

T.M/621.31/S 17

UNIVERSIDAD NACIONAL DEL CALLAO
ESCUELA DE POSGRADO
SECCIÓN DE POSGRADO DE LA FACULTAD DE
INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA



“LA REGULACIÓN SECUNDARIA DE FRECUENCIA COMO
COMPETENCIA EN EL MERCADO ELÉCTRICO PERUANO DE
SERVICIOS COMPLEMENTARIOS”

TESIS PARA OPTAR EL GRADO ACADÉMICO DE MAESTRO
EN INGENIERÍA ELÉCTRICA
MENCION EN GESTIÓN DE SISTEMAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA

EDUAR CARLOS SALINAS HINOSTROZA

A handwritten signature in black ink, appearing to be "Eduar Carlos Salinas Hinostraza".

Callao, 2014

PERÚ

A second handwritten signature in black ink, appearing to be "Eduar Carlos Salinas Hinostraza".

FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA
SECCIÓN DE POSGRADO
ACTA PARA LA OBTENCIÓN DEL GRADO ACADÉMICO DE MAESTRO EN INGENIERÍA ELÉCTRICA
MENCION GESTIÓN DE SISTEMAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA
POR LA MODALIDAD DE PRESENTACIÓN Y SUSTENTACIÓN DE TESIS

A los 07 días del mes de noviembre del Dos mil catorce siendo las 10:00 horas, se reunió el Jurado Evaluador del Proyecto de Tesis designado con Resolución N° 079-2014-DSPG-FIEE, conformado por los siguientes Docentes Ordinarios, QUE OSTENTAN EL Grado de Maestro o Doctor:

Dr.	CÉSAR AUGUSTO RODRIGUEZ ABURTO	Presidente
Dr.	JUAN HERBER GRADOS GAMARRA	Secretario
Dr.	MARCELO NEMESIO DAMAS NIÑO	Vocal
Mg.	FRANCO IVÁN VÉLIZ LIZÁRRAGA	Miembro

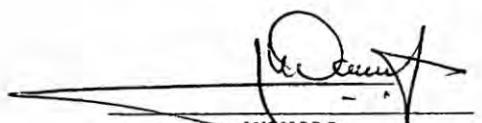
Contando con el quórum reglamentario, el Secretario del Jurado Evaluador, da lectura a la Resolución N° 079-2014-DSPG-FIEE con el fin de dar inicio a la sustentación de Tesis del Señor **EDUAR CARLOS SALINAS HINOSTROZA** Egresado de la Maestría en Ingeniería Eléctrica mención en Gestión de Sistemas de Energía Eléctrica quien habiendo cumplido con los requisitos para obtener el Grado Académico de Maestro en **INGENIERÍA ELÉCTRICA MENCION GESTIÓN DE SISTEMAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA**, por la modalidad de Presentación y Sustentación de Tesis, conforme lo señala la normativa vigente, sustentará el Proyecto de Tesis titulado **"LA REGULACIÓN SECUNDARIA DE FRECUENCIA COMO COMPETENCIA EN EL MERCADO ELÉCTRICO PERUANO DE SERVICIOS COMPLEMENTARIOS"**

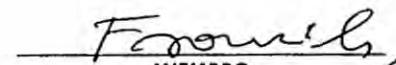
Efectuadas las deliberaciones pertinentes se acordó:

Dar por Aprobado, Calificativo 73, nota: 16, al Señor Maestría **EDUAR CARLOS SALINAS HINOSTROZA** con lo cual se dio por concluida la sustentación, siendo las 11:30 horas del día del mes y año en curso.


PRESIDENTE
Dr. CÉSAR AUGUSTO RODRÍGUEZ ABURTO


SECRETARIO
Dr. JUAN HERBER GRADOS GAMARRA


MIEMBRO
Dr. MARCELO NEMESIO DAMAS NIÑO


MIEMBRO
Mg. FRANCO IVÁN VÉLIZ LIZÁRRAGA

DÍA
HORA

Es copia fiel del folio N° 22 del libro N° 001 de Actas de Sustentación de Tesis de la Facultad de Ingeniería Eléctrica y Electrónica - UNAC.

PARA EL USUARIO

DEDICATORIA

A mi mamá, papá y hermanas, por siempre incentivarme a dar lo mejor de mí con mucha fuerza y energía.

AGRADECIMIENTO

En principio quiero darle gracias a Dios que nunca me ha dejado de su mano y ha caminado conmigo durante toda mi vida. Gracias por ayudarme a conquistar mis sueños y darme fuerzas para conseguir mis metas.

A mis profesores, mis compañeros y a todas las personas que me facilitaron el poder concluir mis estudios de maestría.

También quiero extender mi agradecimiento a mi asesor, que ha tenido la voluntad y sensatez para guiar esta investigación.

Quedo muy agradecido con mi alma mater, en la cual además de la maestría estudié mi carrera de pregrado. Pondré el nombre de la FIEE-UNAC siempre en alto.

Agradezco la oportunidad al CARELEC por haberme permitido realizar mis estudios de maestría y por la beca obtenida.

ÍNDICE

PRÓLOGO.....	6
RESUMEN.....	7
ABSTRACT.....	9
I. PLANTEAMIENTO INICIAL DE LA INVESTIGACIÓN.....	11
1.1. Identificación del problema.....	11
1.2. Formulación de problemas.....	20
1.3. Objetivos de la investigación.....	22
1.4. Justificación.....	23
II. MARCO TEÓRICO.....	25
2.1. Mercado eléctrico peruano.....	25
2.2. Servicios complementarios.....	52
2.3. Mercado de competencia.....	73
2.4. Confiabilidad.....	89
2.5. Definiciones de términos básicos.....	106
III. VARIABLES E HIPÓTESIS.....	111
3.1. Definición de variables.....	111
3.2. Operacionalización de las variables.....	111
3.3. Hipótesis general e hipótesis específica.....	113
IV. METODOLOGÍA.....	114
4.1. Tipo de investigación.....	115
4.2. Diseño de la investigación.....	159

4.3. Población y muestra	168
4.4. Técnicas e instrumentos de recolección de datos	168
V. RESULTADOS.....	170
VI. DISCUSIÓN DE RESULTADOS.....	187
6.1. Contrastación de hipótesis con resultados	187
6.2. Contrastación de resultados con otros estudios similares	190
VII. CONCLUSIONES	192
VIII. RECOMENDACIONES.....	195
IX. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	197
ANEXOS.....	201
Matriz de Consistencia	202
HHI aplicado al servicio de regulación secundaria de frecuencia en el período 2007 – 2013	203
Unidades de generación del SEIN calificadas para realizar el servicio de regulación secundaria de frecuencia	210
Características del NCP para la programación de la operación	212

ÍNDICE DE CUADROS

Cuadro 1.1 Principales problemas presentes en el SEIN para la regulación de frecuencia.....	14
Cuadro 1.2 HHI para la regulación secundaria de frecuencia en el Perú, período 2007-2013.....	17
Cuadro 2.1 Interpretación del HHI.....	88
Cuadro 4.1 Tipos de servicios complementarios en el mercado australiano	127
Cuadro 5.1 Desviaciones de frecuencia de una central térmica.....	185
Cuadro 6.1 Resumen del margen variable para el estiaje 2014.....	188
Cuadro 6.2 Resumen del margen variable para el avenida 2015.....	189

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2.1 Actividades físicas involucradas en la provisión de electricidad	27
Figura 2.2 Representación esquemática del proceso de suministro de electricidad	27
Figura 2.3 Curva de carga y curva de duración de la demanda	30
Figura 2.4 Costos de transmisión por km y nivel de tensión	32
Figura 2.5 Transacciones en el Sector Eléctrico Peruano.....	43
Figura 2.6 Triángulo de los objetivos de la operación del sistema eléctrico ..	51
Figura 2.7 Estructura regulante de la frecuencia en el SEIN.....	64
Figura 2.8 Sistema de control y niveles de regulación de frecuencia.....	64
Figura 2.9 Actuación de la regulación primaria de frecuencia	67
Figura 2.10 Actuación de la regulación secundaria de frecuencia	70
Figura 2.11 Aplicación de la regulación por precios tope	81
Figura 2.12 Costo por el concepto de confiabilidad.....	91
Figura 2.13 Estructura principal del mercado eléctrico.....	94
Figura 2.14 Mecanismo de inversión en capacidad en el mercado eléctrico.	97
Figura 4.1 Flujograma del proceso de la propuesta para la regulación secundaria en el mercado peruano	115
Figura 4.2 Función de despacho de FCAS	129

Figura 4.3 Casación de las ofertas de regulación secundaria en España...	146
Figura 4.4 Obtención de precios marginales de terciaria y energía secundaria	151
Figura 5.1 Margen variable para estiaje 2014, caso 0.....	173
Figura 5.2 Margen variable para estiaje 2014, caso 1.....	174
Figura 5.3 Margen variable para estiaje 2014, caso 2.....	175
Figura 5.4 Margen variable para estiaje 2014, caso 3.....	176
Figura 5.5 Margen variable para estiaje 2014, caso 4.....	177
Figura 5.6 Margen variable para avenida 2015, caso 0	178
Figura 5.7 Margen variable para avenida 2015, caso 1	179
Figura 5.8 Margen variable para avenida 2015, caso 2	180
Figura 5.9 Margen variable para avenida 2015, caso 3	181
Figura 5.10 Margen variable para avenida 2015, caso 4	182
Figura 5.11 Desempeño de regulación secundaria de frecuencia de una central térmica.....	184
Figura 5.12 Nivel de confiabilidad del sistema	186
Figura 6.1 HHI para la regulación secundaria de frecuencia en el Perú, período 2007-2014.....	191

PRÓLOGO

La liberalización ha sido punto de quiebre en el proceso de desregularización, lo cual constituye la piedra angular para la introducción de la competencia en el segmento de generación del sector eléctrico. Los servicios complementarios surgen en los últimos años como una adecuada atención a la operación eficiente del sistema con el objetivo de brindar un servicio seguro, confiable y de calidad. La regulación secundaria de frecuencia, como parte de los servicios complementarios dentro de un mercado eléctrico liberalizado, es un área de investigación muy importante dentro de la operación de los sistemas de potencia, debido a que su prestación beneficia a todos los agentes dentro de un sistema eléctrico. En este trabajo se recogen los principales desarrollos en esta área, con la principal motivación de dar a conocer el tema a las personas ligadas al sector eléctrico. Asimismo, se propone un modelo de mercado para la prestación del servicio complementario de la regulación secundaria de frecuencia con el objetivo de demostrar su eficiencia económica. Luego se aplica el modelo para el caso peruano con el fin de mostrar que este servicio complementario se puede desarrollar eficientemente dentro del marco de un mercado de competencia, basado en ofertas competitivas.

RESUMEN

En distintos mercados eléctricos a nivel mundial existe lo que se llama un mercado de servicios complementarios que administra y gestiona aquellos productos técnicos y humanos necesarios para hacer viable la entrega de un suministro eléctrico en condiciones de seguridad y calidad aceptables.

En el presente trabajo, se desarrolla un modelo de mercado de competencia perfecta, basado en ofertas competitivas, para lograr la participación más activa de los agentes generadores en la prestación del servicio complementario de regulación secundaria de frecuencia en el sistema eléctrico peruano. La metodología consiste en analizar el servicio de la regulación secundaria de frecuencia dentro de un enfoque de oferta de precios y cantidad de potencia-energía comprometida para el servicio, con el propósito de lograr eficiencia económica.

Primero se recogen los principales desarrollos en el área de los servicios complementarios, con la principal motivación de dar a conocer el tema a las personas ligadas al sector eléctrico. Asimismo, se analiza económicamente el beneficio de un agente generador térmico que estaría dispuesto a prestar este servicio y la confiabilidad (seguridad y adecuación) del sistema eléctrico interconectado nacional. Luego, se propone un modelo de mercado de

competencia para el servicio complementario de la regulación secundaria de frecuencia con el fin de demostrar la eficiencia económica en la prestación de este servicio. Finalmente, se aplica el modelo para el caso peruano y se demuestra que este servicio complementario se puede desarrollar eficientemente dentro del marco de un mercado de competencia, basado en ofertas competitivas.

ABSTRACT

At various electricity markets worldwide exist what is called an ancillary services market which administers and manages those technical and human resources necessary to make delivering power safely and acceptable quality.

In this paper, a model of competitive market is developed, based on competitive bids, to achieve more active involvement of generating agents in providing the additional service secondary frequency regulation in the Peruvian electricity system. The methodology consists of analyzing the service secondary frequency regulation within a framework of price offer and amount of power-energy committed to service, in order to achieve economic efficiency.

First, major developments in the area of ancillary services are collected, with the main motivation of publicize the issue to the people related to the electricity sector. It also discusses the economic benefits of a thermoelectric generating agent that would be willing to provide this service and reliability (adequacy and security) of the national electricity grid. Then, a model of competitive market for supplementary service secondary frequency regulation in order to demonstrate their effectiveness in providing this service is proposed. Finally, the model for the Peruvian case applies and shows that

this ancillary service can be developed efficiently within the framework of a competitive market, based on competitive bids.

I. PLANTEAMIENTO INICIAL DE LA INVESTIGACIÓN

En este capítulo se describen los principales problemas presentes en el sector eléctrico peruano que impiden lograr la participación más activa de los agentes generadores para realizar el servicio complementario de la regulación secundaria de frecuencia, se muestra también la situación en la que se ha encontrado este servicio en los últimos 7 años desde el punto de vista operativo y competitivo. Se formulan también los objetivos del trabajo.

1.1. Identificación del problema

La liberalización ha sido punto de quiebre en el proceso de desregularización, lo cual constituye la piedra angular para la introducción de la competencia en el segmento de generación del sector eléctrico. Sin embargo, aún no se ha aplicado en la prestación de los servicios complementarios. Asimismo en distintos mercados eléctricos a nivel mundial existe lo que se llama un mercado de servicios complementarios que administra y gestiona aquellos productos técnicos y humanos necesarios para hacer viable la entrega de un suministro eléctrico en condiciones de seguridad y calidad aceptables. Por lo tanto, en esta nueva estructura surge

la necesidad de dar adecuada atención a la operación del sistema eléctrico mediante el desarrollo de los servicios complementarios.

Si bien cada país aborda de distinta forma el manejo y la remuneración de sus servicios complementarios, en muchos sistemas eléctricos se ha observado la necesidad de organizar un mercado paralelo al de energía, debido a que la provisión de servicios complementarios genera costos adicionales en la operación.

Entre los servicios complementarios se identifica la prestación del control o regulación secundaria de frecuencia. Esta regulación secundaria de frecuencia en el mercado peruano tiene un carácter obligatorio y no es remunerado eficientemente, lo cual no genera incentivos económicos para que todos los agentes generadores vean una oportunidad de obtener mayores ingresos y esto sea atractivo para su participación dentro de un contexto de mercado. Además, cabe resaltar que las centrales eléctricas a quienes se les asigna este servicio de regulación secundaria de frecuencia no están conformes con este mecanismo (básicamente las hidroeléctricas), puesto que no se les reconoce su costo de oportunidad al no poder vender su energía en el mercado mayorista o mercado de contratos. Bajo esta

premisa se hace mención a las siguientes deficiencias del mecanismo para la regulación secundaria de frecuencia:

- Falta de desarrollo de un modelo de mercado de competencia para la prestación del servicio complementario de la regulación secundaria de frecuencia.
- Falta de compensaciones económicas atractivas para los agentes generadores por la prestación del servicio complementario de regulación secundaria de frecuencia.
- Falta de participación entre los agentes generadores en la regulación secundaria de frecuencia dentro del marco de un mercado eléctrico peruano de servicios complementarios.
- Falta de confiabilidad en el SEIN a partir de una inadecuada regulación secundaria de frecuencia por la no participación voluntaria de muchos agentes generadores dentro del sistema eléctrico.

A continuación se presentan los principales problemas operativos en el sector eléctrico peruano que ha impedido que los agentes generadores

puedan realizar el servicio de la regulación de frecuencia. Entre los principales problemas encontrados para el presente trabajo, se destacan las siguientes restricciones operativas:

Cuadro 1.1 Principales problemas presentes en el SEIN para la regulación de frecuencia

EMPRESA	UBICACIÓN	EQUIPO	DESCRIPCION
CELEPSA	C.H. EL PLATANAL	CENTRAL	Según CELEPSA, la C.H. El Platanal no puede regular frecuencia debido a que la regulación del sistema hidráulico es manual y el regulador de velocidad trabaja en la opción "control de potencia".
ELECTROPERÚ	C.H. MANTARO	CENTRAL	La cota de la presa Tablachaca está restringida a operar entre 2693.0 y 2695.0 msnm, por colmatación de sedimentos. Operar por debajo de dicha cota pone en riesgo de derrumbe de las laderas de los cerros.
EDEGEL	C.H. MALPASO	CENTRAL	Las variaciones en su generación afectan a la presa Tablachaca, por estar aguas arriba de dicha presa.
SN POWER	C.H. MATUCANA	CENTRAL	Problemas en su nuevo SCADA, al realizar pruebas de operación por frecuencia.
EGENOR	C.H. CAÑÓN DEL PATO	CENTRAL	El caudal turbinado de la C.H. Cañón del Pato no debe ser menor a 25m ³ /s para garantizar el recurso hídrico de regantes aguas abajo.
SN POWER	C.H. YAUPÍ	CENTRAL	Indisponible la regulación secundaria de frecuencia debido a las variaciones bruscas en la altura de la cámara de carga. De esta cámara de carga se alimentan los SSAA de la CH Yuncán.
SAN GABAN	C.H. SAN GABÁN II	CENTRAL	La central no puede estar fuera de servicio debido al desgaste excesivo de los sellos de las válvulas de admisión en la válvula esférica. Generación mínima de 10MW.
ENERSUR	C.H. YUNCÁN	CENTRAL	Apertura del embalse del río Huachón restringido como máximo a 10 m ³ /s, según lo informado por la empresa.

Fuente: (COES, 2013)

Del cuadro 1.1 se desprende que existen muchos problemas técnicos y operativos que necesitan mejorar para lograr que todas las empresas generadores estén preparadas (operativamente) y dispuestas (comercialmente) a prestar el servicio de regulación secundaria de frecuencia dentro de los parámetros de seguridad y calidad para el beneficio de la operación del SEIN.

La normativa de los últimos años con la cual el COES ha operado el SEIN, reglamenta únicamente la asignación de la reserva rotante para la regulación primaria de frecuencia en subsistemas temporalmente aislados o sistemas integrados, así como las condiciones que califican a las unidades regulantes, la programación de la reserva rotante, la supervisión del cumplimiento de la regulación primaria de frecuencia para cumplir con la NTCSE¹ y NTCOTR² y las valorizaciones correspondientes.

No existía de manera explícita la remuneración por el servicio de regulación secundaria de frecuencia, ante este vacío el COES tuvo que crear el término de regulación primaria estacional (RPE), es decir, la regulación secundaria de frecuencia (RSF) estuvo siendo reemplazada por el término RPE. El objetivo de esta inclusión se debió a que la RSF no era remunerada como tal (legalmente) y las empresas de generación no estaban dispuestas a que sus unidades de generación sean asignadas arbitrariamente por el operador del sistema para realizar el servicio de la regulación secundaria de frecuencia, porque su margen variable operativo estaba siendo afectado negativamente, tenían una restricción en su generación por esta asignación de servicio complementario y no se les reconocía su costo de oportunidad. Algunas de las medidas tomadas por los generadores fueron negarse a realizar el servicio de la regulación secundaria de frecuencia presentando restricciones

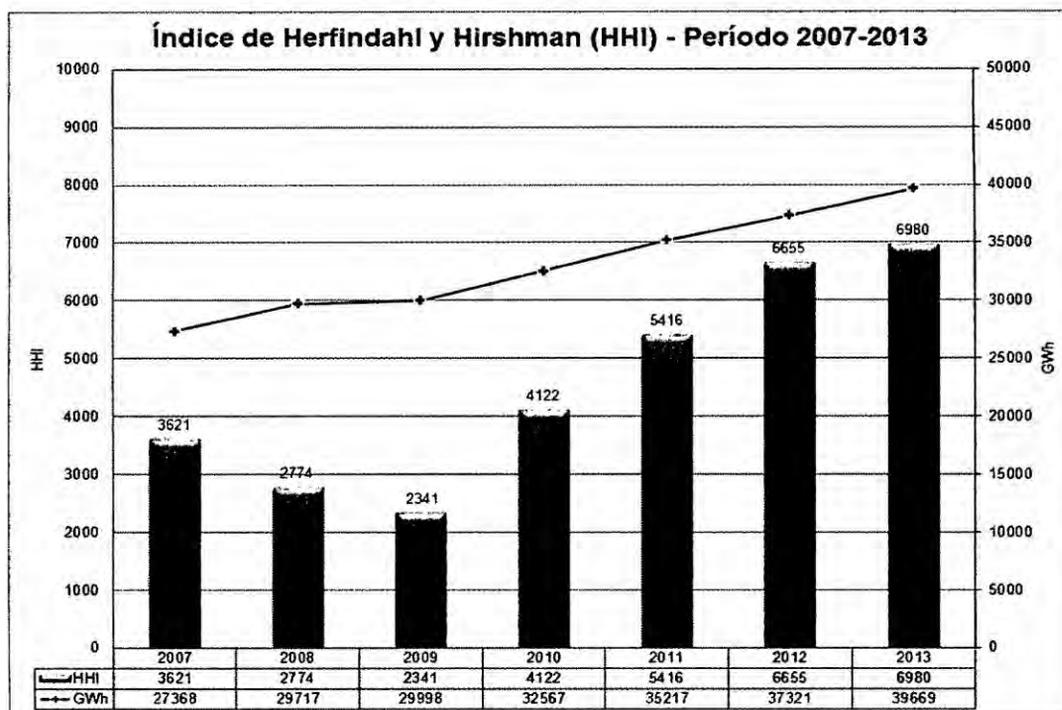
¹ NTCSE: Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos

² NTCOTR: Norma Técnica de Coordinación de la Operación en Tiempo Real

operativas (véase el cuadro 1.1, en la página 14). Esto es una clara evidencia que la falta de incentivos económicos no atrae a los agentes generadores a prestar cualquier tipo de servicio (como la prestación del servicio de la regulación secundaria de frecuencia, por ejemplo), lo contrario sería si brindaran incentivos económicos atractivos que mejoren el margen variable (operativo o comercial) de la empresa prestadora de un servicio complementario. Por otro lado, otra deficiencia recae en que el servicio se realizaba manualmente, previa orden del Coordinador del Sistema.

Asimismo, a manera de ejercicio, en el siguiente cuadro se presenta una evaluación del Índice de Herfindahl y Hirshman (HHI) únicamente con la premisa de dar la idea del nivel de concentración que ha existido en la prestación del servicio de la regulación secundaria de frecuencia en el sistema eléctrico peruano, obviamente teniendo como premisa las características de obligatoriedad y remuneración ineficiente de la misma, es decir, la misma naturaleza de la concepción de este servicio ocasionaba una alta concentración donde pocas empresas generadoras eran asignadas arbitrariamente la mayor parte del día para realizar este servicio. Cabe resaltar que para este enfoque se tomó como datos de entrada la asignación de potencia-energía que las unidades de generación tuvieron disponible para la realización de este servicio durante el período analizado, es decir, su variación de generación por empresa:

Cuadro 1.2 HHI para la regulación secundaria de frecuencia en el Perú, período 2007-2013



Del cuadro 1.2 se observa una alta concentración en los últimos años, debido a que el servicio de regulación secundaria de frecuencia estuvo asignado mayoritariamente a pocas empresas generadoras en el período 2007-2013 analizado³, dejando de lado la posibilidad que otras unidades generadoras prestaran este servicio con el mismo o mayor nivel de seguridad y calidad. Esta deficiencia en el esquema de operar el sistema ha traído consigo un total desacuerdo, básicamente de las centrales hidroeléctricas asignadas a realizar este servicio, por la remuneración recibida, porque a su criterio no se les reconocía su costo de oportunidad y sus unidades estaban expuestas al

³ Se excluyeron del análisis a las centrales que operaron en sistemas aislados

incremento del número de mantenimientos programados o correctivos. Además en el cuadro 1.2 se observa la tendencia de la energía total requerida en el SEIN durante todo el 2013 con el objetivo de mostrar que el nivel de alta concentración de la prestación de este servicio no depende de la cantidad de energía del sistema, sino únicamente de la cantidad de reserva asignada a la empresa y del número totales de empresas que brindan este servicio. Para analizar esta relación se utilizó el índice de nivel de concentración HHI. En el Anexo 2 se puede apreciar con mayor detalle la asignación de reserva secundaria de frecuencia y la tendencia del HHI.

Empresas como Electroperú manifestaban que no estaban de acuerdo con las decisiones del operador del sistema en asignarles el servicio de regulación secundaria de frecuencia, mientras los demás generadores tienen la posibilidad de generar sin ninguna restricción operativa según el despacho económico. La respuesta del operador del sistema está basada en la optimización del uso del agua (valor agua) en el tiempo, es decir, a largo plazo. Lo cual es totalmente aceptable pensando en la economía del sistema, según los análisis realizados en los programas de optimización a largo plazo. Pero la empresa generadora tenía como premisa su perjuicio en su margen variable económico.

Por otro lado también se han presentado casos como el de la empresa Celepsa, donde el 09 de enero de 2014 a las 17:56 horas el centro de control

del COES coordinó con el centro de control de Celepsa para bajar la generación de la central hidroeléctrica Platanal de 218 MW a 68 MW, por asignación de Reserva Primaria Estacional (RPE) de acuerdo al programa diario de operación (la RPE solo estaba programada de 18:00 a 18:30 horas, básicamente por el inicio de la hora punta y porque en esta época de verano el incremento de demanda se da con una mayor pendiente, es decir, se necesita programar mayor cantidad de RPE para responder eficientemente al cambio de demanda previsto). A las 18:02 horas, el centro de control de Celepsa informó al centro de control del COES que no podía bajar la generación de la central hidroeléctrica El Platanal porque habría riesgo de rebose de agua en la presa Capillucas (el volumen de la presa a esa hora era 1162 millones m³)⁴, por lo cual tenía margen para bajar la generación de la central hidroeléctrica Platanal, una vez más el centro de control del COES ordenó al centro de control de Celepsa que baje la generación hasta 100 MW en la C.H. Platanal. A las 18:08 horas, nuevamente el centro de control de Celepsa informó al centro de control del COES que no podía bajar la generación de la central hidroeléctrica El Platanal por el mismo motivo. Al final la central hidroeléctrica Platanal no bajó su generación por RPE, por lo que se atentó gravemente contra la seguridad del SEIN⁵.

⁴ El nivel de rebose de la presa Capillucas es de 1543 millones m³

⁵ Fuente: Informe de evaluación de la operación diaria: jueves 9 de enero de 2014. COES

Esta premisa pone en total evidencia que la prestación obligatoria de un servicio, como el servicio complementario de la regulación secundaria de frecuencia, que beneficia a todos los integrantes del SEIN, debería tener una gestión eficiente, que minimice en lo posible el costo de la operación del sistema y que incremente la seguridad y calidad del mismo. Lamentablemente el actual enfoque de los servicios complementarios en el SEIN, especialmente el de regulación secundaria de frecuencia, no muestra la tendencia hacia la búsqueda de la eficiencia económica.

1.2. Formulación de problemas

El problema de la regulación secundaria de frecuencia dentro del mercado eléctrico peruano es la falta de incentivos económicos atractivos para que este se desarrolle con la participación más activa de los agentes generadores del sistema, esto implica que se necesita del desarrollo de un modelo de mercado de competencia para el servicio complementario de la regulación secundaria de frecuencia para una gestión eficiente. Asimismo, la confiabilidad del SEIN se ve mermada cuando hay menos unidades generadoras disponiendo potencia-energía para realizar este servicio complementario, o en el peor de los casos cuando no existen unidades



habilitadas para realizarlo y se tiene que asignar este servicio a unidades de generación que lo realizarían ineficientemente, atentando contra la seguridad y calidad del SEIN. De lo manifestado, la situación más crítica para el SEIN es no contar con unidades para brindar este servicio, debido a una falta de incentivo de los agentes generadores en adecuar su sistema de generación para poder brindarlo con eficiencia.

De lo expuesto se deducen y formulan las siguientes preguntas:

¿En qué medida la falta de incentivos económicos eficientes afecta negativamente a la realización de un mercado eléctrico peruano de servicios complementarios competitivo entre los agentes generadores para la prestación adecuada del servicio de la regulación secundaria de frecuencia?

¿Cómo la falta de condiciones del mercado eléctrico peruano de servicios complementarios no genera señales adecuadas para la participación más activa de los agentes generadores en la mejora de la confiabilidad y calidad del suministro eléctrico en el sector?

1.3. Objetivos de la investigación

Objetivo general

El objetivo general de la presente investigación es lograr la participación más activa de los agentes generadores en el mercado eléctrico peruano de servicios complementarios mediante una propuesta económica de mercado de ofertas competitivas para la prestación del servicio de regulación secundaria de frecuencia.

Objetivo específico

Evaluar las mejoras en la confiabilidad y calidad del suministro eléctrico, analizando que mientras más máquinas (unidades de generación) oferten su potencia-energía y estén disponibles para aceptar la reserva rotante para la regulación secundaria de frecuencia, mayor será la confiabilidad y calidad en el SEIN y menor resultará la desviación de frecuencia final en un sistema de potencia.

1.4. Justificación

Por su teórica, economía y magnitud, al demostrar que creando un modelo de mercado competitivo basado en incentivos económicos para la RSF en el MEPSC, mejora la eficiencia de esta actividad e introduce el principio de competencia entre los agentes generadores basado en las leyes de la oferta y la demanda de la economía⁶. Obviamente con las reglas de juego bien claras, reguladas y supervisadas por los organismos respectivos.

Así mismo por su intelectualidad y trascendencia, analizar la confiabilidad y calidad de la RSF para SEIN es de mucha relevancia por ser objetivos de la operación del sistema eléctrico⁷, la RSF es un servicio del cual no es posible excluir de sus beneficios a todos los generadores conectados al SEIN, es decir, en un sistema en que una máquina no aporta reserva y es reemplazada por otras, se verifica que mientras más máquinas se repartan la reserva faltante menor resulta la desviación de frecuencia final⁸. Por lo que se demuestra que el tratado de la regulación de frecuencia relaciona el suministro eléctrico a nivel nacional, es decir, con los agentes involucrados

⁶ Véase: (La Oferta y la Demanda, 2012)

⁷ Véase: Los objetivos de la operación de un sistema se basan en los criterios de confiabilidad, economía y calidad. (Habilitación del Centro de Control - Proceso de la Operación del Sistema, 2011)

⁸ Véase: (Load Frequency Control: Problems and Solutions, 2011)

para el soporte de los servicios básicos de generación, provisión y entrega de energía y potencia.

De lo expuesto, la presente investigación tiene las siguientes justificaciones concretas:

- Esta investigación es necesaria para los responsables de las decisiones de la operación del SEIN, dentro de los criterios de seguridad, calidad y economía.
- Es también necesaria para todos los agentes del ámbito del SEIN, porque sus aportes a la realización del servicio de la regulación de frecuencia contribuiría a la mejora de la confiabilidad, calidad y competencia en el mercado eléctrico.
- Es conveniente para todo el sistema eléctrico, porque contribuiría a incrementar la inversión de los agentes generadores para mejorar los sistemas de control de frecuencia para prestar un servicio, beneficiando a una gran cantidad de usuarios (a todo el SEIN).
- Es asimismo conveniente para la Universidad Nacional del Callao, dado que tiene como parte de sus fines la investigación científica y la extensión universitaria en beneficio del País.

II. MARCO TEÓRICO

En este capítulo se desarrolla el mercado eléctrico peruano con el objetivo de tener un enfoque global del sector eléctrico, además se describen los servicios complementarios existentes que tienen como finalidad que el suministro de energía se realice bajo condiciones de seguridad y calidad adecuadas, haciendo hincapié al control de frecuencia. También se muestra la teoría del margen variable de una empresa de generación y se detalla el marco conceptual de la confiabilidad y sus implicancias en la reserva de generación. Por último, se analiza la teoría para un modelo de regulación basado en ofertas competitivas orientado a fomentar reconocimientos económicos eficientes.

2.1. Mercado eléctrico peruano

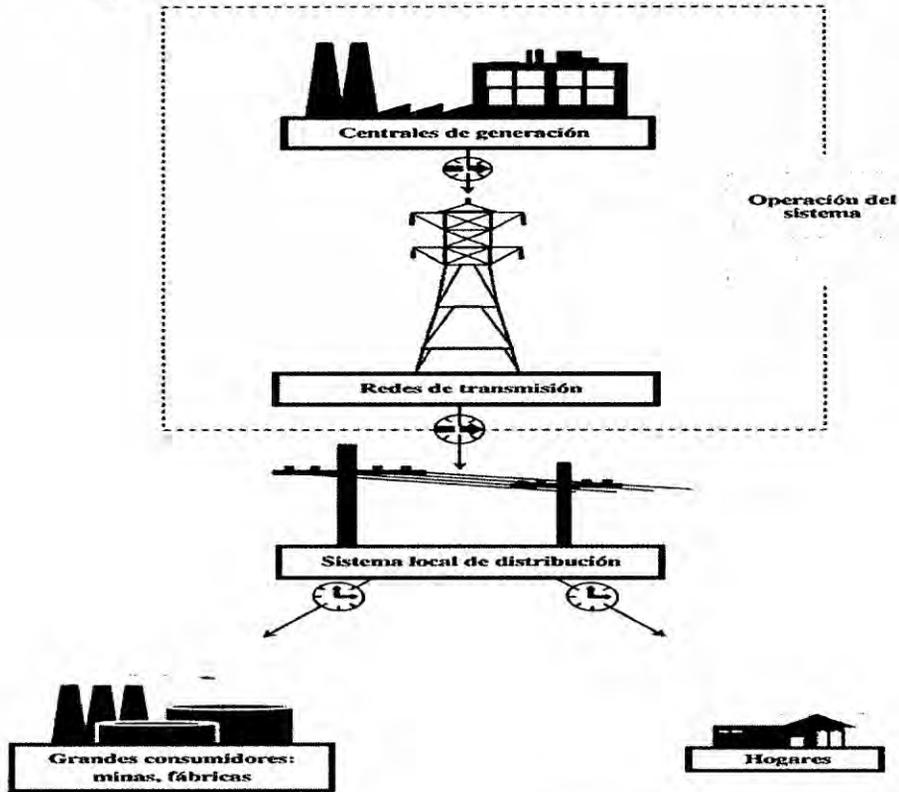
La descomposición del mercado eléctrico en uno básico y otro complementario, no ha sido comprendida por los usuarios y agentes del sector, debido a que el mercado básico se ha concentrado en los productos más fácilmente aceptados y conocidos, como son la compra y venta de energía (mercado spot). La realidad de los servicios complementarios es un tanto diferente, pero más bien en la forma que en el fondo. En efecto, tal como se muestra en el trabajo, la existencia de un mercado básico requiere

necesariamente de un mercado complementario, pues ambos son indispensables dentro de la desagregación funcional con las nuevas reformas del sector.

Dentro de las actividades o funciones que tienen que desempeñar los diferentes agentes del sector eléctrico, se pueden distinguir entre aquellas que tienen un carácter físico y aquellas que tienen un carácter más bien comercial. Las funciones físicas son la generación —producción de electricidad—, la transmisión, la operación del sistema y la distribución. Las funciones comerciales son las ventas en el mercado mayorista—ventas de los generadores a los distribuidores o comercializadores— y las ventas a los consumidores finales.

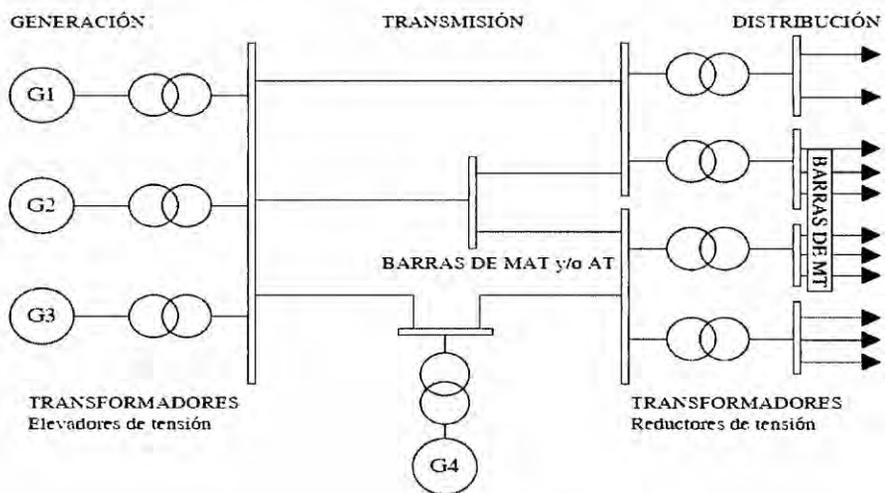
Si bien en el pasado estas actividades eran normalmente desarrolladas por una empresa verticalmente integrada, en las últimas décadas, con los procesos de liberalización, en muchos casos se han separado tanto verticalmente como horizontalmente creando empresas independientes para fomentar la competencia en el mercado en las actividades donde ello es posible. La figura 2.1 muestra las diferentes actividades físicas involucradas en el proceso de provisión de electricidad, y la figura 2.2, una representación esquemática del proceso de suministro de electricidad.

Figura 2.1 Actividades físicas involucradas en la provisión de electricidad



Fuente: (Alfredo Dammert Lira, y otros, 2010)

Figura 2.2 Representación esquemática del proceso de suministro de electricidad



Fuente: (Alfredo Dammert Lira, y otros, 2010)

a) Generación

La generación representa del 35% al 50% del costo total de la electricidad. Es una actividad donde las economías de escala se agotan a niveles menores a la demanda de los sistemas eléctricos, por lo que existe la posibilidad de introducir competencia. Cuando un arreglo de cables o alambres gira dentro de un campo magnético se produce la electricidad. Para que estos giren se requiere una fuerza que actúe por medio de una turbina. Dicha fuerza puede ser originada directamente por la ignición de un combustible, como los motores diésel o las centrales a gas natural; por el vapor generado en una caldera por combustión o recuperadores de calor (HRSG⁹) para el caso de los ciclos combinados; por una caída de agua en el caso de las centrales hidráulicas¹⁰; o también por un medio no convencional, como los molinos de viento, los biocombustibles, la energía solar, entre otros¹¹.

El sistema eléctrico debe tener capacidad de generación para satisfacer el pico de demanda del año —conocido como máxima demanda del sistema—,

⁹ HRSG : *Heat Recovery Steam Generator*

¹⁰ En una central hidroeléctrica se utiliza la energía potencial del agua almacenada para convertirla primero en energía mecánica y luego en eléctrica mediante turbinas y generadores.

¹¹ El Gobierno desde el 2009 viene incentivando la inversión en Centrales Eléctricas del tipo RER (Recurso Energético Renovable), con lo cual se contribuye a la mejora del factor ambiental y social.

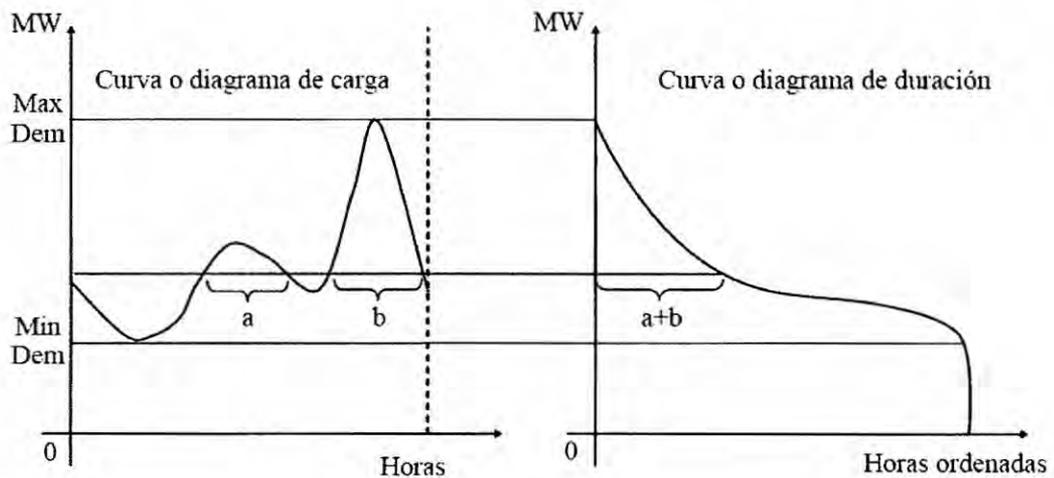
pese a que durante otros períodos del año no se llegue a utilizar toda la capacidad. Por ello, en las decisiones de planificación de inversiones de generación y operación del sistema debe tenerse en cuenta el patrón de demanda horario a lo largo de un período —conocido como curva de carga—, sobre la base del cual se construye la curva de duración o diagrama de duración, ordenando las demandas de mayor —máxima demanda— a menor —mínima demanda—, siendo el período utilizado normalmente de un año (8760 horas) o de un mes (720 horas). En la figura 2.3 se ilustra cómo se obtiene el diagrama de duración de la demanda a partir de la curva de carga.

Los diferentes tipos de generadores tienen diversos costos, pero es conveniente que un sistema esté compuesto por más de un tipo de generador, pues algunos tienen costos fijos más altos pero costos de operación menores —hidroeléctricas—, mientras que otros tienen costos fijos más bajos pero costos de operación mayores —generadores a gas natural de ciclo simple—. Ello se debe a que durante pocas horas al día se requieren cantidades mayores de electricidad que el consumo promedio.

Normalmente, es más económico producir dichas cantidades de electricidad con generadores de bajo costo de inversión aunque sus costos de operación sean mayores. En este caso, los mayores costos de operación son menos onerosos que el costo de inversión que debe distribuirse sobre un número reducido de horas por día.

Por otra parte, los volúmenes de electricidad que se requieren durante casi todo el día se proveen en forma más económica con generadores de alto costo de inversión, pero bajo costo de operación. Ello se debe a que el costo de inversión se diluye al distribuirse entre un mayor número de horas de operación.

Figura 2.3 Curva de carga y curva de duración de la demanda



Fuente: (Alfredo Dammert Lira, y otros, 2010)

b) Transmisión

La transmisión representa del 5% al 15% del costo total de la electricidad, y es una actividad donde se presentan importantes economías de escala,

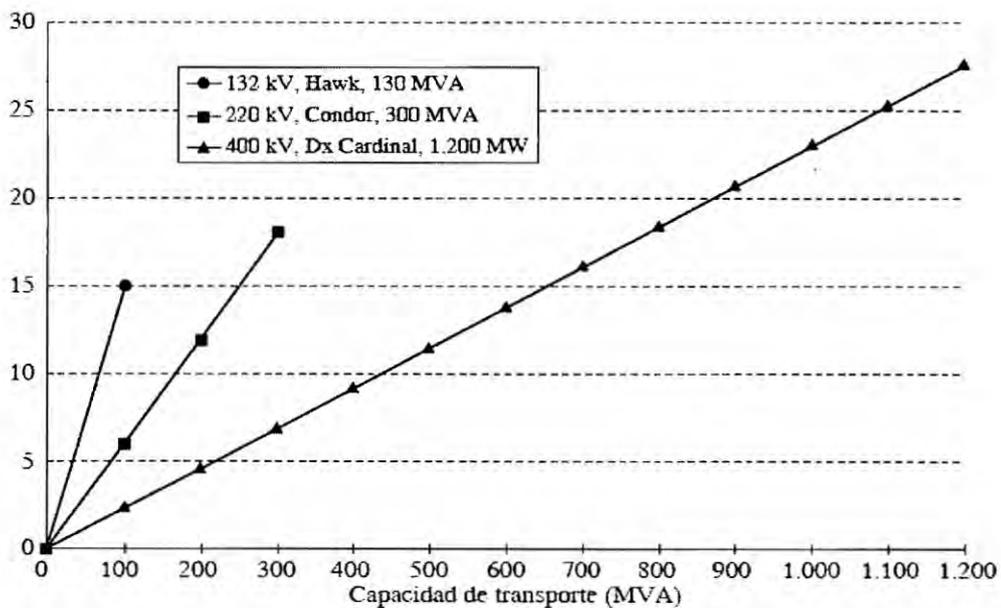
principalmente en el momento de diseño de las instalaciones, por lo que tiene características de monopolio natural¹². El sistema de transmisión corresponde al conjunto de líneas, subestaciones con transformadores que elevan o reducen la tensión para permitir las interconexiones, equipos de compensación reactiva (reactores, banco de capacitores, compensación reactiva estática, compensadores síncronos) y diferentes equipos, incluyendo las instalaciones de soporte (torres o postes), destinados al transporte de electricidad desde los puntos de producción hasta los centros de consumo o distribución. Los cables utilizados en la transmisión son de aluminio, aleaciones de aluminio y acero, y en menor medida cobre, aunque este último tiene el inconveniente de ser más pesado. La línea de transmisión no se apaga y enciende como otras redes. En ella, la electricidad fluye libremente como corriente continua o directa (*direct current* o dc en inglés) o corriente alterna¹³ (*alternating current* o ac en inglés) de acuerdo a las leyes de Kirchhoff y de Ohm. Debido a que es necesario mantener en todo momento un determinado nivel de tensión y frecuencia, que resulta del balance de la generación y consumo, se requiere un ente que opere el sistema —operador del sistema— e integre en cada momento las actividades de generación con las de transmisión. Con el fin de ahorrar costos y reducir

¹² Con la aprobación de la Ley Nro. 28832 (año 2006) el servicio de transmisión eléctrica tuvo un incentivo atractivo a la inversión por parte de nuevos agentes, gracias al mecanismo BOOT (*Build Own Operate and Transfer*).

¹³ En el caso Peruano, la transmisión a grandes distancias se realiza únicamente en corriente alterna.

pérdidas, la transmisión se realiza en voltajes elevados que varían entre 100 y 500 kV (desde Mayo de 2012 en el caso Peruano), lo que genera una mayor eficiencia en el transporte por requerir proporcionalmente un menor volumen de cables y experimentarse menores pérdidas de energía, las cuales fluctúan entre un 1% y 3% de la energía enviada en los sistemas de transmisión más eficientes. Esta situación se ilustra en la figura 2.4.

Figura 2.4 Costos de transmisión por km y nivel de tensión



Fuente: (Alfredo Dammert Lira, y otros, 2010)

- Operación del Sistema

El operador del sistema es el ente encargado de coordinar la producción de las plantas generadoras con la demanda o carga requerida, que viene a ser

la suma del consumo total de los clientes a cada momento en cada nodo o barra del sistema¹⁴, con objeto de mantener estable el sistema de transmisión. Entre las funciones realizadas por los operadores del sistema están: 1) observar la evolución de la carga requerida a través de diferentes indicadores en un centro de control, ordenando a los generadores que inicien o detengan la producción; 2) planificar el despacho por adelantado (predespacho) para que los generadores estén preparados para producir, pues suele existir un período necesario para que estos estén operativos¹⁵; y 3) corregir el volumen suministrado por los generadores en el momento de la ejecución del despacho dependiendo de las eventualidades que pudieran surgir, tales como una demanda mayor a la prevista, la salida de centrales o de líneas de transmisión.

Para el cumplimiento de sus funciones, el operador del sistema debe mantener plantas que no estén operando pero que tengan disponibilidad para hacerlo dentro de los límites de tiempo requeridos por el sistema. Los servicios provistos por estas unidades se conocen como «servicios complementarios» (*ancillary services*) por ser requeridos para garantizar la confiabilidad del suministro de electricidad. Entre los principales servicios complementarios se incluyen: 1) balance y regulación de la frecuencia, la

¹⁴ Los nodos o barras son los elementos del sistema eléctrico donde se realizan los retiros o inyecciones de energía.

¹⁵ Los grupos generadores tienen diferentes inflexibilidades operativas que en algunos casos puede complicar la operación económica, segura y con calidad del SEIN.

cual se puede desestabilizar debido a las diferencias entre la producción y el consumo en tiempo real¹⁶; 2) estabilidad de tensión o voltaje, que hace necesaria la venta de energía reactiva para estabilizar el sistema; y 3) arranque en negro (*black start*), que se refiere a las unidades que pueden iniciar operaciones cuando el resto del sistema no funciona y que permiten recuperar el sistema cuando este ha colapsado¹⁷. En particular, muchos de estos servicios tienen el carácter de bien público¹⁸, por lo que su provisión privada mediante competencia en el mercado puede no ser eficiente económicamente. Por ello, la demanda de estos servicios suele centralizarse en el operador del sistema, el cual los requiere ex ante entre los generadores dispuestos a brindarlos dentro de un denominado MSC.

Los costos de estos servicios suelen prorratearse entre todos los generadores del sistema con diferentes criterios (STOFT, 2002).

En algunos países se ha dividido la operación económica y técnica en dos entidades: el operador del mercado (*power exchange, px*) y el operador independiente del sistema (*independent system operator, iso*).

¹⁶ Para mantener este balance se hace necesaria la existencia de una reserva rotante —de centrales en funcionamiento— y de una reserva fría —que puede empezar a producir en unos pocos minutos—.

¹⁷ Estas unidades pueden arrancar en frío, a diferencia de otras centrales que necesitan que el sistema esté funcionando para arrancar —arranque en caliente—.

¹⁸ Un bien público es un bien donde la rivalidad en el consumo es baja y las posibilidades de excluir de los beneficios —por medios físicos o legales— a terceros es relativamente difícil.

El operador del mercado en estos países suele ser una entidad sin fines de lucro (en el caso Peruano el COES tiene la misma característica), encargada de atender las diferentes demandas a precios de mercado y abierta a todos los compradores y todos los ofertantes del sistema. Su principal función es administrar los mercados anticipados (*ahead markets*) de día previo y de hora previa, creados para promover el compromiso de las unidades (*unit commitment*) de generación, es decir, que estén listas para operar, y permitir un mejor manejo de los riesgos de precios.

En general, en este esquema se establece un sistema de dos mercados (*two settlement system*)¹⁹. Este consiste en establecer un mercado anticipado — de día previo— y un mercado en tiempo real. El mercado del día previo es un mercado de futuros, mientras que el de tiempo real es un mercado de transacciones físicas. Este esquema es beneficioso por tres razones: 1) permite corregir la ineficiencia de transacciones en el mercado de tiempo real a través de contratos por diferencias que buscan controlar el riesgo-precio, en particular el derivado de las restricciones de transmisión; 2) permite resolver el problema del «compromiso de las unidades», pues los generadores garantizan su disponibilidad en el mercado de día previo; y 3) hace que los costos fijos sean tratados como tales, pues estos son declarados en el mercado de día previo, separándose los costos de arranque

¹⁹ Véase: (STOFT, 2002), parte 3

y de interrupción del despacho programado, así como los costos incrementales de energía. Estos últimos solo reflejan los costos de combustibles y componente calórico, y son los que se toman en cuenta en el mercado en tiempo real.

Por otra parte, el operador del sistema tiene como funciones manejar el sistema en tiempo real —o sea, en el momento de realizar el despacho—, coordinar que todos los generadores cumplan con sus programas de despacho y determinar los ajustes relevantes por congestión. A su vez, debe proveer servicios complementarios cuando estos son requeridos.

c) Distribución

La distribución representa entre el 30% y el 50% del costo de la electricidad. Si bien el transporte de electricidad se realiza a través de los sistemas de transmisión y distribución, este último es el que está asociado con los consumidores domésticos y la mayor parte de las industrias y comercios²⁰. Los consumidores acceden a la electricidad a través de las líneas de distribución por medio de acometidas aéreas, sujetas a postes eléctricos, o

²⁰ Existen otras empresas grandes —minas, cementeras y empresas de grandes dimensiones— que no requieren de estos sistemas pues se abastecen directamente de las líneas de transmisión. Estas últimas operan a voltajes más altos que las líneas de distribución para maximizar economías de escala y reducir pérdidas en grandes distancias.

acometidas subterráneas. Las líneas de distribución operan a voltajes menores que las líneas de transmisión. Las pérdidas de energía en distribución suelen fluctuar entre un 4% y un 9% en los sistemas más eficientes. La distribución se suele caracterizar como un monopolio natural debido a la existencia de economías de escala y densidad —menor costo medio cuando se incrementa el número de usuarios por kilómetro cuadrado—.

En muchos casos, los operadores de los sistemas de distribución también realizan la función de atención al cliente, la cual incluye medición del consumo eléctrico, facturación y cobranza. En otros casos, la comercialización minorista —ventas al consumidor final— la realizan empresas distintas, las cuales se encargan de comprar electricidad a las generadoras, celebrar contratos con los consumidores, realizar la medición del consumo, facturar y cobrar. En este último caso los consumidores minoristas deben pagar por separado a las empresas de transmisión y distribución.

2.1.1 Organización moderna del sector eléctrico

La imposibilidad de almacenar económicamente la electricidad, la existencia de múltiples tecnologías de generación con costos de inversión y operación diferentes, la operación en una red interconectada donde existen problemas de externalidades de red (congestión e inversiones ineficientes), las economías de escala no agotadas y la existencia de costos hundidos y activos específicos llevaron a que en el pasado el sector eléctrico fuera usualmente operado por un monopolio verticalmente integrado administrado por el Estado.

Las excepciones más importantes a lo anterior se daban cuando una compañía grande de generación/transmisión vendía electricidad a empresas distribuidoras normalmente pequeñas y que en algunos países o regiones estaban predominantemente a cargo de los municipios. Además del carácter monopólico de la transmisión y distribución, las empresas generadoras eran de grandes dimensiones y operaban con economías de escala.

Por otra parte, se tenía el concepto de que era difícil coordinar la generación y transmisión como empresas separadas —es decir, la operación del sistema debía hacerse de forma integrada debido a las complejas interrelaciones entre estas dos actividades—, así como planificar de forma conjunta las inversiones en generación y transmisión en el largo plazo para hacer frente a

la demanda. Si bien estos problemas aún persisten, la organización moderna considera diversos esquemas para afrontarlos, a la vez que intenta volver a la industria más eficiente y económica a través de la separación de actividades y la promoción de la competencia donde sea posible.

De acuerdo con (JOSKOW, y otros, 2007), la evolución de las formas de organización del sector eléctrico en el mundo puede entenderse como la búsqueda de arreglos institucionales potencialmente eficientes que permitan niveles de inversión aceptables y un manejo adecuado de los problemas de externalidades intrínsecos a la operación de redes eléctricas de corriente alterna²¹. En este sentido, las reformas habrían buscado mecanismos que posibiliten una mayor competencia a través de la desintegración vertical sin comprometer la confiabilidad del suministro de electricidad. La operación con un monopolio regulado, verticalmente integrado, habría representado una forma de organización eficiente de la actividad eléctrica en su momento. Sin embargo, el costo-beneficio de esta alternativa habría pasado a ser negativo luego de detectarse los problemas de la regulación de monopolios bajo el enfoque de costo del servicio, el potencial de los avances tecnológicos para facilitar la coordinación del sistema eléctrico y reducción de costos de transacción y la posibilidad de introducir competencia en determinados segmentos de la cadena de suministro de electricidad. Así, es sobre la base

²¹ Joskow 1999 aplica los conceptos de la economía institucional basada en los costos de transacción a las reformas del sector eléctrico.

de estos desarrollos que se iniciaron las reformas estructurales y regulatorias orientadas a promover la competencia en la actividad de generación y comercialización de electricidad.

Las actividades o subsistemas del sector eléctrico se diferencian entre sí por el nivel de competencia que se puede lograr en cada una de ellas. Por ello, los esquemas de regulación son diferentes para cada actividad como se explica a continuación:

- Existen ciertas actividades o segmentos del negocio eléctrico que por sus características son monopolios naturales. Dos de las más importantes son la transmisión y la distribución. Cuando estas funciones las realiza el gobierno, se suele considerar, desde un enfoque normativo, que su objetivo es el interés público. Sin embargo, cuando las realizan empresas privadas se requiere de un sistema de regulación de precios, y asociado con este, en muchos casos de un sistema de regulación de la calidad del servicio. Los países aplican a estas actividades los dos grandes tipos de regulación de precios: la regulación por tasa de retorno —modelo americano— y la regulación por desempeño o basada en incentivos. La primera permite a las empresas obtener una tasa de retorno razonable sobre sus activos. Este cálculo se hace normalmente para un período determinado, concluido el cual se revisan nuevamente los costos y las tarifas. Dicho

intervalo da a las empresas la oportunidad de realizar ganancias adicionales hasta la siguiente regulación si logran una mayor eficiencia en la operación. Por otro lado, la regulación por incentivos —como es en el caso británico— establece un tope de precios que se ajusta anualmente con la tasa de inflación de precios al consumidor (*retail Price index, rpi*) menos un valor llamado X, basado en la perspectiva de que la empresa mejore la eficiencia hasta el siguiente período de regulación.

- En otras actividades, tales como la generación y la comercialización, se pueden implementar mecanismos de competencia en vez de regulación directa de precios. Estos mecanismos buscan lograr mayor eficiencia no solo en el corto plazo sino también en el largo plazo a través del cambio tecnológico. Bajo los esquemas de competencia, las empresas con nueva tecnología tienden a brindar mejores servicios a menores costos y, gracias a la competencia, también a menores precios.

Cabe mencionar que los modernos esquemas de regulación tratan de crear mecanismos que otorguen a las empresas monopólicas incentivos a la eficiencia similares a los que enfrentarían en condiciones de competencia.

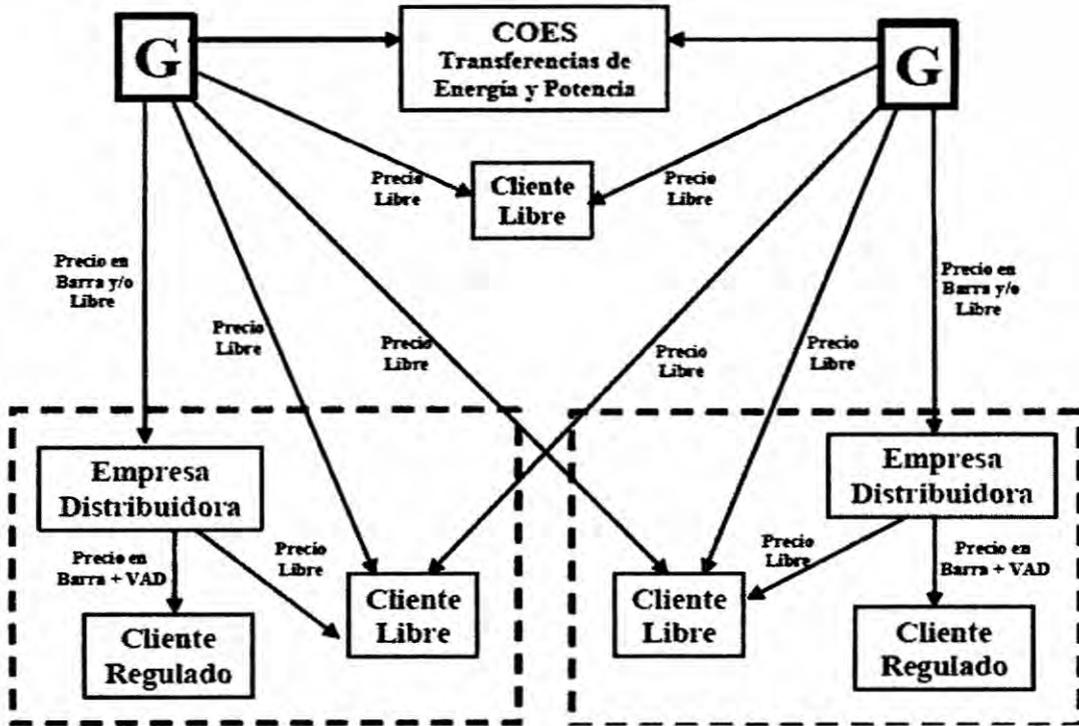
2.1.2 Margen Variable de una Central Eléctrica

En el negocio eléctrico, las empresas de generación tratan de maximizar sus ingresos, además tratan de minimizar los riesgos que puedan atentar negativamente a su margen variable. Bajo esta premisa, todo ingreso que maximice (optimice) su margen variable es atractivo para cualquier empresa de generación, sea una empresa dedicada a la generación termoeléctrica o hidroeléctrica.

Por otro lado, se sabe que de acuerdo al Nivel Óptimo de Contratación (NOC)²², las empresas realizan contratos de energía y potencia con clientes libres, distribuidores y otros generadores con el objetivo de obtener ingresos con un nivel de riesgo mínimo, cabe resaltar que los distintos bancos o entidades financieras exigen a las empresas generadoras tener un porcentaje de su energía contratada con algún cliente, de esta forma ellos también minimizan su riesgo financiero que podría repercutir en una mala inversión. En la siguiente figura se puede detallar cómo se establecen las transacciones en el mercado eléctrico peruano:

²² Véase: (ENDESA, 2001)

Figura 2.5 Transacciones en el Sector Eléctrico Peruano



Fuente: (OSINERGMIN, 2005)

El Margen Variable (MV) se define como el balance que existe entre los ingresos y egresos que afronta la central como consecuencia de la operación de la central y la comercialización de energía y potencia. Estos ingresos y egresos pueden clasificarse en los siguientes:

Ingresos:

- Venta de energía y potencia a clientes libres y regulados: Se pueden considerar como ingresos fijos ya que los consumos y los precios de los clientes están estipulados en los contratos de suministro.

- Venta por inyección de energía de la central en el mercado de corto plazo administrado por el COES: Son ingresos variables ya que dependen de la energía producida por la central y por los costos marginales del sistema los cuales varían cada 15 minutos.
- Ingreso Garantizado de Potencia Firme (IGPF): Es un ingreso fijo que depende de la potencia firme de la central (es independiente de la presencia de la central en el despacho).

Egresos:

- Pago de suministro y transporte de gas natural (termoeléctrica): Son egresos variables que dependen de la generación de la central (a mayor generación mayor consumo de gas).
- Compra de energía y potencia consumida por los clientes en el mercado de corto plazo: Son los egresos por atender el suministro eléctrico de los clientes de la central térmica, dependen de la energía consumida de los clientes y del costo marginal del sistema.
- Uso de los sistemas secundarios de transmisión eléctrica: Egreso que depende de la energía generada por la central.
- Pago por aportes al COES, MINEM y Osinergmin: Son los pagos que realiza la central de acuerdo a la legislación vigente.

A su vez el Margen Variable se puede dividir en Margen Operativo y Margen Comercial:

Margen Variable Operativo

Corresponde al balance entre los ingresos y egresos que se tiene por la operación de la central termoeléctrica. Entre los principales ingresos y egresos se tiene:

- Ingreso por la energía inyectada al sistema a costo marginal.
- Ingreso por potencia garantizada (IGPF).
- Egreso por pago de suministro y transporte de gas natural (los que conforman principalmente el Costo Variable de la central).
- Egreso de peaje por el uso del sistema secundario de transmisión ($Peaje_{sst}$).

Margen Variable Comercial

Corresponde al balance entre los ingresos y egresos que se tiene por atender los consumos de energía y potencia de los clientes. Entre los principales ingresos y egresos se tiene:

- Ingreso por venta de energía y potencia a los clientes libres y regulados a precio de contrato.

- Egreso por compra de energía y potencia para atender los consumos de los clientes a costo marginal y a precio de barra respectivamente.

Luego de tener un porcentaje de su energía contratada, la optimización de su margen variable dependerá en gran medida del despacho económico y la evolución de los costos marginales del sistema, de esta forma la ecuación que optimiza el margen variable (MV) de la empresa de generación eléctrica está dada por la siguiente expresión:

$$MV = MVO + MVC$$

Ecuación 2.1

$$MVO = \sum_{i=1}^n E_g^i \times (CMg_{BI_i} - CV) \quad , i \in \mathbb{N}, \forall n = \text{períodos horarios}$$

Ecuación 2.2

$$MVC = \sum_{i=1}^n E_c^i \times (TE - CMg_{BR_i}) \quad , i \in \mathbb{N}, \forall n = \text{períodos horarios}$$

Ecuación 2.3

Sumando las ecuaciones anteriores (ecuaciones 2.2 y 2.3), obtendremos la ecuación simplificada del margen variable (MV) de una central:

$$MV = \sum_{i=1}^n E_g^i \times (CMg_{BI_i} - CV) + \sum_{i=1}^n E_c^i \times (TE - CMg_{BR_i})$$

Ecuación 2.4

donde:

MVO : Margen variable operativo [\$]

MVC : Margen variable comercial [\$]

E_g : Energía inyectada por el generador [MWh]

E_c : Energía retirada por los clientes del generador [MWh]

CMg_{BI} : Costo marginal en la barra de inyección [$\frac{\$}{MWh}$]

CMg_{BR} : Costo marginal en la barra de retiro [$\frac{\$}{MWh}$]

TE : Tarifa de energía al cliente del generador [$\frac{\$}{MWh}$]

CV : Costo variable de generación [$\frac{\$}{MWh}$]

Así mismo, el CV está compuesto por el CVC y CVNC, según la siguiente expresión:

$$CV = CVC + CVNC$$

Ecuación 2.5

donde:

CVC : Costo variable combustible $\left[\frac{\$}{MWh} \right]$

CVNC : Costo variable no combustible $\left[\frac{\$}{MWh} \right]$

Para fines prácticos, en el presente trabajo no se está considerando los términos indicados en la siguiente expresión:

$$K = IGPF - Peaje_{sst} + Pot_{Ret} \times (TP_{cliente} - Precio_{barra})$$

Ecuación 2.6

IGPF : Ingreso garantizado de potencia firme (\$)

Peaje_{sst}: Egreso de peaje por el uso del sistema secundaria de transmisión (\$)

Pot_{Ret}: Potencia contratada con el cliente (MW)

TP_{cliente}: Tarifa de potencia al cliente del generador $\left(\frac{\$}{MW} \right)$

Precio_{barra}: Precio en barra $\left(\frac{\$}{MW} \right)$

El término K de la ecuación 2.6 de la página 48 no varía significativamente, por lo que el margen variable básicamente se establecerá por la expresión de la ecuación 2.4 de la página 47, es decir, dependerá en mayor proporción de la energía inyectada por la central y del costo marginal del sistema.

2.1.3 Objetivos de la operación del sistema eléctrico

La operación de los sistemas eléctricos se puede caracterizar por tres objetivos interdependientes: calidad, seguridad y economía.

a. Calidad

La calidad es normalmente descrita por un perfil aceptable de valores de frecuencia y tensión entregadas al consumidor final. Es decir, la tensión debe estar en un nivel y cantidad de flicker aceptado por el tipo de suministros y la frecuencia con variaciones muy pequeñas respecto al valor nominal.

b. Seguridad

Un nivel de seguridad muy alto se manifiesta en una baja probabilidad de que existan interrupciones de servicio, aunque el sistema sufra perturbaciones. El proceso de determinación de los niveles de seguridad implica evaluar: la capacidad del sistema de satisfacer la demanda ante fallas, el impacto de las decisiones de los operadores respecto a la entrada o salida de equipos o cargas importantes; y, el efecto de las acciones correctivas contempladas por el operador con el propósito de mejorar la seguridad.

Los estudios de análisis de seguridad consisten en simular la desconexión de equipos para estudiar su efecto sobre las variables del sistema a partir de un estado inicial dado, y medir la robustez del sistema para soportar estas posibles contingencias. Un sistema eléctrico de potencia nunca opera con seguridad en el sentido absoluto de la palabra, se debe programar la operación de manera que se tenga la mayor seguridad posible.

c. Economía

Consiste en minimizar el costo de la operación del sistema. El numeral 1.2.3 c) de la NTCOTR, establece como una función y obligación del COES:

“Determinar y disponer la aplicación de la configuración más apropiada del Sistema para permitir su adecuada operación, considerando criterios de seguridad, calidad y economía.”

Asimismo la naturaleza del COES según la Ley 28832²³, establece en su artículo 12:

“El COES tiene por finalidad coordinar la operación de corto, mediano y largo plazo del SEIN al mínimo costo, preservando la seguridad del sistema, el mejor aprovechamiento de los recursos energéticos.”

Figura 2.6 Triángulo de los objetivos de la operación del sistema eléctrico



²³ Véase: (Ministerio de Energía y Minas, 2006)

En la figura 2.6 de la página 51 se muestra el triángulo de los objetivos de la operación del sistema eléctrico y según lo expuesto se concluye:

No existe una combinación ideal de los tres objetivos de la operación. La combinación óptima es única para cada sistema y varía conforme a cada condición de operación. Los objetivos de seguridad y economía son aún contradictorios a causa de razones obvias: una mayor seguridad implica mayores costos de operación.

A continuación en el siguiente punto se enfocarán los SSCC que tienen que brindarse siguiendo los objetivos de la operación del sistema:

2.2. Servicios complementarios

Se suele definir los servicios complementarios como aquellas funciones realizadas por los equipos y el personal que genera, controla y transmite la electricidad, y que sirven como soporte de los servicios básicos de generación, provisión y entrega de energía y potencia²⁴.

En el mercado peruano no existen leyes específicas que regulen los servicios complementarios. Existen más bien leyes para controlar la calidad de servicio

²⁴ Véase: (Ancillary Service Market, 2008)

donde se incluye la regulación de la frecuencia y el voltaje. Para lograr una mayor eficiencia del sistema se deberían identificar cuáles son los servicios complementarios y crear metodologías de tarificación y regulación de éstos. Quizás debido por la fuerte negativa de algunas empresas es que este tema no se ha tomado mucho en cuenta.

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. Los Servicios Complementarios podrán ser suministrados por cualquier Integrante del Sistema, en lo que le corresponda como tal. Los Servicios Complementarios a considerar son los siguientes (MEM, 2005)²⁵:

- 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);

El Comité de Operación Económica del Sistema (COES) propone 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.

²⁵ Según la Norma Técnica de Coordinación de la Operación en Tiempo Real, 2005

Los servicios complementarios pueden ser prestados por cualquier Integrante del sistema cuando sean requeridos por el coordinador o por la Dirección de Operaciones del COES (DOCOES) en la operación de corto plazo correspondiente, siempre que cumplan con los criterios técnicos establecidos en los procedimientos técnicos del COES.

Las propiedades de los servicios complementarios son:

- Los servicios complementarios pueden ser divididos por su necesidad. Estas son: seguridad, confiabilidad, calidad de servicio, eficiencia operacional, etc.
- Los proveedores de los servicios complementarios pueden ser los generadores, transmisores, o distribuidores, dependiendo del país.
- La utilización de los servicios complementarios se divide también según el tiempo que necesita. Existen servicios que se utilizan en segundos, minutos, días, meses o años.
- Existen 3 tipos de costos para clasificar los servicios complementarios: Costos altos (alto capital de inversión u operación), costos medios (no requieren tanta inversión) y costos bajos (necesitan sólo unos pocos mecanismos de control).

- En muchas ocasiones puede haber una cierta correlación entre algunos servicios complementarios con otros servicios complementarios o con algunos servicios primarios.

2.2.1. Regulación de Tensión y/o suministro locales de reactivos

La regulación de tensión es un servicio de carácter local, básicamente brindado por el deterioro del perfil de voltaje de la zona analizada. La compensación consiste en la inyección de energía reactiva para mejorar la operación de los sistemas de energía eléctrica, y de forma más específica para mantener las tensiones próximas a sus valores nominales, reducir las intensidades y, por tanto, las pérdidas del sistema, y contribuir al mantenimiento de la estabilidad del mismo.

En el caso Peruano, todos los Integrantes del Sistema están obligados a proveer los equipos necesarios para la supervisión de los niveles de tensión en sus respectivas instalaciones. Los Integrantes del Sistema están obligados a suministrar la potencia reactiva inductiva o capacitiva solicitada por el Operador del Sistema hasta los límites de capacidad de sus equipos, careciendo de esta forma un esquema de mercado.

Normalmente, la compensación es proporcionada por bancos de condensadores, compensando la naturaleza normalmente inductiva de la red

de transporte y de las cargas. No obstante, en determinadas circunstancias, está indicada la compensación mediante reactancias que absorban potencia reactiva²⁶. Existen dos amplias clases de compensación:

a) Compensación de las cargas

Bajo este concepto se designa la gestión de la potencia reactiva de una carga (o grupo de cargas). El equipo de compensación se instala normalmente en las propias instalaciones del consumidor o, en todo caso, en las proximidades de la carga.

En general, se busca uno o varios de los siguientes objetivos:

- Corrección del factor de potencia
- Mejora de la regulación de tensión
- Balanceo de la carga

La corrección del factor de potencia indica la práctica de generar potencia reactiva tan cerca de la carga como sea posible, en lugar de suministrarla desde generadores lejanos. La mayor parte de las cargas industriales tienen factores de potencia inductivos. La intensidad es, por lo tanto, mayor que la

²⁶ El Operador del Sistema 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. Por ejemplo, actualmente las unidades de la Central Térmica de Aguaytia operan por regulación de tensión en la Subestación Pucallpa, pudiendo o no distorsionar de alguna manera el despacho económico.

necesaria para suministrar solamente la potencia activa. Dado que solo la potencia activa proporciona energía, este exceso de corriente se traduce en pérdidas innecesarias por efecto Joule y un sobredimensionamiento también innecesario de los elementos de transporte y distribución. Todo ello supone un incentivo para que las compañías de distribución intenten optimizar el factor de potencia de las cargas que suministran. Desde el punto de vista del consumidor, el consumo de energía reactiva suele estar penalizado en las tarifas.

La regulación de tensiones puede ser un problema importante si existen cargas con una demanda variable de potencia reactiva. Estas variaciones inducen cambios en las tensiones del sistema, que pueden interferir con la operación eficiente de generadores o de las cargas de otros consumidores. En general, la distribuidora tiene la obligación de mantener las tensiones dentro de cotas definidas. Estos límites pueden, por ejemplo, variar en un $\pm 5\%$ de la tensión nominal en periodos largos (minutos, horas), a límites mucho más estrictos en el caso de variaciones rápidas (flicker²⁷). En general, la manera más económica de evitar estos efectos es diseñar el sistema eléctrico en función de las potencias activas solicitadas, y gestionar la

²⁷ El flicker son oscilaciones rápidas, en el orden de los pocos hercios, de la tensión. Su nombre deriva del molesto efecto visual causado al provocar las oscilaciones de tensión, oscilaciones en el brillo de las bombillas.

potencia reactiva mediante compensadores y otros equipos que se pueden situar de forma flexible.

El balanceado de la carga surge debido a que los sistemas eléctricos son normalmente trifásicos, mientras que una gran parte de las cargas son monofásicas. La existencia de desequilibrios se traduce en la aparición de corrientes en los sistemas inverso y homopolar, que suelen tener un impacto negativo en generadores, transformadores y otros equipos.

b) Compensación de la transmisión

En este caso, el propósito de la compensación es la modificación de las características eléctricas del sistema de transporte²⁸. En general, sirve a los siguientes propósitos:

- Ayuda a la consecución de un perfil de tensiones más plano.
- Mejora la estabilidad al aumentar el límite de transferencia de potencia.
- Proporciona la energía reactiva requerida por el sistema de transporte de una forma económica.

Una manera de cuantificar la bondad de un determinado esquema de compensación es el producto de la máxima potencia activa que se es capaz

²⁸ El Operador del Sistema también podría optar por la desconexión de líneas de transmisión (aumento de la impedancia), con el objetivo de regular (bajar) los perfiles de tensión de la zona.

de transmitir por la distancia a la que se transmite. Recuérdese que en ningún caso es posible transmitir, con una línea no compensada, potencia a más de 1500 km. El efecto Ferranti²⁹ hace, que en la práctica, los límites sean considerablemente inferiores. Existen dos esquemas básicos de compensación de líneas eléctricas:

- Compensación serie.
- Compensación paralelo.

2.2.2. Grupos de arranque rápido por emergencia (Reserva Fría)

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 Sistema³⁰.

²⁹ El Efecto Ferranti, este efecto tiene lugar en líneas largas (para poder darse el efecto capacitivo), y en vacío (ya que en carga, la circulación normal de la corriente hacia la carga elimina el efecto capacitivo). Como la línea se comporta como si estuviera formada por infinitos condensadores, que hacen las veces también de fuentes, el potencial al final de línea es mayor que el potencial al inicio de la misma, es decir, se ha producido un efecto amplificador de la tensión que es muy peligroso de reconectar de nuevo la línea si no se tiene presente (peligro de destrucción de las máquinas eléctricas por sobretensión).

³⁰ Según: NTCOTR

2.2.3. Black start (Partida en negro)

Según (STOFT, 2002), la capacidad de partida en negro se define como la capacidad que tiene una unidad generadora de poder incorporarse al sistema eléctrico, estando esta inicialmente apagada, sin la necesidad de la asistencia eléctrica. Este tipo de capacidad se utiliza generalmente para energizar la red eléctrica y soportar la conexión de otras unidades de generación y líneas de transmisión cuando ha ocurrido en el sistema una falla total o parcial.

Este servicio tiene el objetivo de recuperar el sistema cuando una gran perturbación o colapso, en donde además, los generadores proveen este servicio deben ser capaces de absorber o inyectar suficiente potencia reactiva, para efectuar control de tensión durante la recuperación del servicio. A su vez, es también importante tener una adecuada comunicación y coordinación entre los recursos para mantener la flexibilidad de la red y la estabilidad del sistema, con el objetivo de minimizar la duración de la falla y garantizar la seguridad en el proceso. Los costos principales involucrados en este servicio están asociados con la inversión en equipos, su operación y mantenimiento.

2.2.4. Regulación de Frecuencia

La frecuencia del sistema eléctrico debe mantenerse dentro de los niveles aceptables para permitir la normal operación del sistema. Las variaciones de la frecuencia se producen por desequilibrios en el balance de potencia debido principalmente a dos causas: variación de la demanda y fallas en los diferentes componentes del sistema eléctrico. La frecuencia de un sistema interconectado es una variable que está relacionada directamente con la potencia activa. Si se produce una variación en la potencia demandada se refleja inmediatamente en la frecuencia, por lo que es necesario que las máquinas cuenten con un buen control de frecuencia. La calidad de la frecuencia es indispensable para una adecuada operación y funcionamiento de los elementos propios del sistema de potencia como de los equipos de los usuarios. El tema de la reserva para regulación de frecuencia involucra tanto los aspectos técnicos como los económicos. En los aspectos técnicos se tienen en cuenta las necesidades y tolerancias del sistema y las características propias de los equipos que proveen la regulación de frecuencia. Por su parte, los aspectos económicos consideran los costos que implica suplir el servicio de regulación de frecuencia frente a los beneficios, o costos evitados, que experimentan los usuarios. La reserva requerida del sistema es un compromiso técnico económico que busca balancear, dentro de las limitaciones técnicas, el costo de proveer el servicio versus el beneficio que el sistema y los usuarios obtienen del mismo.

Entre estos tipos de control de frecuencia se encuentran la Regulación Primaria de Frecuencia (RPF) y la Regulación Secundaria de Frecuencia (RSF) y la Regulación Terciaria de Frecuencia³¹. También se podría considerar los Esquema de Rechazo Automático de Carga por Mínima Frecuencia (ERACMF) y Esquema Desconexión Automática de Generación por Sobre Frecuencia (EDAGSF), puesto que también aportan a restablecer la frecuencia del sistema pero únicamente en casos extremos (fallas grandes).

Con base en las estrategias de control de la frecuencia implantadas en el SEIN, se puede establecer una estructura resultante del control de la frecuencia con base en los siguientes hechos:

- En relación con las franjas de calidad en la frecuencia, la NTCSE establece como franja de operación normal 60.0 ± 0.36 Hz, y una tolerancia de excursiones súbitas entre 59 y 61 Hz, que deben ser corregidas en el término de 1 minuto.
- La frecuencia del SEIN no debe incursionar por niveles inferiores a 59 Hz ante perturbaciones súbitas, y este hecho establece las condiciones para el diseño e implementación del ERACMF, con umbral de arranque de los relés de frecuencia en 59 Hz, y para la función de derivada de frecuencia, con un umbral de arranque de 59.8

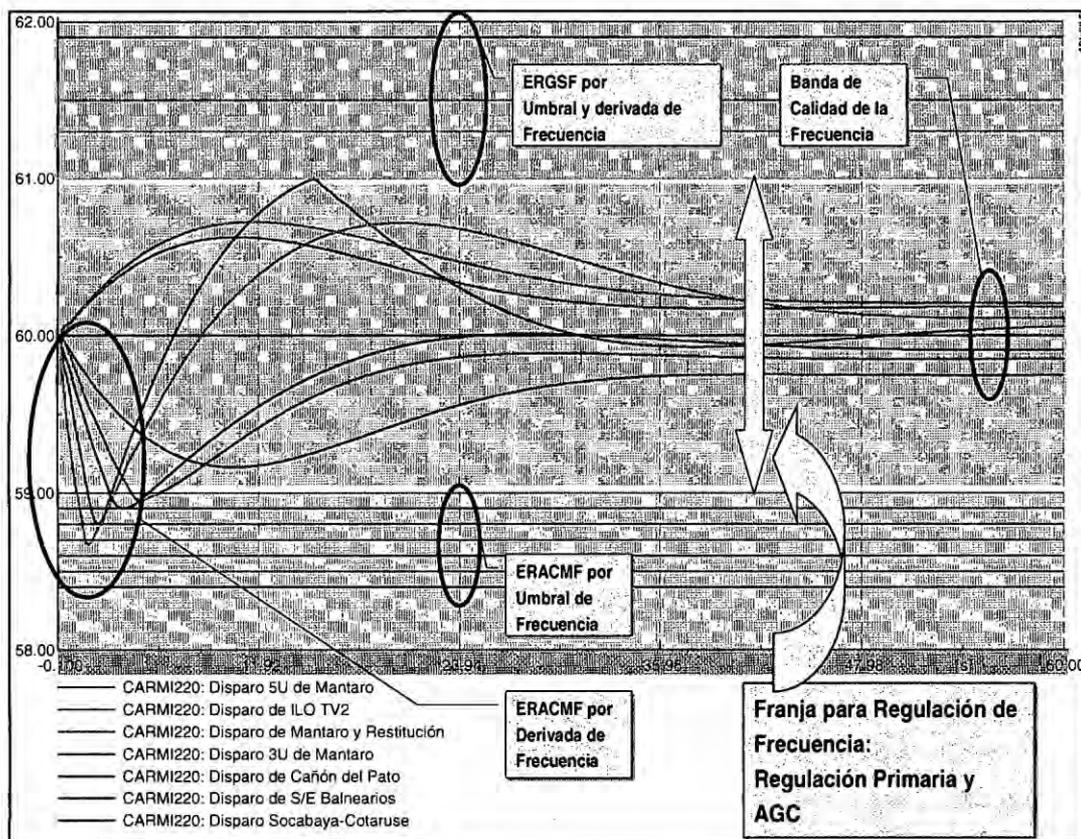
³¹ Ver: (Ledesma, 2008)

Hz y una derivada mínima para el área Centro de -0.65 Hz/seg y otros valores característicos para las Áreas Sur y Norte del SEIN.

- El EDAGSF debe coordinar con las protecciones de sobrefrecuencia de los generadores, considerando las tolerancias establecidas por la NTCSE en torno a que la frecuencia no debe exceder los 63.0 Hz, ni permanecer por arriba de 62.0 Hz por más de 15 segundos para evitar la desconexión de unidades por relés temporizados.
- Los sistemas de regulación de frecuencia, regulación primaria y regulación secundaria, deben coordinar con los esquemas suplementarios mencionados, y en conjunto garantizar la calidad de la frecuencia, y por lo tanto no se prevén riesgos de colisión en sus funciones sino más bien las complementariedades esperadas.

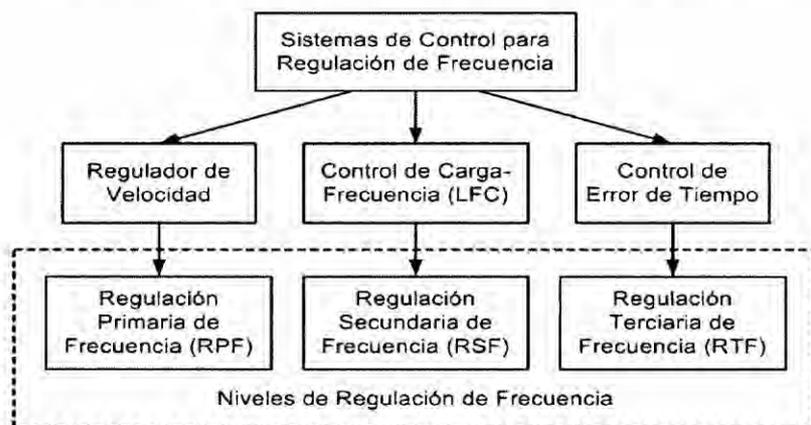
Por lo tanto, para la actuación de la reserva rotante usada por la regulación primaria y la regulación secundaria, queda establecida una franja de regulación de frecuencia en 1 Hz alrededor de la frecuencia nominal, como lo ilustra la figura 2.7, que presenta de manera detallada la estructura resultante del control de la frecuencia en el SEIN:

Figura 2.7 Estructura regulante de la frecuencia en el SEIN



Fuente: Estudio dinámico de la frecuencia del SEIN, (XM - Los expertos en mercados, 2007)

Figura 2.8 Sistema de control y niveles de regulación de frecuencia



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

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

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

Para cumplir estos objetivos, el control frecuencia-potencia se organiza en tres niveles: primario, secundario y terciario, según lo indicado en la figura 2.8 de la página 55. Cada uno de los niveles opera en un margen de tiempo e involucra un conjunto de variables provenientes de una parte más o menos amplia del sistema eléctrico:

a) Regulación Primaria de Frecuencia

La regulación primaria tiene por objeto corregir automáticamente los desequilibrios instantáneos entre producción y consumo. Se aporta mediante la variación de potencia de los generadores de forma inmediata y autónoma

por actuación de los reguladores de velocidad de las turbinas como respuesta a las variaciones de frecuencia.

La regulación primaria es la respuesta automática de los generadores a través de los reguladores de velocidad, ante las variaciones de frecuencia provocadas por perturbaciones en el sistema eléctrico de potencia. Para que la regulación primaria preste su función adecuadamente, se debe cumplir dos condiciones básicas: que los reguladores de velocidad operen en forma libre en el modo control de velocidad y que los generadores posean reserva para asumir temporalmente cambios en la potencia entregada al sistema.

Este nivel de regulación presenta las siguientes características:

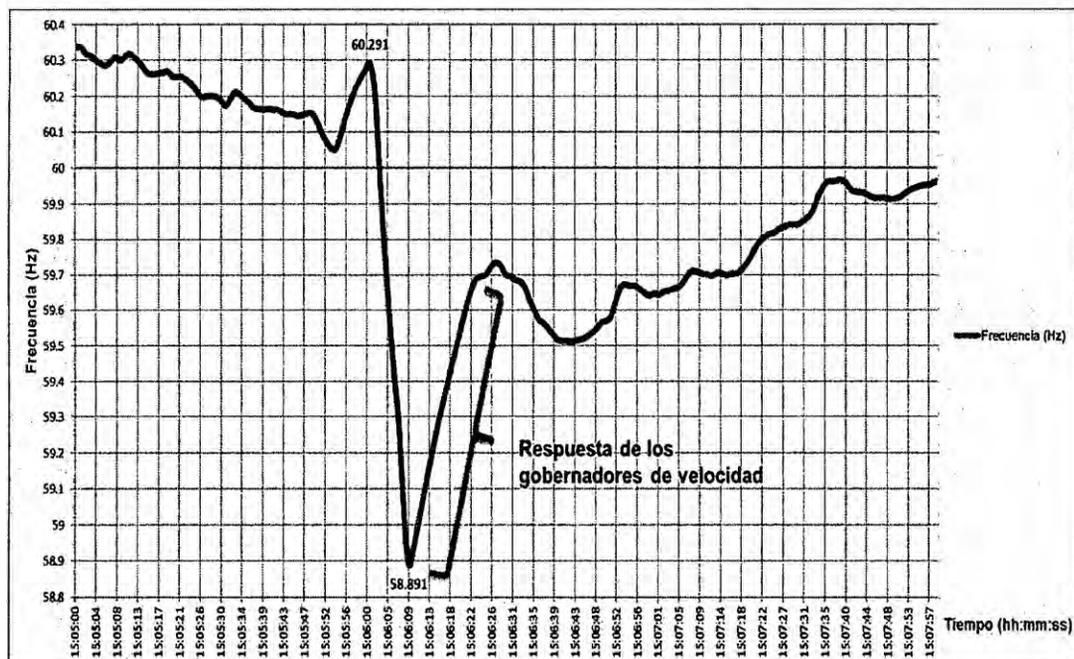
- Es una acción de control que se lleva a cabo a nivel de la unidad de generación. Debe ser una acción de control rápida tendiente a restituir el balance de potencia y recuperar la frecuencia en un corto tiempo. Es normal considerar que la respuesta para regulación primaria deba estar disponible en los siguientes 1-10 segundos después de ocurrido un evento y ser sostenida hasta los 30 segundos.
- Utiliza reserva rotante de segundos para restablecer el balance de potencia. En algunos sistemas se recomienda utilizar el 5% de la capacidad de generación para las unidades térmicas y un 10 % para las centrales hidráulicas. Estos porcentajes a ser asignados a las

unidades de generación serán verificados previamente en pruebas de campo.

- Las unidades asignadas para la RPF deben ser capaces de tomar y liberar carga rápidamente. Debido a esto, las unidades aptas deben satisfacer requerimientos técnicos exigentes y disponer de una habilitación especial.

En la figura 2.9, se muestra la actuación de la regulación primaria sobre la frecuencia cuando ocurre una perturbación, tal como la pérdida de una unidad de generación³².

Figura 2.9 Actuación de la regulación primaria de frecuencia



³² Se consideraron los datos del EV-090-2013, desconexión del ciclo combinado de la C.T. Ventanilla, con una generación de 479 MW.

b) Regulación Secundaria de Frecuencia

Ante cualquier variación de carga, la acción de control de la regulación primaria permite recuperar el balance entre potencia consumida (incluyendo pérdidas) y potencia demandada, pero no logra resolver dos efectos no deseados:

- La frecuencia queda desviada respecto a la de referencia.
- El reparto del incremento de carga entre los generadores queda determinado por sus estatismos, por lo que en general no se cumplirán los flujos de potencia programados entre áreas.

La regulación secundaria de frecuencia es un servicio complementario que tiene por objeto mantener el equilibrio generación – demanda, corrigiendo las desviaciones en estado estacionario de la frecuencia y los desvíos respecto a los programas de intercambio previstos en las interconexiones.

La desviación de frecuencia en estado estacionario resultante de la actuación de la RPF ante un desbalance de potencia activa, se anula a través de la acción de la regulación secundaria de frecuencia. Los generadores asignados para regulación secundaria asumen las desviaciones de la respuesta de los reguladores de todos los generadores y de la respuesta

autorregulante de la carga, por lo que, en principio, deberían disponer de reserva mayor o igual a aquella destinada a la regulación primaria.

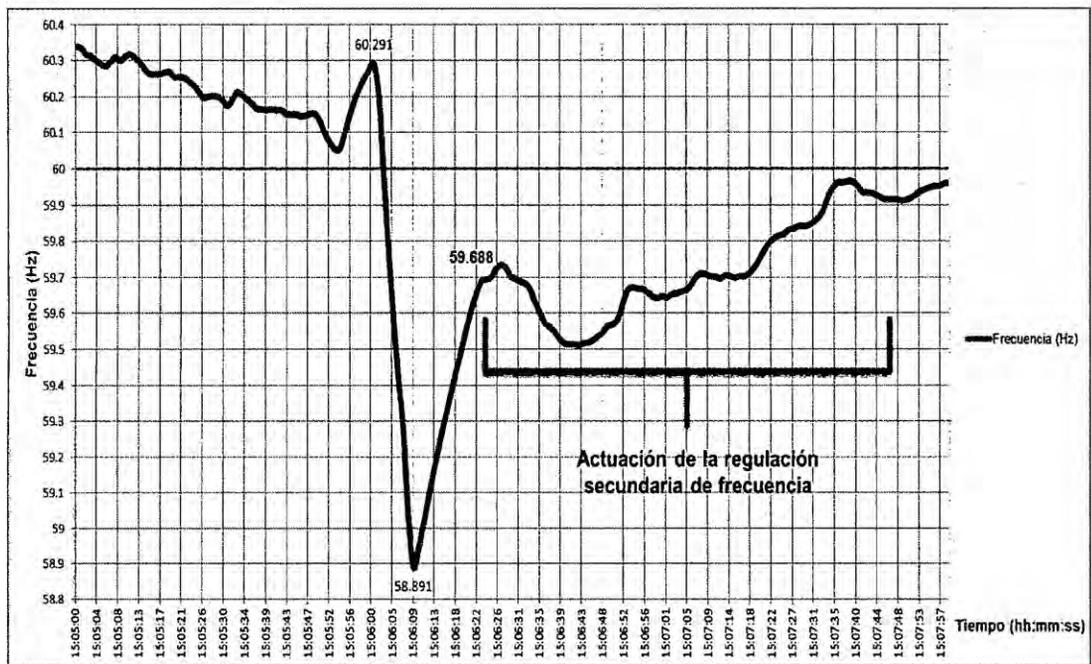
En los sistemas interconectados con dos o más áreas, este nivel de regulación debe controlar no solo la frecuencia sino también la generación en una determinada área para mantener los intercambios de potencia programados en el despacho de carga. Este nivel de regulación presenta las siguientes características:

- Permite que las unidades que participan de la regulación primaria vuelvan a su valor inicial de generación, restituyendo la disponibilidad de reserva de generación para RPF.
- Absorbe las variaciones de frecuencia cuando se produce variaciones entre la demanda pronosticada y la real.
- La acción de control sobre la referencia de carga de las unidades que participan en la RSF se realiza en forma manual o automática desde un centro de control partiendo de mediciones de frecuencia en la red y de mediciones de flujo de potencia activa a través de las interconexiones.
- Posee menores exigencias de tiempo de respuesta y de establecimiento debido a que controla la componente lenta de la frecuencia. Es normal considerar que la respuesta para regulación secundaria deba iniciar en los siguientes 20-30 segundos después de

iniciado el evento, estar disponible en los siguientes 10-15 minutos y ser sostenida hasta 30 minutos. En la figura 2.10, se muestra el comportamiento de la regulación secundaria de frecuencia.

En el Perú, recién se está fomentando que para el mediano plazo se pueda contar con un AGC³³.

Figura 2.10 Actuación de la regulación secundaria de frecuencia



c) Regulación Terciaria de Frecuencia

La reserva terciaria a que se hace referencia es aquella asociada a la recuperación de la reserva rotante consumida en la regulación de frecuencia.

³³ Artículo Andrés Huamán, COES

Otra reserva asociada a criterios de seguridad o confiabilidad del sistema, por ejemplo de áreas ante contingencias de transmisión, están fuera del alcance del presente estudio. Es importante indicar que las distintas reservas: reserva instantánea, reserva primaria de frecuencia, reserva secundaria de frecuencia y la reserva terciaria, no se comportan de manera aditiva, ya que actúan en tiempos diferentes. La reserva instantánea está representada por la acción autorregulante de la carga y el esquema de desconexión de carga. El esquema de desconexión de carga normalmente involucra desconexión de carga de manera obligada, opcionalmente puede disponerse de la prestación voluntaria de este servicio ofrecido por los grandes usuarios.

La reserva terciaria puede estar disponible en:

- Reserva rodante, ya sea de forma programada (reserva no regulante), o como resultado natural del despacho. Aquella resultante de manera natural en el despacho es de naturaleza estocástica y, puede incluso, mostrar comportamientos estacionales, por ejemplo, épocas de estiaje y avenida.
- Reserva fría, ubicada en grupos de entrada rápida, menor de 10 a 15 minutos. Reservas que entren en tiempos mayores no estarían

asociadas a la recuperación del margen de reserva secundaria. Se parte de la premisa de que las unidades que están en reserva fría no han sido requeridas en la programación del despacho. Si las unidades en reserva fría requiriesen tiempos de arranque y sincronización superiores, la alternativa sería tener la reserva terciaria como reserva rotante.

Algunos de los requisitos técnicos que deben cumplir los grupos de generación que aspiren a ser habilitados a prestar el servicio de reserva terciaria son:

- Tasa de toma de carga MW/minuto. La máxima potencia que pueden ofertar para el servicio de reserva terciaria es aquella que puedan tener sincronizada al cabo de 10 a 15 minutos.
- Tiempo de arranque y sincronización inferior a 10 minutos.
- Capacidad de sincronizarse a frecuencias desde de 59.0 Hz.

La reserva terciaria, rodante o fría asociada a la regulación de frecuencia, debe ser suficiente para recuperar la reserva rotante destinada a la regulación secundaria de frecuencia. Por tanto, la reserva terciaria será como mínimo la magnitud programada de reserva secundaria de frecuencia.

2.3. Mercado de competencia

2.3.1. Mercado de competencia perfecta

El modelo de competencia perfecta predice que será el mercado, actualmente libre y sin intervención de ningún tipo, quien asigne correctamente los recursos, alcanzándose el máximo bienestar posible para la sociedad en su conjunto. Sin embargo, para que el modelo de competencia perfecta funcione correctamente, se deben presentar diversas condiciones, entre los supuestos más importantes de dicho modelo se tiene que:

- a. Existe un número muy grande de empresas y compradores, cada uno de los cuales produce o compra una cantidad muy pequeña comparado con la cantidad producida y vendida en todo el mercado. Debido a ello, ninguna empresa o comprador tiene la capacidad de afectar los precios del mercado. Por lo que, habitualmente, se dice que las empresas y los consumidores son precio aceptantes.

Conclusión: En el presente trabajo se establece un mecanismo de ofertas, donde las empresas generadoras competirán libremente en el mercado de servicio complementario de la regulación secundaria de

frecuencia, bajo la premisa que este servicio es voluntario y compensado, cabe resaltar que este mecanismo de compensación es considerado muy atractivo para la optimización del margen variable de las empresas, lo cual garantiza que exista un número muy grande de empresas. Por otro lado, debido a la característica innata de este servicio complementario, siempre se requiere disponibilidad de potencia-energía como reserva para la regulación secundaria de frecuencia, es decir, siempre existirá una demanda por atender, la cual es considerada bajo este enfoque perfectamente inelástica (vertical). Debido a ello, ninguna empresa o comprador tiene la capacidad de afectar los precios del mercado, puesto las empresas competirán libremente.

- b. El producto que se comercializa en el mercado es homogéneo, lo que implica que el producto que vende cada empresa es exactamente igual o idéntico desde la perspectiva del consumidor, lo que significa que para el consumidor no existan diferencias en cuanto a calidad, marca, cantidad, consistencia, color, etc., de otro modo, una empresa con un producto diferenciado podrá fijar un precio diferente al del resto de productos en el mercado.

Conclusión: En el presente trabajo se considera a la electricidad como un producto homogéneo, lo que implica que la potencia-energía

ofertada por las empresas generadoras (hidroeléctricas o térmicas) es exactamente igual, lo que significa claramente que no existe ningún tipo de diferencias en el producto que se comercializa.

- c. Las empresas buscan maximizar sus beneficios, del mismo modo los consumidores buscan maximizar sus utilidades. Para ello, se asume que todos presentan información perfecta con respecto a todas las variables del mercado, como por ejemplo precios de productos, de insumos, calidad, lugares donde se venden, etc., de otro modo los agentes podrían tomar decisiones erradas por falta de información.

Conclusión: En el presente trabajo se establece que toda la información es de libre acceso para cualquier empresa generadora, es decir, se tiene libre acceso a toda la información sobre las reglas del mercado de servicios complementarios.

- d. Se asume además que si alguna empresa desea entrar al mercado lo puede hacer sin ninguna restricción relevante. Por otro lado, si una empresa que ya opera en el mercado desea retirarse y dejar de operar también lo podrá hacer sin restricciones. Este supuesto se enuncia habitualmente como que existe libre entrada y salida del mercado. Del mismo modo se asume que no existen costos de transacción, lo que

significa que si algún agente desea efectuar transacciones en el mercado, esto no le acarrea costos.

Conclusión: Todas las unidades de generación de las diferentes empresas generadoras son libres de participar en el mercado de ofertas para realizar el servicio de regulación secundaria de frecuencia. El único requisito indispensable (no siendo considerada como restricción relevante) es que las mencionadas unidades de generación estén técnicamente calificadas para realizar este servicio, es decir, cumplan con las bandas de potencia, gradientes de toma de carga y demás requisitos para su calificación como máquina apta para la realización de este servicio complementario.

2.3.2. Tipo de ofertas

a. Oferta competitiva

Es aquella en la que los productores o prestadores de servicios se encuentran en circunstancias de libre competencia, sobre todo debido a que son gran cantidad de productores o prestadores del mismo servicio, que la participación en el mercado se determina por el precio,

la calidad y el servicio que se ofrecen al consumidor. Ningún prestador del servicio domina el mercado.

Conclusión: En el presente trabajo la participación en el mercado es determinada por la oferta del precio y cantidad de potencia-energía que se pone a disponibilidad del operador para realizar el servicio de regulación secundaria de frecuencia. Cabe resaltar que ante la existencia de muchos agentes generadores, estos se encuentran en circunstancias de libre competencia, es decir, ningún agente generador domina el mercado.

b. Oferta oligopólica:

Se caracteriza porque el mercado se halla controlado por solo unos cuantos productores o prestadores del servicio. Ellos determinan la oferta, los precios y normalmente tienen acaparada una gran cantidad de insumos para su actividad. Intentar la penetración en este tipo de mercados es no solo riesgoso, si no en ocasiones muy complicado.

Conclusión: Para el presente trabajo, este esquema de oferta atenta contra la libre competencia.

c. Oferta monopólica:

Se encuentra denominada por un solo producto o prestador del bien o servicio, que impone la calidad, precio y cantidad. Un monopolista no es necesariamente productor o prestador único. Si el productor o prestador del servicio domina o posee más de 90% del mercado siempre determina el precio.

Conclusión: Para el presente trabajo, este esquema de oferta atenta contra la libre competencia.

2.3.3. La regulación por precio tope

Si bien existe libertad en el mercado para poder realizar ofertas competitivas, un mecanismo para que los precios ofertados, en el mercado de los servicios complementarios, no se disparen y lleguen al punto de ser más altos que los precios de potencia (mercado centralizado) es establecer un precio tope³⁴. A continuación se detalla la conceptualización de este mecanismo:

El esquema regulatorio por precios tope o *price cap* es un tipo de regulación por incentivos, que surge como una respuesta en el Reino Unido (1993) ante

³⁴ Caso: El Estado Peruano en el año 2008 estableció que los Costos Marginales en el mercado centralizado tuvieran un precio tope, con el objetivo que estos no se disparen excesivamente, salvaguardando de esta forma el beneficio social. Ver: RM-607-2008-MEM/DM

las críticas que recibió el esquema de regulación por tasa de retorno. En este caso se intenta emular a la competencia, tratando de generar en la empresa regulada las presiones competitivas suficientes y los incentivos correctos como para que se comporte eficiente.

El diseño es relativamente sencillo: el regulador fija una tarifa máxima o *cap* inicial por un período de tiempo pre establecido denominado *Período Regulatorio*, dicha tarifa será ajustada al finalizar cada periodo regulatorio en función de la evolución de un índice de precios de la economía y a las ganancias de productividad obtenidas por la empresa, es decir se sigue la regla de ajuste de precios presentada a continuación:

$$\dot{P} = \dot{P}^e - X$$

donde:

\dot{P} : *Es la variación de los precios que en promedio debe efectuar la empresa regulada.*

\dot{P}^e : *Es la variación de los precios promedios en la economía.*

X : *Es la ganancia en productividad de la empresa con respecto a la economía.*

Como indicador de la variación de precios en la economía se puede tomar un índice de precios como por ejemplo el Índice de Precios al Consumidor (IPC),

el Índice de Precios al por Mayor (IPM), entre otros. Al respecto, la literatura recomienda que sea un índice de precios que la empresa regulada no pueda afectar.

Las ganancias de productividad de la empresa se miden con respecto a la economía, de modo que si la empresa es más productiva que la economía se tendrá un valor positivo del factor C , también denominado *Factor de Productividad*.

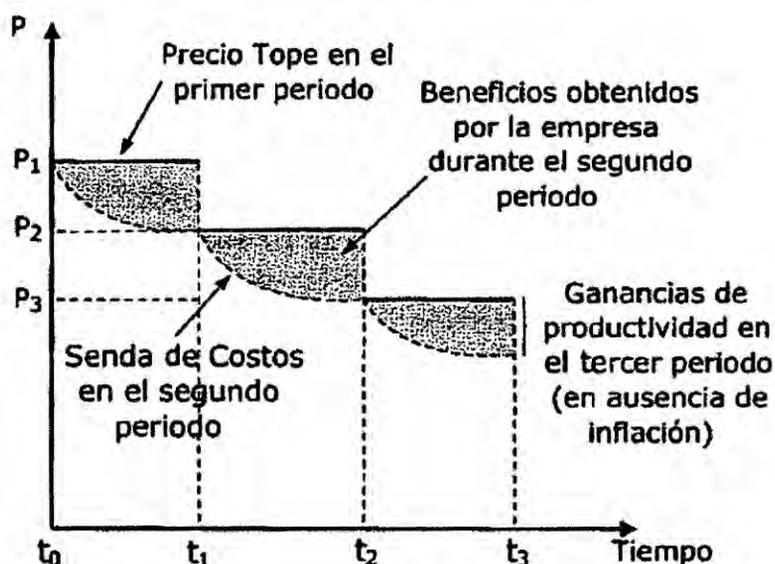
Por lo tanto, el ajuste en precios según la regla presentada se lleva a cabo de la siguiente forma: cuando los precios en la economía se elevan, entonces los precios que se le permiten cobrar a la empresa regulada también se elevan. Por otro lado, cuando las ganancias en productividad de la empresa sean mayores que en la economía, entonces los precios que se le permitan cobrar a la empresa bajarán. Cabe precisar que los ajustes en precios se realizarán en cada fijación tarifaria al finalizar cada período regulatorio, donde se debe anotar que entre cada fijación tarifaria el precio tope se mantiene invariable.

La figura 2.11 muestra la aplicación del esquema de precios tope, así como los incentivos que éste le brinda a la empresa regulada. En un primer momento se fija un precio máximo (P_1), el cual estará vigente por un período

regulatorio (desde t_0 hasta t_1). Cada período regulatorio debe tener la misma duración, la misma que debe ser fijada previamente y de manera exógena.

Durante el período regulatorio los precios permanecerán fijos, por lo que cualquier ganancia en productividad de la empresa regulada (los cuales disminuyen sus costos) significará un incremento en los beneficios de la empresa. Por lo tanto, la empresa regulada presenta incentivos a la eficiencia productiva, es decir a producir lo más eficientemente posible y a la introducción o adopción de nuevas tecnologías e innovación que abaraten costos, debido a que con ello se apropiará de mayores beneficios (representados por el área sombreada en la figura 2.11).

Figura 2.11 Aplicación de la regulación por precios tope



Fuente: (Dammert Lira, y otros, 2013)

Una vez acabado el período regulatorio (t_1), los precios se ajustan según el índice de precios de la economía y por la ganancia en productividad, luego de lo cual la empresa se enfrentará a nuevos precios máximos (P_2). En el caso de la figura 2.11 se asumen constantes o invariantes el resto de factores, por lo que ante ganancias de productividad de la empresa, los precios van disminuyendo. De acuerdo a esto, para el segundo período tarifario (desde t_1 hasta t_2), los precios serán de P_2 . Durante el segundo período, la empresa tendrá los mismos incentivos para la reducción de costos, ya que podrá apropiarse de toda la diferencia entre los precios (fijos) y los costos que alcance. Este procedimiento continuará período a período, ello hasta converger al óptimo.

De lo señalado se puede advertir que este esquema regulatorio brinda fuertes incentivos³⁵ para la eficiencia productiva de la empresa, debido a que de ese modo obtendrá mayores beneficios, los cuales serán trasladados a los consumidores a través de menores tarifas una vez que se reajusten los precios en cada revisión tarifaria.

³⁵ También denominados incentivos de alto poder.

- Calidad, precios iniciales y el período regulatorio

Un tema importante a tener en cuenta cuando se aplica el esquema de regulación por precios tope y en general cualquier esquema de regulación por incentivos es la calidad del servicio. En su afán por aumentar su productividad, la empresa buscará reducir sus costos. Una forma de hacerlo es disminuir la calidad de servicio. Por lo que ante este tipo de regulación, se requiere de la fijación de estándares mínimos de calidad del servicio, con el objetivo de evitar la degradación de la calidad.

En la aplicación del esquema de regulación por precios tope existen dos puntos importantes que deben tratarse con sumo cuidado, ya que de otro modo podrían brindar incentivos incorrectos a la empresa regulada. Estos son los precios máximos iniciales y el plazo del período regulatorio.

En la figura 2.11 se muestra que el precio inicial P_1 , sobre el cual no se han brindado detalles. El precio inicial debe reflejar los costos medios de brindar el servicio, de modo tal que la empresa obtenga inicialmente solo beneficios normales. Si los precios iniciales difirieran de los costos, la empresa obtendría beneficios sin necesidad de incrementar su eficiencia, incrementando la ineficiencia distributiva y disminuyendo el proceso de convergencia hacia los costos y precios óptimos. En este contexto, se denomina *Rebalanceo Tarifario* al proceso donde se fijan precios iniciales

que reflejan costos, lo que sucede por ejemplo luego de un período donde los precios fueron fijados discrecionalmente.

Otro aspecto relevante en la regulación por precios tope es el plazo del período regulatorio, también denominado *Regazo Regulatorio* o *Regulatory Lag*. La fijación de los nuevos precios máximos se lleva a cabo cada cierto período de tiempo determinado; en caso dicho período de tiempo fuera prolongado, la empresa tendría la posibilidad de mayores ganancias y, por lo tanto, la ineficiencia distributiva crecería, aunque en busca de dichas ganancias la empresa trataría de reducir sus costos, ya que los precios se mantienen constantes, incrementándose la eficiencia productiva. Por lo tanto, en el caso en que el rezago regulatorio fuera muy corto, la empresa podría apropiarse de menores beneficios, ya que cualquier ganancia en productividad que tenga la empresa sería trasladada con mayor velocidad a los usuarios a través de menores tarifas; por lo que, el monopolio regulado no tendría mayores incentivos para aumentar su eficiencia productiva. Se puede advertir que a cambio de la menor eficiencia productiva, se tiene mayor eficiencia distributiva.

La literatura sobre precios tope recomienda que el plazo óptimo de duración del período del rezago regulatorio debe encontrarse entre tres a cinco años.

- Regulación de nivel y estructura de precios

Se debe tener en cuenta que cuando se regula por precios tope que se está regulando a una empresa que produce n bienes, es decir multiproducto. Por lo que, la regla de ajuste de precios máximos está dada por un índice de variación de precios o un cambio porcentual promedio ponderado \dot{P} . Dicho índice deja ver que la empresa, en promedio, debe variar (subir o bajar) sus tarifas según le indica dicha regla ($\dot{P}^e - X$). Ello significa que la empresa podría bajar en dicha proporción la tarifa de todos sus productos, pero también podría por ejemplo subir la tarifa de algunos productos, bajar la tarifa de otros y mantener la tarifa de los restantes, siempre y cuando, en promedio, se cumpla con la exigencia dada por \dot{P} . Esto significa que el esquema de regulación por precios tope regula el Nivel de Tarifas, es decir el promedio de tarifas y no así la Estructura tarifaria, dejando a la empresa la libertad de elegir en principio que tarifas subirán, mantendrá o bajará, o qué tarifas seguirán una estructura lineal y cuales una estructura no lineal, con lo que tendrá mayor flexibilidad para enfrentar lo que ocurra en el mercado.

Conclusión: En términos generales, ningún esquema regulatorio es completamente superior a otro, sino que todos presentan diferentes ventajas y desventajas frente a diferentes aspectos. La elección de uno u otro

dependerá de los objetivos que busque el regulador, del agrado de desarrollo que tengan las instituciones en cada realidad y de las características propias de cada actividad.

2.3.4. Poder y concentración de mercado

Un mercado perfectamente competitivo es una situación ideal, la cual no requiere intervención de ningún tipo, ya que para variar la oferta o la demanda, se alcanzará un nuevo equilibrio eficiente a través del propio funcionamiento del mercado. Sin embargo, los mercados perfectamente competitivos se sustentan en una serie de supuestos bastantes restrictivos. Cuando alguno de ellos deja de cumplirse se presentan las denominadas fallas de mercado. En tales situaciones, el mercado por sí mismo no puede asignar correctamente los recursos.

Se define poder de mercado como la capacidad que tiene una empresa para elevar rentablemente sus precios por encima del resultado competitivo. Ello equivale a una reducción de la cantidad producida con respecto al resultado competitivo, y ello conlleva a que se produzca una pérdida de la eficiencia para la sociedad.

Uno de los índices de concentración de los mercados más difundido es el Índice de Herfindahl y Hirshman (HHI); sin embargo, existe toda una gama de índices de concentración tales como el Índice de la Razón de Concentración (Ck), el índice de entropía, entre otros³⁶.

Índice de Herfindahl y Hirshman (HHI) se calcula como la sumatoria de las participaciones de mercado de las empresas al cuadrado³⁷, tal como se muestra a continuación:

$$HHI = \sum_{i=1}^n s_i^2 = s_1^2 + s_2^2 + s_3^2 + \dots + s_n^2$$

Ecuación 2.7

En dicha ecuación n es el total de empresas en dicho mercado y el porcentaje, porción o cuota de mercado (s_i) se calcula en función de las cantidades vendidas, los ingresos, la producción u otro indicador de la participación de mercado, con la condición que $\sum_i^n s_i = 1$. Este índice de concentración tiene la ventaja de incorporar la participación de mercado de cada una de las empresas y no solo de las más grandes.

Un valor de HHI cercano a 1 (cuando se toman las participaciones como fracciones, como por ejemplo 0.5 para una participación de la mitad del

³⁶ Para realizar un adecuado análisis de la concentración del mercado previamente se debe definir correctamente el mercado relevante del producto o servicio.

³⁷ Nótese que en el análisis debe incorporarse que si dos empresas pertenecen a un mismo grupo económico deben tratarse como una sola unidad.

mercado) o 10 000 (cuando se toman los valores de los porcentajes de los participantes, como por ejemplo 50 para una participación de la mitad del mercado) indica que el mercado está altamente concentrado, siendo en el caso extremo un monopolio. Por otro lado, un valor de HHI cercano a cero indica que el mercado está desconcentrado, representando en el caso extremo una situación de competencia perfecta (una situación muy competitiva).

Considerando la escala de 0 a 10 000, y según la *Horizontal Guidelines*³⁸ del *U.S. Department of Justice and the Federal Trade Comision*, el HHI se interpreta de la siguiente manera:

Cuadro 2.1 Interpretación del HHI

HHI	Interpretación
0 - 1 000	Mercado desconcentrado
1 000 - 1 800	Mercado medianamente concentrado
1 800 - 10 000	Mercado altamente concentrado

Fuente: (Dammert, y otros, 2011)

³⁸ Al respecto, véase su página Web: http://www.justice.gov/atr/public/guidelines/horiz_book/15.html (Visita 01.03.2014)

2.4. Confiabilidad

El concepto de confiabilidad en el sistema eléctrico, es definido por la NERC³⁹ de la siguiente manera: “El grado en que el desempeño de los elementos del sistema eléctrico resulta en un nivel de potencia despachada a los consumidores que posee un estándar aceptable y responde a la capacidad deseada”.

Es decir, se puede definir a un sistema como confiable cuando se garantiza la provisión del servicio de energía de calidad estándar. Asimismo, la NERC diferencia dos conceptos que se encuentran ligados a la definición de confiabilidad:

- La seguridad (“*security*”): se refiere a la capacidad del sistema de absorber shocks de demanda, es decir lograr que el sistema sea capaz de abastecer a los consumidores ante una variación en la demanda en el corto plazo. La seguridad del sistema es considerada como un bien público, debido a que el servicio no es exclusivo de ningún usuario, es decir no es posible apropiarse de toda la seguridad del sistema. La seguridad beneficia a todos los usuarios por igual y

³⁹ North American Electric Reliability Council. NERC 1996

está relacionada con que los grupos generadores brinden una respuesta oportuna ante fluctuaciones de la demanda.

- La adecuación ("*adequacy*"): se refiere a la capacidad del sistema eléctrico para absorber la variación de la demanda en el mediano y largo plazo, siendo esta característica considerada un bien privado bajo ciertos requerimientos en el diseño del sistema eléctrico. La adecuación del sistema está orientada a que el sistema eléctrico cuente con la oferta necesaria para poder satisfacer los requerimientos de demanda en el mediano y largo plazo.

Tanto la seguridad como la adecuación del sistema están orientadas a mantener una reserva capaz de afrontar la variabilidad de la demanda y la disponibilidad de la oferta incluso en los momentos de máxima carga del sistema eléctrico. El concepto de seguridad está relacionado a la operación en tiempo real, es decir es manejada por el operador del sistema por medio del establecimiento de regulación primaria y secundaria. Por el contrario, la adecuación está referida a una planificación y a un aseguramiento de la capacidad de suministro eléctrico en el mediano y largo plazo.

Para definir el nivel de confiabilidad óptimo del sistema de generación eléctrico se debe buscar el menor coste de proveer confiabilidad de

suministro eléctrico, el cual debe considerar el costo de proveer la confiabilidad y el costo originado por la inseguridad en la provisión del servicio: La maximización del beneficio dependerá del tipo de mercado eléctrico y sus características.

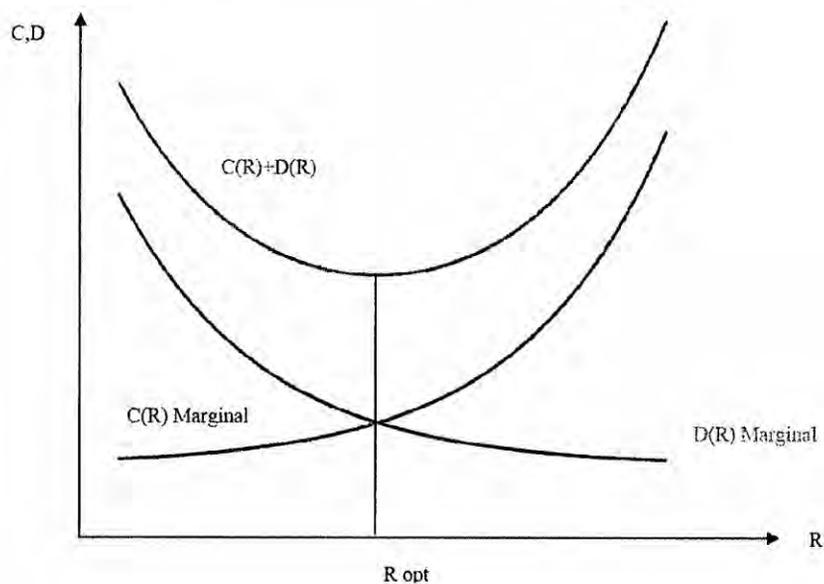
R : Confiabilidad.

$C(R)$ Marginal : Costo marginal de proveer confiabilidad.

$D(R)$ Marginal : Costo marginal por la inseguridad en la provisión del servicio.

$C(R)+D(R)$: Costo social por provisión de confiabilidad.

Figura 2.12 Costo por el concepto de confiabilidad



En el gráfico mostrado en la figura 2.12 de la página 91, se puede apreciar como el costo de proveer confiabilidad $C(R)$ se incrementa gradualmente a medida que la exigencia en la confiabilidad del sistema eléctrico aumenta, debido al costo de mantener centrales de reserva que garanticen el suministro eléctrico en las horas de máxima carga del sistema. Asimismo, el $D(R)$, los costos económicos incurridos por los consumidores debido a las interrupciones de suministro se ven reducidos a medida que aumenta la confiabilidad del sistema. Este planteamiento busca reducir al mínimo el costo social de proveer confiabilidad, es decir la inversión en confiabilidad más los gastos en los que incurrirían los consumidores ante un corte de suministro. Siendo el punto óptimo de confiabilidad el mínimo coste social, designado en la gráfica como R_{opt} .

En consecuencia, para llegar a un resultado económicamente eficiente, los beneficios obtenidos por mejoras de confiabilidad deben ser evaluados frente a los costes incurridos por adicionar capacidad. Este tipo de enfoque obedece a decisiones centralizadas e implica una selección a priori de un nivel de confianza, por lo general basada en la experiencia y criterio.

Anteriormente, el servicio de suministro de energía eléctrica era realizado por una sola empresa que integraba verticalmente las diferentes actividades partes del sistema eléctrico (generación, transmisión y distribución), en dichas circunstancias era la empresa la encargada de realizar la planificación

y monitoreo de las condiciones en la cual se encontraba el sistema eléctrico en cuestión de confiabilidad y abastecimiento para el correcto suministro de la energía eléctrica a los consumidores. En el caso peruano, en el año 1992 se migro de dicha configuración vertical a una horizontal, separando las actividades del sistema eléctrico y estableciendo que la actividad de generación estaría regida por un mercado de competencia. Actualmente existen diversos argumentos sobre los mecanismos que deben implementarse en los mercados desregulados con la finalidad de garantizar la provisión del servicio de energía eléctrica con un nivel de confiabilidad y calidad aceptable.

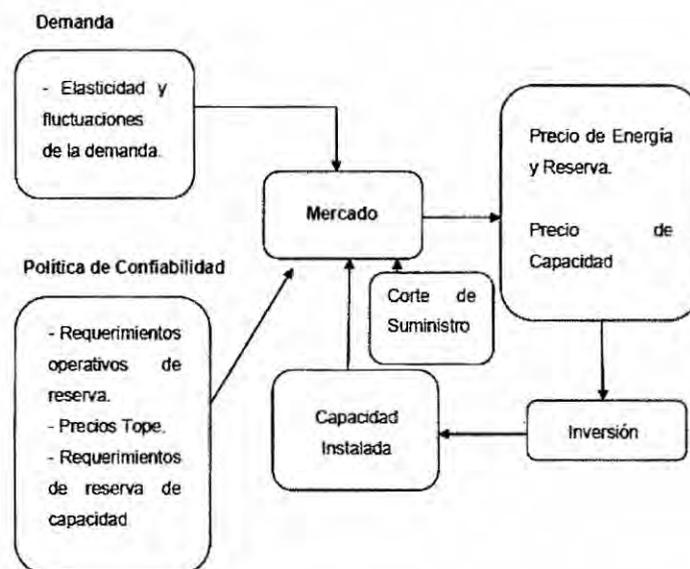
La idea errónea de que el mercado de generación eléctrico podrá por sí mismo auto regularse, logrando un nivel de competitividad y oferta necesaria para alcanzar un margen de reserva de generación que garantice la confiabilidad y calidad en el suministro de energía eléctrica ha quedado en la práctica sin respaldo alguno. El operador del sistema debe reconocer que no puede subestimar el riesgo existente en el mercado desregulado de generación eléctrica, algunos ejemplos de lo mencionado lo constituye los apagones que se presentaron en ciudades tales como New York, Chile, California entre otros.

Stoft (2002) argumenta que debido a la diversidad de factores que pueden generar variaciones en la oferta y demanda y a la incapacidad del sistema

eléctrico por almacenar económicamente la oferta y por tanto abastecer a la demanda en tiempo real, el mercado eléctrico no podrá operar de manera satisfactoria por su propia cuenta.

Asimismo, plantea la relación existente entre las políticas regulatorias y los resultados del mercado de generación mediante el gráfico mostrado en la figura 2.13. En dicho gráfico se describe la interacción entre los diferentes agentes y mecanismos regulatorios presentes en el mercado eléctrico.

Figura 2.13 Estructura principal del mercado eléctrico



Fuente: (STOFT, 2002)

Las condiciones de oferta y demanda determinan el precio de la energía eléctrica, dicho precio sirve de indicador para atraer las nuevas inversiones en capacidad de generación. El regulador debe establecer políticas que

aseguren un margen de reserva de generación y por ende la confiabilidad del parque generador, ya que de no hacerlo habrá periodos en los cuales la capacidad disponible del parque generador se encontrará por debajo de la máxima demanda del sistema, obligando a desconectar a algunos consumidores de la red. Diversas políticas regulatorias podrán lograr un nivel adecuado de inversión, aunque deben implementarse aquellas que brinden periodos de precios estables evitando periodos muy cortos o largos de precios excesivos debido a que generan riesgos de inversión y riesgos políticos.

La política regulatoria del mercado eléctrico determinará el precio del mercado cuando la demanda superé o se encuentra cerca de superar la oferta disponible, siendo estos precios las ganancias a corto plazo de los generadores y dichas ganancias las expectativas que determinarán el nivel de inversión en capacidad. La inversión en generación incrementará la capacidad del parque generador, el aumento de la oferta disponible en generación reducirá el precio de la energía y la sobre ganancia de los generadores, logrando de esa manera el lazo cerrado del sistema de generación eléctrico mostrado en la figura 2.13 de la página 94.

El operador del sistema deberá establecer precios lo suficientemente altos en suficientes horas al año, para que los generadores puedan cubrir sus costos fijos y puedan realizar inversiones en capacidad. El máximo precio que el

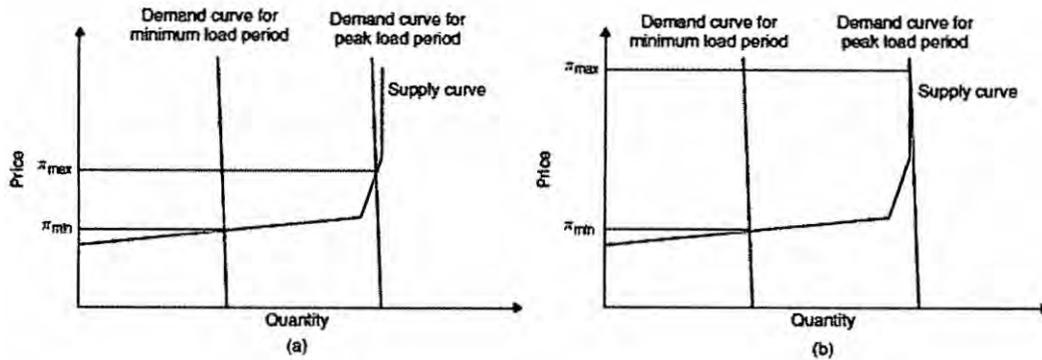
operador del sistema podrá establecer para la energía eléctrica será el VoLL⁴⁰ (*Value of Lost Load*) ya que un consumidor racional no estaría dispuesto a utilizar el servicio de energía eléctrica si el precio de la energía es superior al VoLL. Por tanto, el VoLL podrá servir como incentivo a la inversión en capacidad dependiendo de su magnitud.

(KIRSCHEN, y otros, 2004) argumenta que debido a que la inversión en capacidad de generación depende de los precios máximos del sistema, el tiempo de vida de la planta, el costo del combustible, su variabilidad, además de una diversidad de factores que pueden generar fluctuaciones en la oferta y demanda, el mercado no podrá operar satisfactoriamente por su propia cuenta ya que existe una gran posibilidad que las empresas pierdan dinero en uno u más periodos de tiempo y ese es un riesgo que ningún inversor podría tolerar. De esta manera, concluye que dejar al mercado a su libre albedrio brindando señales con sus máximos precios de la energía para asegurar la capacidad de generación no brindará resultados satisfactorios.

Asimismo, indica que la energía no puede ser transada como cualquier bien en un mercado ya que el producto comercializado no es solo la provisión de la energía eléctrica sino la provisión de energía eléctrica con un cierto nivel de confiabilidad.

⁴⁰ VoLL: Value of Lost Load, es el valor estimado que los consumidores estarían dispuestos a pagar con la finalidad de evitar un corte de suministro de energía eléctrica, se puede calcular en función al daño que sufrirían los consumidores ante una interrupción en el servicio.

Figura 2.14 Mecanismo de inversión en capacidad en el mercado eléctrico.



Fuente: (KIRSCHEN, y otros, 2004)

En el gráfico mostrado en la figura 2.14 se aprecia los dos estados en los cuales se auto regularía el mercado eléctrico. El caso (a) donde existe suficiente generación de electricidad y por tanto la ganancia de los generadores se encuentra limitada y el caso (b) en la cual no hay suficiente generación y existiría una sobre ganancia por parte de los generadores, incentivándolos a aumentar su capacidad y llevando al sistema nuevamente al escenario (a).

Asimismo, Joskow (2007) sostiene que debido a la cantidad de imperfecciones que existen en el mercado de sólo energía, los mercados eléctricos por si mismos no lograrían que los generadores recuperen sus costos fijos y por ende puedan realizar suficiente inversión en el sector para

garantizar la confiabilidad de suministro eléctrico. Siendo este conjunto de imperfecciones las que no brindan los incentivos necesarios para invertir en capacidad de generación, evitando de esa manera que el sistema pueda considerarse confiable.

Actualmente, existen diversos mecanismos orientados a lograr que el parque generador cumpla los requerimientos de confiabilidad (seguridad y adecuación) en la provisión de energía eléctrica, dichos mecanismos garantizan un ingreso mínimo a los generadores de manera tal que puedan recuperar sus costos fijos y sigan invirtiendo en capacidad de generación. A continuación se presentan los principales mecanismos utilizados en los mercados eléctricos:

a) Pagos por capacidad:

El pago por capacidad es un ingreso adicional que reciben los generadores por el concepto de mantener una potencia disponible en el sistema, el mecanismo del pago por capacidad es diseñado de tal forma que los ingresos de los generadores sean iguales a los ingresos promedio de un mercado de solo energía. La finalidad de este mecanismo es asegurar que las empresas recobren sus costos fijos en base al despacho de un volumen

óptimo de capacidad, reduciendo de esa manera el riesgo presente en el mercado.

Este tipo de mecanismo logra que el generador perciba un ingreso estable, a su vez que promueve directamente la inversión por medio del establecimiento del pago por capacidad disponible. Siendo, la adecuación del sistema de generación uno de los objetivos del pago por capacidad, bajo este esquema el pago que debería recibir cada generador debe ser proporcional al aporte que realiza cada uno de ellos a la confiabilidad del sistema eléctrico.

Un ejemplo exitoso del pago por capacidad lo constituye el mercado eléctrico de Inglaterra y Gales, este mecanismo fue diseñado de tal manera que permite incrementar el pago a los generadores cuando la demanda esperada es alta y disminuirlo en caso contrario. El pago por capacidad "capacity payment" que reciben los generadores que despachan en el mercado de Inglaterra y Gales es determinado mediante la multiplicación de la probabilidad de pérdida de carga por la diferencia entre el costo de falla y el costo marginal del sistema (este valor es calculado todos los días, cada media hora) y el pago por capacidad que reciben los generadores que no despachan es determinado como la multiplicación del LOLP⁴¹ por la

⁴¹ La probabilidad de pérdida de carga de sus siglas en inglés: *Loss of Load Probability* LOLP

diferencia entre el costo de falla y el precio de la oferta del generador que no despacha. Las centrales que son seleccionadas para la generación de electricidad reciben el pago denominado *Pool Purchase Price*, pago que incluye el costo marginal del sistema más el *capacity payment* y las centrales que no contribuyen en el abastecimiento de la demanda reciben el *capacity payment*. El pago por capacidad implementado en el mercado eléctrico en Inglaterra y Gales aumenta a medida que la reserva del sistema disminuye.

Los mecanismos de pago por capacidad reducen el riesgo presente en el mercado en el corto plazo, pero a su vez en el largo plazo reduce el incentivo para un comportamiento económicamente eficiente ya que se puede sobreinvertir en capacidad de generación y avanzar poco en mecanismos que ayuden a los consumidores a racionar su demanda. El principal inconveniente que se presenta en este tipo de mecanismos es que normalmente la señal económica no es correctamente implementada lo cual distorsiona el comportamiento de los generadores. Asimismo, es relativamente complejo establecer la cantidad del pago por capacidad que deben recibir los generadores (hidráulicos y térmicos en el actual caso peruano). Existe también un debate sobre cuanto se debe pagar a cada tipo de generador, ya que las generadoras térmicas e hidráulicas aportan de diferente manera a la confiabilidad de suministro de energía eléctrica en el parque generador. De la misma forma, debido a que los pagos por capacidad

no están vinculados con criterios de rendimientos, no es del todo claro que realmente mejoren la confiabilidad del suministro eléctrico.

b) Mercado de Capacidad:

Otro tipo de mecanismo orientado a garantizar la confiabilidad del suministro eléctrico lo constituyen los mercados de capacidad. En los mercados de capacidad es el estado quien establece los tipos de productos a contratar y el precio a pagar por cada uno de los productos con la finalidad de lograr la adecuación en generación del sistema eléctrico.

Este mecanismo denominado también capacidad de generación disponible, se encuentra implementado actualmente en el mercado de *Nueva York, en New England, Pennsylvania, New Jersey y Maryland*. Los requerimientos de capacidad de dichos mercados fueron determinados por su respectivo operador centralizado, el cual utiliza como base la máxima demanda, la oferta disponible y el VoLL. El operador del sistema determina la capacidad disponible de cada generador y la convierte en créditos de capacidad, los cuales son transados en el mercado eléctrico.

El presente mecanismo debe contar con precios tope de energía debido a que el mercado de capacidad vuelve a los precios volátiles, para el correcto diseño de los mercados de capacidad debe tenerse en consideración

parámetros tales como el tiempo durante el cual se requiere que los generadores del mercado de capacidad cumplan con sus obligaciones, ya que el precio a pagarles dependerá directamente de dicho valor. Un tiempo reducido de las obligaciones aumentará la liquidez del mercado de capacidad y tiempos más largos favorecerán a aumentar la capacidad del parque generador. El nivel de este pago y las normas para su imposición deben ser establecidos de manera que incentiven a un comportamiento adecuado y no permita la intervención de agentes que no inviertan en confiabilidad en el sector eléctrico.

Dentro de las estrategias que utilizan los operadores del sistema con la finalidad de asegurar la confiabilidad del parque generador en este tipo de mecanismo, se encuentran:

- Mantener una reserva estratégica

La reserva estratégica consiste en mantener disponibles algunas unidades en casos de emergencia, las cuales serán llamadas a despachar por el operador del sistema cuando sea requerido. Teóricamente, el despacho de la reserva debería ser igual a su costo para evitar distorsión en el mercado de generación.

Técnicamente, es recomendable usar este tipo de estrategia cuando existe una falta de oferta de generación y/o el margen de reserva es bajo.

Económicamente, la reserva es activada a partir de un precio fijo, el cual debería estar en el orden del precio tope con la finalidad de no perjudicar a los generadores, siendo el operador del sistema quien determina el precio y la cantidad de reserva⁴² necesaria.

- Mantener una reserva operativa

En este caso el operador del sistema propone realizar un pago sistemático a la reserva. Es decir, el operador del sistema contrata una reserva de forma permanente, pagando por su disponibilidad aunque no sea utilizada. Asimismo, es el operador del sistema quien establece la cantidad de reserva y el precio máximo para el pago de dicha reserva en el parque generador. Por lo tanto, es quien determina la magnitud de los incentivos a los inversionistas.

En el caso que el precio de la reserva sea menor que el costo marginal del mercado, el operador del sistema procederá a despachar las unidades de reserva. Por tanto, este precio sirve como un techo al precio del mercado, donde dicho precio podrá incrementarse hasta alcanzar el costo de falla. El objetivo de los mercados de capacidad es garantizar un nivel de reserva determinado, siendo el producto comercial la adecuación del sistema de generación.

⁴² El valor óptimo de la capacidad de generación se presenta cuando los costos marginales de largo plazo son iguales al valor promedio del costo de falla (VoLL). De esta manera se asegura que en caso exista racionamiento, el mismo será óptimo.

De similar manera, que en el caso de los pagos por capacidad no es posible garantizar la confiabilidad del sistema.

c) Contratos de disponibilidad

Los contratos de disponibilidad han sido diseñados con la finalidad de mejorar los mercados de capacidad. En este mecanismo el operador del sistema compra opciones de energía eléctrica a los generadores, reduciendo de esa manera su incertidumbre en la operación. El volumen de compra es igual a la demanda de punta prevista más el margen de reserva y el precio de la opción debe ser superior al costo marginal de la unidad de punta. Los contratos a largo plazo brindarían incentivos a los generadores para construir la cantidad de capacidad necesaria con la finalidad de alcanzar el nivel deseado de confiabilidad, los contratos están basados en opciones de compra a largo plazo con una multa considerable por incumplimiento (falta de entrega) y el precio de los contratos será determinado a través de licitaciones.

El agente recurrirá a las opciones compradas cuando el precio Spot del mercado sea mayor al de las opciones. Un generador que esté disponible recibirá el precio de la opción y un generador que este indisponible tendrá una penalidad igual a la diferencia entre el precio spot y el precio de la

opción. De esa manera los generadores tendrán fuertes incentivos para estar disponibles ante situación de escasez, y solo se comprometerán por la capacidad que realmente pueden proveer.

A cambio del sobre pago por el costo de la energía eléctrica, los consumidores obtienen una protección contra los precios muy altos, a diferencia de los pagos por capacidad y los mercados de capacidad en que el beneficio para los consumidores no es tangible y el principal inconveniente de este mecanismo es que es intervencionista al trabajar con un precio regulado (precio de la opción). Los mecanismos que el regulador implemente deben tener en consideración la composición existente y futura del parque generador, ya que las diferentes tecnologías de producción cuentan con diferentes características para manejar la flexibilidad de la demanda (tiempo de respuesta, incremento o reducción de producción en el corto tiempo entre otros.

Oren (2000) sugiere utilizar el VoLL como precio limite en los contratos y como penalidad en caso de no proveer la energía pactada, indica también que la intervención regulatoria debe abordar directamente la disponibilidad y el costo de inversión a largo plazo de los generadores para ampliar la capacidad garantizada por contratos a corto plazo, centrándose en promover la confianza en el mercado y normas que faciliten la liquidez de los mercados de futuros de energía y otros instrumentos de gestión de riesgos.

2.5. Definiciones de términos básicos

- a. Banda central: Es el rango de frecuencia comprendida entre $60,0\text{Hz} \pm \Delta$, donde el valor de Δ es determinado anualmente. Este rango es utilizado para evaluar la calidad de la RSF.
- b. Costos variables. Costos de operación normalmente expresados para condiciones de máxima eficiencia de una unidad de generación, o según el régimen de operación requerido, los cuales comprenden los costos variables combustible (CVC) y los costos variables no combustible (CVNC).
- c. Costo variable operativo. El costo variable operativo contiene principalmente los ingresos por generación de energía, así como, los costos de producción. Estos costos de producción corresponden al Costo Variable;
- d. Costo variable comercial. El costo variable comercial contiene principalmente las ventas de energía y potencia a los clientes, así como, las compras de energía y potencia en el mercado spot;
- e. Estado de Operación. Se refiere a cualquiera de cuatro condiciones que, para efectos de esta Norma, puede clasificarse la operación de un Sistema en un momento determinado: normal, alerta, emergencia y restablecimiento;

- f. Estado Normal. Se refiere a la condición estacionaria del Sistema en la que existe un equilibrio de potencia activa y equilibrio de potencia reactiva. Los equipos de la red eléctrica operan sin sobrecarga, y el Sistema opera dentro de los márgenes de tolerancia permitidos para la frecuencia y tensión;
- g. Estado de Alerta. Se refiere al estado en que el Sistema opera estacionariamente, manteniendo constantemente el equilibrio de potencia activa y equilibrio de potencia reactiva, pero las condiciones del Sistema son tales que de no tomarse acciones correctivas en el corto plazo, los equipos y/o instalaciones operarán con sobrecarga y las variables de control saldrán de los márgenes de tolerancia. Al verificarse una transición al Estado de Alerta, el Coordinador y los Integrantes del Sistema deben realizar las coordinaciones y maniobras necesarias para que el Sistema pueda recuperar su Estado Normal, en el menor tiempo posible;
- h. Estado de Emergencia. Se refiere a la condición en la que, por haberse producido una perturbación en el Sistema, la frecuencia y tensiones se apartan de valores normales y la dinámica que ha adquirido el Sistema amenaza su integridad, haciéndose necesario tomar medidas de emergencia tales como rechazo de carga o desconectar generación en forma significativa. En este estado se suceden acciones automáticas de protección y de rechazo de carga

- para aislar los elementos o porciones falladas del Sistema y estabilizarlo;
- i. Estado de Restablecimiento. Se refiere a la condición en la que, concluido el estado de emergencia, el Sistema ha quedado operando pero con restricciones significativas de suministro. Se llevan a cabo coordinaciones y maniobras de reconexión de generación y carga para restablecer el estado normal del Sistema;
 - j. Evento. Suceso imprevisto en el Sistema;
 - k. Frecuencia de consigna. Es el valor de la frecuencia a la cual debe estar seteada la unidad de regulación secundaria de frecuencia para prestar el servicio.
 - l. Generación Mínima Técnica. Se refiere a la potencia mínima que puede generar una unidad en condiciones de operación normal;
 - m. Grupo de Arranque Rápido por Emergencia. Constituye parte de la reserva fría del Sistema cuya capacidad de generación puede estar en funcionamiento en un tiempo menor que 10 minutos;
 - n. Operación en Tiempo Real. Se refiere a las tareas de coordinación, control, monitoreo y supervisión de la operación de un sistema interconectado para el resguardo de la calidad del servicio y seguridad del Sistema; incluye entre otras tareas, la ejecución del programa de operación de corto plazo o de su reprogramación, la supervisión y control del suministro de electricidad a las empresas distribuidoras y a

los clientes libres, la operación del Sistema fuera de la programación en los estados de alerta y emergencia y/o mientras no se disponga de programas actualizados. También incluye, la ejecución de las maniobras necesarias que permitan mantener el Sistema con los parámetros eléctricos dentro de las tolerancias especificadas en la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos;

- o. Pago por Reserva Asignada: Monto de dinero a ser reconocido a las unidades de generación (hidráulicas o térmicas) que ejercieron la RSF de forma automática o manual, correspondiente a la reserva asignada (Reserva hacia arriba) por el COES para RSF;
- p. Potencia de consigna. Es la potencia a la que deberá estar una unidad de regulación secundaria de frecuencia, con el objetivo de mantener su margen de reserva asignado;
- q. Perturbación. Se refiere a cualquier evento que altera el equilibrio de potencia activa o reactiva o el equilibrio de potencia reactiva del sistema;
- r. Reserva asignada. Margen de potencia destinada para el servicio de RSF
- s. Reserva Fría. Se refiere a la potencia total disponible de los grupos generadores en reserva que se encuentran fuera de servicio;

- t. Reserva Rotante. Se refiere a la diferencia entre la sumatoria de las capacidades disponibles de las unidades sincronizadas y la sumatoria de sus potencias entregadas al Sistema, ambas en un momento dado;
- u. Salida Forzada. Se refiere a la desconexión intempestiva de un equipo por falla, defecto, o como consecuencia de la falla de cualquier otro elemento del Sistema;
- v. Tiempo de Salida Forzada. Se refiere al tiempo que un equipo del Sistema permanece fuera de servicio por falla propia o externa.

III. VARIABLES E HIPÓTESIS

3.1. Definición de variables

Para demostrar y comprobar la hipótesis, se definen tres variables, ellas son:

Variable Independiente:

- **Variable X:** Incentivos económicos

Variable Dependiente:

- **Variable Y:** Mejora del servicio de RSF
- **Variable Z:** Mejora de la confiabilidad y calidad en el SEIN

3.2. Operacionalización de las variables

De igual manera, operacionalizando las variables formuladas, se determinaron los indicadores pertinentes para cada una de las variables que a continuación se indican:

- Variable X: Incentivos económicos

Indicadores:

X1: Pagos por el servicio de RSF [\$]

X2: Agentes generadores [Unidades]

- Variable Y: Mejora del servicio de RSF

Indicadores:

Y1: Competencia de los AG en el MEPSC [%]

Y2: Suministro Eléctrico [%]

- Variable Z: Mejora de la confiabilidad en el SEIN

Indicadores:

Z1: Confiabilidad [%]

Z2: Calidad [%]

Operacionalización de las variables:

$$X1 + X2 \rightarrow Y1 + Y2$$

$$X1 + X2 \rightarrow Z1 + Z2$$

3.3. Hipótesis general e hipótesis específica

A continuación se formularán las hipótesis general y específica del presente trabajo, siendo las siguientes:

Hipótesis General

Mediante el fomento de una regulación por incentivos económicos atractivos para el reconocimiento eficiente del servicio de regulación secundaria de frecuencia dentro del mercado eléctrico peruano de servicios complementarios, los agentes generadores tendrán una participación más activa para realizarlo dentro de un modelo de competencia perfecta basado en ofertas.

Hipótesis Específica

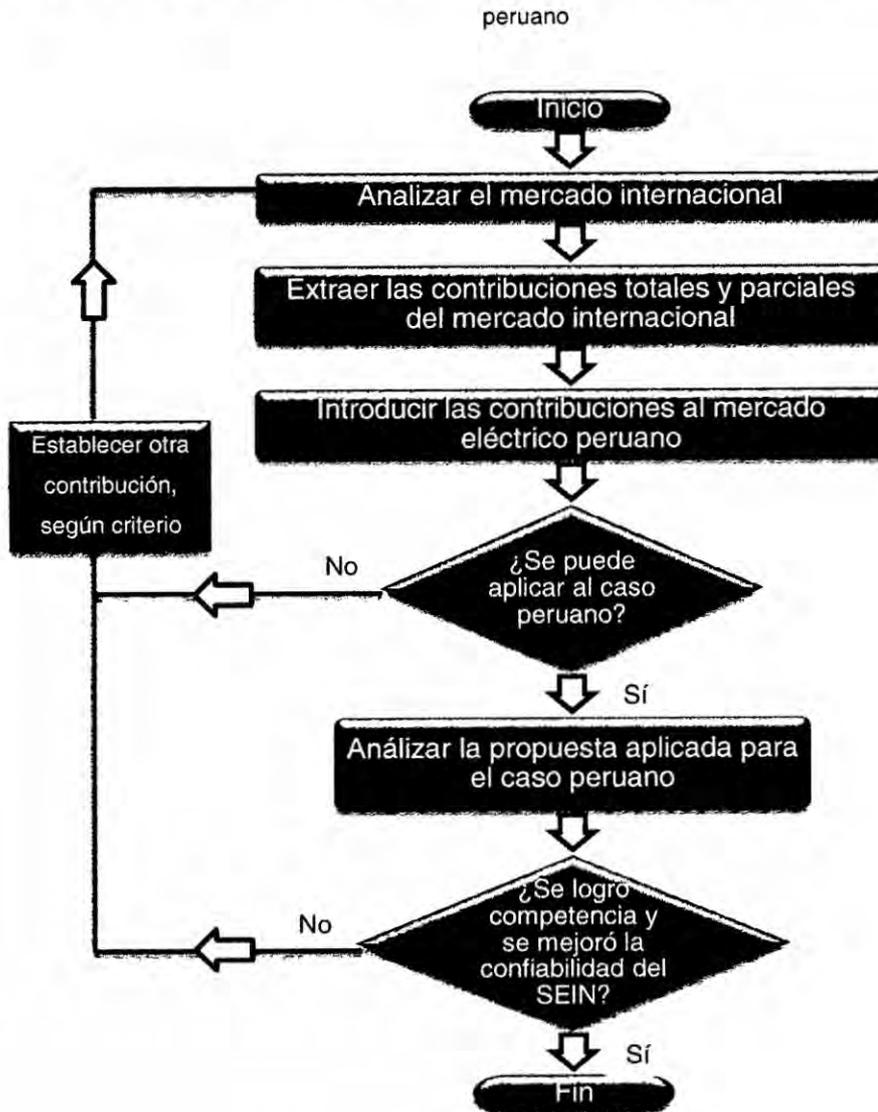
Las presentes condiciones de los servicios complementarios no generan las señales adecuadas de participación más activa de los agentes generadores y por tanto no son capaces de asegurar un margen de reserva que permita considerar al sistema eléctrico interconectado nacional como confiable y de calidad.

IV. METODOLOGÍA

En este capítulo se analizó al mercado peruano de servicios complementarios y su comparación con la regulación secundaria de frecuencia de otros países como: el mercado Australiano, basado en un mercado de ofertas liberales, el mercado Español, basado también en un mercado de ofertas y bonificaciones, y el Argentino, basado en estructuras de costos. Luego de determinar las contribuciones, se realiza la propuesta para la prestación del servicio de regulación secundaria de frecuencia en el mercado eléctrico peruano.

A continuación se muestra el flujograma seguido para el análisis de la implementación de las disposiciones del mercado eléctrico peruano de servicios complementarios con las cuales se logró demostrar las hipótesis. En principio se analiza el mercado internacional como se indicó en el párrafo anterior, con el objetivo de extraer las contribuciones del mercado internacional e introducirlas al mercado peruano. Este flujograma fue la piedra angular del proceso seguido para que se logre la competencia y la mejora de la confiabilidad del SEIN.

Figura 4.1 Flujograma del proceso de la propuesta para la regulación secundaria en el mercado



4.1. Tipo de investigación

Esta investigación es descriptiva, explicativa, aplicada y transversal.

Es descriptiva, porque la regulación secundaria de frecuencia como competencia consiste en llegar a conocer las situaciones, costumbres y actitudes predominantes de los agentes generadores a través de la descripción exacta de las actividades y procesos tomados por el operador del sistema para crear contextos atractivos de inversión y mejora para la operación del SEIN. La meta no se limita a la predicción e identificación de las relaciones que existen entre dos o más variables, se resume la información de manera cuidadosa y luego analizan minuciosamente los resultados, a fin de extraer generalizaciones significativas que contribuyan al conocimiento del mercado eléctrico peruano de servicios complementarios.

Es explicativa porque trasciende o supera los niveles exploratorios que usa, se encarga de buscar el porqué de los hechos mediante el establecimiento de relaciones causa-efecto. La presente investigación intenta dar cuenta de un aspecto de la realidad del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional, explicando su significatividad dentro de la teoría económica o generalizaciones que dan cuenta de hechos o fenómenos que se producen en determinadas condiciones del mercado eléctrico.

Es aplicada o también llamada fáctica, porque el objeto de la investigación es una parte de la realidad concreta que se da en el tiempo y ocupa un espacio: el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional.

Es transversal porque para el análisis propuesto se utilizará información sobre el servicio de regulación de frecuencia en el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional, desde 2007 al 2013.

A continuación se detalla la regulación secundaria de frecuencia en el mercado internacional:

4.1.1. Australia

De las varias formas en las cuales puede ser creado un mercado de servicios complementarios, se analiza a continuación la estructura metodológica del mercado australiano debido a que actualmente se encuentra a la vanguardia en lo que respecta a competitividad en mercados eléctricos. Su estructura clara y bien definida, en cuanto al mercado de regulación de frecuencia, es objeto del siguiente análisis, el cual brindará información relevante relacionada con el diseño de una estructura de asignación de costos y pagos por los servicios de regulación de frecuencia.

El sistema eléctrico australiano está compuesto por diferentes subsistemas, dentro de los cuales, solo algunos se encuentran interconectados entre sí. Gran parte de la potencia instalada de este sistema se encuentra manejada

bajo el Mercado Eléctrico Nacional (*National Electricity Market NEM*), organismo creado para aumentar la eficiencia de la industria, debido a la introducción directa de competencia en generación, e indirectamente en las decisiones de inversión, resultando en beneficios notables para los clientes. La NEM comenzó operando el mercado en las zonas de Queensland, New South Wales, Australian Capital Territory, Victoria y South Australia en diciembre de 1988. La región de Tasmania se unió a la NEM como una sexta región a mediados del 2005⁴³. Así la NEM opera el sistema interconectado más largo del mundo con una extensión de más de 4000 km, en el cual se transan alrededor de \$ 7 000 millones al año, con más de 8 millones de consumidores finales y donde los niveles de potencia en el sistema alcanzan los 21 000 MW en promedio.

- Sobre el funcionamiento del mercado

Actualmente, el marco regulatorio de la NEM se encuentra definido en la *National Electricity Law and Rules*⁴⁴ (en adelante las Reglas), que define los procedimientos y procesos para la operación del mercado, la seguridad del sistema, acceso y conexión a la red, y la tarificación para los servicios de la red.

⁴³ Véase: NEMMCO. An Introduction to Australia's National Electricity Market, Junio 2005

⁴⁴ NEMMCO. National Electricity Rules Versión 13, Marzo 2007.

El mercado eléctrico es una estructura centralizada tipo *pool*, donde toda la energía producida por los generadores es centralmente ofrecida y programada para satisfacer la demanda.

Las unidades generadores compiten por proveer la potencia ofreciendo sus servicios a la *National Electricity Market Management Company Limited NEMMCO* (el ISO del sistema australiano), disponiendo de curvas de precio para distintos niveles de potencia y se eventual despacho. De la misma forma, los clientes del mercado pueden presentar propuestas de despacho, para que, finalmente, la NEMMCO despache la generación programada con el fin de minimizar el costo de satisfacer la demanda eléctrica. El precio de la electricidad o precio spot se calcula cada media hora y corresponde al promedio del precio de despacho (aquel costo marginal calculado en consideración del modelo de pérdidas) calculado cada 5 minutos.

Para el cálculo del precio spot la NEMMCO debe, necesariamente, tomar en consideración (debido a que las Reglas así lo exigen) los límites de capacidad de las líneas que interconectan los subsistemas, las pérdidas de transmisión, además de las del sistema de distribución que alcanzan valores cercanos al 10% de la electricidad total generada. El efecto de los límites de capacidad de los interconectores (o enlaces, del inglés *tie-lines*) modifica el despacho realizado por la NEMMCO, debiendo programar generadores más costosos con tal de satisfacer la demanda eléctrica dentro de un estado y

respetar al mismo tiempo las restricciones impuestas por los interconectores. Bajo este procedimiento se determinan las denominadas áreas eléctricas, cada cual posee distintos precios nodales de referencia⁴⁵.

- Participantes del código

Se llaman participantes del código a todos los agentes del mercado obligados a regirse por las reglas del *National Electricity Code* (en adelante el *Código*). *Estos participantes del Código pueden ser clasificados en las siguientes categorías:*

a. NEMMCO

Es el operador del sistema que vela tanto por la operación del mercado eléctrico como por la seguridad del sistema. Entre sus principales funciones se pueden destacar:

- Realizar el despacho de las unidades
- Mantener la seguridad del sistema
- Calcular el precio spot
- Administrar eficazmente los servicios complementarios

⁴⁵ NEMMCO. Operating Procedure: Frequency Control Ancillary Services, Julio 2006.

b. Generadores

Venden la energía en el mercado spot, la cual es valorizada a precio spot. Para la NEMMCO existen dos tipos definidos por las Reglas:

- Programado (*Scheduled*): Con capacidad instalada superior a 30 MW.
- No programada (*Non-Scheduled*): *Con capacidad instalada inferior a 30 MW o directamente clasificada como no programada debido a su intermitente forma de generación, como ocurre en el caso de las centrales eólicas.*

c. Clientes del mercado (Comercializadores y Clientes Finales)

El Comercializador es el agente del mercado eléctrico que tiene la capacidad de comprar y vender energía asumiendo compromisos de abastecimiento. A su vez el cliente final representa la figura del consumidor directo del mercado eléctrico, ya sean industrias, oficinas o casas.

d. Proveedores de servicio

Corresponde a los propietarios y operadores de las líneas de transmisión y torres de alta tensión. Cada estado ha desarrollado sus propias líneas de transmisión, uniendo los sistemas entre sí a través de los denominados interconectores.

e. Participantes especiales

Corresponde al operador del sistema o agentes designados para controlar la seguridad del sistema (como, por ejemplo, los operadores y controladores del sistema de subtransmisión por completo o cualquier porción de éste).

Una de las responsabilidades que tiene la NEMMCO es, bajo las reglas del Código, registrar a todos los participantes de la NEM en las categorías anteriormente mencionadas. Esta inscripción es un proceso formal, que está estrictamente definido en las Reglas.

- Servicios complementarios

El 13 de diciembre de 1998 se creó el mercado de los servicios complementarios en el sistema australiano, en donde la NEMMCO es la encargada de operar este mercado. Para el sistema australiano, los servicios complementarios son aquellos servicios utilizados por la NEMMCO para manejar en forma segura y confiable el sistema eléctrico. Estos servicios complementarios mantienen, en los estándares requeridos (por el Código Nacional de Electricidad), las características técnicas del sistema, como lo son la frecuencia, voltaje, desconexión de cargas y la partida autónoma del sistema.

En el caso del control de frecuencia, el mercado se denomina *Frequency Control Ancillary Service (FCAS)*, en el cual los proveedores ofertan sus servicios en el mercado de FCAS de manera similar en que las unidades generadoras ofertan en el mercado eléctrico. El mercado de FCAS comenzó en septiembre del año 2001 y entregó disposiciones más simples, más dinámicas y transparentes que incrementaron la competencia y contribuyeron a mejorar la eficiencia general del sistema.

Los requerimientos y montos de cada servicio, en especial a lo referido en regulación de frecuencia, son determinados por el denominado panel de confiabilidad, ente jurídico regulador del sector. Para todos los servicios complementarios, la NEMMCO realiza contratos bilaterales anuales con los proveedores.

En el caso australiano se pagan dos tipos de servicios: disponibilidad y compensación:

a. Pago por disponibilidad (\$/MW)

Es pagado cuando el proveedor debe incurrir en sobrecostos para la provisión del servicio. Corresponde pagar este componente si el proveedor tiene el servicio disponible para NEMMCO, independiente de si éste lo haya utilizado o no.

b. Pago por compensación (\$/MWh)

Es pagado en el caso que el servicio complementario restrinja la producción de la unidad generadora. En este caso, si la producción de la unidad en cuestión es inferior a la del despacho, el proveedor será compensado por el costo de oportunidad perdido: la diferencia entre el precio spot y el precio ofrecido por él. En caso contrario, el proveedor recibirá un pago por esta energía adicional, a su precio de mercado.

- Regulación de frecuencia

a. Regulación primaria de frecuencia

Las unidades generadoras, según las Reglas, deben contar con el sistema de control para proveer regulación primaria. El mismo documento establece para este servicio un estatismo para cada unidad entre 2% y 5% con un tiempo de respuesta de 60 segundos.

En este tipo de regulación se efectúan cuatro servicios distintos:

1. Aumento y disminución de generación con respuesta de 6 segundos (R6 y L6): Instaurada con el objetivo de estabilizar inmediatamente las desviaciones de frecuencia. Para R6 se exige que ante la pérdida de cualquier unidad generadora la frecuencia

no descienda más allá de los 49.5 Hz, mientras que para la pérdida de una línea de transmisión no disminuya por debajo de los 49 Hz. En el caso de L6, ante una pérdida de cualquier carga del sistema la frecuencia no debe sobrepasar los 50.25 Hz, además de que ante cualquier contingencia en el sistema de transmisión la frecuencia no debe superar los 51 Hz.

2. Aumento y disminución de generación con respuesta de 60 segundos (R60 y L60): Instaurada para mantener la frecuencia dentro de una banda ante contingencias simples. Se exige que la frecuencia del sistema debe retornar a su rango de operación entre los 49.5 y 50.5 Hz antes de 60 segundos después de una desviación fuera de este rango.

Los servicios anteriormente mencionados se encuentran implementados mediante las siguientes tecnologías:

- Ajuste de estatismo de las unidades generadoras
- Desconexión de cargas
- Ingreso de una unidad generadora de partida rápida
- Desconexión rápida de una unidad generadora

Luego los proveedores del servicio deben informar a NEMMCO de su disponibilidad. Ante ausencia de cualquier aviso, el generador será considerado disponible para ser habilitado según contrato.

b. Regulación secundaria de frecuencia

En este caso se exige un tiempo de respuesta de 5 min, de tal forma de mantener o retornar la frecuencia a la banda de operación normal (49.9 a 50.1 Hz). Esta regulación se divide en regulación de subida y bajada. Por otra parte, se le exige a cada unidad generadora que participa de la regulación secundaria un cambio máximo de generación de 2 MW ante cada señal de control enviada por la NEMMCO, a través de su esquema AGC (del inglés *Automatic Generation Control*), y que debe responder al menos el 95% de las oportunidades en las cuales la unidad generadora está produciendo.

El sistema australiano cuenta con el sistema AGC para realizar la regulación secundaria de frecuencia, y la respuesta de los distintos participantes frente a las consignas enviadas es evaluada por la metodología *Causer Pays*, logrando de esta manera, cuantificar su responsabilidad en las desviaciones de frecuencia.

- Sobre el pago de servicios complementarios

De la definición anterior se distinguen ocho tipos de servicios entregados en forma distintiva, que conducen directamente al desarrollo de ocho mercados distintos de FCAS. Los participantes deben registrarse con la NEMMCO para cada uno de los distintos mercados de FCAS en los cuales deben participar. Una vez registrados, los proveedores del servicio pueden participar en el mercado de FCAS ofreciendo un monto asociado por el servicio vía la gerencia de mercado de la NEMMCO. Véase el cuadro 4.1.

Cuadro 4.1 Tipos de servicios complementarios en el mercado australiano

Tipo de servicio	Nombre del servicio	Descripción
Regulación	Regulación de subida (incrementar generación o disminuir demanda)	Correcciones permanentes de las pequeñas desviaciones de frecuencia. Las acciones de control son centralmente tomadas por el sistema AGC. Los proveedores de este servicio deben cambiar sus puntos de operación continuamente de tal forma de seguir las consignas impuestas por el AGC.
	Regulación de bajada (disminuir generación o aumentar demanda)	
Contingencia	Aumento rápido (6 segundos)	Acción rápida para contrarrestar las desviaciones de frecuencia en los primeros 6 segundos después de una gran perturbación (mediante reguladores de velocidad o desprendimiento de carga)
	Disminución rápida (6 segundos)	
	Aumento lento (60 segundos)	Acción más lenta que estabiliza las desviaciones de frecuencia dentro de los 60 segundos luego de una gran perturbación.
	Disminución lenta (60 segundos)	
	Aumento y disminución retardada (5 minutos)	Acción que retorna el sistema a la banda de frecuencia natural de operación dentro de los 5 minutos posteriores a una gran perturbación.

De forma natural aparecen 2 tipos de servicios, no solo para la NEMMCO, sino más bien para cualquier sistema que desee implementar esquemas de pago para el control de frecuencia. Estos servicios son los de servicio de subida o servicio de bajada. En el primer caso, los participantes de este servicio disponen de una cantidad asociada de MW (durante cierta ventana de tiempo) dispuesta a introducir en el sistema con el fin de elevar la frecuencia de la red. Por otro lado, en el segundo caso, los participantes pueden eliminar ciertas cantidades de MWs del sistema para así disminuir la frecuencia de la red.

Durante cada uno de los intervalos del despacho del mercado, el algoritmo de despacho de la NEMMCO (*System Pricing and Dispatch Process SPD*) debe equilibrar los requerimientos de potencia de cada uno de los 8 servicios, con las distintas ofertas y así igualar los requerimientos de potencia asociados.

Así, la NEM opera el sistema interconectado más largo del mundo con una extensión de más de 4000 km, en el cual se transan alrededor de \$ 7 000 millones al año, con más de 8 millones de consumidores finales y donde los niveles de potencia en el sistema alcanzan los 21 000 MW de promedio.

Finalmente el SPD despachará a los distintos participantes a través de una lista de mérito. La oferta de costo más alto (despachada) establecerá,

generalmente, el costo marginal para esa categoría de FCAS. Ver esquema en la figura 4.2.

Figura 4.2 Función de despacho de FCAS



Con respecto a los pagos, para cada intervalo de tiempo en el que se calcula el despacho económico, el algoritmo SPD determina el precio de despeje para cada uno de los servicios en FCAS. Este precio es utilizado para establecer los pagos a cada uno de los proveedores de FCAS, para las 8 categorías anteriormente mencionadas, según la siguiente fórmula:

$$Pago = \frac{MWE \times CP}{12}$$

donde:

MWE [MW] : es la potencia disponible para el servicio

CP [\$h/MW] : es el precio de despeje del servicio durante el intervalo

La fórmula anterior determina el pago cada 5 min a cada participante. A continuación este pago es sumado sobre el intervalo de los 30 min y asignado a los distintos participantes que entregan el servicio. Todos los pagos asociados a los proveedores debido al control de frecuencia, son recuperados a través de los participantes del mercado de acuerdo a lo establecido por las Reglas.

El servicio de aumento ante una contingencia (ya sea respuesta rápida, lenta o bien retardada R6, R60 y D5) está configurado de tal forma de poder manejar la salida del generador más grande en el sistema, por lo que todos los pagos de estos tres servicios deben ser recuperados por los generadores. Por otro lado, el servicio de disminución ante una contingencia está configurado para manejar la eventual salida del consumo o elemento del sistema más importante (en términos de potencia), por lo cual todos los pagos de estos tres servicios (bajada rápida, lenta o retardada) deben ser recuperados por los clientes. Luego, esta recuperación del servicio debe ser prorrateada sobre todos los participantes, basándose en la energía de generación o consumo sobre el intervalo de análisis.

En el caso de la recuperación de los pagos por el servicio de regulación, ésta se encuentra basada en la metodología denominada *Causer Pays*. Bajo

esta metodología las respuestas de los generadores y cargas son medidas⁴⁶, al igual que las desviaciones de frecuencia y son utilizadas para determinar una serie de factores de pago (*Causer Pays Factors*).

A aquellos participantes del mercado, inscritos eventualmente para la regulación de pequeñas desviaciones en frecuencia (sujetos a la metodología *Causer Pays*) que ayudan al sistema para corregir estas desviaciones, les serán asignados factores de pago bajo (estos factores van directamente relacionados con el *Filtered System Error* FSE, el cual corresponde a la señal salida ante la aplicación de un filtro pasa bajo a la señal de frecuencia). Por el contrario, a aquellos participantes que no ayudan al sistema, les serán asignados altos factores de pago.

Todos aquellos participantes que no son medidos mediante el sistema SCADA se les asignan factores de los MW restantes que no son considerados en los que si son medidos. Es decir, se les asigna la responsabilidad mediante prorrateo según la energía consumida.

Es importante notar en este punto que para el propósito de recuperación de los costos el mercado es tratado globalmente, en donde los participantes son tratados de igual forma independientemente de la región a la cual pertenecen.

⁴⁶ Los generadores y cargas participantes del servicio de regulación son monitoreados por la NEMMCO a través del sistema SCADA (*Supervisory Control and Data Acquisition*)

Conclusión:

La metodología anteriormente descrita sienta las bases de la propuesta mostrada en este trabajo. Las particularidades del mercado eléctrico peruano, determinan la necesidad de remunerar el servicio complementario de regulación secundaria de frecuencia incluyendo pagos por disponibilidad y compensación (donde se paga el costo de oportunidad perdido), además de realizar contratos bilaterales anuales entre el operador y los proveedores, así como crear una modelo de mercado para los servicios complementarios.

4.1.2. España

El mercado eléctrico español está basado en un mercado diario de ofertas y en otros servicios que lo complementan. Con este mecanismo de mercado se trata de repartir la demanda prevista para el día siguiente entre los distintos agente ofertantes mediante la casación de las diferentes ofertas de compra y venta de energía, en esta casación obtenemos la cantidad adjudicada y el precio de venta marginal al que se liquidarán las transacciones.

El ejercicio para que el suministro de energía se produzca en unas condiciones de seguridad y calidad adecuadas es bastante complejo, consta de distintos mercados mediante los cuales se irá consolidando la viabilidad del programa para el día siguiente. Los mercados que lo componen son el

mercado diario (MD), la gestión o mercado de solución de restricciones técnicas del MD, los mercados intradiarios y los mercados de servicios complementarios (reserva secundaria, terciaria y desvíos). Estos mercados están gestionados por el Operador del Mercado (a partir de ahora OM), que se basa en criterios económicos para la realización de las casaciones, y por el Operador del Sistema (a partir de ahora OS), que asegura el cumplimiento de las condiciones de seguridad para el correcto funcionamiento del sistema eléctrico peninsular español, combinando para ello criterios económicos con criterios técnicos.

- Definiciones previas

- a. Sistema de regulación compartida peninsular (RCP)

La RCP es el sistema de control que realiza la función de regulador maestro de la regulación secundaria del sistema. Como medida de seguridad, este sistema está duplicado. El regulador maestro principal se encuentra en el Centro de Control Eléctrico (CECOEL), teniendo como respaldo de la regulación secundaria un regulador maestro de reserva situado en el Centro de Control de Respaldo (CECORE).

Funcionamiento del regulador maestro (RCP), los posibles estados para una zona de regulación son:

- Estado OFF: Incapacidad para contribuir a la regulación por parte de la zona. Una de las posibles causas es la indisponibilidad del sistema de Control Automático de Generación (AGC) de la zona.
- Estado OFF por orden del OS: El sistema considera, a petición del OS o como consecuencia de condicionantes de la operación, incapacidad para participar en la regulación por parte de la zona. Este estado será equivalente al modo OFF en todos los efectos, excepto que no será conmutado como tiempo en OFF.
- Estado INACTIVO: Ausencia transitoria de participación en la RCP debido a fallos técnicos, principalmente en los canales de comunicación. En caso de mantenerse esta situación durante un cierto número de ciclos, la zona de regulación pasará a estado OFF, en caso de ser su responsabilidad la solución del problema, o a estado OFF por el orden del OS, en caso de ser éste el responsable de esta anomalía.
- Estado EMERGENCIA: Falta de seguimiento adecuado de las solicitudes de la RCP debido al agotamiento de la reserva de la zona de regulación o a una insuficiente velocidad de respuesta de la misma.
- Estado ACTIVO: Seguimiento correcto de las solicitudes de la regulación secundaria.

b. Zona de regulación

Una zona de regulación es una agrupación de unidades de producción que, en conjunto, tiene capacidad de regular en respuesta a las órdenes del AGC.

Las zonas de regulación están compuestas por:

- Unidades que han sido habilitadas para la participación por el OS y que responden a las señales de control enviadas por el correspondiente AGC.
- Unidades no habilitadas para la participación activa en el servicio complementario de regulación secundaria.

Estas zonas no se corresponden con áreas geográficas, sino que están constituidas por cada una de las unidades pertenecientes a los distintos agentes participantes en la regulación secundaria.

c. Reserva de regulación secundaria

La reserva de regulación secundaria a subir o bajar es el valor máximo de potencia disponible que se puede variar la generación de las unidades de producción en el sentido correspondiente (a subir y a bajar) y con la velocidad establecida, en respuesta a los requerimientos del sistema de control.

d. Energía efectiva neta de regulación secundaria

Energía efectiva neta de regulación secundaria utilizada en un periodo de programación, es el desvío de energía, respecto a los programas de intercambio iniciales, del conjunto de unidades de producción integradas en el lazo de control del correspondiente AGC, debido al seguimiento de las exigencias de la regulación secundaria. No se considerará como energía efectiva neta de regulación secundaria los desvíos en unidades de producción de una zona de regulación que no estén directamente ligados con los cambios de generación requeridos por el AGC. Cuando el signo de esta energía neta resulte positivo, se denomina energía de regulación secundaria a subir, y en caso de resultar de signo negativo, energía de regulación secundaria a bajar.

e. Reserva o necesidades previstas de regulación secundaria

En función de la situación prevista en cada periodo de programación, el OS establecerá la reserva de potencia positiva (a subir) y negativa (a bajar) necesarias en el conjunto del sistema eléctrico peninsular español, según los criterios de funcionamiento y seguridad para la operación del sistema eléctrico.

f. Asignación de márgenes suplementarios

En caso de ser insuficiente la reserva total disponible en el sistema, el RCP reasignará reserva entre las zonas que acreditan disponibilidad de la misma. A partir de esta reasignación, esta reserva será considerada del mismo modo que la reserva asignada en el correspondiente mercado de banda de regulación.

- Introducción al servicio de regulación secundaria

El servicio complementario de regulación secundaria es un servicio del sistema eléctrico de carácter voluntario gestionado por mecanismos de mercado. Este mercado es convocado una vez al día, pudiéndose enviar las ofertas entre las 14:00 y 15:30 horas. El resultado del mercado es publicado a las 16:00 horas.

El sistema eléctrico español forma parte de la red síncrona europea interconectada y, por tanto, está obligado a cumplir los requisitos establecidos por la UCTE (*Union for the Coordination of Transmission of Electricity*), organismo encargado de la coordinación de dicha red. La regulación secundaria forma parte de los sistemas automáticos de control

frecuencia-potencia que garantizan el correcto funcionamiento de los sistemas interconectados.

El objetivo de la regulación secundaria es, tras un incidente o variación de la demanda instantánea devolver la frecuencia y los intercambios con otros sistemas a los valores de referencia, restaurando la reserva primaria utilizada. Para ellos el sistema de regulación genera las señales de control adecuadas para modificar el estado de carga de los grupos conectados a él de forma que: el valor de los intercambios de potencia se mantengan en el valor programado haciendo frente a los desvíos que surjan en cada instante y el valor de la frecuencia del sistema se mantenga en su valor de consigna, común y único en la red síncrona de la UCTE.

El cumplimiento de los objetivos anteriores es equivalente a mantener el equilibrio generación-demanda del sistema interconectado.

El sistema de regulación secundaria en España es un sistema jerarquizado donde existe un regulador maestro que envía sus señales de control a sistemas que, a su vez, controlan las unidades de producción conectadas a cada uno de ellos. El sistema de regulación compartida peninsular, coordinado y controlado por el OS juega el papel de regulador maestro. Cada regulador conectado a él, en adelante AGC, coordina y controla el conjunto de unidades de producción que constituyen una zona de regulación. Para

desempeñar esta función, el OS dispondrá de los medios e información adecuados para evaluar el requerimiento total de regulación del sistema y transmitir a los reguladores de la zona los valores de potencia que deben aportar.

El OS establece para cada periodo de programación la reserva de regulación secundaria requerida que se prevé para el sistema, tanto para subir como para bajar. Dicho requerimiento de reserva provisto mediante la asignación de ofertas en el correspondiente mercado de banda de regulación secundaria. El reparto nominal del requerimiento total del sistema será igual al obtenido en el proceso de asignación de ofertas del correspondiente mercado de banda de regulación secundaria para el periodo de programación considerado.

En situaciones en las que, los motivos de seguridad, la asignación de reserva de regulación secundaria no pueda realizarse con criterios económicos, se aplicarán los mecanismos de emergencia que reglamentariamente se establezcan.

La instalación y mantenimiento de los equipos reguladores de zona y de los canales de comunicación con el regulador maestro serán responsabilidad de la empresa responsable de cada zona de regulación, hasta su frontera con el OS.

El sistema de regulación maestro RCP cuenta con un sistema principal en el CECOEL del OS y un sistema de respaldo en el CECORE, localizado en Tres Cantos (Madrid) que asume la función de regulador maestro en caso de indisponibilidad del principal.

- Funciones del OS en el servicio de regulación secundaria

Las funciones que el OS realiza en el servicio complementario de regulación secundaria son:

- Autorizar la constitución y modificación de zonas de regulación
- Habilitar las unidades de producción para participar activamente en la prestación del servicio de regulación secundaria
- Determinar y comunicar diariamente a los agente la reserva o necesidades requeridas en el sistema para cada periodo del día siguiente
- Establece la relación de reserva a subir y bajar requerida para las zonas de regulación y el valor máximo y mínimo de la banda de regulación admisible en cada oferta
- Gestionar el mercado de banda de regulación secundaria
- Evaluar en tiempo real el requerimiento de regulación y establecer el reparto entre las zonas de regulación, como responsable del sistema maestro de control (RCP)

- Llevar a cabo el seguimiento de la respuesta de las zonas de regulación
- Transferir el sistema de regulación secundaria al sistema de respaldo, y viceversa, cuando así sea necesario, informado de este hecho a los responsables de las zonas de regulación
- Calcular los términos establecidos para la retribución y asignación de costos por la prestación del servicio de regulación
- Garantizar el buen funcionamiento del sistema de regulación y si adecuación a los requerimientos del sistema eléctrico.

- Ofertas

Los sujetos del mercado responsables de zonas de regulación podrán presentar, para las unidades de generación habilitadas incluidas en su zona de regulación, ofertas de banda de potencia de regulación secundaria, en MW, con su precio correspondiente, en €/MW, para cada uno de los periodos de programación del día siguiente.

Las ofertas deberán respetar los precios máximos que, en su caso, puedan ser establecidos y publicados por la administración, previo informe de la CNE.

El agente responsable de cada zona de regulación podrá presentar así para cada unidad de programación habilitada incluida en su zona, una oferta de banda de potencia de regulación secundaria de diferentes bloques, pudiendo ser solo uno de ellos indivisible. Estos bloques podrán ser aceptados de forma independiente, siendo el resultado de la asignación a cada unidad de programación el conjunto de todos los bloques aceptados para la misma.

La relación entre la reserva a subir y a bajar de una oferta podrá ser distinta de la establecida por el OS de forma global para el conjunto del sistema y para cada zona de regulación.

a. Validación de ofertas de regulación secundaria

Para la prestación de ofertas de reserva de regulación secundaria, la unidad de programación deberá estar habilitada previamente por el OS, debiendo estar integrada el 100% de la unidad de programación en una única zona de regulación que deberá haber sido también previamente habilitada como tal por el OS.

Previamente al proceso de lectura de ofertas, se comprobará que la unidad de programación y la zona de regulación a la que pertenece están habilitadas para la provisión del servicio de regulación secundaria.

Tanto durante el proceso de lectura de las ofertas de reserva de regulación secundaria como en el de asignación de dichas ofertas, se

aplican una serie de comprobaciones. La violación de cualquiera de ellas, hará que la oferta sea rechazada total o parcialmente.

Las comprobaciones de las ofertas se realizaran en cuatro etapas diferentes:

- Durante el proceso de lectura de ofertas
- En el pre proceso de las ofertas previo a la aplicación del algoritmo de asignación
- En el propio proceso de asignación
- Al finalizar el proceso de asignación

El incumplimiento de las comprobaciones realizadas en el proceso automático de lectura de la oferta implica su rechazo, sin que pueda aportarse, por las características del propio proceso, información precisa sobre la causa del rechazo. Por el contrario, a las ofertas rechazadas o truncadas en el proceso inmediatamente previo a la aplicación del algoritmo de asignación, o en el propio proceso de asignación, se les asocia un código de rechazo (característica del algoritmo implementado).

- Asignaciones

- a. Datos de entrada al proceso de asignación

La información que el OS comunica en las necesidades previstas para cada periodo del día a los sujetos del mercado se comprobará de los siguientes datos:

- Requisito de reserva a subir en el sistema (MW)
- Requisito de reserva a bajar en el sistema (MW)
- Valor máximo y mínimo de la banda de potencia de regulación secundaria por oferta (suma de la reserva y a bajar de cada oferta individual).

En el proceso de asignación, para establecer el punto de funcionamiento de cada unidad de producción, se toman en consideración los valores en energía del Programa Viable Provisional (PVP) para cada unidad de programación de generación, y para cada periodo de programación.

Las ofertas de regulación secundaria serán presentadas por el responsable de la zona de regulación en la que está incluida la unidad de programación y contendrán la siguiente información:

- Número de la oferta

- Oferta de reserva a subir (MW)
- Oferta de reserva a bajar (MW)
- Precio de la oferta de la banda de regulación (€/MW). Respetando los precios máximos establecidos
- Variación de energía necesaria respecto del PVP
- Código de indivisibilidad de la oferta.

b. Asignación de reservas

El OS asignará aquellas ofertas que, en conjunto, representen un menor sobrecosto total para el sistema.

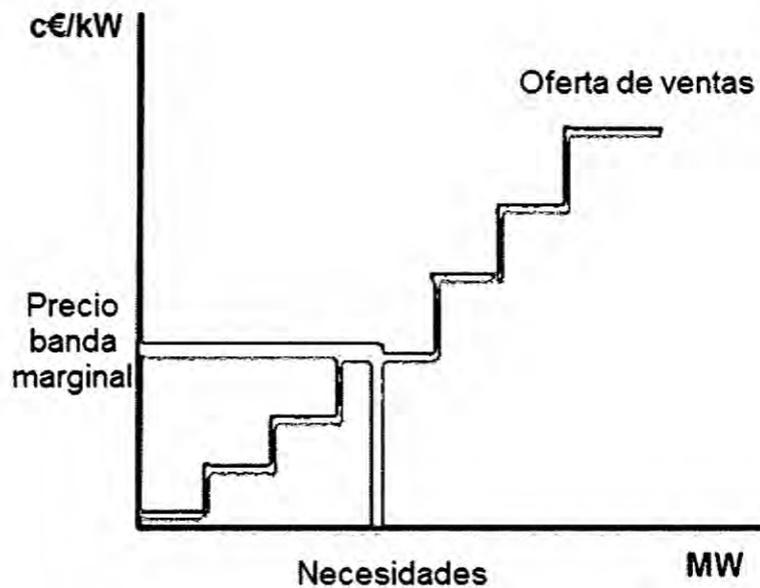
Los criterios que se tendrán en cuenta para la asignación de ofertas son los que siguen:

- Cada zona de regulación deberá cumplir la relación establecida entre la reserva a subir y a bajar para el conjunto del sistema
- Para la valoración de una oferta se tendrá en cuenta el precio de oferta de la banda de potencia
- En caso de igualdad de precio de varias ofertas, se realizará un reparto proporcional de la reserva asignada, en función de la banda ofertada en cada una de ellas

- Si la asignación de una oferta de regulación secundaria con su redespacho asociado, en su caso, crease una restricción técnica en el sistema, no se considerará en el proceso de asignación
- La suma total de las bandas de potencia asignadas deberá estar comprometida en un intervalo de +/- 10% en torno a la banda de regulación total requerida.

Para la asignación de ofertas, para cada periodo se realizará la agregación de las mismas en orden creciente de precios ofertados, véase el esquema de la figura 4.3. Las ofertas asignadas y el precio marginal de banda de regulación secundaria se obtendrán de la casación con las necesidades requeridas en cada periodo.

Figura 4.3 Casación de las ofertas de regulación secundaria en España



La asignación realizada por el OS será considerada firme, adquiriendo la zona de regulación la obligación de disponer de la banda asignada.

Si para obtener la banda de potencia de regulación secundaria asignada se requiriera un redespacho de energía sobre el programa asignado a dicha unidad de programación en el Programa Viable Provisional (PVP), el agente responsable de dicha unidad de programación deberá acudir al mercado intradiario para obtener el redespacho necesario.

En caso de que no haya podido obtenerlo habiendo participado en el mercado intradiario como tomador de precio, el agente responsable de dicha unidad de programación lo comunicará al OS indicando asimismo el redespacho necesario. En este caso, el OS modificará el programa de la correspondiente unidad de programación según las necesidades del redespacho y resolverá el descuadre provocado mediante la convocatoria del mercado de gestión de desvíos, y si no se diesen las condiciones necesarias para esta convocatoria, resolverá el descuadre en tiempo real mediante la asignación, en su caso, de reserva de regulación terciaria, incurriendo el agente en el costo del servicio correspondiente⁴⁷.

⁴⁷ Véase: (Suplemento del BOE, 2009)

c. Reparto de reservas entre zonas de regulación

La banda asignada a cada zona en cada periodo de programación será la suma aritmética de los valores asignados individualmente en la casación del mercado de banda de regulación secundaria a las distintas unidades de programación de generación integradas en dicha zona de regulación.

d. Mecanismo excepcional de asignación

En situaciones de emergencia para el sistema o en ausencia de ofertas suficientes o indisponibilidad del sistema informático de gestión, el OS podrá adoptar las decisiones que considere más oportunas para la utilización de la reserva de regulación secundaria disponible en el sistema, justificando posteriormente sus actuaciones ante los sujetos del mercado afectados y ante la CNE.

- Liquidación del servicio

La participación en el servicio de regulación secundaria tiene asociados tres conceptos de liquidación:

- Banda asignada para regulación secundaria
- Cumplimiento del servicio de banda secundaria
- Utilización de la banda

a. Banda asignada para regulación secundaria

La liquidación por la asignación de reserva de regulación secundaria se corresponderá con el resultado del producto de la potencia o banda asignada (margen correspondiente entre reserva a subir y a bajar) y al precio marginal resultante de la casación de las ofertas de regulación secundaria (véase la figura 4.3 de la página 146) para cubrir las necesidades de cada hora del día.

b. Cumplimiento del servicio de la banda secundaria

El correcto cumplimiento o no del compromiso de los agentes de mantener las reservas de regulación secundaria que les han sido casadas puede dar lugar a bonificaciones o penalizaciones por dicho servicio.

Por cambios en tiempo real de la disponibilidad de los grupos o mayores necesidades de banda por parte del sistema, éstos pueden variar su banda, quedándose con una reserva asignada que puede ser superior o inferior a la que había resultado casada.

Los grupos que al final tengan una reserva asignada superior a la que había resultado casada, serán bonificados recibiendo por ese margen superior el precio marginal de banda por un coeficiente de 1.5 (una bonificación del 50%).

Si por el contrario el margen es inferior del que previamente se les había asignado en la casación, se les penalizará con un pago cuyo valor será el margen inferior por el precio marginal de banda por un coeficiente de 1.5 (una penalización del 50%).

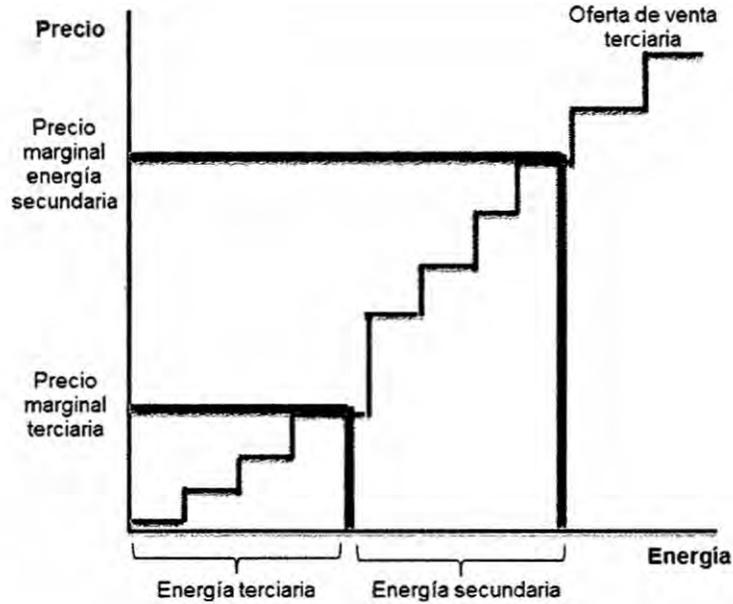
c. Utilización de la banda

Los agentes liquidarán la energía que se haya usado en cada periodo horario para hacer frente a los requerimientos del sistema.

Si la energía utilizada ha sido a subir, se adquiere un derecho de cobro que se corresponderá con el resultado del producto de dicha energía por el precio marginal horario de energía secundaria a subir.

Si la energía utilizada ha sido a bajar, se adquiere un deber de pago que se corresponderá con el resultado del producto de dicha energía por el precio marginal horario de energía secundaria a bajar (Véase la figura 4.4).

Figura 4.4 Obtención de precios marginales de terciaria y energía secundaria



Los precios marginales a los que se retribuye la energía utilizada de regulación secundaria se obtienen a partir de la escalera de ofertas del mercado de terciaria (a subir o bajar según proceda), añadiendo a la energía casada en terciaria la energía utilizada en secundaria y obteniendo así el precio de casación. Es decir, es el precio de casación de la energía de secundaria con las ofertas sobrantes del mercado de regulación terciaria.

Estos precios marginales se toman de las ofertas de terciaria ya que la misión del mercado de regulación terciaria es restablecer la energía de regulación secundaria utilizada. Cuando el margen de banda se empieza

a reducir, se solicita energía terciaria para reponer la secundaria empleada.

Conclusión:

La metodología anteriormente descrita establece una característica particular en la prestación del servicio para la propuesta mostrada en este trabajo. El servicio complementario de regulación secundaria debe ser un servicio del sistema eléctrico de carácter voluntario gestionado por mecanismos de mercado. Asimismo, las particularidades del mercado eléctrico peruano, establecen la necesidad de remunerar el correcto cumplimiento del servicio complementario de regulación secundaria de frecuencia, así como dar lugar a bonificaciones o penalizaciones para la realización de este servicio con una adecuada calidad. Finalmente se resaltan que las ofertas deberán respetar precios máximos (tope).

4.1.3. Argentina

El proceso de desregularización de la industria eléctrica Argentina comenzó en 1992, con el objetivo de lograr una mayor eficiencia en el sector. Para lograr lo antedicho, fue creada la Compañía Administradora del Mercado

Eléctrico Mayorista S.A. (CAMMESA) a cargo de las operaciones de despacho, el establecimiento de los precios, y el manejo de las transacciones económicas de todo el sistema interconectado. Por otra parte, la supervisión y regulación del sector se traspasa a manos del Ente Nacional regulador de Electricidad (ENRE).

Este sistema abastece más de 36 millones de personas, cubriendo una demanda anual de 73 TWh. No existe un mercado de servicios complementarios. Sin embargo, la provisión de servicios relacionados con la regulación de frecuencia es considerada en la regulación actual.

El reglamento del sistema Argentino establece que bajo operación normal la frecuencia del sistema debe mantenerse en la banda definida por los 49.8 y los 50.2 Hz. La regulación primaria, es considerada como un servicio obligatorio para todos los generadores del sistema de acuerdo al Requerimiento Óptimo para la Regulación Primaria (ROR). Si una unidad generadora no se encuentra disponible para otorgar el servicio previamente programado, entonces debe resolver acuerdos con otra unidad para su reemplazo; en este caso, el primero cancela el monto incurrido por el segundo a un precio igual al spot del mercado. Además, los generadores son también compensados cuando se les asigna una reserva mayor a su ROR. A diferencia del servicio de regulación primaria, el de regulación secundaria es absolutamente voluntario y los generadores que proveen este servicio son

seleccionados a través de una lista de mérito. Los mayores costos identificados en la provisión de servicios complementarios relacionados con la regulación de frecuencia, son los costos de la propia operación.

La regulación primaria de frecuencia es de carácter obligatoria. Lo que implica que cada máquina se compromete a realizar un aporte horario a la reserva primaria, que en este caso está dado por el ROR. Si alguna máquina no pudiese participar de la regulación primaria de frecuencia, esta debe pagar por la reserva que no aporta.

En cuanto a la regulación secundaria esta es de carácter voluntario, siendo asignada a una sola central o a un grupo de centrales que cuenten con un Control Conjunto Automático de Generación (CCAG) habilitado.

Todos los generadores pertenecientes al Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) pueden participar de la regulación primaria y secundaria de frecuencia luego de ser habilitados por el Organismo Encargado del Despacho (OED). En caso de estar habilitados y decidir no participar deben informar a la OED, de lo contrario se asumirá que sí lo harán.

La repartición de la reserva regulante se hará en el despacho diario y entre las unidades habilitadas disponibles para la regulación y que cumplan con los requisitos técnicos mínimos exigidos. Las unidades cuando son habilitadas

pueden declarar cual va a ser su reserva regulante máxima adjuntando la documentación técnica que las avale. Si no se entrega esta declaración de reserva, la OED les asigna el siguiente porcentaje: El 5% si es una máquina térmica y el 10% si es una central hidroeléctrica.

El OED realiza un pre despacho de la capacidad regulante que es utilizada como base para la operación real y que considera las características de las unidades habilitadas. En caso de que la oferta de reserva sea insuficiente, se deberá considerar el déficit de regulación en el cálculo de la remuneración.

Entre los requisitos técnicos para participar de la regulación secundaria de frecuencia en el Sistema Argentino de Interconexión (SADI) se destacan:

Luego de ser habilitadas para la regulación secundaria de frecuencia, un grupo de unidades generadoras pueden participar de manera conjunta siempre y cuando cuenten con un CCAG habilitado.

Se operará de forma centralizada y manual, mientras las unidades generadoras y centros de control de operaciones de los generadores no dispongan de un equipamiento para realizar la regulación secundaria de frecuencia de forma centralizada y automática, o a través de un CCAG. Las condiciones para operar de manera centralizada manual son las siguientes:

El operador que efectúa la regulación secundaria de frecuencia deberá disponer de un registrador de frecuencia, de lectura directa y que en el

mismo se hallen señalados los niveles de los Límites de Ajuste Inferior (LAI) y Límite de Ajuste Superior (LAS), límites máximos en los cuales debe comenzar a actuar, y los niveles de Límite Inferior (LI) y Límite Superior (LS) que conforman la banda de variación de la frecuencia. Esta banda no se debe superar en condiciones normales.

El operador que efectúa la regulación secundaria de frecuencia deberá disponer de un indicador o registrador en el que se visualice el valor total de la potencia generada y la disponible del grupo de unidades generadoras bajo su control y deberá estar informado de todos los eventos que pudieran ocurrir en los equipos que él comanda y que le limiten la posibilidad de cumplir eficazmente su cometido.

Los valores de los parámetros de la regulación secundaria de frecuencia en condiciones normales son los siguientes:

- Ancho de la banda para la regulación secundaria de frecuencia: El indicado en la programación estacional
- LI: Frecuencia de referencia – 0.2 Hz
- LAI: Frecuencia de referencia – 0.05 Hz
- LAS: Frecuencia de referencia + 0.05 Hz
- LS: Frecuencia de referencia + 0.2 Hz

El regulador secundario debe contar con acción integral y preferentemente con acción proporcional más integral. Debe estar ajustado de forma tal que resulte más lento que la regulación primaria de frecuencia y que el gradiente de carga máximo permita actuar eficazmente a las máquinas hidráulicas participantes de la regulación primaria de frecuencia.

En cuanto al lado económico de la regulación secundaria de frecuencia, la participación de las centrales habilitadas y disponibles se ordena mediante una lista de mérito, esta da prioridad a las centrales hidráulicas y luego a las térmicas.

Las centrales hidráulicas se ordenan de menor a mayor de acuerdo al porcentaje del precio spot de la energía requerida como precio de la reserva para la regulación secundaria de frecuencia, y las centrales térmicas de mayor a menor de acuerdo a su costo marginal en el mercado. Este último costo es calculado como el promedio ponderado de los costos marginales en el mercado de las máquinas de la central habilitada y disponible, resultado de sus costos variables de producción, los combustibles previstos consumir y el factor de nodo asociado a la central.

El precio de la energía para la regulación secundaria de frecuencia en una hora (PRS) está dado por un porcentaje del precio spot de la energía en el mercado de operación diaria.

Una de las funciones del OED es hacer el cálculo horario de la reserva real disponible en la central o grupo de centrales asignadas a la regulación secundaria de frecuencia. El total de reserva de energía secundaria a remunerar (RESRSF) es igual a la correspondiente reserva rotante para regulación secundaria (RRS) despachada, y solo cuando sea menor a la reserva restante real disponible para regulación secundaria de frecuencia será igual a esta misma.

Cada central que participa en la regulación secundaria de frecuencia recibe una remuneración dependiendo del modo en que participó de la reserva secundaria (RSFCEN):

Si solo una central realizó regulación secundaria de frecuencia, se le remunera la reserva secundaria total (RESRSF).

Si son un grupo de centrales hidroeléctricas las que por medio del control conjunto de regulación secundaria de frecuencia actuaron, se les remunera a cada una de ellas la reserva secundaria, calculada como la repartición de la reserva a cada una de ellas la reserva secundaria, calculada como la repartición de la reserva secundaria total a remunerar (RESRSF) proporcional a la reserva restante real disponible para regulación secundaria de frecuencia en la central dentro de la reserva real disponible para regulación secundaria de frecuencia total del grupo de centrales.

Conclusión:

La metodología Argentina, al igual que la Española y Australiana dejan bien claro que las centrales eléctricas deben estar habilitadas para realizar el servicio de la regulación secundaria de frecuencia. Las particularidades del mercado eléctrico peruano, determinan la necesidad que las centrales eléctricas tienen que estar adecuadas técnicamente para realizar este servicio complementario. Finalmente también se establece que el servicio de regulación secundaria es absolutamente voluntario y los generadores que proveen este servicio son seleccionados a través de una lista de mérito.

4.2. Diseño de la investigación

En el punto anterior se definió conceptualmente el servicio complementario de regulación secundaria de frecuencia, también se hizo referencia al proceso de liberalización del sector energético internacional para ofrecer y garantizar una frecuencia estable en el sistema. Asimismo, se enfocó el esquema de compensación y pago del servicio prestado por la reserva de regulación secundaria de frecuencia, el mismo que depende de la estructura y particularidades de cada mercado. No existe una solución única que pueda ser replicada en cada sistema. La experiencia internacional muestra una

amplia gama de alternativas de solución, desde los que consideran que la regulación de frecuencia no es un servicio separado al de producir energía, hasta aquellos que establecen esquemas competitivos y voluntarios del servicio de regulación primaria y secundaria de frecuencia. Las medidas que deben establecerse son:

4.2.1. Establecimiento de disposiciones para el mercado eléctrico peruano de servicios complementarios

La presente metodología se enfoca específicamente en la propuesta de calificación para las unidades habilitadas, asignación del servicio y su liquidación económica. Es decir, la oferta, asignación, compensación y cobro de la reserva rotante destinada al servicio complementario de la regulación secundaria de frecuencia dentro del contexto de un mercado eléctrico peruano competitivo.

a. Disposiciones generales

- La regulación secundaria será un servicio voluntario por parte de cada unidad de generación sujeto a compensación. Respecto de la asignación de este costo, el mismo se hará entre los generadores

- De la experiencia internacional se recomienda que la suma de la reserva rotante (regulación secundaria de frecuencia y rotante no regulante) y terciaria de entrada rápida no debe ser inferior a:
 - o El grupo generador de mayor capacidad despachado.
 - o El error estadístico en la previsión de la demanda.

Para el presente trabajo se consideró una reserva mínima de 90 MW, esto obedece a un estudio realizado por el COES.

- En el despacho económico la inclusión de los grupos generadores habilitados para la regulación secundaria dependerá de su costo total, cumpliendo las restricciones técnicas e inflexibilidades operativas. En el mérito del despacho de la regulación secundaria no se tendrán en cuenta factores técnicos, se supone que todos los grupos al ser habilitados cumplen las condiciones mínimas de participación y podrán realizar el servicio con los niveles de calidad esperados.
- Por criterios de confiabilidad, el mínimo número de unidades a las que se le asigne la regulación secundaria debe ser dos unidades. Se recomienda para el SEIN un número máximo de 4 unidades por período horario.
- El precio tope para las ofertas de los agentes generadores en el mercado base o mercado de ajuste estará establecido como una

fracción del precio de potencia, el cual es establecido en cada regulación tarifaria⁴⁸. Según la teoría indicada en el punto 2.3 es lo más eficiente para este tipo de mecanismos de competencia en un mercado.

b. Calificación de unidades

Las unidades de generación para la prestación del servicio de regulación secundaria de frecuencia pueden estar conformadas por unidades térmicas o hidráulicas. Para su habilitación como unidades para la regulación del servicio complementario de regulación secundaria de frecuencia, deberán cumplir con las características técnicas siguientes:

- La potencia regulante de las unidades de generación asignadas para este servicio deberán contar con un mando centralizado de velocidad con acción del tipo integral o proporcional-integral, es decir, ante una desviación de la frecuencia respecto a la referencia, el regulador de velocidad automáticamente debe variar la potencia entregada a fin de llevar el valor de la desviación de frecuencia a cero, considerando el margen de reserva asignado para este servicio

⁴⁸ Para el caso Peruano, el período de regulación tarifaria para el establecimiento del precio de potencia es anual y se publican cada 1 de mayo de cada año.

- Ante un evento que ocasione un déficit/superávit de generación igual o mayor a la magnitud de reserva asignada, su respuesta debe iniciar en los siguientes 20 segundos después de ocurrido el evento, estar disponible en los siguiente 10 minutos y a partir de este momento deberá poder sostener dicha potencia hasta por 30 minutos
- El gradiente de toma de carga o descarga (MW/min) mínimo de las unidades de generación asignadas será igual a la magnitud de la reserva asignada dividido entre 10 minutos, aproximadamente
- Disponer de medios de comunicación establecidos en la NTIITR⁴⁹, en relación al envío de información en tiempo real.

En el Anexo 3 se presenta una lista de las unidades de generación del SEIN calificadas para realizar el servicio de regulación secundaria de frecuencia, es decir, estas son las unidades de generación cualitativas y cuantitativamente aptas para realizar este servicio teniendo como premisa: un margen de reserva mayor o igual a 40 MW como central, mando centralizado de velocidad de toma de carga, rampa de toma de carga y descarga aceptables y medios de comunicación según la NTIITR.

⁴⁹ Norma Técnica para el Intercambio de Información en Tiempo Real para la Operación del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional

Finalmente, la frecuencia del Sistema se ajusta a las tolerancias especificadas en la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos.

c. Asignación del servicio

La asignación del servicio tiene que estar garantizada en el largo y corto plazo, siendo esta una responsabilidad del operador del sistema. Bajo esta premisa se establecen dos asignaciones del servicio:

- Asignación de largo plazo o mercado base

Es el mecanismo para el aseguramiento de compromisos de reserva para la regulación secundaria de frecuencia a largo plazo, es decir, períodos mensuales o anuales.

- Asignación de corto plazo o mercado de ajuste

Mecanismo de mercado para efectos de satisfacer las necesidades de reserva para la regulación secundaria de frecuencia en un horizonte diario.

En ambos mecanismos de asignación del servicio, las empresas generadoras ofertarán su margen de potencia para el mercado de regulación secundaria de frecuencia, así como el precio por brindar el mismo. De esta forma se brinda la transparencia y libertad de las empresas para poder

competir en el mercado de servicios complementarios de la regulación secundaria de frecuencia.

d. Liquidación económica

La compensación a los agentes generadores que presten el servicio de regulación secundaria considerará: el reconocimiento económico por la reserva asignada en la programación de la operación y sus modificaciones en tiempo real, el servicio efectivamente prestado según los análisis pos operativo y la compensación por dejar de generar energía y potencia en el sistema, o también conocido como el costo de oportunidad.

Los términos de la liquidación económica de la provisión del servicio de regulación secundaria de frecuencia son los siguientes:

- Costo de oportunidad.- El costo de oportunidad será calculado para las unidades de generación proveedoras del servicio de regulación secundaria en cada período diario de programación. El costo de oportunidad representa la diferencia del beneficio neto obtenido por una unidad de generación en el programa de producción de energía durante un período de programación, motivado por la necesidad de despachar a este en un punto de funcionamiento con

producción inferior para permitirle la provisión de la regulación secundaria que se le asigna.

Para el cálculo de este término se realizará una asignación del programa diario de operación (PDO) sin tener en cuenta la provisión de reserva para la regulación secundaria, posteriormente se realizará la asignación conjunta del programa diario de operación y reserva. Para aquellas unidades de generación cuyo PDO resultó ser inferior debido a su obligación de proveer servicio de regulación secundaria, el costo de oportunidad en un período de programación se calculará como la diferencia del beneficio neto obtenido de ambas asignaciones. Cabe resaltar que todo cálculo para obtener el costo de oportunidad es teórico y obedecerá a la siguiente expresión:

$$CO = \sum_{i=1}^n (D_{sinRSF} - D_{conRSF})_i * (CMg_i - CV) , i \in \mathbb{N}, \forall n = \text{períodos horarios}$$

Ecuación 4.1

donde:

CO : Costo de oportunidad [\$]

D_{sinRSF} : Despacho sin RSF [MWh]

D_{conRSF} : Despacho con RSF [MWh]

CMg : Costo marginal de corto plazo $\left[\frac{\$}{MWh} \right]$

CV : Costo variable de generación $\left[\frac{\$}{MWh} \right]$

- Asignación de reserva.- El término de asignación de reserva será calculado para cada unidad de generación a la que se asigna la provisión de reserva secundaria en un período de programación.

$$AR = \sum_{i=1}^n RA * P_{RSF}, i \in \mathbb{N}, \forall n = \text{períodos horarios}$$

Ecuación 4.2

donde:

AR : Asignación de reserva [\$]

RA : Reserva asignada para RSF [MW]

P_{RSF} : Precio ofertado para RSF $\left[\frac{\$}{MW} \right]$

4.3. Población y muestra

Para el presente trabajo se analizó la información sobre el servicio de regulación de frecuencia en el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional⁵⁰, desde el año 2007 al 2013. El objetivo de utilizar esta información es que abarca los períodos de avenida y estiaje, los cuales son los dos únicos períodos en los cuales se diferencia la asignación de reserva para la regulación de frecuencia. Por lo tanto, es imperativo analizar toda la información disponible porque las condiciones del sistema varían año a año debido al ingreso de nuevos clientes, aumento de la demanda, menor o mayor hidrología, operación comercial de nuevas centrales eléctricas de diferentes tipos de tecnología como las centrales a gas, ciclo combinado, recursos eléctricos renovables, entre otros.

4.4. Técnicas e instrumentos de recolección de datos

La técnica e instrumentos de recolección de datos consistieron en la búsqueda de los archivos de despacho económico del COES para los períodos indicados, realizados con el software NCP (software utilizado para

⁵⁰ La información utilizada fue extraída de la base de datos Comité de Operación Económica del Sistema, la cual es de libre acceso para el público en general.

la optimización del despacho económico de corto plazo). En dichos archivos se aprecia la asignación de reserva para cada agente generador y por lo explicado en el presente trabajo, esta información constituye un punto relevante por enfocarse en un análisis de simulaciones.

V. RESULTADOS

Para este capítulo se aplicaron las propuestas del capítulo anterior, orientadas a incentivar la competencia por el servicio de RSF y por ende mejorar la confiabilidad y calidad del suministro en el Sistema Eléctrico Peruano, dentro de las cuales se analizó: el margen variable de una central termoeléctrica de ciclo combinado, la confiabilidad en el SEIN considerando las adecuaciones técnicas para la respuesta de las máquinas asignadas para el servicio de RSF y el nivel de la concentración del mercado.

5.1. Análisis del margen variable de un agente generador

De lo indicado en la propuesta del capítulo anterior, se analizó el beneficio del margen variable con RSF de una central termoeléctrica de ciclo combinado (en adelante “La empresa”), que utiliza gas natural como fuente de energía primaria, habilitada para prestar este servicio complementario de regulación secundaria de frecuencia. Para el presente análisis económico se sumó a la ecuación 2.4 de la página 47, la liquidación total por la prestación del servicio de RSF (ecuaciones 4.1 y 4.2 de las páginas 166 y 167, respectivamente), quedando la expresión:

$$MV_{RSF} = \sum_{i=1}^n E_g^i \times (CMg_{BI_i} - CV) + \sum_{i=1}^n E_c^i \times (TE - CMg_{BR_i}) + \sum_{i=1}^n RA \times P_{RSF} + \sum_{i=1}^n E_{RSF}^i \times (CMg_i - CV)$$

Ecuación 5.1

donde:

MV_{RSF} : Margen variable con RSF [\$]

RA : Reserva asignada para RSF [MW]

P_{RSF} : Precio ofertado para RSF $\left[\frac{\$}{MW} \right]$

E_{RSF} : Energía dejada de generar por RSF [MWh]

La ecuación 5.1 se utilizó para analizar la conveniencia de La empresa para realizar o no realizar el servicio de RSF. Se proyectaron escenarios energéticos para la época de estiaje del 2014 y avenida 2015 tomando en consideración los nuevos proyectos⁵¹ en: generación, transmisión, distribución y grandes usuarios. Acto seguido se utilizó el software de optimización NCP⁵², por mostrar las facilidades de modelamiento para incluir la variable de la regulación secundaria de frecuencia, para modelar la asignación de reserva y sobre todo obtener una minimización en el costo de

⁵¹ Se utilizó la información publicada en el portal del COES

⁵² En el Anexo 4 se detallan las características del NCP

operación del sistema. Luego se consolidó la información de los contratos de La empresa con sus clientes, por estar relacionado con el margen variable comercial y se proyectaron los costos marginales de corto plazo para las épocas analizadas, por estar relacionado con el margen variable operativo. Finalmente se calculó la liquidación del servicio de regulación secundaria de frecuencia, teniendo como base la liquidación de la reserva asignada y el costo de oportunidad.

Consideraciones específicas:

- El precio tope por la asignación de reserva no excedió el 50 % del precio de potencia
- La potencia ofertada como reserva para la RSF, según las disposiciones del literal 4.2.1.a de la página 160, fue igual a 45 MW
- El período de regulación secundaria de frecuencia lo determinó el NCP mediante la optimización del despacho económico del sistema, según las características indicadas en el Anexo 4. Cabe resaltar que los períodos de regulación secundaria son diferentes en los períodos de estiaje y avenida, dependiendo estos de la utilización del recurso hídrico
- El costo de oportunidad, para el cálculo de la liquidación del servicio de regulación secundaria de frecuencia se determinó según las disposiciones del literal 4.2.1.d de la página 165

- Para todos los casos se utilizó la ecuación 5.1 de la página 171.

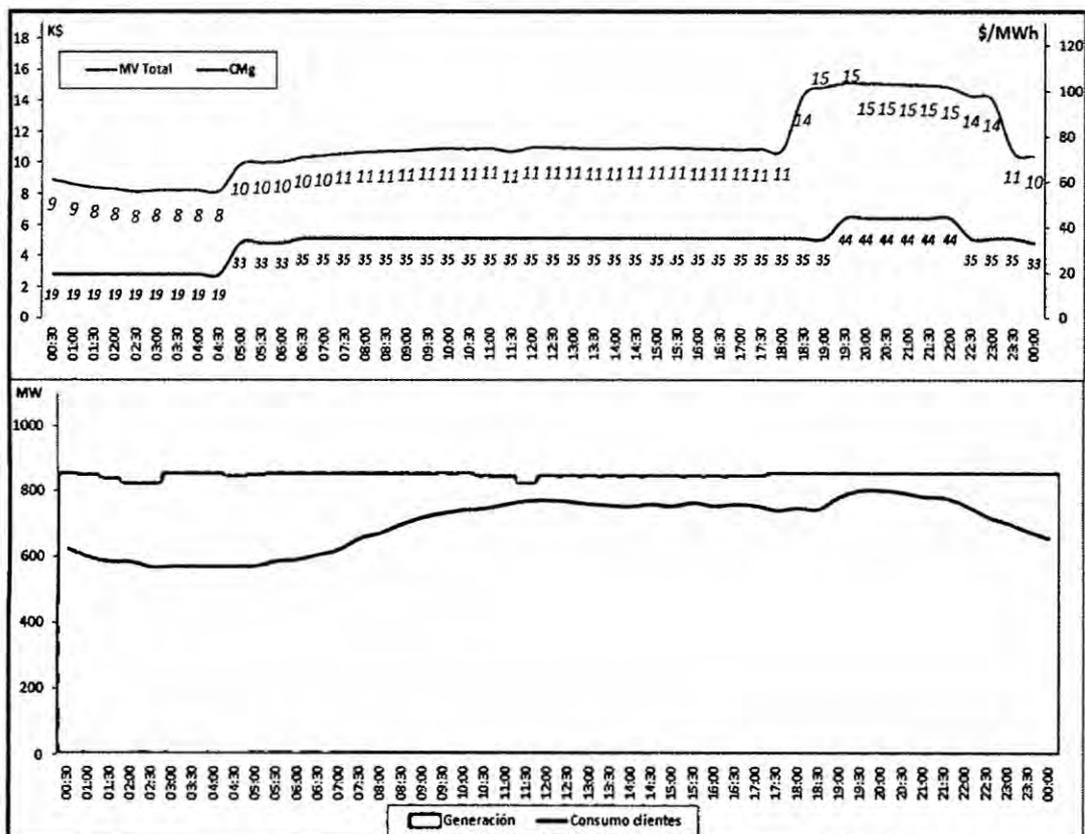
Teniendo como premisa lo expuesto, a continuación se muestran los casos analizados:

5.1.1. Estiaje 2014

a. Caso 0

Margen variable de la empresa en condiciones sin competencia (base)

Figura 5.1 Margen variable para estiaje 2014, caso 0



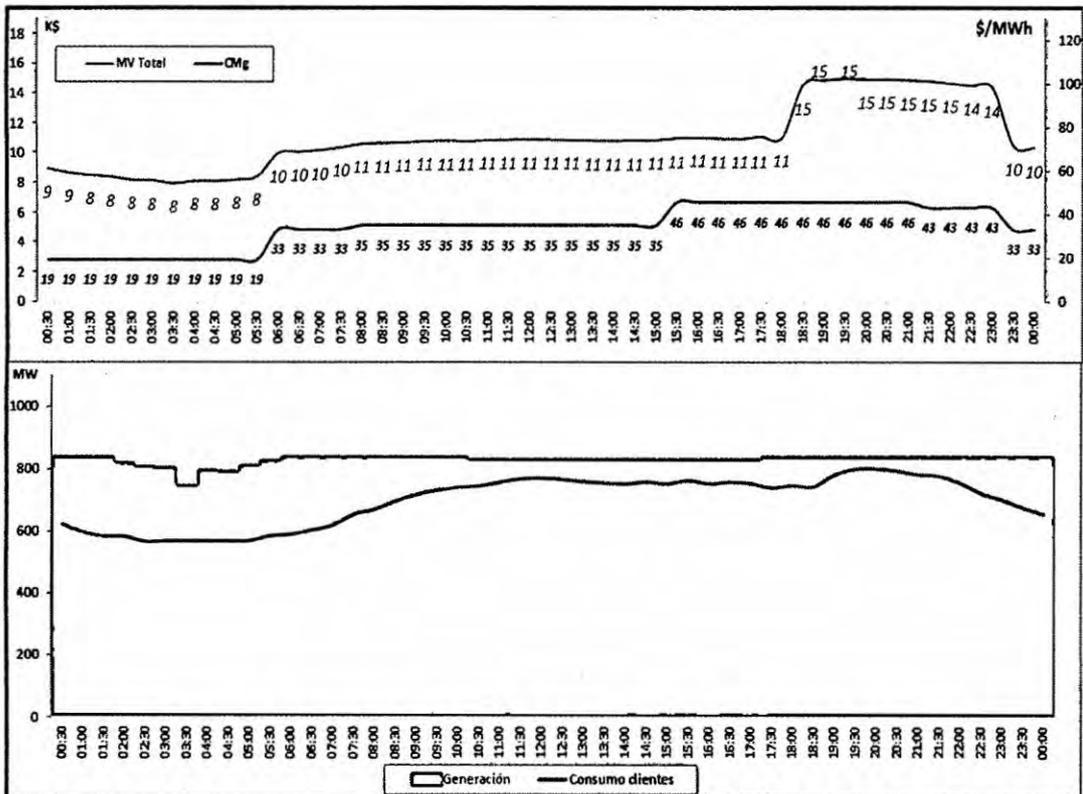
b. Caso 1

Margen variable de la empresa en condiciones con competencia 1

Condiciones:

- La Empresa ofertó un precio para RSF igual a cero
- Los demás participantes ofertaron un precio para RSF igual a cero

Figura 5.2 Margen variable para estiaje 2014, caso 1



Conclusión:

- La Empresa, en condiciones normales no llega a calzar en el mercado de servicios complementarios de regulación de frecuencia

- La Empresa, con las presentes condiciones solo llega a calzar en el mercado de servicios complementarios de regulación de frecuencia en horas de mínima demanda
- La Empresa tiene un despacho menor en mínima demanda, esto ocurre por estar prestando el servicio de RSF en este período

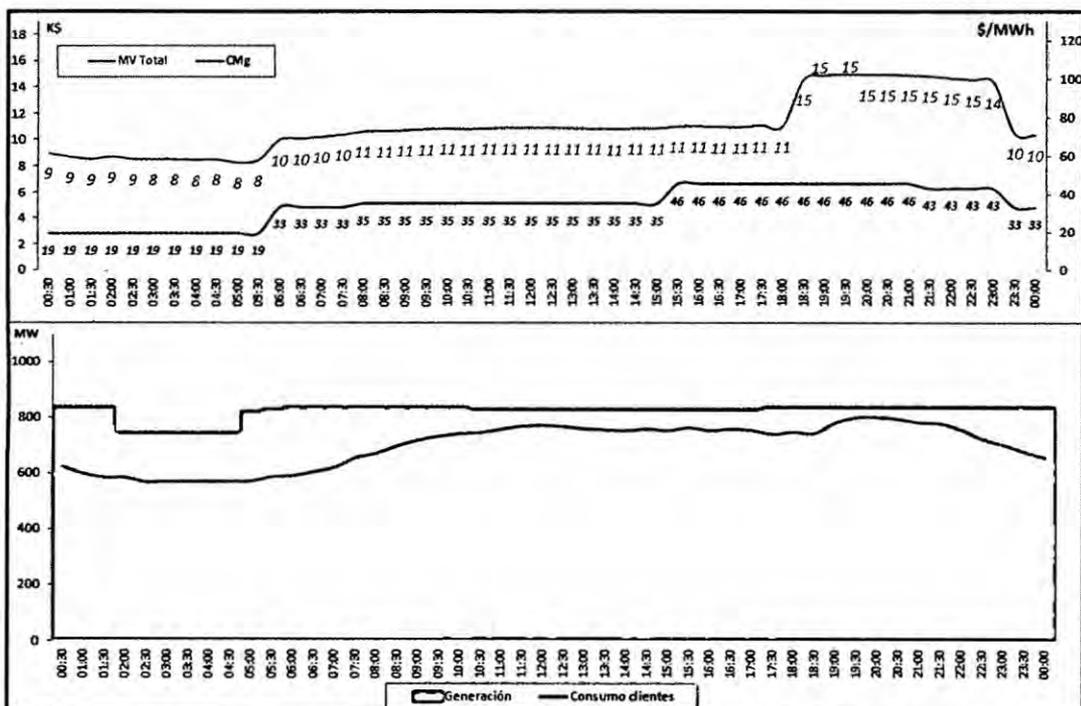
d. Caso 3

Margen variable de la empresa en condiciones con competencia 3

Condiciones:

- La Empresa ofertó un precio tope para RSF
- Los demás participantes ofertaron un precio tope para RSF

Figura 5.4 Margen variable para estiaje 2014, caso 3



Conclusión:

- La Empresa, con las presentes condiciones solo llega a calzar en el mercado de servicios complementarios de regulación de frecuencia en horas de mínima demanda
- La Empresa tiene un despacho menor en mínima demanda, esto ocurre por estar prestando el servicio de RSF en este período

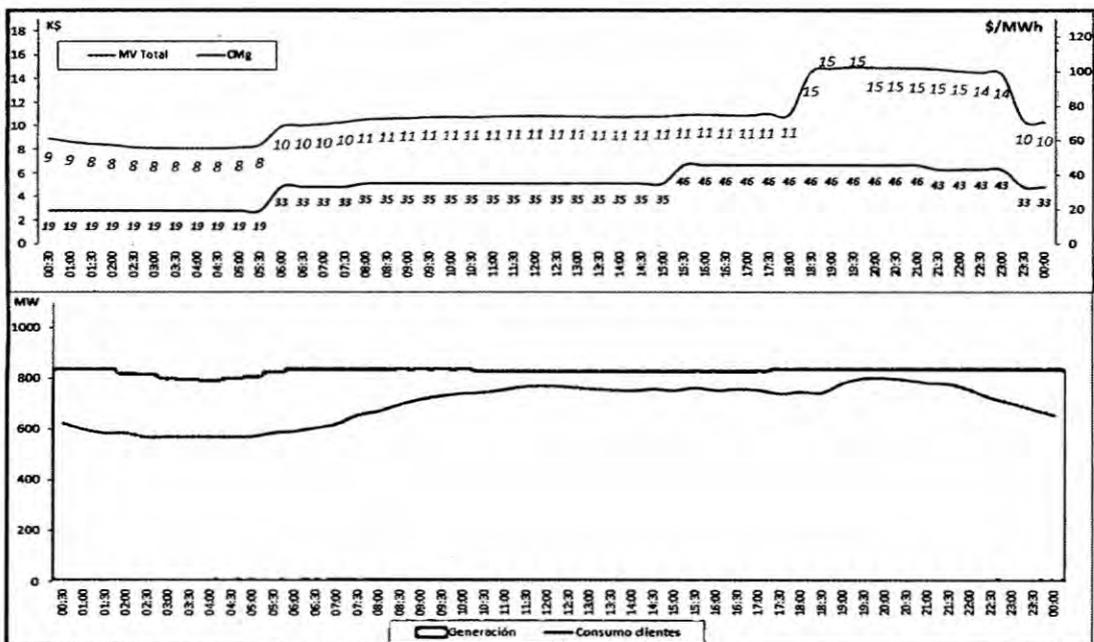
e. Caso 4

Margen variable de la empresa en condiciones con competencia 4

Condiciones:

- La Empresa ofertó un precio tope para RSF
- Los demás participantes ofertaron un precio para RSF igual a cero

Figura 5.5 Margen variable para estiaje 2014, caso 4



Conclusión:

- La Empresa, con las presentes condiciones no llega a calzar en el mercado de servicios complementarios
- La Empresa tiene un despacho, de acuerdo a la optimización del modelo para la época de estiaje

5.1.2. Avenida 2015

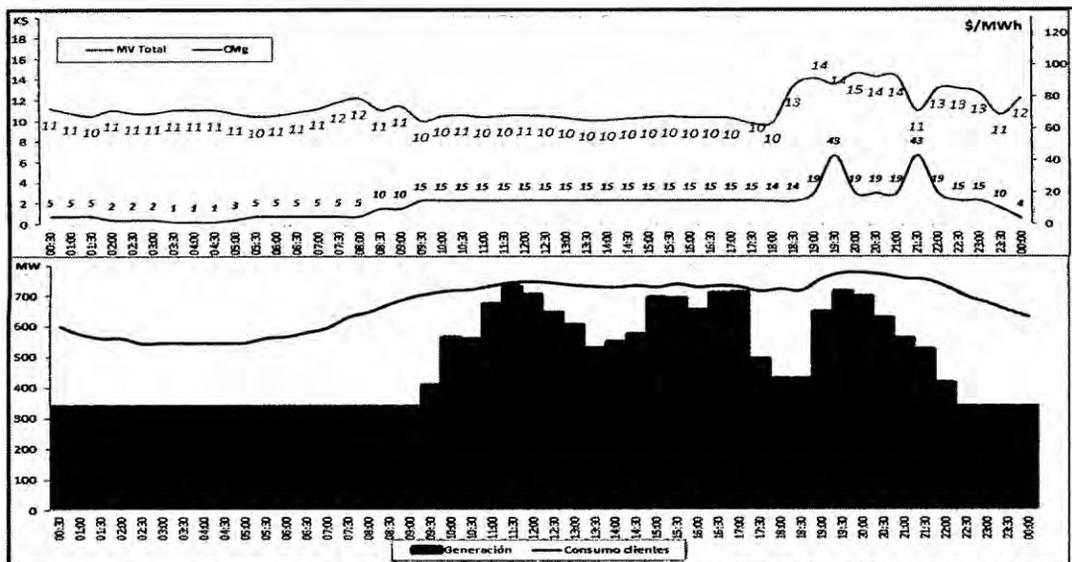
a. Caso 0

Margen variable de la empresa en condiciones sin competencia

Condiciones:

- La Empresa no puede realizar oferta, por no existir competencia por el mercado

Figura 5.6 Margen variable para avenida 2015, caso 0



Conclusión:

- La Empresa, sin competencia por el mercado no tiene la opción de participar por el servicio de regulación secundaria de frecuencia

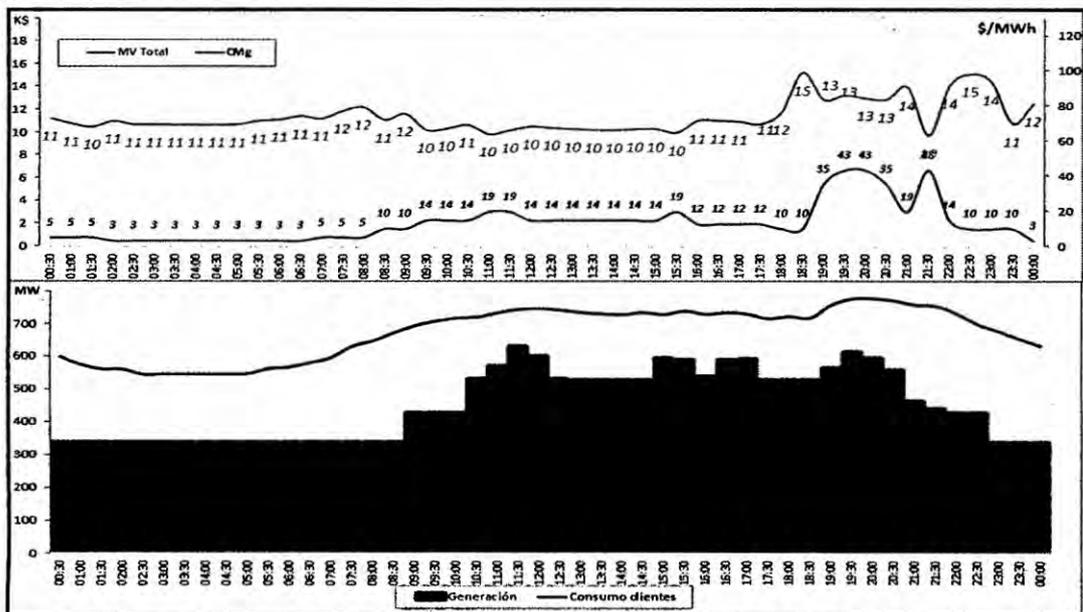
b. Caso 1

Margen variable de la empresa en condiciones con competencia 1

Condiciones:

- La Empresa ofertó un precio para RSF igual a cero
- Los demás participantes ofertaron un precio para RSF igual a cero

Figura 5.7 Margen variable para avenida 2015, caso 1



Conclusión:

- La Empresa, en condiciones normales solo llega a calzar en el mercado de servicios complementarios de regulación de frecuencia

en horas de media y máxima demanda, según se aprecia en la figura de arriba

- La Empresa tiene un despacho, de acuerdo a la optimización del modelo para la época de estiaje, es decir, preferentemente a mínima generación o generación parcial

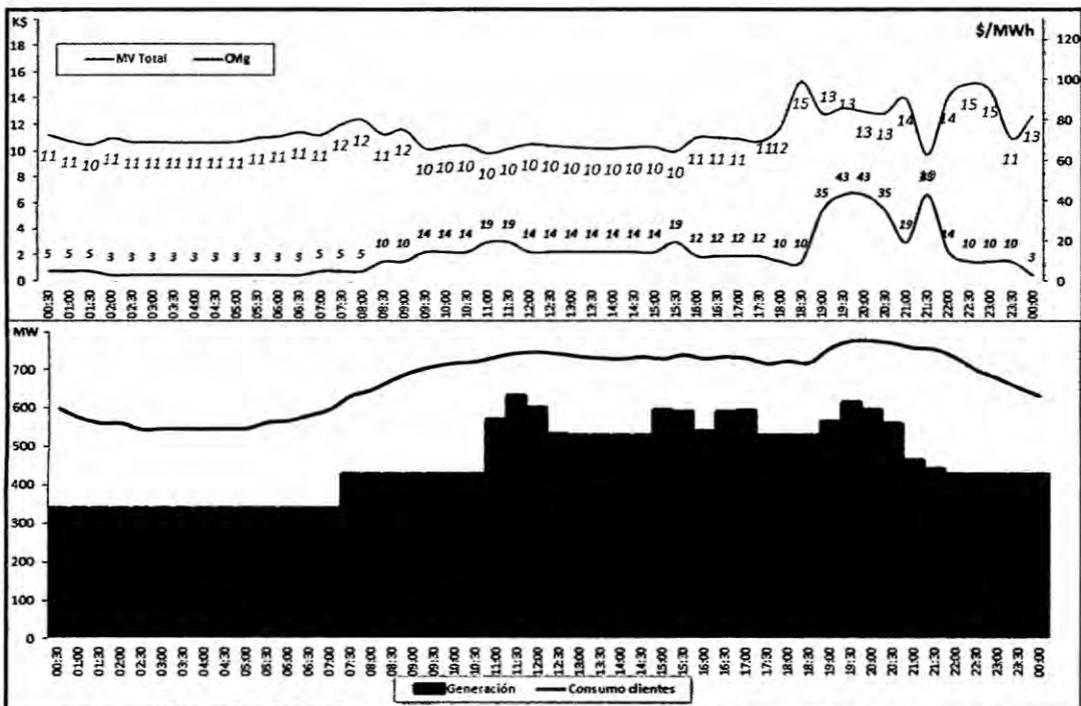
c. Caso 2

Margen variable de la empresa en condiciones con competencia 2

Condiciones:

- La Empresa ofertó un precio para RSF igual a cero
- Los demás participantes ofertaron un precio tope para RSF

Figura 5.8 Margen variable para avenida 2015, caso 2



Conclusión:

- La Empresa, en condiciones normales solo llega a calzar en el mercado de servicios complementarios de regulación de frecuencia en horas de media y máxima demanda

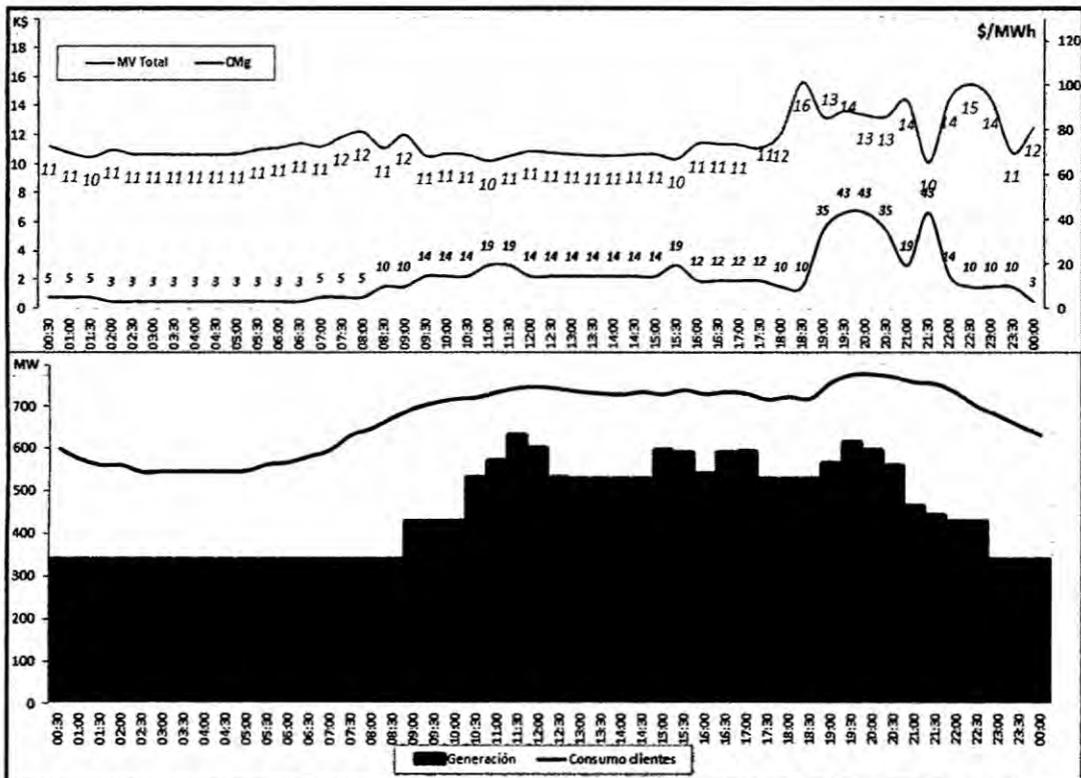
d. Caso 3

Margen variable de la empresa en condiciones con competencia 3

Condiciones:

- La Empresa ofertó un precio tope para RSF
- Los demás participantes ofertaron un precio tope para RSF

Figura 5.9 Margen variable para avenida 2015, caso 3



Conclusión:

- La Empresa, en condiciones normales solo llega a calzar en el mercado de servicios complementarios de regulación de frecuencia en horas de media y máxima demanda
- La Empresa tiene un despacho, de acuerdo a la optimización del modelo para la época de estiaje, es decir, preferentemente a mínima generación o generación parcial

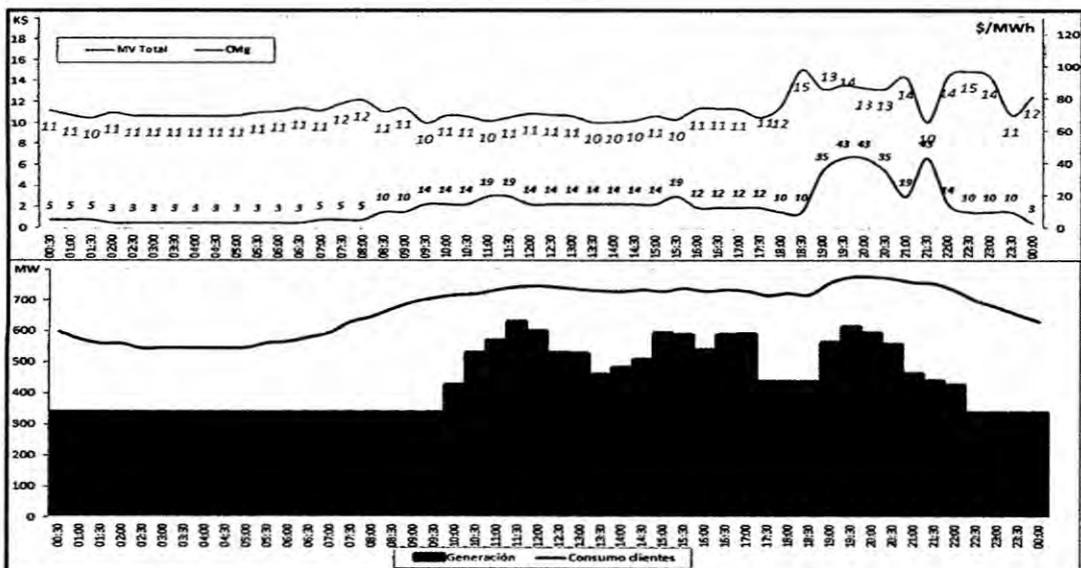
e. Caso 4

Margen variable de la empresa en condiciones con competencia 4

Condiciones:

- La Empresa ofertó un precio tope para RSF
- Los demás participantes ofertaron un precio para RSF igual a cero

Figura 5.10 Margen variable para avenida 2015, caso 4



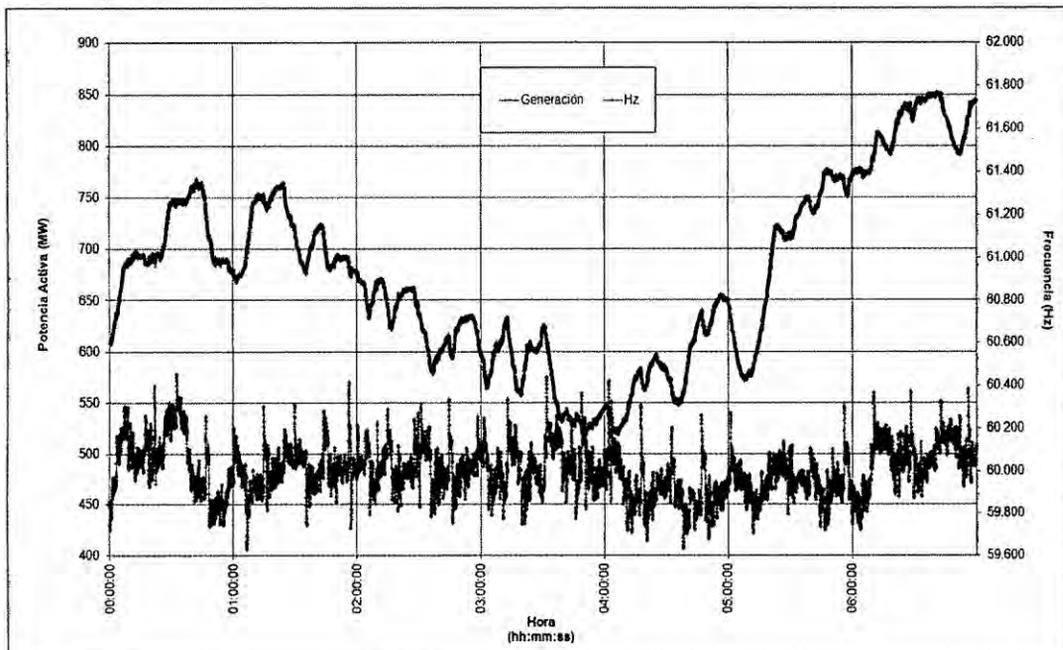
Conclusión:

- La Empresa, con las presentes condiciones no llega a calzar en el mercado de servicios complementarios de regulación de frecuencia, según se aprecia en la figura de arriba
- La Empresa tiene un despacho, de acuerdo a la optimización del modelo para la época de estiaje, es decir, preferentemente a plena generación

5.2. Análisis de la confiabilidad en el SEIN

Se analizó el desempeño de la unidad de generación de La Empresa y su impacto en la calidad y confiabilidad del SEIN, a continuación se muestra el servicio prestado por una central térmica de ciclo combinado, es decir, la evolución de la potencia generada respecto a los cambios de la frecuencia del sistema:

Figura 5.11 Desempeño de regulación secundaria de frecuencia de una central térmica



En la figura 5.11 se aprecia que la central térmica realiza satisfactoriamente la regulación secundaria de frecuencia, manteniendo las desviaciones de frecuencia cercanas a la frecuencia de consigna. Mayor detalle se aprecia a continuación:

Cuadro 5.1 Desviaciones de frecuencia de una central térmica

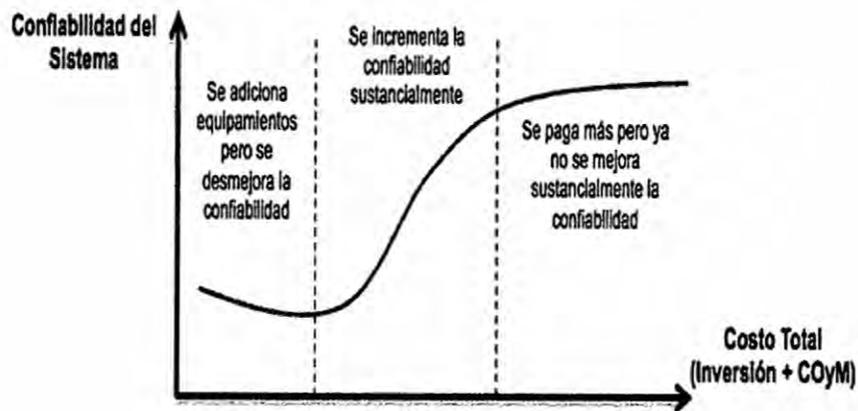
Unidad	TG1	TG2	TG3	TV
<i>Tiempo</i>	<i>mHz</i>	<i>mHz</i>	<i>mHz</i>	<i>mHz</i>
00:00:00	-48.264	-49.193	-49.329	-48.929
01:00:00	-5.004	-5.936	-6.089	-5.676
02:00:00	-17.492	-18.422	-18.569	-18.161
03:00:00	-23.197	-24.132	-24.297	-23.875
04:00:00	-0.587	-1.523	-1.698	-1.269
05:00:00	46.593	45.656	45.472	45.907
06:00:00	30.385	29.462	29.361	29.736

El cuadro 5.1 pone de manifiesto que el servicio de regulación secundaria de frecuencia prestado por una central térmica es aceptable, es decir, cubre los desvíos previstos y aleatorios de la demanda del SEIN, manteniendo la frecuencia dentro de los límites establecidos por la NTCSE y NTCOTR.

La teoría nos muestra que para incrementar la confiabilidad del sistema es imperativo un incremento en la inversión y el COyM (Costo de operación y mantenimiento), los análisis económicos realizados muestran que el margen variable de una empresa que realiza el servicio complementario de regulación secundaria de frecuencia se incrementa, esta es la justificación para que una empresa invierta en adecuar sus equipos para poder realizar el servicio de RSF.

Cualitativamente, la mejora en la confiabilidad del sistema se dio a partir de la disponibilidad de potencia y energía de las unidades generadoras participantes en el MEPSC para la prestación del servicio de la RSF.

Figura 5.12 Nivel de confiabilidad del sistema



Fuente: (Economía del Sector Eléctrico, 2011)

En la figura 5.12 se puede apreciar que de los análisis cualitativos de la confiabilidad del sistema, el presente trabajo muestra que el SEIN ha incrementado su confiabilidad sustancialmente, basándose en el criterio del triángulo de la operación.

VI. DISCUSIÓN DE RESULTADOS

En este capítulo se realizó la contrastación de la hipótesis con los resultados obtenidos en el capítulo cuatro, así mismo se contrastan los resultados con otros estudios similares, descritos en el capítulo tres.

Para que exista un modelo de mercado se necesita de una oferta y una demanda, la oferta en este modelo está dada por la disponibilidad de potencia y energía de las unidades generadoras, y la demanda por el porcentaje del margen de reserva rotante que se utilizará para el servicio de regulación secundaria de frecuencia. De esta manera se formará un mercado de competencia perfecta.

6.1. Contrastación de hipótesis con resultados

Mediante el fomento de una regulación por incentivos económicos atractivos para el reconocimiento eficiente del servicio de regulación secundaria de frecuencia dentro del mercado eléctrico peruano de servicios complementarios, los agentes generadores tuvieron una participación más activa para realizarlo dentro de un modelo de competencia perfecta basado en ofertas.

Se comprobó que prestar el servicio de regulación secundaria de frecuencia es atractivo para la empresa. A continuación se muestra el consolidado de los resultados obtenidos:

6.1.1. Estiaje 2014

A continuación se muestran los márgenes variables para los diferentes casos y escenarios analizados para el estiaje 2014

Cuadro 6.1 Resumen del margen variable para el estiaje 2014

Margen Variable (Miles US\$)	CASO 0	CASO 1	CASO 2	CASO 3	CASO 4
<i>Margen Variable Operativo de Energía</i>	383.9	406.1	402.8	405.8	406.1
<i>Margen Variable Comercial de Energía</i>	206.9	177.2	177.2	177.2	177.2
<i>Pago de Servicio de Transporte Firme de Gas</i>	-184.4	-183.2	-181.9	-182.6	-183.2
<i>Potencia y Otros</i>	126.5	127.2	127.7	127.4	127.2
<i>Cobro por Costo de Oportunidad</i>	0.0	0.0	3.1	0.9	0.0
<i>Cobro por Asignación de Reserva</i>	0.0	0.0	0.0	2.3	0.0
<i>Pagos de La Empresa por RSF</i>	-9.1	-1.2	-4.0	-3.5	-1.1
Total (Miles US\$)	523.8	526.1	524.9	527.5	526.2
Costos Marginales (USD/MWh)					
<i>Base</i>	25.7	23.6	23.6	23.6	23.6
<i>Media</i>	34.9	36.3	36.3	36.3	36.3
<i>Punta</i>	38.2	43.4	43.4	43.4	43.4
<i>Costos Marginales Promedios (USD/MWh)</i>	33.0	34.4	34.4	34.4	34.4
Costo Total de la Operación del SEIN (Miles US\$)	968.8	992.8	1008.7	1011.6	993.6

Conclusión: Se comprobó que participar en el MEPSC es atractivo para La empresa porque se optimiza su margen variable diario en 2.3, 1.1, 3.7 y 2.4 Miles US\$ para los casos 1, 2, 3 y 4, respectivamente.

6.1.2. Avenida 2015

A continuación se muestran los márgenes variables para los diferentes casos y escenarios analizados para la avenida 2015

Cuadro 6.2 Resumen del margen variable para el avenida 2015

Margen Variable (Miles US\$)	CASO 0	CASO 1	CASO 2	CASO 3	CASO 4
<i>Margen Variable Operativo de Energía</i>	15.0	26.3	27.4	26.3	24.5
<i>Margen Variable Comercial de Energía</i>	567.6	555.6	555.6	555.6	555.6
<i>Pago de Servicio de Transporte Firme de Gas</i>	-180.4	-180.4	-180.4	-180.4	-180.4
<i>Potencia y Otros</i>	137.0	137.7	137.4	137.7	138.1
<i>Cobro por Costo de Oportunidad</i>	0.0	4.6	4.6	4.6	4.6
<i>Cobro por Asignación de Reserva</i>	0.0	0.0	0.0	10.3	6.9
<i>Pagos de La Empresa por RSF</i>	-9.3	-1.0	-3.6	-3.8	-2.6
Total (Miles US\$)	529.9	542.8	541.1	550.4	546.8
Costos Marginales (USD/MWh)					
<i>Base</i>	4.5	2.5	2.5	2.5	2.5
<i>Media</i>	18.0	18.7	18.7	18.7	18.7
<i>Punta</i>	20.4	22.8	22.8	22.8	22.8
Costos Marginales Promedios (USD/MWh)	14.3	14.6	14.6	14.6	14.6
Costo Total de la Operación del SEIN (Miles US\$)	624.2	592.3	598.9	610.6	601.0

Conclusión: Se comprobó que para la avenida 2015, participar en el MEPSC es atractivo para La empresa porque se optimiza su margen variable diario en 12.9, 11.2, 20.5 y 16.9 Miles US\$ para los casos 1, 2, 3 y 4, respectivamente.

6.2. Contratación de resultados con otros estudios similares

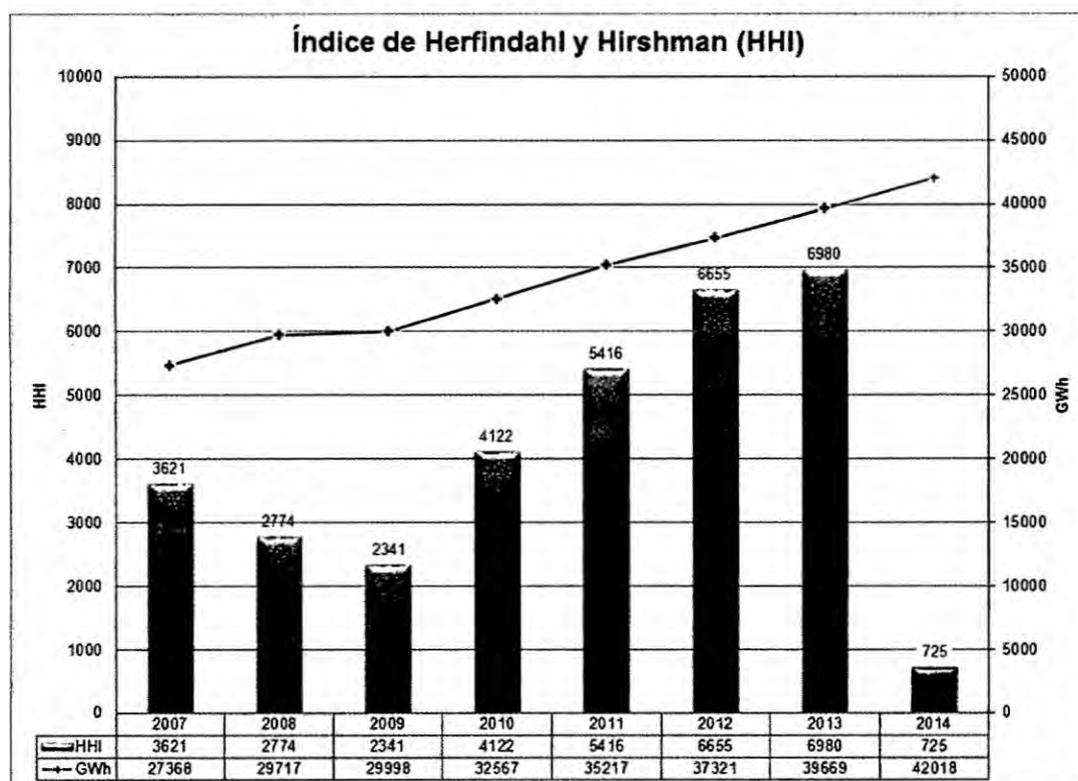
Las presentes condiciones de los servicios complementarios no generaban las señales adecuadas de participación de los agentes generadores y por tanto no eran capaces de asegurar un margen de reserva que permita considerar al sistema eléctrico interconectado nacional como confiable y calidad.

Según el cuadro 5.1 de la página 185, se manifiesta que el servicio de regulación secundaria de frecuencia prestado por una central térmica es aceptable, es decir, cubre los desvíos previstos y aleatorios de la demanda del SEIN, manteniendo la frecuencia dentro de los límites establecidos por la NTCSE y NTCOTR.

En relación a la concentración del mercado con los participantes del MEPSC, se comprobó que con las premisas del presente trabajo, las unidades de generación indicadas en el Anexo 3 son las aptas para prestar el servicio de regulación secundaria de frecuencia, por lo tanto el mercado eléctrico

peruano de servicios complementarios a partir de ahora funcionará sin concentración de mercado⁵³, según se muestra en el siguiente cuadro:

Figura 6.1 HHI para la regulación secundaria de frecuencia en el Perú, período 2007-2014



El indicador HHI igual a 725, según el cuadro 2.1 de la página 88, demuestra que se logró en el SEIN un mercado desconcentrado, con libertad de entrada y salida de cada participante, con la opción de optimizar su margen variable mediante un precio y servicio atractivo dentro de un contexto de mercado de competencia perfecta.

⁵³ Los datos del año 2014 fueron proyectados, según las consideraciones del punto 4.1.

VII. CONCLUSIONES

Luego de haber realizado el presente trabajo sobre el servicio de regulación secundaria de frecuencia en el mercado eléctrico peruano, se presentan las siguientes conclusiones:

- a) Los servicios complementarios proporcionan un gran apoyo para asegurar la calidad del servicio y la confiabilidad del sistema. Por esta razón se necesita regular y tarifcar de manera óptima estos servicios. En los países desarrollados, como Australia, Inglaterra y Estados Unidos estos servicios se encuentran normados para que haya una claridad en los contratos entre proveedores y usuarios. En nuestro país aún no existe una situación muy clara sobre mercado de servicios complementarios y el presente trabajo presentó las disposiciones para iniciar a trabajar en estos conceptos.

- b) Un mercado con alta concentración, es decir, con poder del mercado, no muestra la tendencia a llegar a la eficiencia económica. La situación del servicio de regulación secundaria de frecuencia se debería clarificar considerando una sección especial para este. Al

parecer esto no sucede debido al perjuicio de la rentabilidad de las empresas, y como estas tienen cierto poder del mercado, estas normas tendrían muchas trabas en el camino. De lo analizado en el presente trabajo se deduce que los incentivos económicos ayudan a introducir competencia, mermar el poder de mercado, mejorar la calidad y confiabilidad, es decir, ayudan a gestionar eficientemente los servicios.

- c) Por las condiciones de optimización del despacho económico, haber introducido el servicio de regulación secundaria de frecuencia dentro de la ecuación de minimización del costo total de la operación del sistema es lo más eficiente. De los resultados analizados para la época de estiaje y avenida se demuestra que: para la mínima demanda de la época de estiaje la prioridad para la realización del servicio de regulación secundaria de frecuencia la tienen las centrales térmicas, esto se debe básicamente al criterio de optimización del uso del agua, mientras que para la mínima demanda de la época de avenida la prioridad para la realización del servicio de regulación secundaria de frecuencia la tienen las centrales hidroeléctricas, esto se debe básicamente al criterio de vertimiento del agua. Cabe resaltar que en todo sistema hidrotérmico, como el caso Peruano, la

combinación de uso de los recursos hídricos y térmicos siempre nos brindan la minimización del costo de la operación en el corto, mediano y largo plazo.

d) No existe una combinación ideal de los tres objetivos de la operación.

La combinación óptima es única para cada sistema y varía conforme a cada condición de operación. Los objetivos de seguridad y economía son aún contradictorios a causa de razones obvias: una mayor seguridad implica mayores costos de operación. Adicionalmente, los sistemas de regulación de frecuencia y los esquemas suplementarios de respaldo son complementarios y conjuntamente integran el esquema completo de regulación y control de frecuencia para garantizar la seguridad y calidad de suministro en el SEIN en casos de desbalances de demanda o eventos. Según lo analizado en el presente trabajo, este servicio complementario de regulación de frecuencia es el más importante para que el usuario final goce del servicio eléctrico.

VIII. RECOMENDACIONES

- a) Analizar la factibilidad de introducir el concepto de mercado para el servicio complementario de regulación de tensión mediante el aporte de reactivos de las centrales de generación eléctrica. Asimismo, aplicar la regulación por precio tope para este servicio. Este sistema mejorará la confiabilidad y calidad del servicio y por ende se trata de la aplicación de un mecanismo eficiente para el beneficio de todo el sistema eléctrico. Una opción de precio tope para este servicio sería compararlo con la inversión en un equipo de compensación estático o dinámico.

- b) Evaluar el beneficio de embalsar el recurso hídrico, cuando una central de esta tecnología realiza el servicio de regulación secundaria de frecuencia, pues esto significaría un doble cobro por el agua no generada, básicamente este fenómeno se presenta para la época de estiaje.

- c) Suspender el IVDF (Índice de Variación Diaria de Frecuencia) como indicador de calidad para la desviación de la frecuencia en la

operación del sistema eléctrico, porque su aplicación dentro de una regulación secundaria de frecuencia únicamente originaría que el margen para reserva secundaria de frecuencia se agote y el servicio pueda llegar a ser ineficiente en el sistema eléctrico. Lo más evidente del IVDF, según las investigaciones realizadas, es su aplicación en las interconexiones internacionales o entre grandes áreas que negocian energía, porque cualquier desvío del IVDF significa una desviación de la potencia contratada a ser suministrada lo que se traduce en dinero que se paga o se deja de pagar. Por lo que se puede concluir que el IVDF tiene una connotación económica de negocio que como parámetro para el control de calidad de la frecuencia.

IX. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

Alfredo Dammert Lira, Raúl García Carpio y Fiorella Molinelli Aristondo. 2010. *Regulación y Supervisión del Sector Eléctrico*. Lima : Fondo Editorial de la PUCP, 2010.

Ancillary Service Market. **Zagdkhorol, Bayasgalan y Shuljenko, S.V. 2008.** Moscow, Russia : IEEE, 2008.

Ancillary Services for Renewable Integration. **Chuang, A. S. y Shwaegerl, C. 2009.** París : CIGRE, 2009.

Carlos Alberto Suazo Martínez. 2009. *Modelo de asignación de responsabilidades para servicios complementarios de regulación de frecuencia*. Santiago de Chile : Universidad de Chile, 2009.

COES. 2013. Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional. [En línea] 2013. <http://www.coes.org.pe/wcoes/inicio.aspx>.

Cristina Loreto Oyarzún Barrera. 2009. *Análisis del mercado de servicios complementarios de control de frecuencia*. Santiago de Chile : Universidad de Chile, 2009.

Cristina Martínez Vidal y Victoriano Casajús Díaz. 2007. *Mix de generación en el sistema eléctrico español en el horizonte 2030.* Madrid : Foro de la Industria Nuclear Española, 2007.

Dammert Lira, Alfredo, Molinelli Aristondo, Fiorella y Carbajal Navarro, Max. 2013. *Teoría de la Regulación Económica.* s.l. : Fondo Editorial USMP, 2013.

Dammert, Alfredo, Molinelli, Fiorella y Carbajal, Max. 2011. *Fundamentos Técnicos y Económicos del Sector Eléctrico.* Lima : OSINERGMIN, 2011.

Economía del Sector Eléctrico. **David Orosco. 2011.** Callao : Universidad Nacional del Callao, 2011.

ENDESA. 2001. *Nivel óptimo de contratos de suministro y análisis de riesgo.* España : s.n., 2001.

Frequency Regulation Services: A comparative Study of Select North American and European Reserve Markets. **Pandurangan, Vivek, SMIEEE, Hamidreza Zareipour y LFIEEE, Om Malik. 2012.** Calgary, Canada : IEEE, 2012.

Habilitación del Centro de Control - Proceso de la Operación del Sistema. **Alberto Muñante Aquije. 2011.** Lima : Red de Energía del Perú, 2011.

Impacto en regulación frecuencia-potencia de los cambios de programa en escalón de las unidades generadoras. **Cortés, Ignacio Egido, y otros. 2011.** España : s.n., 2011.

JOSKOW, Paul y TIROLE, Jean. 2007. *Reliability and Competitive Electricity Markets.* s.l. : RAND Journal of Economics, 2007. págs. 60-84. Vol. 38.

Juan Carlos Rucián Castellanos. 2007. *Análisis del mercado eléctrico de regulación secundaria.* Madrid : Universidad Pontificia Comillas, 2007.

KIRSCHEN, Daniel S. y STRBACS, Goran. 2004. *Power System Economics.* England : John Wiley & Sons, 2004. ISBN.

Kundur, Prahba. 1994. *Power System Stability and Control.* California : McGraw-Hill, 1994.

La Oferta y la Demanda. **David Orosco. 2012.** Callao : Universidad Nacional del Callao, 2012.

Ledesma, Pablo. 2008. *Regulación de frecuencia y potencia.* s.l. : Universidad Carlos III de Madrid, 2008.

Load Frequency Control: Problems and Solutions. **Wen, TAN. 2011.** Yantai, China : IEEE, 2011.

Los mercados eléctricos y los servicios de ajuste del sistema. **Carbajo, Alberto. 2006.** España : Red Eléctrica de España, 2006.

MEM. 2005. Norma Técnica para la Coordinación de la Operación en Tiempo Real. 2005.

Ministerio de Energía y Minas. 2006. Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica (Ley N° 28832). 2006.

OSINERGMIN. 2005. *Reformas Estructurales en el Sector Eléctrico Peruano - Documento de Trabajo Nro.5.* Lima : s.n., 2005.

PSR. PSR. *PSR.* [En línea] [Citado el: 01 de Junio de 2014.] http://www.psr-inc.com.br/portal/psr_es.

STOFT, Steven. 2002. *power System Economics: Designing markets for Electricity.* s.l. : Wiley-IEEE Press, 2002.

Suplemento del BOE. 2009. P.O. 7.2 Regulación secundaria. [En línea] 28 de mayo de 2009. [Citado el: 01 de Marzo de 2014.] http://www.ree.es/sites/default/files/01_ACTIVIDADES/Documentos/ProcedimientosOperacion/PO_resol_18may2009.pdf. 129.

Trading Ancillary Services for Frequency Regulation in Comparative Electricity Markets. **Toma, Lucian, y otros. 2007.** Romania : IEEE, 2007.

XM - Los expertos en mercados. 2007. *Estudio de la Reserva Rotante y la Regulación de Frecuencia en el SEIN.* 2007.

ANEXOS

ANEXO 1

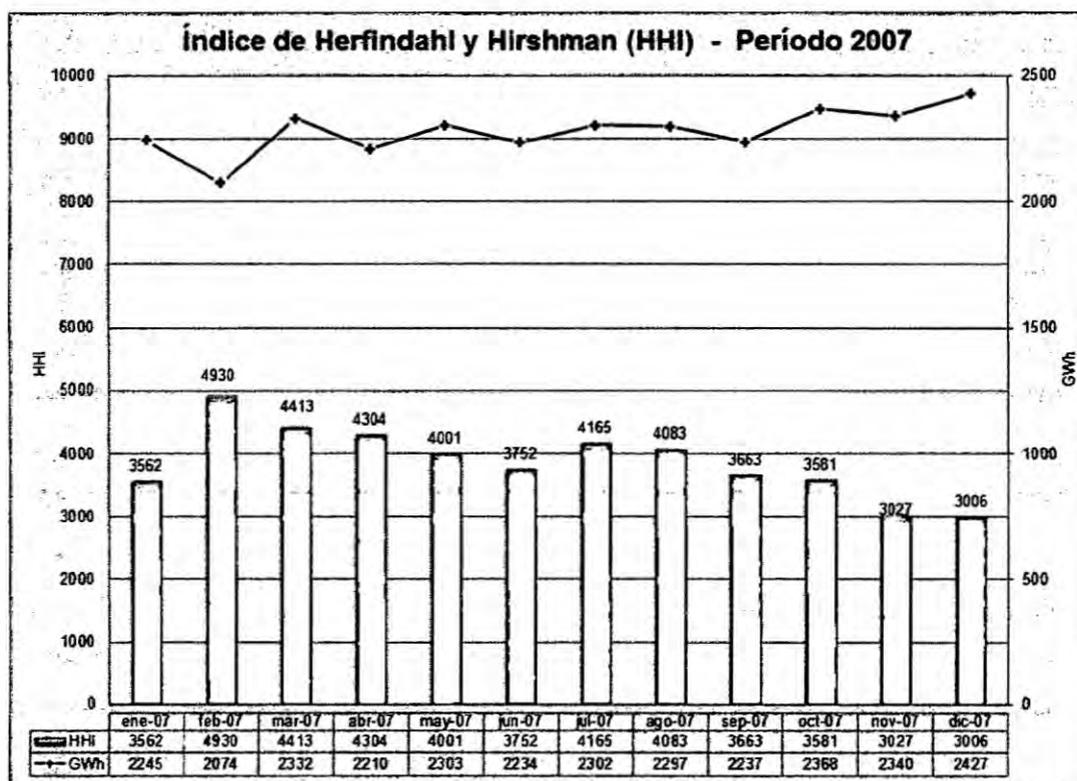
Matriz de Consistencia

Título: “LA REGULACIÓN SECUNDARIA DE FRECUENCIA COMO COMPETENCIA EN EL MERCADO ELÉCTRICO PERUANO DE SERVICIOS COMPLEMENTARIOS”				
PROBLEMAS	OBJETIVOS	HIPÓTESIS	VARIABLES	MÉTODOS
<p>General</p> <p>¿En qué medida la falta de incentivos económicos eficientes afecta negativamente a la realización de un MEPSC competitivo entre los agentes generadores para la prestación adecuada del servicio de la regulación secundaria de frecuencia?</p> <p>Específico</p> <p>¿Cómo la falta de condiciones del MEPSC no genera señales adecuadas para la participación más activa de los agentes generadores en la mejora de la confiabilidad y calidad del suministro eléctrico en el sector?</p>	<p>General</p> <p>Lograr la participación más activa de los agentes generadores en el MEPSC mediante una propuesta económica de mercado de ofertas competitivas para la prestación del servicio de RSF.</p> <p>Específico</p> <p>Evaluar las mejoras en la confiabilidad y calidad del suministro eléctrico, analizando que mientras más máquinas oferten su potencia-energía y estén disponibles para aceptar la reserva rotante para la RSF, mayor será la confiabilidad y calidad en el SEIN.</p>	<p>General</p> <p>Mediante el fomento de una regulación por incentivos económicos atractivos para el reconocimiento eficiente del servicio de RSF dentro del MEPSC, los AG tendrán una participación más activa para realizarlo dentro de un modelo de competencia perfecta basado en ofertas.</p> <p>Específico</p> <p>Las presentes condiciones de los servicios complementarios no generan las señales adecuadas de participación más activa de los AG y por tanto no son capaces de asegurar un margen de reserva que permita considerar al SEIN como confiable y de calidad.</p>	<p>Variable X : Incentivos económicos</p> <p>X₁ : Pagos por el servicio de RSF</p> <p>X₂ : Agentes generadores</p> <p>Variable Y : Mejora del servicio de RSF</p> <p>Y₁ : Competencia de los AG en el MEPSC</p> <p>Y₂ : Suministro Eléctrico</p> <p>Variable Z : Mejora de la confiabilidad en el SEIN</p> <p>Z₁ : Confiabilidad</p> <p>Z₂ : Calidad</p>	<p>General</p> <p>Consiste en demostrar que creando un modelo de mercado competitivo basado en regulación por incentivos económicos, los AG tendrán una participación más activa en la prestación del servicio de RSF. Para lograr esto se analiza económicamente el beneficio de los AG que estarían dispuestos a prestar este servicio, así como la confiabilidad del SEIN.</p> <p>Específico</p> <p>La investigación es descriptiva, explicativa, aplicada y transversal.</p>

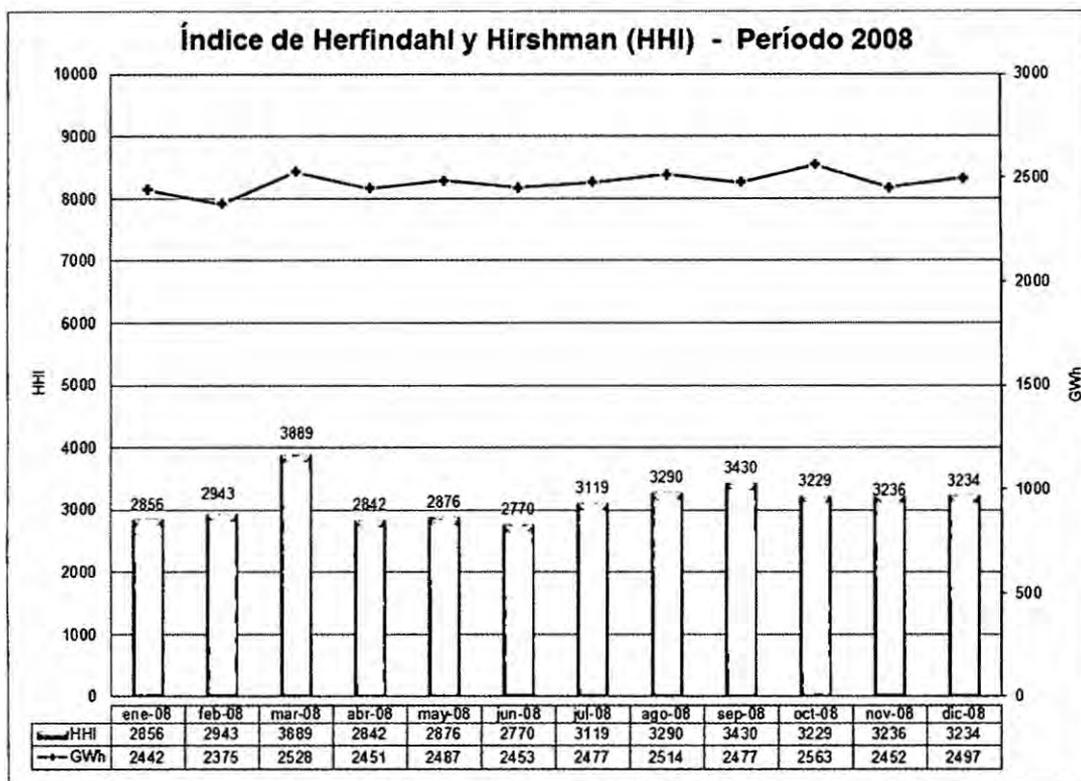
MEPSC: Mercado Eléctrico Peruano de Servicios Complementarios, AG: Agentes Generadores

ANEXO 2

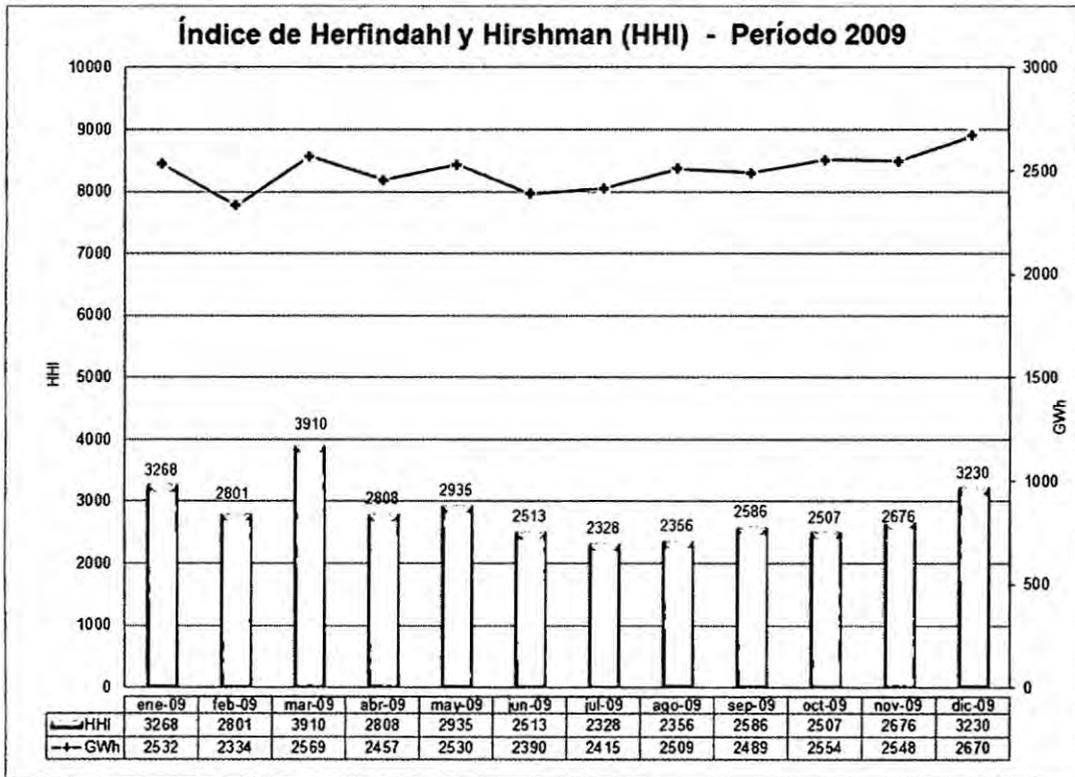
HHI aplicado al servicio de regulación secundaria de frecuencia en el periodo 2007 – 2013



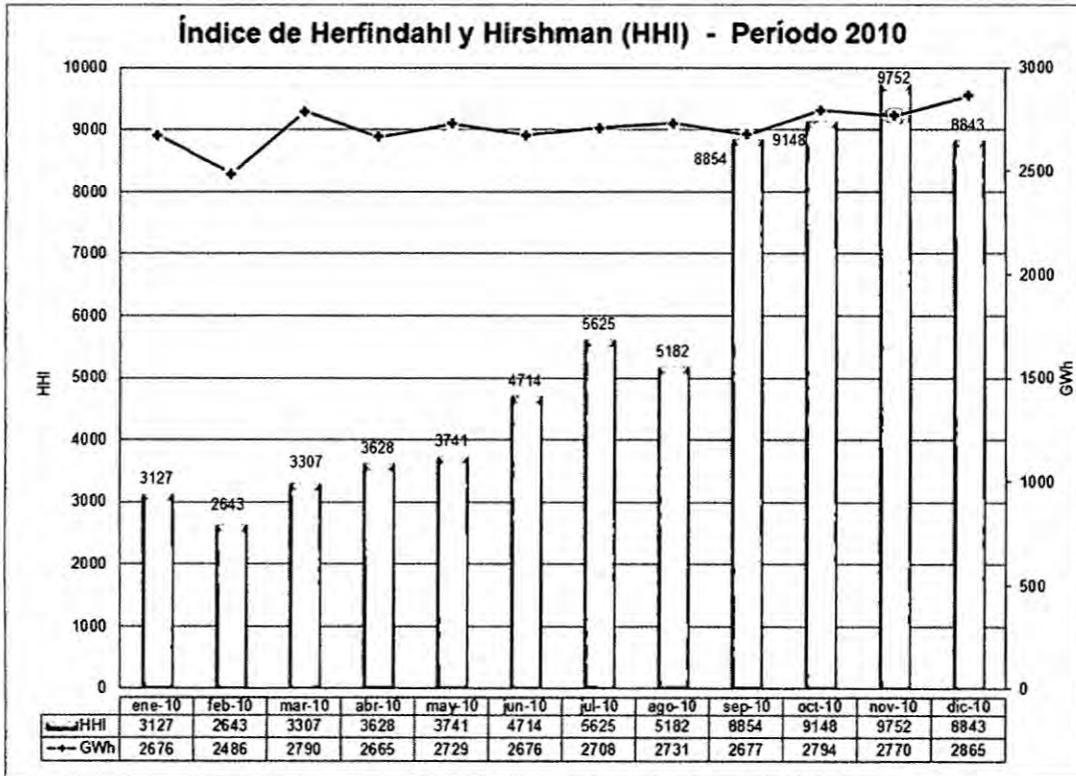
EMPRESA	ene-07	feb-07	mar-07	abr-07	may-07	jun-07	jul-07	ago-07	sep-07	oct-07	nov-07	dic-07
ELECTROPERU	0.00%	0.00%	0.00%	1.60%	3.25%	2.37%	3.26%	2.47%	9.46%	12.15%	13.07%	6.71%
EDEGEL	21.75%	56.51%	38.00%	41.93%	41.82%	42.04%	47.03%	47.06%	41.81%	41.77%	38.64%	44.71%
SN POWER	5.29%	2.78%	0.00%	0.00%	5.14%	8.12%	3.63%	2.67%	1.76%	0.98%	3.87%	6.04%
EGASA	19.15%	38.72%	54.05%	50.01%	47.01%	43.67%	43.80%	42.83%	42.48%	40.93%	35.80%	27.14%
EGENOR	0.00%	0.00%	0.62%	0.00%	0.00%	0.48%	0.25%	0.23%	0.14%	0.52%	0.00%	1.78%
SAH GABAH	1.94%	0.00%	0.48%	0.00%	0.55%	0.92%	1.51%	4.39%	4.23%	3.52%	0.46%	0.00%
ENERSUR	51.86%	0.00%	6.86%	6.45%	2.23%	2.38%	0.42%	0.10%	0.12%	0.13%	6.16%	13.60%
EEPSA	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.03%	0.00%	0.04%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
Total	100%											
HHI	3562	4930	4413	4304	4001	3752	4165	4083	3663	3581	3027	3006
GWh	2245	2074	2332	2210	2303	2234	2302	2297	2237	2368	2340	2427



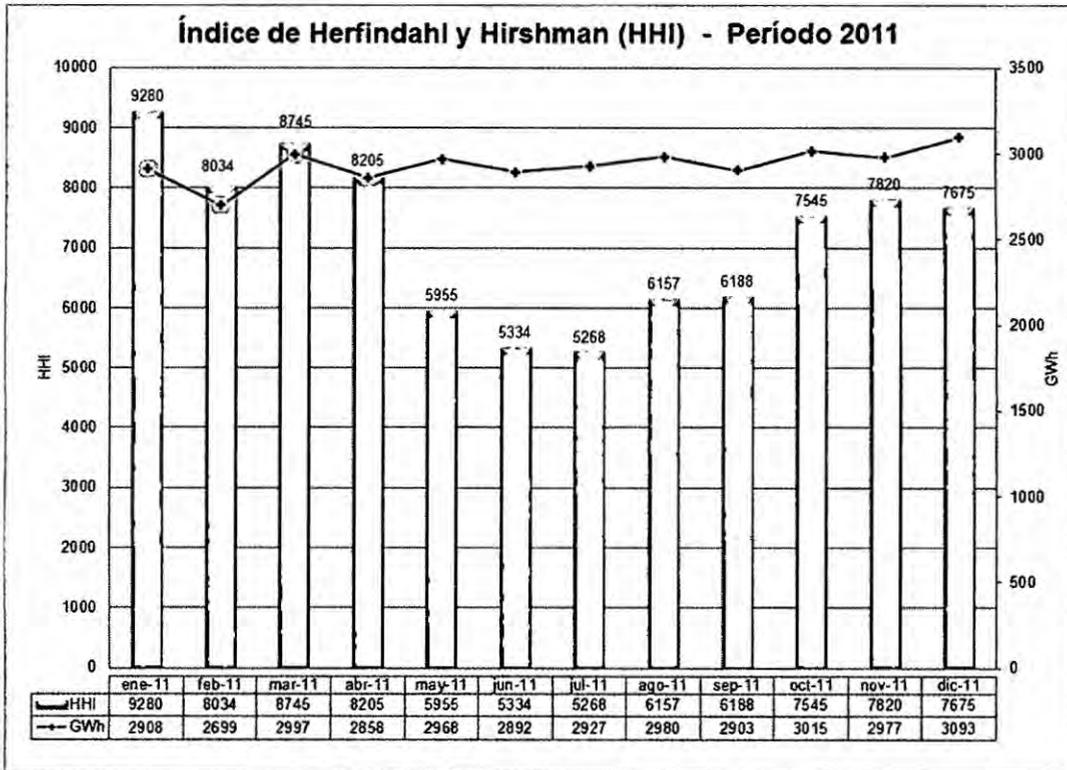
EMPRESA	ene-08	feb-08	mar-08	abr-08	may-08	jun-08	jul-08	ago-08	sep-08	oct-08	nov-08	dic-08
ELECTROPERU	1.94%	0.59%	0.02%	9.48%	38.00%	16.64%	19.39%	19.77%	24.41%	20.05%	28.82%	34.12%
EDEGEL	45.66%	30.30%	49.75%	37.93%	30.03%	33.48%	34.34%	33.79%	33.82%	34.94%	32.06%	18.80%
SHOUGESA	0.30%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
KALLPA GENERACION	11.07%	2.39%	2.12%	0.53%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
SN POWER	7.34%	10.66%	8.08%	25.52%	19.07%	12.39%	7.32%	3.35%	0.33%	4.29%	0.98%	4.07%
EGASA	20.42%	41.24%	36.50%	25.72%	12.90%	34.85%	38.86%	41.78%	41.11%	39.85%	37.09%	41.19%
EGENOR	0.00%	0.12%	0.00%	0.00%	0.00%	1.43%	0.08%	0.56%	0.00%	0.03%	0.00%	0.28%
SAN GABAN	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.02%	0.44%	0.32%	0.61%	0.32%	0.00%
ENERSUR	13.19%	14.30%	3.54%	0.00%	0.00%	1.20%	0.00%	0.31%	0.00%	0.23%	0.73%	1.54%
TERMOSELVA	0.07%	0.40%	0.00%	0.82%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
Total	100%											
HHI	2856	2943	3889	2842	2876	2770	3119	3290	3430	3229	3236	3234
GWh	2442	2375	2528	2451	2487	2453	2477	2514	2477	2563	2452	2497



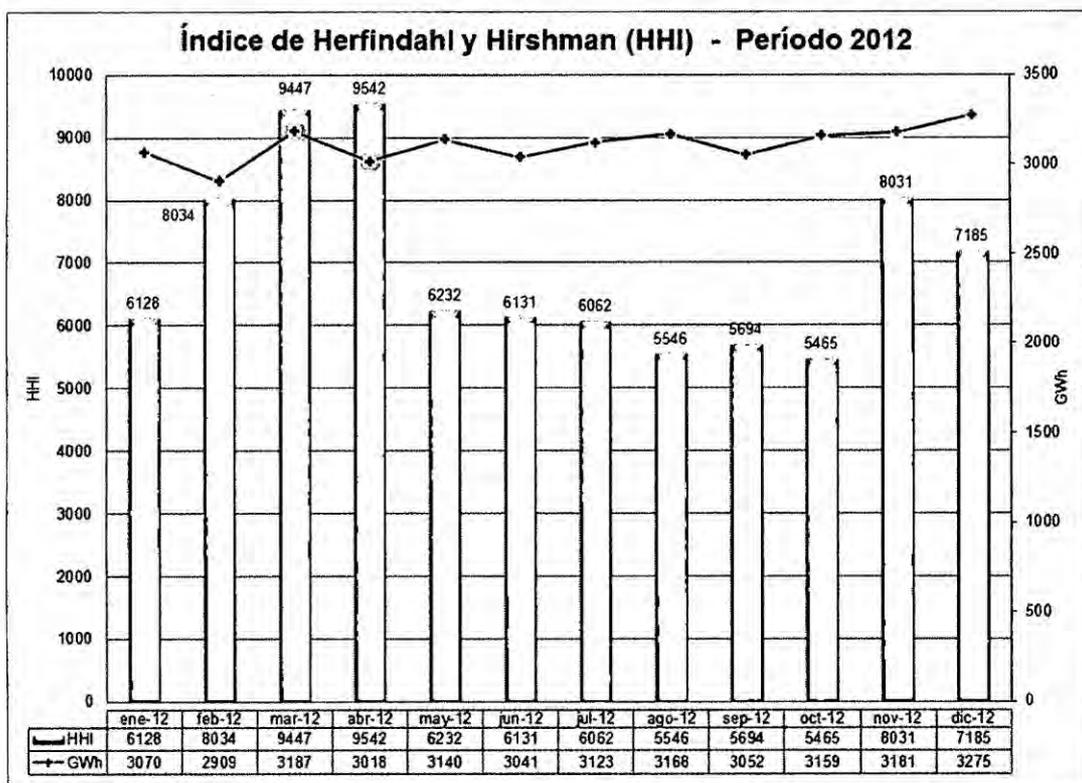
EMPRESA	ene-09	feb-09	mar-09	abr-09	may-09	jun-09	jul-09	ago-09	sep-09	oct-09	nov-09	dic-09
ELECTROPERU	2.85%	0.37%	0.97%	4.30%	10.24%	23.17%	25.60%	22.49%	21.25%	15.81%	11.48%	27.80%
EDEGEL	44.08%	34.78%	49.36%	46.03%	39.53%	35.27%	32.96%	35.56%	34.74%	40.86%	44.66%	47.49%
KALLPA GENERACION	1.39%	0.24%	2.14%	3.90%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.34%	7.30%
SN POWER	29.23%	4.68%	1.55%	11.18%	33.02%	19.89%	15.61%	11.39%	1.35%	7.07%	10.24%	5.74%
EGEMSA	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.41%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.03%	0.02%
EGASA	21.42%	27.30%	7.14%	12.20%	13.07%	18.12%	17.17%	13.39%	13.20%	20.74%	18.78%	10.72%
EGENOR	0.93%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.27%	0.53%	0.95%	0.78%	0.13%
SAN GABAN	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	1.69%	0.31%	6.59%	16.63%	27.38%	6.77%	6.75%	0.00%
ENERSUR	0.09%	4.26%	1.25%	2.87%	1.04%	2.83%	2.07%	0.26%	1.56%	7.80%	6.76%	0.79%
EEPSA	0.00%	0.00%	0.00%	0.19%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
TERMOSELVA	0.00%	28.38%	37.59%	19.33%	1.40%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.18%	0.00%
Total	100%											
HHI	3268	2801	3910	2808	2935	2513	2328	2356	2586	2507	2676	3230
GWh	2532	2334	2569	2457	2530	2390	2415	2509	2489	2554	2548	2670



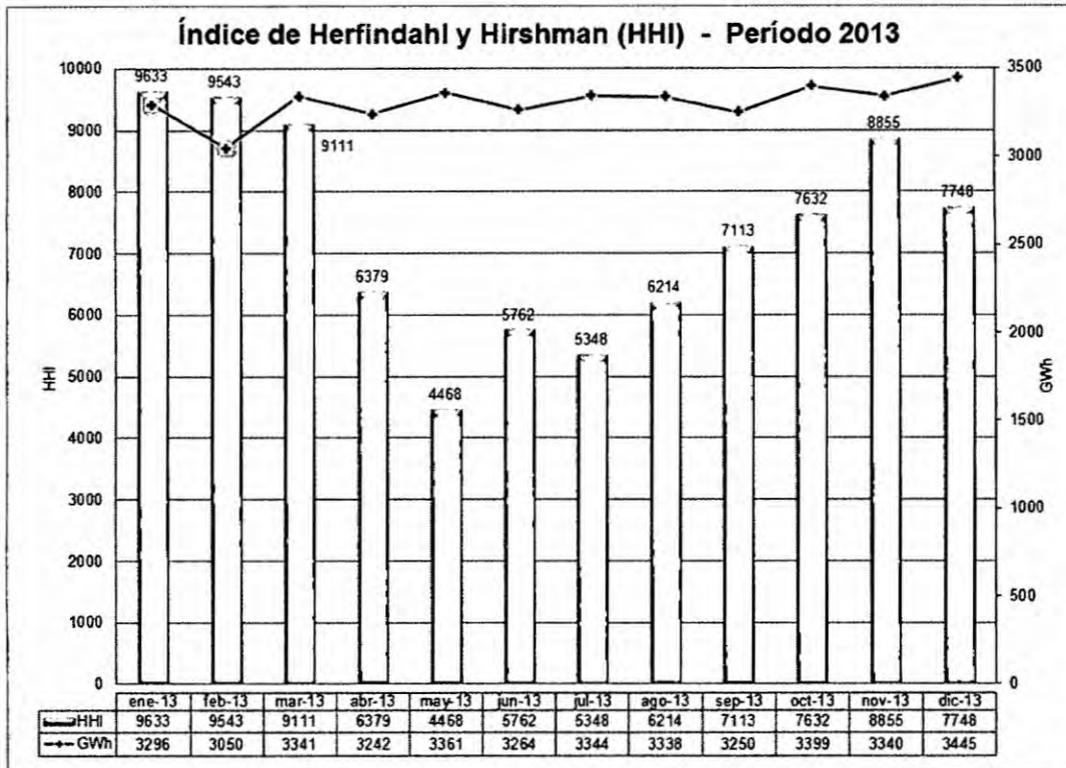
EMPRESA	ene-10	feb-10	mar-10	abr-10	may-10	jun-10	jul-10	ago-10	sep-10	oct-10	nov-10	dic-10
ELECTOPERU	10.78%	15.02%	0.00%	0.95%	48.62%	49.88%	29.48%	35.69%	93.93%	95.58%	98.75%	93.90%
EDEGEL	50.12%	42.34%	48.78%	50.54%	36.03%	47.11%	68.95%	62.50%	5.52%	3.50%	0.89%	4.96%
CELEPSA	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.27%
KALLPA GENERACION	15.12%	17.86%	22.76%	23.12%	3.67%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.05%
SN POWER	2.14%	0.00%	0.02%	0.00%	4.85%	0.68%	0.74%	0.98%	0.15%	0.76%	0.36%	0.17%
EGEMSA	0.02%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
EGA SA	1.36%	0.14%	0.18%	0.00%	0.00%	2.32%	0.08%	0.12%	0.02%	0.00%	0.00%	0.00%
EGENOR	0.22%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.08%	0.00%	0.02%	0.00%	0.00%	0.00%
SAH GABAN	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.20%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
ENERSUR	15.59%	13.56%	16.39%	23.10%	6.42%	0.00%	0.66%	0.50%	0.36%	0.15%	0.00%	0.65%
EEPSA	0.06%	0.04%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.01%	0.00%	0.00%
TERMOSELVA	4.58%	11.04%	11.86%	2.30%	0.40%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
Total	100%											
HHI	3127	2643	3307	3628	3741	4714	5625	5182	8854	9148	9752	8843
GWh	2676	2486	2790	2665	2729	2676	2708	2731	2677	2794	2770	2865



EMPRESA	ene-11	feb-11	mar-11	abr-11	may-11	jun-11	jul-11	ago-11	sep-11	oct-11	nov-11	dic-11
ELECTROPERU	95.26%	3.11%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.11%	0.09%
EDEGEL	3.67%	89.42%	93.40%	90.40%	75.90%	66.79%	64.89%	74.53%	76.34%	86.25%	88.15%	87.37%
CELEPSA	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	12.18%	0.00%	0.00%	0.00%	0.36%	3.11%	2.93%	2.54%
SHOUGESA	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.09%	0.12%	0.00%	0.00%	0.00%
KALLPA GENERACION	0.00%	0.56%	2.23%	4.13%	0.99%	0.00%	0.16%	0.00%	0.87%	0.00%	0.00%	0.24%
SN POWER	0.00%	1.03%	0.24%	1.82%	2.75%	0.01%	0.00%	0.00%	0.04%	0.00%	0.00%	0.09%
EGEMSA	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.02%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
EGASA	0.00%	0.55%	0.00%	0.00%	5.54%	29.31%	32.41%	24.52%	18.76%	9.78%	5.76%	3.56%
EGENOR	0.00%	0.00%	0.05%	0.17%	0.01%	0.00%	0.06%	0.02%	0.01%	0.03%	0.00%	0.00%
SAN GABAN	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	3.80%	0.00%	0.00%	1.19%	0.38%	0.49%	1.40%
ENERSUR	0.07%	5.19%	4.08%	3.47%	2.55%	0.09%	2.46%	0.84%	2.29%	0.44%	2.54%	4.62%
EEPSA	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.05%	0.00%	0.00%	0.00%	0.01%	0.00%	0.00%	0.00%
TERMOSELVA	0.00%	0.14%	0.00%	0.00%	0.03%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.09%
Total	100%											
HHI	9280	8034	8745	8205	5955	5334	5268	6157	6188	7545	7820	7675
GWh	2908	2699	2997	2858	2968	2892	2927	2980	2903	3015	2977	3093



EMPRESA	ene-12	feb-12	mar-12	abr-12	may-12	jun-12	jul-12	ago-12	sep-12	oct-12	nov-12	dic-12
ELECTROPERU	0.19%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.61%
EDEGEL	76.39%	89.41%	97.17%	97.67%	77.28%	74.64%	75.45%	66.98%	70.19%	66.56%	89.05%	83.62%
CELEPSA	2.77%	0.00%	0.00%	0.00%	0.98%	0.65%	1.22%	0.31%	1.78%	0.48%	0.67%	0.44%
KALLPA GENERACION	0.41%	2.15%	0.93%	0.68%	0.19%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.11%	0.33%
SN POWER	0.46%	0.02%	0.00%	0.00%	0.05%	0.09%	0.04%	0.05%	0.08%	0.07%	0.11%	0.08%
EGEMSA	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.01%
EGASA	1.04%	0.00%	0.00%	0.00%	0.22%	0.98%	18.70%	32.56%	27.65%	32.15%	10.00%	13.82%
EGENOR	16.72%	4.65%	0.00%	0.13%	15.04%	0.01%	0.00%	0.00%	0.01%	0.00%	0.01%	0.76%
SAN GABAN	0.04%	0.00%	0.00%	0.00%	5.64%	23.62%	4.24%	0.07%	0.19%	0.72%	0.00%	0.00%
ENERSUR	1.98%	3.77%	1.82%	1.50%	0.59%	0.00%	0.35%	0.03%	0.10%	0.02%	0.05%	0.32%
EEPSA	0.00%	0.00%	0.00%	0.02%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
TERMOSELVA	0.00%	0.00%	0.07%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
Total	100%											
HHI	6128	8034	9447	9542	6232	6131	6062	5546	5694	5465	8031	7185
GWh	3070	2909	3187	3018	3140	3041	3123	3168	3052	3159	3181	3275



EMPRESA	ene-13	feb-13	mar-13	abr-13	may-13	jun-13	jul-13	ago-13	sep-13	oct-13	nov-13	dic-13
ELECTROPERU	0.05%	0.00%	0.00%	10.18%	18.99%	29.30%	29.52%	18.09%	5.10%	7.93%	1.00%	8.60%
EDEGEL	98.14%	97.67%	95.37%	78.88%	61.54%	70.02%	66.84%	76.64%	83.48%	86.92%	94.03%	87.56%
CELEPSA	0.00%	0.00%	0.00%	1.92%	0.81%	0.50%	0.46%	2.23%	0.21%	1.59%	3.24%	1.73%
SHOUGESA	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.02%	0.00%	0.02%	0.00%
KALLPA GENERACION	1.04%	1.71%	4.04%	1.11%	0.77%	0.16%	0.04%	0.10%	0.25%	0.08%	0.57%	2.08%
SN POWER	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.03%	0.00%	0.00%	0.03%	0.16%	0.02%
EGASA	0.00%	0.47%	0.01%	6.94%	17.87%	0.01%	3.10%	2.81%	10.91%	3.45%	0.97%	0.00%
EGENOR	0.00%	0.02%	0.12%	0.98%	0.00%	0.00%	0.02%	0.11%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
SAN GABAN	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.03%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
ENERSUR	0.76%	0.12%	0.47%	0.00%	0.02%	0.00%	0.00%	0.00%	0.04%	0.00%	0.00%	0.00%
SANTA CRUZ	0.02%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
Total	100%											
HHI	9633	9543	9111	6379	4468	5762	5348	6214	7113	7632	8855	7748
GWh	3296	3050	3341	3242	3361	3264	3344	3338	3250	3399	3340	3445

ANEXO 3

Unidades de generación del SEIN calificadas para realizar el servicio de regulación secundaria de frecuencia

EMPRESA	CENTRAL	UNIDAD	Máxima generación (MW)	Mínimo técnico (MW)	Margen de regulación (MW)	Velocidad de carga (MW/min)	Mando centralizado	Tipo de control	
CELEPSA	CH PLATANAL	G1	111	20	91	20	Si	Automático	
		G2	110	20	90	20		Automático	
CHINANGO	CH CHIMAY	G1	75.5	45	30.5	10	No	Automático	
		G2	75.5	45	30.5	10		Automático	
	CH YANANGO	G1	42.8	10	32.8	10	Si	Automático	
EDEGEL	CH CALLAHUANCA	G1	15.1	8	7.1	9.6	Si	Automático	
		G2	15.2	8	7.2	9.6		Automático	
		G3	15.2	8	7.2	9.6		Automático	
		G4	34.8	15	19.8	15		Automático	
	CH HUAMPANI	G1	15.7	6	9.7	7.5	Si	Automático	
		G2	14.4	6	8.4	7.5		Automático	
	CH HUINCO	G1	58.8	30	28.8	30	Si	Automático	
		G2	63.7	30	33.7	30		Automático	
		G3	62.3	30	32.3	30		Automático	
		G4	62.4	30	32.4	30		Automático	
	CH MATUCANA	G1	68.1	20	48.1	30	No	Automático	
		G2	64.6	20	44.6	30		Automático	
	CH MOYOPAMPA		G1	22.8	8	14.8	10	Si	Automático
			G2	22.8	8	14.8	10		Automático
			G3	20.5	8	12.5	10		Automático
	CT SANTA ROSA		UT5	53	30	23	7	Si	Automático
			UT6	52	30	22	7		Automático
			TG8	190	135	55	6		Automático
	CT VENTANILLA		TG3	156	70	86	5	Si	Automático
			TG4	152	70	82	5		Automático
TV			484	289	195	5	Automático		
EEPSA	CT MALACAS	TG1	11	8	3	1.5	Si	Automático	
		TG4	90	15	75	1	Si	Automático	
EGASA	CH CHARCANIV	G1	48	5	43	40	Si	Automático	
		G2	48	5	43	40		Automático	
		G3	48	5	43	40		Automático	
EGEMSA	CH MACHUPICCHU	G1	29	3	26	30	Si	Automático	
		G2	29	3	26	30		Automático	
		G3	29	3	26	30		Automático	
EGENOR	CH CAÑON DEL PATO	G1	43	20	23	8.8	Si	Automático	
		G2	44	20	24	8.8		Automático	
		G3	43	20	23	8.8		Automático	
		G4	43	20	23	8.8		Automático	
		G5	44	20	24	8.8		Automático	
		G6	44	20	24	8.8		Automático	
EGENOR	CH CARHUAQUERO	G1	32	10	22	10	Si	Automático	
		G2	31	10	21	10		Automático	
		G3	30	10	20	10		Automático	
ELECTROPERU	CH MANTARO	G1	102	30	72	10	Si	Automático	
		G2	104	30	74	10		Automático	
		G3	106	30	76	10		Automático	
		G4	107	30	77	10		Automático	
		G5	84	30	54	10		Automático	
		G6	82	30	52	10		Automático	
	CH RESTITUCION	G1	70	35	35	6	Si	Automático	
		G2	71	35	36	6		Automático	
		G3	72	35	37	6		Automático	

EMPRESA	CENTRAL	UNIDAD	Máxima generación (MW)	Mínimo técnico (MW)	Margen de regulación (MW)	Velocidad de carga (MW/min)	Mando centralizado	Tipo de control
ENERSUR	CH YUNCAN	G1	45.5	16	29.5	10	No	Automático
		G2	45.8	16	29.8	10		Automático
		G3	45.3	16	29.3	10		Automático
ENERSUR	CT CHILCA 1	TG1	171	95	76	6	Si	Automático
		TG2	170	95	75	6		Automático
		TG3	194	115	79	6		Automático
		TV	811	464	347	21		Automático
		TG1	39	20	19	9		Automático
	CT ILO1	TG2	42	10	32	5.1	Si	Automático
		TV3	66	15	51	0.3		Automático
		TV4	66	15	51	0.3		Automático
	CT ILO2	TVC1	135	67	68	1.35	Si	Automático
KALLPA	CT KALLPA	TG1	185	100	85	6	Si	Automático
		TG2	185	100	85	6		Automático
		TG3	185	100	85	6		Automático
		TV	840	500	340	18		Automático
	CT LAS FLORES	TG1	185	100	85	6	No	Automático
SAN GABAN	CH SAN GABAN	G1	56	20	36	165	Si	Automático
		G2	56	20	36	165		Automático
SN POWER	CH CAHUA	G1	21.4	5.7	15.7	10	No	Automático
		G2	21.6	5.7	15.9	10	No	Automático
	CH GALLITO CIEGO	G1	19	10	9	3.4	Si	Automático
		G2	19	10	9	3.4		Automático
SN POWER	CH MALPASO	G1	12	1	11	10	No	Automático
		G2	12.7	1	11.7	10		Automático
		G3	11.2	1	10.2	10		Automático
		G4	11.9	1	10.9	10		Automático
	CH YAUPI	G1	22.6	1.5	21.1	20	No	Automático
		G2	22.5	1.5	21	20		Automático
		G3	22.4	1.5	20.9	20		Automático
		G4	22.4	1.5	20.9	20		Automático
		G5	22.4	1.5	20.9	20		Automático
TERMOSELVA	CT AGUAYTIA	TG1	84	40	44	4	Si	Automático
		TG2	85	40	45	4		Automático
TERMOCHILCA	CT SANTO DOMINGO DE LOS OLLEROS	TG1	200	150	50	6	Si	Automático
FENIX POWER PERU	CT FENIX	TG11	180	120	60	10	Si	Automático
		TG12	180	120	60	10		Automático
		TV	520	300	220	10		Automático
E.G. HUANZA	CH HUANZA	G1	46	20	26	10	Si	Automático
		G2	46	20	26	10		Automático

ANEXO 4

Características del NCP para la programación de la operación

Objetivo

El NCP⁵⁴ determina la operación de un sistema hidrotérmico con restricciones de transmisión de manera de minimizar costos de producción o maximizar ingresos por la venta de energía al mercado. Los costos incluyen el consumo de combustibles (costo variable de producción y arranque), costo de déficit, penalidades por violaciones de restricciones operativas, entre otros.

Aspectos del modelo

Los siguientes aspectos son modelados por NCP:

- Ecuación de balance de demanda horaria para cada barra, incluyendo pérdidas cuadráticas en los circuitos de la red de transmisión
- Modelo de flujo de potencia lineal, incluyendo restricciones de capacidad en los circuitos para el caso base y contingencias

⁵⁴ Según lo indicado por (PSR)

- Ecuación de balance hídrico para plantas en cascadas, considerando el tiempo de viaje del agua y la propagación de la onda
- Restricciones de potencia mínima y máxima de cada central, considerando las decisiones de *unit commitment*
- Volúmenes almacenados mínimos, de alerta y para el control de inundaciones en los embalses
- Restricciones sobre los caudales mínimos y máximo aguas abajo y restricciones sobre la tasa de las variaciones de estos caudales
- Opciones de integración con estudios de mediano-largo plazo: generación-meta, volumen-meta y lectura de función de costo futuro
- Restricciones de centrales térmicas: tiempo mínimo de operación y detención, rampas de potencia, disponibilidad de combustible, número de arranques
- Producción hidroeléctrica a nivel de unidad considerando la curva de eficiencia del conjunto turbina-generator, las pérdidas hidráulicas, la elevación del agua en el canal de desfogue y la curva cota x volumen
- Restricciones de seguridad (reserva primaria y secundaria, restricciones de suma de flujos en los circuitos, restricciones genéricas de generación, etc)

La solución se alcanza usando técnicas avanzadas de programación mixta lineal-entera.

Características del sistema

- Interfaz gráfica en ambiente Windows;
- Incluye Módulo de preparación de gráficos con resultados del modelo en MS Excel;
- Diversos resultados (ejemplo: generación hidráulica y térmica, costos marginales, flujos en los circuitos, volúmenes almacenados, etc).

Integración con el SDDP⁵⁵

Los datos del sistema eléctrico y la función de costo futuro del SDDP pueden ser importados por el NCP. Esta integración es automática en el ambiente *ePSR*, que también exporta los resultados del NCP al EMS (*Energy Mangement System*) además de ofrecer recursos adicionales, como la preparación automática de las condiciones iniciales para la programación de re-despachos.

⁵⁵ SDDP: Despacho Hidrotérmico Estocástico con Restricciones de Red

Integración con el modelo Optflow

Los resultados del NCP pueden ser importados por el *OptFlow* – un modelo de flujo de potencia óptimo, que determina la inyección de potencia reactiva de manera a cumplir con el nivel de voltaje requerido.

Ejemplo de aplicaciones

- Centros de despacho de carga de Bolivia, Ecuador, Guatemala, El Salvador e Perú (programación da operación diaria y semanal)
- Mayores generadoras de energía eléctrica de Turquía, con más de 30.000 MW
- Instituciones de diversos países de los Balcanes en actividades del proyecto *Southeast European Electrical System Technical Support*
- *Agder Energi* (Noruega) para maximizar ingresos en el mercado *NordPool*
- Evaluación para uso en la programación de la operación del sistema brasileiro (~5800 circuitos, 3900 barras y más de 100 hidráulicas)