta el valor máximo de Riesgo de Falla permisible para la operación del Sistema. Este riesgo de falla debe considerar el parque generador y los sistemas de transmisión. El valor máximo de Riesgo de Falla será definido por la Dirección, a más tardar el 10 de Diciembre de cada año; para tal efecto, anualmente la DOCOES presentará una propuesta sustentada a más tardar el 31 de octubre de cada año, debiendo ser aprobado a más tardar el 10 de diciembre, y entrar en vigencia el 01 de enero del siguiente año.</p> <p>6.2.2 El Coordinador dispondrá la operación de las unidades generadoras considerando en todo momento la Reserva Rotante distribuida y calculada por la DOCOES.</p> <p>6.2.3 El Riesgo de Falla del Sistema considerado en la programación de la operación de la DOCOES será inferior al valor máximo fijado, y la Reserva Rotante ejecutada en todo momento será la establecida por el COES, los niveles de Riesgo de Falla y Reserva Rotante serán fiscalizados por el OSINERG.</p>	<p>5.1 RESERVA ROTANTE</p> <p>5.1.1 El COES establecerá la reserva rotante, fijando el valor máximo de riesgo de falla para la operación del sistema.</p> <p>5.1.2 El OSINERG fiscalizará que el riesgo de falla del sistema, en todo momento, sea inferior al valor máximo fijado de acuerdo al párrafo anterior.</p>

<p>6.3 REGULACION DE FRECUENCIA</p> <p>6.3.1 Los titulares de generación son responsables de la Regulación de Frecuencia del Sistema bajo las directivas del Coordinador y las disposiciones de la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos.</p> <p>6.3.2 Las unidades asignadas a la Regulación Primaria y Regulación Secundaria de Frecuencia operan de acuerdo a los procedimientos técnicos del COES, a los cuales se sujetan las disposiciones del Coordinador.</p> <p>6.3.3 De contarse con un Sistema de Control Automático de Generación, éste efectuará la Regulación Secundaria de Frecuencia.</p> <p>6.3.4 La frecuencia del Sistema se ajusta a las tolerancias especificadas en la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos, para los siguientes indicadores:</p> <ol style="list-style-type: none"> Variaciones Sostenidas de Frecuencia Variaciones Súbitas de Frecuencia Integral de Variaciones Diarias de Frecuencia <p>6.3.5 Si las Variaciones Sostenidas de Frecuencia exceden las tolerancias establecidas, el Coordinador dispondrá las medidas correctivas necesarias para mantener la frecuencia dentro de dichas tolerancias.</p> <p>6.3.6 Si el error acumulado de frecuencia en un momento determinado del día excede las tolerancias especificadas para la Integral de Variaciones Diarias de Frecuencia, el Coordinador establecerá una estrategia de recuperación y la implementará. Las frecuencias de recuperación establecidas como parte de esta estrategia, en ningún caso ocasionarán que las tolerancias para los otros indicadores sean excedidas. Asimismo, la estrategia implementada deberá considerar el criterio de operación a mínimo costo.</p> <p>6.3.7 Adicionalmente, el Coordinador registrará las Integrales de Variaciones de Frecuencia Semanales, Mensuales y Anual.</p>	<p>5.4 REGULACIÓN DE FRECUENCIA</p> <p>5.4.1 Los titulares de generación son responsables por la regulación de frecuencia del sistema bajo las directivas del Coordinador.</p> <p>5.4.2 Las unidades asignadas a la regulación primaria y secundaria de frecuencia operan de acuerdo a los procedimientos establecidos por el COES, a los cuales se sujetan las disposiciones del Coordinador.</p> <p>5.4.3 De contarse con un Sistema de Control Automático de Generación, éste efectúa la regulación secundaria de frecuencia.</p> <p>5.4.4 La frecuencia del sistema se ajusta a las tolerancias especificadas en la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos, para los indicadores:</p> <ol style="list-style-type: none"> Variaciones Sostenidas de Frecuencia Variaciones Súbitas de Frecuencia Integral de Variaciones Diarias de Frecuencia <p>5.4.5 Si las Variaciones Sostenidas de Frecuencia exceden tolerancias en un momento dado, el Coordinador dispondrá inmediatamente las medidas correctivas necesarias para mantener la frecuencia dentro de tolerancias.</p> <p>5.4.6 Si el error acumulado de frecuencia, en un momento determinado del día, excede las tolerancias especificadas para la Integral de Variaciones Diarias de Frecuencia, el Coordinador establecerá una estrategia de recuperación y la implementará. En ningún caso, las frecuencias de recuperación, establecidas como parte de esta estrategia, determinarán que las tolerancias para los otros indicadores sean excedidas.</p> <p>5.4.7 El Coordinador registrará, adicionalmente, la Integral de Variaciones de Frecuencia Semanales, Mensuales y Anuales.</p>
<p>6.4 REGULACION DE TENSION Y/O SUMINISTROS LOCALES DE REACTIVOS</p> <p>6.4.1 Todos los Integrantes del Sistema están obligados a proveer los equipos necesarios para la supervisión de los niveles de tensión en sus respectivas instalaciones.</p> <p>6.4.2 Considerando las orientaciones dadas por el Coordinador, los niveles de tensión en las barras de los sistemas de distribución y de clientes libres serán regulados directamente por sus titulares, para lo cual deberán instalar los equipos necesarios.</p> <p>6.4.3 Para mantener los niveles adecuados de tensión, los Integrantes del Sistema están obligados a suministrar la potencia reactiva inductiva o capacitiva solicitada por el Coordinador hasta los límites de capacidad de sus equipos.</p>	<p>5.3 REGULACIÓN DE TENSIÓN</p> <p>5.3.1 Todos los integrantes del sistema están obligados a proveer los equipos necesarios para la supervisión de los niveles de tensión en sus respectivas instalaciones.</p> <p>5.3.2 Los niveles de tensión en las barras de los sistemas de distribución serán regulados directamente por sus titulares.</p> <p>5.3.3 Los integrantes del sistema están obligados a suministrar la potencia reactiva inductiva o capacitiva solicitada por el Coordinador, hasta los límites de capacidad de sus equipos, para mantener los niveles adecuados de tensión.</p>

<p>6.4.4 El Coordinador es responsable de supervisar y controlar los niveles de tensión en las barras del Sistema de Transmisión. En el Estado Normal, la tensión de las barras de carga se mantiene dentro de $\pm 2,5\%$ de su tensión de operación.</p> <p>6.4.5 El COES, en coordinación con los Integrantes del Sistema, establecerá las tensiones de operación a ser controladas en las barras de los sistemas de transmisión sobre la base de estudios especializados. Estas tensiones no deben exceder los rangos de operación especificados para el Estado Normal. Los estudios serán actualizados por el COES cada cuatro (4) años o cuando el caso lo amerite, considerando las situaciones operativas para dicho Estado, y deberán ser entregados al Coordinador para su aplicación.</p> <p>6.4.6 El COES establecerá mediante un estudio, las prioridades y los procedimientos para reducir o elevar manualmente las tensiones de barra. Dicho estudio será actualizado por el COES cada cuatro (4) años o cuando el caso lo amerite.</p> <p>6.4.7 El Coordinador puede disponer la puesta en servicio de las unidades de generación para elevar la tensión de una barra de carga, cuando ésta sea inferior al 97,5% de su tensión de operación. También puede disponer el rechazo manual de carga para elevar tensiones, cuando las barras de carga operen con tensiones inferiores al 95% de su tensión de operación.</p> <p>6.4.8 Tratándose de una barra de entrega, la tensión se ajusta a las tolerancias especificadas en la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos.</p>	<p>5.3.4 El Coordinador es responsable de supervisar y controlar los niveles de tensión en las barras del sistema de transmisión. En el estado normal, la tensión de las barras de carga se mantiene dentro del $\pm 2.5\%$ de su tensión de operación.</p> <p>5.3.5 El COES establecerá las tensiones de operación a ser controladas en las barras de los sistemas de transmisión sobre la base de estudios especializados. Estas tensiones no deben exceder los rangos de operación especificados para el estado normal.</p> <p>5.3.6 El COES, mediante un estudio, establecerá las prioridades y los procedimientos para reducir o elevar manualmente las tensiones de barra.</p> <p>5.3.7 El Coordinador puede disponer la puesta en servicio de las unidades de reserva no-sincronizada para elevar la tensión de una barra de carga, cuando ésta es inferior al 97.5% de su tensión de operación; y disponer el rechazo de carga para elevar tensiones, cuando las barras de carga operan a tensiones inferiores al 95% de su tensión de operación.</p> <p>5.3.8 Tratándose de una barra de entrega, la tensión se ajusta a las tolerancias especificadas en la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos.</p>
<p>6.5 GRUPOS DE ARRANQUE RAPIDO POR EMERGENCIA</p> <p>6.5.1 Los grupos de arranque rápido por emergencia constituyen parte de la Reserva Fría del Sistema. Permite disponer de capacidad de generación que puede ser puesta en funcionamiento en un tiempo menor a 10 minutos cuando el Coordinador lo disponga, con el objeto de compensar las reducciones súbitas de generación o atender los incrementos súbitos de la demanda, a fin de prevenir estados de emergencia en el Sistema. El COES establecerá las características técnicas mínimas de las unidades que puedan ser consideradas como unidades de arranque rápido por emergencia.</p> <p>6.5.2 El Coordinador dispondrá la puesta en servicio de los grupos de arranque rápido, de acuerdo a los criterios establecidos en los Procedimientos Técnicos del COES.</p> <p>6.5.3 Durante el periodo que dure la emergencia, los grupos de arranque rápido no son considerados en la determinación del costo marginal de energía en barras de generación.</p>	

ANEXO B

Conceptos básicos para la determinación y asignación de la reserva rotante

a) Determinación del $\%P_{RP,opt}$

Para fundamentar la elección de una determinada calidad de desempeño, expresada por la exigencia de un determinado porcentaje de reserva rotante para RPF, se realiza un estudio que vincula el costo de enfrentar desbalances entre oferta y demanda de distinta magnitud, con el costo de déficit por interrupciones en el suministro asociado a no contar con la reserva rotante suficiente para enfrentarlos.

Estos estudios utilizan un modelo de confiabilidad de tipo probabilístico que simula la falla de los componentes del sistema eléctrico en estados de carga correspondientes a diferentes bloques horarios. El modelo calcula, en función de la disponibilidad de las máquinas y de la reserva para regulación, la potencia interrumpida y la energía no suministrada de corta duración por fallas aleatorias en el equipamiento en servicio. Cuanto mayor sea la reserva rotante sometida a la regulación considerada, mayor será el apartamiento respecto del despacho óptimo sin reserva y, como consecuencia mayor el costo de dicha reserva, sin embargo, menor el costo de falla. En cambio, cuanto menor sea la reserva, si bien los costos de la reserva disminuirán, se incrementará el riesgo de déficit de corta duración y su costo asociado.

Sobre la base de los resultados obtenidos, se determina para cada estado de reserva, considerado la curva que relaciona distintos niveles de reserva de potencia para regulación con su costo asociado total, calculado sumando el incremento en el costo de la reserva resultante del despacho económico con reserva, más el costo de déficit por la interrupción intempestiva probable. El óptimo será aquel en que el costo total resulte mínimo. Así, se llega a determinar el $\%P_{RP,opt}$ en cada bloque horario.

b) Determinación del $\%P_{RS}$

La reserva para RSF óptima se calcula con modelos del comportamiento estacionario del sistema, sobre la base que la RPF debe permitir superar exitosamente el período transitorio posterior a la ocurrencia de una perturbación.

En este marco, es aceptable que la RSF sea asumida con unidades paradas de arranque rápido (con tiempos de arranque del orden de 10 a 15 minutos), asumiendo con ello que los tiempos de una eventual interrupción del servicio a los usuarios será reducido y, consecuentemente, la energía no suministrada no muy elevada.

No obstante, teniendo en cuenta un criterio de seguridad, es recomendable disponer de un monto mínimo de reserva rotante para RSF que permita restituir rápidamente la reserva para RPF en los casos en que ésta se agota totalmente ante la ocurrencia de una perturbación. En ese caso la restitución de la RPF debe ser rápida para permitir afrontar una posible falla posterior en un período de tiempo menor al arranque de unidades de arranque rápido.

Para asegurar esta condición se recomienda asignar el $\%P_{RS}$ en un Porcentaje mínimo igual al $\%P_{RP,opt}$.

$$\%P_{RS} = \%P_{RP,opt} \quad (6.1)$$

De esta manera el la reserva para RSF ($\%P_{RSF}$) se distribuye en reserva rotante para regulación secundaria y reserva parada de arranque rápido (del orden de 10 minutos) para regulación secundaria ($\%P_{RS,PR}$).

$$\%P_{RSF} = \%P_{RS} + \%P_{RS,PR} \quad (6.2)$$

c) Participación de una máquina en la RPF

El PR-N° 22 del COES, establece los requisitos mínimos técnicos para los equipos de regulación de velocidad de una máquina para poder llevar a cabo en forma satisfactoria el RPF. Para asegurar el correcto comportamiento de las unidades en la RPF la DOCOES debe verificar el cumplimiento de todos los requisitos para calificar a una unidad generadora como máquina regulante. En el despacho se debe asignar la reserva para RPF sólo entre las máquinas y centrales que estén habilitadas por la DOCOES.

Esta propuesta de normativa define la exigencia de participar en la RPF. Cuando no se cumple con esta exigencia, a través del cálculo de la remuneración se estaría penalizando a esas unidades que no participan. En el caso que una unidad resulte no habilitada para RPF, su compromiso en la RPF lo asume otra de manera de satisfacer el requerimiento óptimo de reserva rotante en el sistema. En el caso que no se llegue a cumplir con este óptimo en el sistema, el costo de la RPF es distinto y contempla esta condición de déficit. Como del costo en condiciones déficit dependen tanto la remuneración como la penalización, en base al mismo se estaría dando una señal económica adicional para estimular la participación de todas las unidades en la RPF.

d) Participación de una máquina en la RSF

Los requisitos a exigir a una unidad para participar en la RSF difieren si la misma es realizada en forma manual o automática. En ambos casos se debe definir un

valor mínimo de velocidad de toma de carga en MW por minuto, que asegure el acceso a la RR asignada para RSF y en los tiempos de actuación de la misma, estos son del orden de algunos minutos. También debe contemplarse que la RSF debe realizarse con un gradiente de carga máximo tal que permita actuar eficazmente a las máquinas hidráulicas que participan en la RPF.

Estas unidades pueden ser las mismas que participan de la RPF, siempre que se mantenga la banda de regulación requerida para la actuación de la RPF.

La consideración de un tiempo de 10 minutos para la actuación de la RSF se propone de la experiencia internacional. La guía seguida por las empresas del sistema interconectado de Norte América para el control de carga-frecuencia, desarrollada por el Operating Committee del NERC, este especifica los requerimientos de desempeño mínimo para ese control. Uno de los criterios establece que bajo condiciones normales de operación el ECA debe retornar a cero dentro de los 10 minutos de su previo paso por cero. El control carga-frecuencia incluye la RSF realizada en forma automática se denominada AGC y el despacho económico de las unidades. Extender la aplicación de este criterio al sistema Peruano significa que partiendo de un ECA nulo y ante una falla, la RSF debe llevar el ECA nuevamente a cero dentro de los 10 minutos. Considerando como la falla más desfavorable la salida de servicio de la mayor unidad de generación (aprox. 150 MW), el conjunto de unidades a cargo de la RSF debe en 10 minutos poder cubrir ese déficit de generación, por lo que se establece como velocidad límite de toma de carga 15 MW/minuto. En el SEIN la RSF sólo controla frecuencia y no potencia por las líneas de interconexión, por lo que el error de control de área incluye sólo la variación de frecuencia.

Si la RSF es automática el algoritmo de control debe contar con una acción integral para anular el apartamiento de la frecuencia, respecto del valor de referencia. El controlador debe estar ajustado de forma tal que la RSF resulte más lenta en comparación con la RPF.

En las unidades asignadas como reserva para RSF, de arranque rápido, es importante verificar que el tiempo de entrada en servicio sea no mayor de 10 minutos.

Por sus características, en cada bloque horario, la RSF se debe asignar a una sola central o en forma conjunta a un grupo de centrales, si las mismas cuentan con posibilidades de un control conjunto de generación (por ejemplo AGC).

e) Reserva rotante máxima para regulación primaria de una máquina

Para el despacho de reserva primaria en un bloque horario, la reserva rotante en

una máquina es la diferencia que surge en el despacho entre su potencia operable y su potencia generada. Dados los resultados de $\%P_{RP,opt}$ que se determinen en cada bloque horario, si éstos superan los máximos usuales producto de las limitaciones técnicas de las unidades, se recomienda verificar el porcentaje máximo de reserva rotante para RPF (reserva primaria máxima) a asignar a cada unidad térmica o hidráulica.

f) Requerimiento de participación de todas las unidades de generación en la RPF

La mejor RPF se logrará con la participación de todas las unidades de generación, por ello, todos los generadores deben comprometer un aporte en cada bloque horario a la reserva para RPF dado por el $W_{RP,opt}$ del sistema, es decir, para un adecuado desempeño de la RPF es conveniente la participación de la mayor cantidad de unidades posibles. La reserva rotante que cada generador deberá mantener será el $\%P_{RP,opt}$.

Según la experiencia internacional referida a la RPF, en la mayoría de los sistemas eléctricos se recomienda la participación de todas las unidades en servicio para aportar con reserva rotante. Sobre todo en sistemas similares al SEIN, donde la incidencia de la falla de una unidad puede representar una parte importante de la carga a cubrir, es necesario que participen la mayor cantidad de unidades en RPF. Por este motivo, se propone esta forma de asignación y se insiste en que es la forma más conveniente para el SEIN. Siguiendo esta forma de asignación de la reserva se logra tener una distribución uniforme en las distintas áreas y en el sistema en su conjunto. Cualquier otra forma de asignación influye negativamente sobre la seguridad de operación y sobre la confiabilidad del sistema, dado que ante fallas en el sistema el comportamiento dinámico de las unidades en RPF presentan en conjunto una respuesta más lenta. Esta respuesta lenta de la reserva en el sistema conduce a que se alcance una menor frecuencia mínima luego de la falla y a que sea mayor el error de frecuencia de estado estacionario.

Además, al estar reunida la reserva en pocas máquinas, ésta se pierde en gran medida ante la falla de una de esas máquinas. Con la reserva de RPF en el SEIN distribuida uniformemente en todas las unidades en operación se logra operar el sistema de forma confiable, segura y a mínimo costo, esto último principalmente al considerar los costos de déficit producidos por actuación del esquema de rechazo de carga.

Toda máquina, cuyo regulador de velocidad cumpla con los requerimientos para la RPF y que resulte generando en el despacho, debe ser despachada considerando una reserva para RPF no menor que la correspondiente al $W_{RP,opt}$, salvo condiciones y restricciones que lo impidan como ser:

- Su Reserva Primaria Máxima es menor que la reserva óptima requerida;
- Existen requerimientos operativos que fuercen a las unidades generadoras al máximo generable,
- Existe condición de déficit para cubrir el abastecimiento de la demanda.

El compromiso de aportar una reserva para RPF no menor que la correspondiente al $W_{RP,opt}$, lo debe cumplir cada máquina en cada bloque horario suministrando por sí misma la reserva primaria correspondiente a dicho requerimiento óptimo. En el caso que una máquina no suministre la reserva óptima deberá abonar por la reserva requerida que no aporta.

Una máquina debe pagar la reserva que no aporta a la RPF, o si su reserva primaria es menor que la necesaria para cubrir el $W_{RP,opt}$. Una máquina puede vender el excedente que puede aportar, si su reserva rotante máxima para regulación primaria es mayor que el $W_{RP,opt}$.

Con el objetivo de dar a los generadores las señales económicas adecuadas que estimulen su participación en la RPF, las unidades que no aporten la reserva para regulación primaria o que aporten por debajo del óptimo, además de pagar por la reserva que no aportan deberían ser penalizadas económicamente por el detrimento que su no participación o participación insuficiente, ya que causan disminución en la efectividad de la RPF. En la definición de esta penalización se deben contemplar como excepciones los casos de las unidades que aún aportando su porcentaje máximo de RR no alcanzan el óptimo requerido debido a sus limitaciones técnicas.

g) Despacho de la reserva rotante para RPF

El despacho de reserva primaria consiste en asignar la RR disponible, al cubrimiento del requerimiento de energía primaria para el servicio de RPF.

A partir de un predespacho de generación se obtiene como resultado la carga prevista en el parque y la RR disponible en el parque previsto generando. Con esta información, se debe realizar el predespacho de reserva primaria, que debe incluir todas las restricciones operativas, de transporte y de abastecimiento que pueden limitar la RR.

Este predespacho sirve de base para la operación en tiempo real y establece la

reserva primaria despachada en cada máquina térmica y unidad hidroeléctrica y los precios que se deben utilizar para las transacciones económicas por RPF.

h) Requerimiento de energía regulante para RPF

Para cada bloque horario resulta un $W_{RP,opt}$ de acuerdo a la demanda a abastecer y al $\%P_{RP,opt}$.

La energía primaria necesaria en cada bloque horario para cubrir el requerimiento definido en la Programación corresponde al $\%P_{RP,opt}$ de la energía requerida para abastecer la demanda de energía (W_{Dem}) en dicho bloque horario "h".

$$W_{RP,opt,h} = \%P_{RP,opt,h} * W_{Dem,h} \quad (6.3)$$

Para un bloque horario "h", el porcentaje de reserva primaria óptima ($\%P_{RP,opt,h,q}$) de cada máquina térmica y unidad hidroeléctrica "q", correspondiente a su compromiso de aportar al Requerimiento Óptimo para Regulación Primaria está dado por:

$$\%P_{RP,opt,h,q} = \%P_{RP,opt,h} \quad (6.4)$$

i) Despacho de la reserva para RPF

En el predespacho de la reserva primaria se asigna en primer lugar a cada máquina que participa en la regulación primaria el $\%P_{RP,opt}$, salvo que su reserva primaria máxima sea menor que este valor en cuyo caso se debe asignar el porcentaje tope dado por la reserva primaria máxima.

Con la reserva asignada a cada máquina del área, que se denomina asignación inicial de reserva primaria, se totaliza la energía para regulación primaria asignada. Si esta es menor que el $W_{RP,opt}$, se debe realizar el predespacho de la reserva primaria faltante entre las unidades con capacidad de reserva para regulación primaria disponible. Se considera reserva para regulación primaria disponible a la cantidad de reserva rotante por encima de la reserva óptima que una unidad puede aportar hasta alcanzar su porcentaje de reserva máximo.

Como resultado cada central y máquina disponible resulta despachada con una reserva primaria igual a la suma de la asignación inicial más la reserva primaria adicional.

De ser la reserva primaria despachada, en las máquinas térmicas y unidades hidroeléctricas del sistema, insuficiente para cubrir el $W_{RP,opt}$ se considera que el sistema resulta con un Déficit de Regulación Primaria Óptima.

j) Despacho de la reserva para RSF

A lo largo del día pueden resultar asignadas distintas centrales a la RSF, los criterios a utilizar serán los que se brindan a continuación.

j.1) Lista de mérito para regulación secundaria

Los generadores deben informar para cada unidad hidroeléctrica disponible para RSF su oferta económica para el servicio de RSF durante las semanas consideradas pertenecientes al mes, expresado como un porcentaje del costo marginal de la energía en el mercado. El porcentaje será regulado por el OSINERG.

Las centrales disponibles para RSF se ordenan según una Lista de Mérito:

Unidades hidráulicas:

Se las coloca en el primer lugar de la lista de mérito, ordenadas de menor a mayor de acuerdo al porcentaje del costo marginal de la energía requerido como precio de la reserva para RSF. Ante dos centrales de igual porcentaje, se las ordena de mayor a menor de acuerdo a su gradiente de variación de potencia.

Unidades térmicas:

Se las considera a continuación de las unidades hidroeléctricas. Se ordenan de mayor a menor de acuerdo a su costo marginal en el "mercado".

j.2) Requerimiento de energía regulante para RSF

Para cada bloque horario "h" resulta un Requerimiento de Energía Regulante para RSF (W_{RS}) de acuerdo a la W_{Dem} y el $\%P_{RS}$.

$$W_{RS,h} = \%P_{RS,h} * W_{Dem,h} \quad (6.5)$$

Donde: $W_{RS,h}$ la energía regulante requerida para RSF en el bloque horario h.

j.3) Despacho de la reserva rotante para regulación secundaria

El despacho de reserva rotante para RSF se realiza analizando, en cada central disponible que se encuentra generando, la reserva restante disponible para RSF. Esta reserva se calcula restando de su potencia operable la generación prevista y la reserva primaria asignada para RPF.

Para cada bloque horario, se debe en primer lugar buscar asignar la RSF a una unidad hidroeléctrica. Para ello se debe tomar la primera unidad hidroeléctrica, de acuerdo al orden dado por la lista de mérito, que cuente con oferta de reserva restante disponible para RSF mayor o igual que el Requerimiento de Energía Regulante para RSF.

Si se finaliza la lista sin encontrar ninguna unidad hidroeléctrica con la

reserva necesaria, se debe buscar asignar a un grupo de unidades hidroeléctricas que cuente con un control conjunto para RSF. Para ello se debe tomar el conjunto de centrales que cuente con reserva restante disponible para RSF mayor o igual que el Requerimiento de Energía Regulante para RSF.

Si se finaliza la lista sin encontrar ninguna unidad hidroeléctrica o grupo de unidades hidroeléctricas con la reserva necesaria, se debe buscar asignar la RSF a una unidad térmica. Para ello se debe tomar la primera unidad térmica, de acuerdo al orden dado por la lista de mérito, que cuente con reserva restante disponible para RSF suficiente para cubrir el Requerimiento de Energía Regulante para RSF.

Si ninguna unidad hidroeléctrica, o conjunto de unidades hidroeléctricas o unidad térmica tiene la reserva necesaria, se debe establecer un valor de reserva menor y asignar la RSF a la unidad hidroeléctrica o conjunto de unidades hidroeléctricas con control conjunto con mayor reserva restante disponible. En este caso, surgirá un déficit de regulación secundaria.

Del despacho resulta una Reserva Rotante para Regulación Secundaria ($\%P_{RS,desp}$) asignada igual al $\%P_{RS}$ salvo ante una condición de déficit de regulación secundaria en que resultará un valor menor.

En base a esta propuesta, el requerimiento de reserva rotante para RSF debe ser mantenido sólo entre las unidades asignadas a la RSF en cada bloque horario. La asignación de unidades para RSF se realiza de acuerdo a este procedimiento. Es importante aclarar que la RSF se asigna a una sola central o en forma conjunta a un grupo de centrales siempre que las mismas cuenten con posibilidades de un control conjunto de generación.

ANEXO C

Definiciones

AGC: Automatic Generation Control.

ASIC: Administrador del SIC Colombiano.

CDEC-SIC: Centro de Despacho Económico de Carga del Sistema Interconectado Central de Chile.

CH: Central Hidroeléctrica.

CND: Centro Nacional de Despacho Colombiano.

CNE: Comisión Nacional de Energía de Chile.

COES: Comité de Operación Económica del Sistema.

COyM: Costo de Operación y Mantenimiento.

CPF: Control Primario de Frecuencia.

CREG: Comisión de Regulación de Energía y Gas de Colombia.

CT: Central Termoeléctrica.

DOCOES: Dirección de Operaciones del COES.

ECA: Error de Control de Área

ENS: Energía No Suministrada.

ETAH: Energía Total Anual Hidroeléctrica

FCR: Saldo del Fondo de Compensación Reactiva.

FER: Fondo de Energía Reactiva.

FERC: Federal Energy Regulatory Commission (USA).

hrp: horas de remuneración de la potencia

ISA: Interconexión Eléctrica S.A.

LCE: Ley de Concesiones Eléctricas.

LAC: Liquidador y Administrador de Cuentas del STN Colombiano.

“LOS PROCEDIMIENTOS”: Los Procedimientos de CAMMESA.

MEM: Ministerio de Energía y Minas.

MEMA: Mercado Eléctrico Mayorista Argentino.

MEMC: Mercado de Energía Mayorista Colombiano.

MEMSP: Mercado Eléctrico Mayorista del Sistema Patagónico Argentino.

MZR: Multiplicadores Zonales Relativos.

NERC: North American Electric Reliability Council (USA).

NETA: New Trading Arrangements (Inglaterra).

NGC: The National Grid Company (Inglaterra).

NT: Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio de Chile.

NTCOTR: Norma Técnica para la Coordinación de la Operación en Tiempo Real de los Sistemas Interconectados.

NTCSE: Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos.

OED: Organismo Encargado del Despacho Argentino.

ORNL: Oak Ridge National Laboratory (USA).

OS: Operador del Sistema.

OSINERG: Organismo Supervisor de la Inversión en Energía.

PB: Precio Base.

\$PB: Precio Básico de la Potencia de Punta

$\%P_{RP,opt}$: Porcentaje Óptimo para Regulación Primaria

$\%P_{RS}$: Porcentaje para Regulación Secundaria

Porcentaje Óptimo para Regulación Primaria: Es el porcentaje óptimo de reserva rotante para RPF calculado por bloque horario a partir de una evaluación técnico económica.

Porcentaje para Regulación Secundaria: Es el requerimiento de reserva rotante para RSF establecido.

PR-N°: Procedimiento Técnico del COES cuya numeración corresponda.

PRNSE: Precio de RNSE.

PTMAXm: Requerimiento Térmico Máximo Mensual

RBP: Remuneración Base de Potencia.

Reglamento: Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas.

Requerimiento Óptimo para Regulación Primaria: Es el requerimiento de energía de reserva rotante para RPF, correspondiente al $\%P_{RP,opt}$ de la energía necesaria para abastecer la demanda del sistema.

Reserva Primaria: Banda de la reserva rotante asignada por despacho al cubrimiento de reserva para RPF.

Reserva Primaria Máxima: Porcentaje máximo de su potencia efectiva con el que puede participar en el despacho de reserva para RPF.

Reserva Secundaria: Banda de la reserva rotante asignada por despacho al cubrimiento de reserva para RSF.

RF: Reserva Fría.

RNSE: Reserva No Sincronizada de Emergencia.

RPF: Regulación Primaria de Frecuencia.

RR: Reserva Rotante para Regulación

RRPF: Reserva para RPF.

RRSF: Reserva para RSF.

RSF: Regulación Secundaria de Frecuencia.

- RTF:** Regulación Terciaria de Frecuencia.
- SADI:** Sistema Argentino de Interconexión.
- SC:** Servicios Complementarios.
- SDL:** Sistemas de Distribución Local Colombiano.
- SEC:** Superintendencia de Electricidad y Combustibles de Chile.
- SEIN:** Sistema Eléctrico Interconectado Nacional.
- SFR:** Saldo del Fondo de Energía Reactiva.
- SICC:** Sistema Interconectado del Centro de Chile.
- SIC:** Sistema de Intercambios Comerciales.
- SIN:** Sistema Interconectado Nacional Colombiano.
- SING:** Sistema Interconectado del Norte Grande de Chile.
- SOTR:** Sistema de Operación en Tiempo Real de CAMMESA.
- SPT:** Sistema Principal de Transmisión.
- STN:** Sistema de Transmisión Nacional Colombiano.
- STR:** Sistema de Transmisión Regional Colombiano.
- SVS:** Superintendencia de Valores y Seguros
- TIE:** Transacciones Internacionales de Electricidad.
- VAD:** Valor Agregado de Distribución.
- VNR:** Valor Nuevo de Reemplazo.
- Vr:** Valor Unitario de Compensación de Potencia Reactiva
- $W_{RP,opt}$: Requerimiento Óptimo para Regulación Primaria.

BIBLIOGRAFÍA

1. Ministerio de Energía y Minas; Estudio sobre servicios complementarios en el SEIN. Determinación de costos y mecanismos de pago. Marzo 2005.
2. COES-SINAC; Propuesta de Modificación del Procedimiento N° 15 del COES-SINAC “Valorización de Transferencias de Energía Reactiva entre Integrantes del COES”.
3. Calmet, M.; Guerra, J.; Electric sector reform in Peru; IEEE Power Engineering Review; Volume 19, Issue 9, Sept. 1999 Page(s):17 - 21
4. Chahín, Carmenza; New Regulatory Framework for the Colombian Electrical Sector. IEEE Power Engineering Review, December 1998.
5. Castillo, R.A.; Vargas, A. Joint Economic Dispatch, Energy and Reserve. Optimal Seconds Reserve Determination in Isolated Systems. PPT 2001 IEEE Porto Power Tech Conference, Sep. Porto Portugal.
6. Estadística de Operaciones del año 2003; COES; sitio web oficial, <http://www.coes.org.pe/>
7. COES, <http://www.coes.org.pe/coes/articulos/Expo-Ing-Calcina.pdf>
8. Informe Anual del Mercado Eléctrico Mayorista de Argentina año 2002; Sitio Oficial de Cammesa: www.cammesa.com.ar; Argentina.
9. Estadística del Sector Eléctrico Ecuatoriano: Año 2003; Sitio Oficial del CONELEC: www.conelect.gov.ec; Ecuador.
10. Gómez Exposito, Antonio; Análisis y operación de sistemas de energía eléctrica, ISBN 94-481-3592-X, Mc Graw Hill. Madrid-España.
11. Kelman, R; Pereira, M; Strategic Pricing In Hydrothermal Systems; VI Symposium of Specialists in Electric Operational and Expansion Planning – SEPOPE, May 1998, Brasil.
12. John, E.M.; Reactive compensation tutorial, Power Engineering Society Winter Meeting, 2002. IEEE Volume 1, 27-31 Jan. 2002 Page(s):515 - 519 vol.1
13. Erik R. Larsen, Isaac Dyner, Leonardo Bedoya V. and Carlos Jaime Franco; Lessons from deregulation in Colombia: successes, failures and the way

- ahead ; Energy Policy, Volume 32, Issue 15, October 2004, Pages 1767-1780.
14. Almeida Araujo, Edna Maria de; Murta Vale, Maria Helena; Valadares, José Roberto; Políticas, Critérios e Procedimentos para Compensação Reativa e Controle de Tensão, VII SEPOPE, 2000.
 15. Martin, Marcelo Raúl: Methodology to charge additional costs due to constrained-on generation: application on the argentinean wholesale electricity market; X-Erlac Décimo Encuentro Racional Latinoamericano de la Cigré; 18-22 mayo 2003.
 16. "Available Transfer Capability Definitions and Determination," North American Electric Reliability Council (NERC), 1996
 17. Rudnick, H.; Pioneering electricity reform in South America; Spectrum, IEEE, Volume 33, Issue 8, Aug. 1996 Page(s):38 - 44
 18. Rudnick, H.; Varela, R.; Hogan, W.; Evaluation of alternatives for power system coordination and pooling in a competitive environment; IEEE Transactions on Power Systems, Volume 12, Issue 2, May 1997 Page(s):605 - 613
 19. Rudnick, H.; Market Restructuring In South America, Power Engineering Review, IEEE Volume 18, Issue 6, June 1998 Page(s):3 - 6
 20. Rudnick, H.; California crisis influences further reforms in Latin America [electric power industry], Power Engineering Review, IEEE Volume 22, Issue 8, Aug. 2002 Page(s):12 - 14
 21. Serrano, Benjamín; R.; Laciari, Roberto E.; Vargas, Alberto; Coordination of Voltage and Reactive Power Control Actions Based On Economics Criteria. X ERLAC Puerto Iguazú, Argentina. Mayo 2003. X/PI-38.4.
 22. Stoft, Steven; Power System Economics, Designing Markets for Electricity - IEEE/Wiley, 2002
 23. Wood, A.J. Wollenberg, B.F; Power Generation, Operation and Control, second edition Wiley, New York, 1986.