



INSTITUTO GLOBAL DE ALTOS ESTUDIOS EN CIENCIAS SOCIALES (IGLOBAL)

UNIVERSIDAD PONTIFICIA COMILLAS

Compensación Económica De La Regulación de Frecuencia en República Dominicana. Propuesta De Mejoras.

Tesis para optar por el título de

MÁSTER EN REGULACIÓN ECONÓMICA DE LA INDUSTRIA ELÉCTRICA

Proponente

Alfonso Antonio Marmolejos Paulino

Director

Pablo Frías

Asesor

José Luis Moreno San Juan

01 de marzo del 2013
Santo Domingo, República Dominicana

Autorizada la entrega de tesis de máster del alumno:
Alfonso Antonio Marmolejos Paulino

Fdo.:  Fecha: 13/02/2013

DIRECTOR

José Luis Moreno San Juan

Fdo.:  Fecha: 12/10/2012

TUTOR

Pablo Frías

Fdo.:  Fecha: 12/diciembre/2012

Vº Bº del Coordinador de Tesis

Luis Olmos

Fdo.:  Fecha: 13 / 02 / 2012

RESUMEN

El servicio de ajuste más importante entregado por los generadores actualmente en República Dominicana puede considerarse como la Regulación de Frecuencia. La misión de la regulación frecuencia-potencia en un sistema eléctrico es mantener la frecuencia del sistema en su valor nominal ante las variaciones normales de la carga o ante variaciones anormales como la desconexión imprevista de un generador o una gran carga, movilizand o las reservas disponibles en el sistema.

A pesar de los avances regulatorios y avances tecnológicos en el sector energético internacional y nacional, la República Dominicana no ha logrado cumplir con los estándares de calidad reglamentados hace una década, en los inicios de la liberalización del mercado eléctrico dominicano. Dichos estándares son los siguientes [Art. 150. Reglamento Ley General de Electricidad, 2007]:

- a) 59.85 a 60.15 Hz. durante el 99.0 % del tiempo
- b) 59.75 a 60.25 Hz. durante el 99.8 % del tiempo
- c) Los equipamientos del sistema deberán estar diseñados para tolerar transitorios de frecuencia de por lo menos +3 y -2 Hz.

Una pobre reglamentación, regulación y operación de este servicio ha provocado diversas discusiones, tesis y propuestas [*por ejemplo la tesis de Alexis Vásquez 2010 y las diferentes propuestas de la mesa normativa del sector*] con el fin de mejorar tanto los aspectos económicos como los aspectos regulatorios de este necesitado servicio de ajuste.

En esta tesis, se trata específicamente los aspectos regulatorios, los mecanismos de compensación y fiscalización de la prestación de este importante servicio que es la Regulación de Frecuencia. Analizando el sistema reglamentario utilizado en la actualidad y comparándolo con otros sistemas internacionales, se determina las limitaciones existentes al igual que también se resaltan las ventajas que posee el sistema actual. Luego de haber analizado las fortalezas y deficiencias del sistema regulatorio para la Regulación de Frecuencia se realiza una propuesta sobre un mecanismo que sea compatible con la realidad del sector energético dominicano.

ABSTRACT

Currently, the most important Ancillary Service delivered by generators in the Dominican Republic can be considered as Frequency Regulation. The mission of the frequency-power regulation in a power system is to maintain the system frequency at its nominal value to the variation of an abnormal load or to variations as the unexpected shutdown of a generator or a heavy load, mobilizing reserves in system.

Despite technological and regulatory developments in the international and national energy sector, the Dominican Republic has failed to meet quality standards regulated a decade ago, in the beginning of the Dominican electricity market liberalization. These standards are the following [Art. 150. Reglamento Ley General de Electricidad, 2007]:

- a) 59.85 to 60.15 Hz for 99.0% of the time
- b) 59.75 to 60.25 Hz for the 99.8% of the time
- c) The equipment system shall be designed to tolerate transient frequency of at least +3 and -2 Hz

A poor rules, regulation and operation of this service has caused various discussions, thesis and proposals [eg Alexis Vásquez 2010 thesis and the various proposals on the industry regulations table] in order to improve the economics and regulatory aspects of this important and needed Ancillary Services.

In this thesis, is specifically addressed the regulatory aspects and mechanisms of compensation and monitoring of the provision of this important service that is frequency regulation. Analyzing the regulatory system currently used and comparing it with other international systems, the existing constraints are determined as also are highlighted the advantages possessed by the current system. After reviewing the strengths and weaknesses of the regulatory system for frequency regulation a proposal is made for a mechanism that is compatible with the reality of the Dominican energy sector.

ÍNDICE GENERAL

CAPITULO 1: REGULACIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO

1.1 Servicios de Ajustes en los Sistemas Eléctricos.....	12
1.2 Objetivos y Presentación de la Tesis.....	15

CAPITULO 2: SERVICIOS DE AJUSTES O COMPLEMENTARIOS

2.1 Regulación de Frecuencia.....	20
2.1.1 Regulación Primaria de Frecuencia (RPF).....	21
2.1.2 Regulación Secundaria de Frecuencia (RSF).....	27
2.1.3 Regulación Terciaria de Frecuencia (RTF).....	30
2.2 Regulación de Voltaje.....	32
2.3 Reposición del Sistema.....	33
2.4 Costos asociados a la Regulación de Frecuencia.....	34

CAPITULO 3: MODELOS REGULATORIOS DE SERVICIOS DE AJUSTE: REGULACIÓN DE FRECUENCIA

3.1 Modelos Regulatorios del Suministro.....	37
3.2 Modelos Regulatorios de la demanda.....	39
3.3 Experiencias de Mercados Internacionales: Compensación Económica de Regulación de Frecuencia.....	40
3.3.1 NORDEL.....	41
3.3.1.1 Servicios Complementarios.....	43
3.3.2 California.....	44
3.3.2.1 Servicios Complementarios.....	45
3.3.3 Inglaterra y Gales.....	46
3.3.3.1 Servicios Complementarios.....	47
3.3.4 España.....	47
3.3.4.1 Servicios Complementarios.....	48
3.3.5 Argentina.....	49
3.3.5.1 Servicios Complementarios.....	50
3.3.6 Australia.....	51
3.3.6.1 Servicios Complementarios.....	52
3.4 Análisis Comparativo.....	54

CAPITULO 4: CASO ESTUDIO: REMUNERACIÓN ECONÓMICA DE REGULACIÓN DE FRECUENCIA EN REPÚBLICA DOMINICANA

4.1 Mercado Eléctrico Mayorista Dominicano.....	58
4.1.1 Funcionamiento del MEM.....	62
4.2 Servicio Complementario de Regulación de Frecuencia.....	63
4.2.1 Calidad de la Regulación de Frecuencia.....	64

4.2.2 Regulación Primaria y Secundaria de Frecuencia.....	69
4.2.2.1 Proceso de Habilitación de Generadores para ofrecer RPF.....	71
4.2.3 Margen de reserva rotante.....	73
4.2.4 Responsables de la Regulación de Frecuencia.....	75
4.2.5 Lista de Merito para la Regulación de Frecuencia.....	76
4.3 Compensación Económica de la Regulación de Frecuencia.....	79
4.3.1 Compensación por Regulación Primaria de Frecuencia.....	81
4.3.2 Compensación por Regulación Secundaria de Frecuencia.....	82
4.3.3 Compensación por Regulación Forzada de Frecuencia.....	83
4.3.4 Asignación de la Compensación por Regulación de Frecuencia.....	84
4.3.5 Fiscalización del Servicio Complementario de Regulación de Frecuencia.....	85
4.4 Resumen y Conclusiones.....	86

CAPITULO 5: PROPUESTA DE MOJORA AL SERVICIO DE REGULACIÓN DE FRECUENCIA

5.1 Calidad de la Frecuencia.....	91
5.2 Márgenes de Reserva Rotante.....	91
5.3 Asignación del Servicio.....	92
5.4 Incentivo a la Regulación de Frecuencia.....	93
5.5 Compensación Regulación de Frecuencia y Reparto de Cargos.....	93
5.6 Participación de la Demanda.....	94
5.7 Fiscalización del Servicio de Regulación de Frecuencia.....	94
5.8 Análisis Cuantitativo de la Propuesta.....	95

BIBLIOGRAFÍA.....	99
--------------------------	-----------

ANEXO 1: ABREVIATURAS.....	103
-----------------------------------	------------

ANEXO 2: ESTADO DEL SISTEMA SCADA DEL SENI HASTA SEPTIEMBRE 2012.....	105
--	------------

ÍNDICE FIGURAS

Figura 1: Total de energía abastecida por empresa de generación.....	11
Figura 2: Evolución de la frecuencia y potencia ante una pérdida de generación.....	14
Figura 3: Regulador de velocidad con retroalimentación de estado estacionario.....	23
Figura 4: Diagrama de bloques de un regulador de velocidad con estatismo permanente.....	23
Figura 5: Característica de un RPF con estatismo.....	24
Figura 6: Optimo de reserva primaria.....	25
Figura 7: Relación de un cambio de potencia ante un cambio de frecuencia.....	26
Figura 8: Tiempo de Establecimiento.....	27
Figura 09: Control Automático de Generación por parte de un único generador.....	29
Figura 10: Etapas de la Regulación de Frecuencia.....	31
Figura 11: Costes Servicios Complementarios.....	34
Figura 12: Red del Sistema Eléctrico en el mar Báltico.....	42
Figura 13: Red del Sistema Eléctrico Interconectado de California.....	44
Figura 14: Esquema Mercado Eléctrico Español.....	48
Figura 15: Generación Neta por Tipo de Combustible 2011.....	59
Figura 16: RED NACIONAL DOMINICANA.....	60
Figura 17: Zona Territorial de las EDES.....	61
Figura 18: Deslastre de Carga por Agente mediante EDAC.....	68
Figura 19: Calidad de Frecuencia, Informe Mensual de Operación.....	69
Figura 20: Potencia habilitada para regular frecuencia.....	71
Figura 21. Márgenes para la Regulación de Frecuencia.....	74
Figura 22. Lista de Merito RPF, Programa Semanal de Operación, 25 - 31 de Agosto 2012.....	78
Figura 23. Lista de Merito RSF Programa Diario de Operación, 24 Agosto 2012.....	81
Figura 24. Calculo IR para el año 2012.....	81
Figura 25. Porcentaje del margen habilitado para RPF y RSF por Generador.....	87
Figura 26. Diagrama de flujo calculo Transacciones por Regulación de Frecuencia.....	88
Figura 27. Porcentaje de los diferentes Cargos en las Transacciones Económicas 2011.....	89
Figura 28. Saldos Acreedores y Deudores por agentes. Resumen Transacciones Económicas por Regulación de Frecuencia 2011.....	89

ÍNDICE TABLAS

Tabla 1. Servicios Complementarios asociados a Generación.....	19
Tabla 2: Costes Servicios Regulación de Frecuencia.....	36
Tabla 3: Combinaciones modelos provisión y remuneración.....	38
Tabla 4: Combinaciones modelos demanda y asignación de costes.....	40
Tabla 5: Aspectos Técnicos Regulación Primaria de Frecuencia.....	55
Tabla 6: Aspectos Económicos Regulación Primaria de Frecuencia.....	55
Tabla 7: Aspectos Técnicos Regulación Secundaria de Frecuencia.....	56
Tabla 8: Aspectos Económicos Regulación Secundaria de Frecuencia.....	57
Tabla 9: Principales similitudes entre los mecanismos Regulación de Frecuencia.....	57
Tabla 10: Etapas del Esquema de Desconexión Automática de Carga.....	67
Tabla 11: Principales características de la Regulación de Frecuencia en Dominicana.....	90
Tabla 12: Detalle Cuantificación Propuesta. Transacciones RF Agosto 2012.....	95
Tabla 13: Compensación RF utilizando la propuesta.....	96
Tabla 14: Comparación Balance Actual vs. Balance Propuesta.....	97
Tabla 15: Resumen de la propuesta realizada.....	98

1.0 REGULACIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO.

La regulación del sector eléctrico tradicionalmente estaba basada en un sistema de planificación e intervención estatal que ha sido aplicado con bastante uniformidad en todo el mundo. En este sistema conocido como “tradicional” los precios se fijan para cubrir los costos incurridos por las empresas eléctricas y las inversiones, las cuales requieren la autorización del regulador o son directamente planificadas por el estado.

En este modelo no existe un mercado eléctrico propiamente dicho y todas las transacciones se realizan según las reglas ya establecidas por el regulador. Su regulación en todo el mundo ha sido uniformemente la correspondiente a un servicio público prestado en condiciones de monopolio, verticalmente integrada. Dentro de este esquema la relación entre las empresas eléctricas han sido generalmente de colaboración voluntaria, concretándose en múltiples aspectos, como la gestión conjunta de la regulación de frecuencia o de las reservas de operación.

La regulación “tradicional” del sector tiene las siguientes características, [Soler, 2001]:

- Se considera la electricidad como un servicio público, con obligación de suministro por parte de los agentes y una ausencia de riesgo en sus actuaciones, al estar sometidas por el estado.
- La planificación y expansión del sistema se realiza de forma centralizada, buscando la solución de mínimo coste.
- La remuneración de los agentes se realiza de forma regulada, sobre la base de pagos administrativos.
- Integración vertical de las empresas.

Según plantea Damián Laloux¹, fue en Chile, en el 1982, donde se inicia el proceso a la liberalización del sector eléctrico, cuando se introdujo un enfoque novedoso separando las actividades eléctricas más básicas, permitiendo la competencia entre generadores eléctricos según sus costes de variables declarados, acceso libre a la red y sistemas de peajes.

En los inicios de la década de los 90, el sector eléctrico, tuvo otra transformación semejante pero aun más radical en los países como Inglaterra y Gales, Argentina y Noruega. Unos años después los países como Colombia,

¹ Véase, Damián Laloux. *Los Sistemas de energía*, Universidad Pontificia de Comillas

Suecia, Finlandia, Australia, Perú, Ecuador, Bolivia, España, Estados Unidos han establecidos o están inmersos en el proceso de establecer también marcos regulatorios de libre competencia.

En República Dominicana el proceso de liberalización comenzó a finales de los años noventa y tuvo formalización oficial en el año 2001 [*125-01 Ley General de Electricidad, República Dominicana, Julio 2001*].

Este cambio de regulación no surge de la nada. Este cambio surge, a parte de los problemas que presentaba la regulación tradicional, de los siguientes elementos que influyeron:

- Insatisfacción social con precios y costes que produce el enfoque tradicional.
- Tendencia internacional a la liberalización de la economía.
- La creación de nuevas tecnologías de generación más económicas, eficientes y competitivas.
- Desarrollo en las tecnologías de la información y telecomunicaciones.
- Interconexión entre sistemas eléctricos de distintos países.

El cambio regulatorio se realiza con la intención de mejorar los resultados económicos del sector eléctrico y se busca reducir los costes y ajustar precios a los costes. Para ello se crea un mercado eléctrico competitivo. El núcleo de ese mercado eléctrico es un mercado mayorista, organizado generalmente a partir de un mercado “spot” de electricidad en el que se producen transacciones a corto plazo. De la mano del mercado “spot”, generalmente se establecen contratos de medio y largo plazo de diversos tipos. Los agentes que pueden realizar transacciones en estos mercados son los generadores, los consumidores autorizados, diferentes categorías de empresas comercializadoras y, en los contratos de medio y largo plazo que no especifican el origen o el destino final de la energía, cualquier parte interesada.

Este tipo de liberalización del mercado exige separación en las actividades que conforman el sector eléctrico (Generación, Distribución, Transmisión y Comercialización) y la creación de organismos independientes que sirvan para operar y regular el sistema.

Generalmente las actividades están conformadas de la siguiente manera:

- Generación: en régimen de libre competencia, los agentes compiten por vender por medio de contratos o en el mercado “spot”.

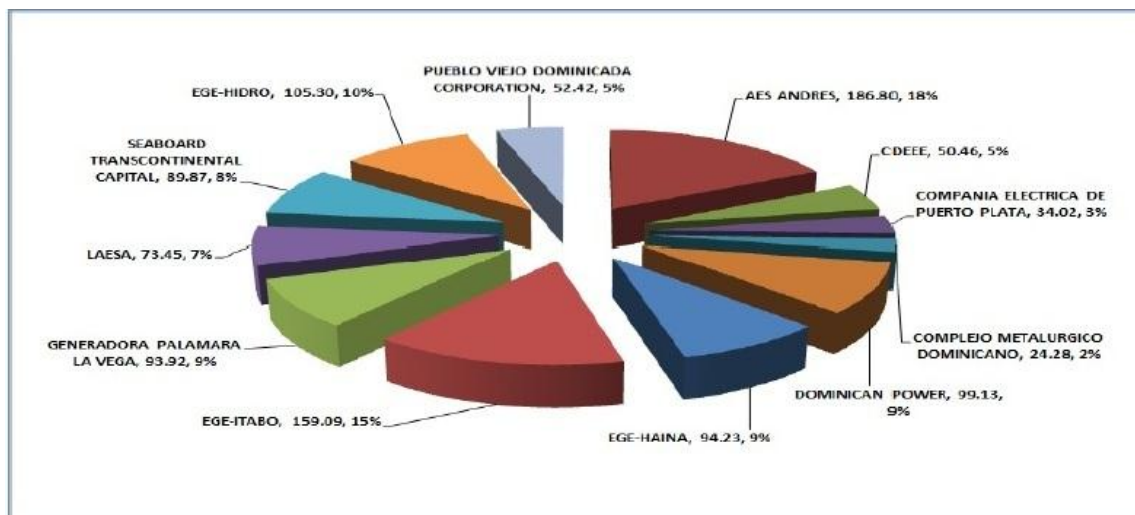


Figura 1. Total de energía abastecida por empresa de generación [Informe mensual Marzo 2012, Organismo Coordinador del Sistema Eléctrico Interconectado (OC-SENI)]

- Transmisión o transporte: Monopolio natural, por su características presenta economía de escala y se regula como tal.
- Distribución: Monopolio natural, por sus características presenta economía de escala y se regula como tal.
- Comercialización: Libre competencia, separada de la actividad de distribución. Esta actividad no tiene mucho auge en el mundo, se utiliza principalmente en los países europeos.
- Operador de Mercado: Organismo independiente encargado de garantizar las transacciones económicas.
- Operador de Sistema: Organismo independiente encargado de operar el sistema, garantizando la seguridad de este.
- Regulador: Entidad independiente de todas las demás actividades, está encargada de que se cumplan las normas y reglamentaciones del mercado eléctrico.
- Planificador: Entidad pública encargada de planificar la expansión del sistema enfocada en conseguir la satisfacción plena de la demanda a un mínimo costo.

Debido a la estructuras del mercado, sistema económico, situación social e influencia del gobierno en el sistema eléctrico cada país ha formado su propia reforma de liberalización del mercado. Otros países como Francia y Puerto Rico, han optado por continuar con el método tradicional de regulación.

En resumen, la reforma de la regulación en el sector eléctrico consiste en separar las actividades de red de las que pueden realizarse en competencia e introducir competencia en estas últimas.

1.1 Servicios de Ajustes en los sistemas eléctricos.

Según la historia, desde los años 50 del siglo pasado se comenzó a discutir el tema en los escritos de Leon K. Kirchmayer², cuando existían ya en los sistemas interconectados máquinas generadoras de muy diversas tecnologías, pero no fue hasta los inicios de los 90 cuando el término “Ancillary Services” se popularizó en el Reunido Unido, dicho término se trataba de englobar todos los servicios y ajustes necesarios para garantizar y permitir el suministro de energía eléctrica en condiciones de calidad, estabilidad y seguridad. La traducción de la terminología es “Servicios Auxiliares” mas sin embargo este término no fue utilizado por mucho tiempo en la industria eléctrica debido a que prestaba confusión con lo que en la industria tradicional considera como servicios auxiliares de la central, por ejemplo: refrigeración, molinos, etc.

Otra interpretación del término “Ancillary Services” fue la de “Servicios secundarios”. Esta traducción se considero valida por poco tiempo debido a que presentaba también confusión por utilizarse ese adjetivo para referirse a un nivel de control que se explicara más adelante. Finalmente se opto por elegir la terminología de “servicios de ajustes” o “servicios complementarios”.

Estos servicios de ajustes tanto de transporte como de generación son los servicios asociados a la producción, transporte y distribución necesarios para mantener la calidad, seguridad, economía y firmeza del servicio energético. No obstante por las propias características del servicio, estos son orientados al tiempo real y sobre criterios de seguridad del sistema. Estos criterios de seguridad exigen niveles mínimos aceptables de variación de las magnitudes de frecuencia y voltaje en el muy corto plazo y corto plazo. Estos márgenes varían de un país a otro dependiendo del tipo de sistema y el modelo regulatorio existente, mas sin embargo los principios de eficiencia y seguridad de suministro no son variables.

Una manera que suele utilizarse para definir los servicios de ajustes es 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 tanto de energía como de potencia.”* [Vergara 2000]

Normalmente un sistema eléctrico bien estructurado, está dotado del denominado control tensión-reactiva (V/Q) para mantener las tensiones de los nudos de la red de transporte dentro de márgenes aceptables. Este control posee una jerarquización con el fin de optimizar los recursos:

² Vease, Leon K. Kirchmayer. *Economic Operation of Power Systems*

- Control primario: Se trata de un control automático y local gobernado por el AVR (Automatic Voltage Regulator). Este regulador controla la tensión en bornes del grupo, actuando sobre la excitación de la máquina con el fin de, variando la potencia reactiva generada, devolver la tensión a su valor de consigna. Se trata de un control prácticamente instantáneo.
- Control secundario: Se trata de un control automático y zonal, que calcula y envía cada pocos segundos, una consigna de tensión a los grupos que disponen de AVR. La consigna se calcula con criterios de seguridad en la explotación del sistema. A diferencia del control secundario frecuencia-potencia, este mecanismo de control no está instalado en la mayoría de los sistemas eléctricos.
- Control terciario: Se trata de un control centralizado y manual, donde el Operador del Sistema, con una cadencia de horas, determina las tensiones de referencia mediante un compromiso técnico-económico.

Es común que se denomine como reserva o banda “de generación” a la máxima potencia reactiva que el grupo puede generar, mientras que la máxima potencia que el grupo puede absorber se denomina reserva o banda “de absorción”. Las reservas o bandas de reactiva se expresan en MVar.

Al igual que para el control de la tensión y la potencia reactiva en un sistema eléctrico, para el control de la potencia activa y frecuencia, en un sistema bien estructurado o “maduro” está implementado el denominado control frecuencia potencia (f/p). Dicho control trata de nivelar en todo momento la potencia mecánica que reciben los alternadores con la potencia eléctrica demanda por el sistema. Según el tiempo de actuación se establecen 3 niveles jerárquicos de control:

- Control primario: Se trata de un control automático y local proporcionado por los reguladores de velocidad de los grupos generadores. Los reguladores controlan la frecuencia en bornes del grupo, y actúan sobre la válvula de control del flujo másico a la turbina: cuando detectan un decremento de frecuencia respecto a su valor de consigna aumentan la apertura de la válvula, procediendo de forma contraria ante un incremento de la frecuencia. El tiempo de actuación de este control se sitúa en escasos segundos.
- Control secundario: Se trata de un control automático y zonal, proporcionado por el AGC (Automatic Generation Control), que envía señales a determinados generadores de la zona de control, con el fin de realizar el seguimiento de cargas, recuperar la frecuencia al valor de consigna y reponer las actuaciones del control primario (incluida la recuperación de intercambios). El tiempo de actuación de este control se sitúa entre 5 y 15 minutos.

- Control terciario: Se trata de un control manual y zonal, proporcionado por el Operador del Sistema, que trata de reponer las actuaciones del control secundario llevando al sistema a un punto de explotación de mínimo coste. El tiempo de actuación de este control se sitúa a partir de los 15 minutos.

En la siguiente figura se ilustra de manera resumida la actuación del denominado control frecuencia-potencia:

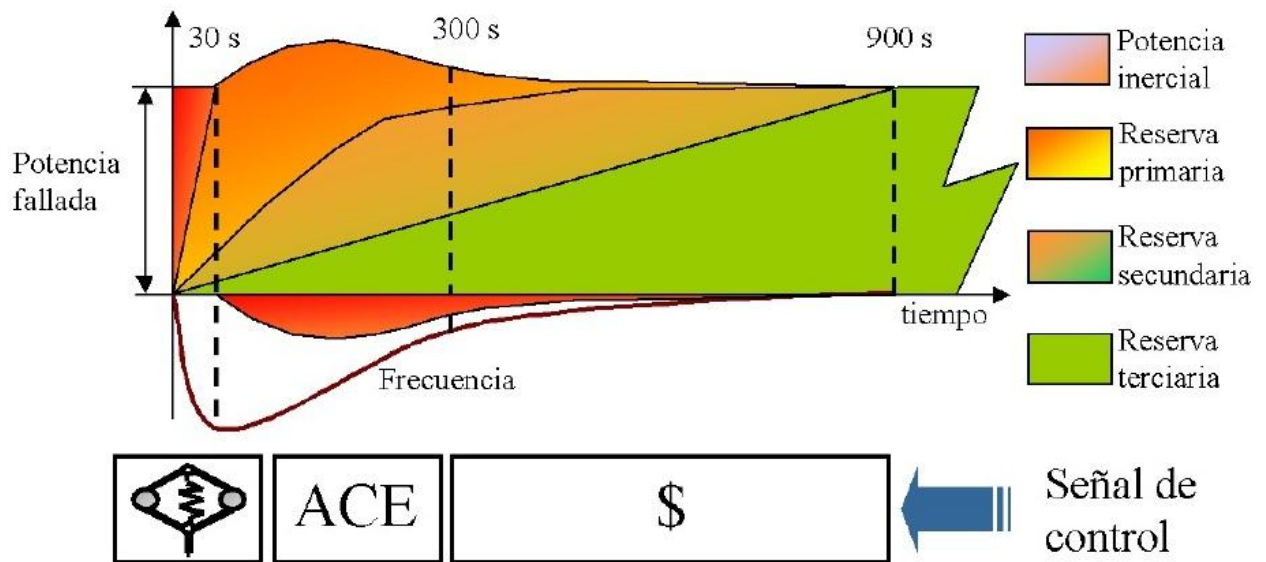


Figura 2: Evolución de la frecuencia y potencia ante una pérdida de generación [Regulación mercado mayorista, Carlos Batlle].

Es importante destacar que la jerarquización de controles de frecuencia-potencia (f/p) y tensión-reactiva (V/Q), evoluciona de controles rápidos y pocos inteligentes (primarios) a controles que necesitan mayor tiempo (terciario) pero que suministran una solución efectiva.

Existe un tercer servicio de ajuste, no menos importante, que pocas veces se he mencionado o tratado, este servicio es el denominado “reposición de suministro”. Se trata de la capacidad del sistema de ser re-energizado ante un cero de tensión. A estos efectos se dota a determinados generadores de capacidad de arranque autónomo y a la red de transporte de equipos sincronizadores. Bajo estos tres conceptos (control f/P, control V/Q y reposición del suministro), se engloban la mayoría de los servicios de ajuste. No obstante, la nomenclatura y posibles subdivisiones en distintos servicios son diferentes en cada país.

Las características comunes de los servicios de ajustes son las siguientes:

- El suministrador principal del servicio es el parque de generación.
- El establecimiento del volumen de prestación del servicio es de responsabilidad del Operador del Sistema.
- La prestación de este servicio, supone un incremento de coste para los agentes suministradores, y una disminución en los costes de explotación esperados por el sistema.
- Estos servicios en un sistema liberalizados les corresponde un mecanismo de compensación y remuneración.

A todo esto vienen las decisiones y las cuestiones del ente regulador sobre los servicios ajustes. Las principales cuestiones y a las que les buscaremos respuesta en la presente tesis son: “¿Quién tiene la obligación de prestar el servicio?” “¿Cómo se remunera el servicio?”

1.2 Objetivos y presentación de la tesis

De manera general, nuestro principal objetivo es analizar detalladamente el mecanismo regulatorio existente en el sistema eléctrico de la República Dominicana para la Regulación de Frecuencia, destacando las dificultades existentes para la remuneración, participación y fiscalización del servicio para poder proponer un nuevo mecanismo adaptado a la realidad de nuestro sistema eléctrico.

Otros objetivos más específicos son los siguientes:

1. Analizar lo estipulado en la Ley General de Electricidad y su respectivo reglamento sobre el tema de Regulación de Frecuencia.
2. Comparar las operativas reales con lo estipulado en el Reglamento.
3. Comparar la regulación actual con las de otros países que han solucionado el problema.
4. Proponer un sistema de regulación que optimice las señales económicas que perciben los generadores por brindar los servicios auxiliares de regulación de frecuencia.
5. Proponer un método para la fiscalización de la prestación del servicio.

En la investigación vincularan los métodos empíricos y teóricos del conocimiento científico.

Teóricos

- El análisis y la síntesis, para el estudio de las informaciones y datos obtenidos, así como de los fundamentos de la literatura científica sobre el tema.
- Inducción y deducción, para el estudio de los conceptos claves en sus relaciones y generalizaciones de ideas.
- Lo histórico y lo lógico, que permite sistematizar la historia del objeto de estudio en sus aspectos nodales.
- Enfoque sistémico, posibilita la estructuración armónica y coherente de la investigación y en particular del diseño de sistema de acciones para la regulación de frecuencia.

Empíricos

- La observación, que permite precisar las evidencias acerca de las deficiencias en el sistema eléctrico dominicano.
- El estudio de fuentes documentales, tales como: consultas y análisis de los marcos regulatorios de los servicios complementarios existentes en distintos países.
- La consulta a expertos, permitirá someter al criterio de especialistas la propuesta regulatoria determinada como resultado de la investigación.

Población y Muestra

Para la presente investigación se tomara como referente el análisis comparativo de los sistemas regulatorios de regulación de frecuencia vigentes en diferentes países y el existente en República Dominicana. El cual conducirá a la elaboración de una propuesta de mecanismo de regulación que optimice las señales enviadas a los agentes mayoristas.

En el capítulo 1 se aborda la fundamentación teórica de la regulación del sector eléctrico y de los servicios de ajustes. Además la presentación de la tesis con los objetivos planteados.

En el capítulo 2 se desarrolla los fundamentos de la literatura científica que abordan los servicios complementarios de regulación de frecuencia, regulación de voltaje y reposición del sistema.

En el capítulo 3 se realiza el análisis de las experiencias internacionales en la solución regulatoria para los servicios de ajustes, explicando la estructura de la industria y funcionamiento del mercado.

En el capítulo 4 Se analiza los aspectos reglamentarios implementados en República Dominicana para la prestación del servicio de regulación de frecuencia y los distintos aspectos técnicos, económicos y regulatorios.

En el capítulo 5 se elabora una propuesta para un nuevo sistema regulatorio para el servicio de regulación de frecuencia en República Dominicana, que contempla los diferentes aspectos del sistema.

Para el análisis cuantitativo se determina el algoritmo para la estimación del porcentaje óptimo de reserva para la regulación de la frecuencia, que produzca el costo mínimo de operación en el Sistema Eléctrico Nacional Interconectado (SENI). Esto toma en cuenta el costo en función del porcentaje de regulación, combinando las curvas de sobre costo del sistema por la reserva versus la del costo de la energía no servida por no contar con la reserva.

2. SERVICIOS DE AJUSTES O COMPLEMENTARIOS

En el capítulo anterior se trató el proceso de liberalización del mercado y la tendencia hacia una nueva reforma de regulación de manera global. Se explicaron los principios básicos de regulación y los aspectos relevantes que caracterizan la reforma regulatoria del sector energético. También se realizó una breve descripción de los servicios complementarios, sus orígenes y su importancia para la seguridad del suministro.

En este capítulo se desarrollan los fundamentos de la literatura científica que abordan los servicios complementarios de regulación de frecuencia, regulación de voltaje y reposición del sistema. Estudiaremos los conceptos teóricos más importantes asociados al servicio complementario de regulación de frecuencia, no sin mencionar la regulación de voltaje y reposición del sistema. Primeramente se hace una pequeña reseña de los inicios de los servicios complementarios, los diferentes tipos de servicios existentes y luego se pasa al desarrollo de los aspectos técnicos relacionados.

Como ya se ha mencionado anteriormente, en todo el mundo la industria eléctrica ha sufrido una gran reestructuración. Esta reestructuración, iniciada en Chile a inicios de los años 80 del pasado siglo, y seguida luego por Inglaterra & Gales, ha tomado diferentes formas en cada país. En los diferentes países la reforma del sector energético plantea la separación entre las distintas actividades del mercado, como son: Generación, Transmisión, Distribución, y Comercialización como negocios diversos.

Si realiza un análisis más detallado de todas las reformas implantadas se muestra que el sector de Transporte puede desagregarse aun más en diversas funciones y servicios, permitiendo su comercialización o provisión como productos separados [VERGARA2000]. La más común desarticulación de los servicios de Transmisión corresponde a la separación ya mencionada, entre los servicios básicos del sistema y soporte a la Transmisión, conocidos como Servicios Complementarios.

Los Servicios Complementarios son aquellas funciones desempeñadas por agentes Generadores Eléctricos, Transporte, Control del Sistema, equipos de sistemas de Distribución y personas para dar soporte a los servicios básicos de capacidad de generación, suministro de energía y entrega de potencia. La Federal Energy Regulatory Commission (FERC) define los Servicios Complementarios de la siguiente manera: *“Son los servicios necesarios para garantizar la transmisión de energía eléctrica desde el vendedor hasta el comprador, con la obligación de ofrecer la seguridad y continuidad del servicio de transmisión, para mantener un funcionamiento fiable del sistema de transmisión interconectado” [FERC 1995].*

La mayoría de los Servicios Complementarios son recursos de energía, potencia activa o potencia reactiva que se requieren para operar el sistema de manera segura y confiable. La FERC identifico seis servicios auxiliares: Control de potencia reactiva y tensión, compensación por pérdidas, programación y despacho, variación de carga, protección del sistema y desbalance de energía [FERC 1995]. Más adelante a este estudio Erick Hirst y Brendan Kirby en sus investigaciones determinaron 19 Servicios Complementarios adicionales.

Para identificarlos de una manera más fácil, estos servicios son clasificados por actividades (Generación, Distribución, Transporte, Comercialización) [KIRBY&HIRST 1996]. En nuestro caso nos concentraremos en los Servicios Complementarios de Generación. La siguiente tabla muestra un resumen de los distintos servicios complementarios.

Servicio Complementario	Descripción
Automatic Load Shedding Service	Provisión de mecanismos de deslastre de cargas, con el fin de permitir la recuperación del sistema ante reducciones bruscas en la generación o incrementos rápidos en la demanda.
Energy Imbalance	Suministro del déficit o exceso de energía causado por el ajuste entre la programación de energía y la explotación real.
Frecuency Regulation	Provisión de los mecanismos de control y capacidad de generación para responder y corregir la frecuencia del sistema.
Load Following	Provisión de suficiente capacidad de generación para seguir las variaciones de la carga en tiempo real.
Non-spinning reserve	Provisión de capacidad de generación que puede ser puesta en funcionamiento en el corto plazo. (Reserva fría)
Operation Reserve-Supplemental	Provisión de capacidad de generación no sincronizada que puede estar en funcionamiento en el muy corto plazo (Reserva caliente)
Reactive Supply and Voltage Control from Generation Sources Service	Control en tiempo real de las tensiones de los nudos de generación, mediante la variación de la potencia reactiva.
Real Power Losses Compensation	Provisión de potencia activa con el fin de compensar las pérdidas de transporte

Restoration Service	Provisión de capacidad de restablecimiento del servicio, ante la aparición de un Black-out
Spinning Reserve	Provisión de generación acoplada, para compensar reducciones imprevistas en generación o incrementos de demanda (Reserva rotante)
Time Error Correction	Provisión de mecanismos de control y capacidad de generación para modificar el programa de generación.

Tabla 1. Servicios Complementarios asociados a Generación, [SOLER01]

En la práctica no existe diferencias entre la reserva caliente, rotante y la participación de la carga en tiempo real (load following, que entra a ser parte de la rotante sin distinción), todo esta capacidad, por encima de la carga del sistema en un momento determinado, se engloba bajo el término de reserva caliente o rotante. No es usual en la operación de un sistema el mantener plantas rotando sin sincronizar por razones económicas y técnicas, estas últimas relacionadas con lo transitorios al tomar la carga desde cero, este estado es una etapa transitoria cuando se dispone la entrada de una planta por un aumento previsto de la carga o demanda del sistema, de acuerdo a la experiencia acumulada en la operación del mismo por el operador del sistema.

Alvarado (1996)³ clasifica los servicios auxiliares a lo largo de tres dimensiones: Potencia Real vs Potencia Reactiva, el tiempo y los seguros. Los Servicios de Potencia Real incluyen la regulación de frecuencia, los horarios de rampa, el desequilibrio de la energía, la compensación por pérdidas, y el unit commitment. Los servicios de Potencia Reactiva de energía incluyen la regulación de voltaje, la conmutación de condensadores, y la programación del generador. Sus dimensiones temporales son instantáneos (hasta unos pocos segundos), rápido (hasta varios minutos) y lenta (hasta varias horas). La tercera dimensión, los seguros, reconoce que los recursos deben estar disponibles para proteger contra las contingencias.

Según la estructura organizacional de la reforma del sector que se adopte, los Servicios Complementarios pueden ser transados por el Operador del Mercado o por el Operador del Sistema y también esta provisión puede ser efectuada en forma agregada o desagregada. En el Reino Unido, el Operador del Sistema procura estos servicios y los carga a los agentes del sistema, por otro lado en Estados Unidos el Operador del Sistema ofrece de forma desagregada algunos Servicios Complementarios, de tal forma que los agentes puedan proveerse de estos.

Existen otros casos en que los agentes no pueden o se rehúsan autónomamente a proveerse de estos servicios, el Operador del Sistema deberá proveerlos de manera obligatoria, ofreciendo estos servicios por medio de subastas competitivas en el mercado a corto plazo o determinando el precio a partir de las consideraciones de los costos de operación, costos variables u otros. La manera más común y más utilizada en estos casos es ordenar los agentes

³ [ALVARADO 96]

proveedores del servicio según sus costos y determinar la manera más barata de satisfacer la demanda garantizando la seguridad del suministro.

Los servicios complementarios están estrechamente ligados a la producción de energía: tradicionalmente, la provisión, adquisición y remuneración de éstos, ha estado completamente integrada en la actividad básica de generación de energía, considerándose consustancial con esta. Sin embargo, dentro del proceso de liberalización que se ha comentado anteriormente, lentamente se va aceptando que estos servicios requieren un mecanismo de provisión y remuneración propio, que permita minimizar los costes de explotación esperados. El desarrollo de los modelos regulatorios de estos servicios es responsabilidad del Regulador. Este a su vez suele delegarla en el Operador del Sistema, como agente independiente y gran conocedor de la operación y explotación del sistema.

Dentro de los Servicios Complementarios que son suministrados por el parque de generación, nuestra tesis se concentra en el Servicio de Regulación de Frecuencia. Al igual que los servicios de Regulación de Tensión y Reposición del Sistema, el servicio de Regulación de frecuencia se destaca por su impacto monetario en las transacciones económicas del sistema y también se caracterizan por ser servicios de compra obligatoria y en la cantidad necesaria para poder cumplir los estándares exigidos por el ente regulador.

2.1 Regulación de Frecuencia

La frecuencia de la onda de tensión debe permanecer dentro de unos límites estrictos para que el suministro eléctrico se realice en condiciones de calidad aceptable. Variaciones de la frecuencia alejadas del valor nominal pueden provocar el mal funcionamiento de diversos equipos industriales o domésticos. Por ejemplo, algunos motores pueden verse forzados a girar a velocidades distintas de aquella para que fueran diseñados, y relojes y automatismo que miden el tiempo en función de la frecuencia de alimentación pueden adelantarse o atrasarse. Con el fin de evitar estos problemas se ha dotado a los sistemas eléctricos el denominado control frecuencia – potencia (f/p). Desde el punto de vista del control, se pueden establecer tres grandes bloques de servicios en función de su utilización en el lazo de control primario, secundario o terciario.

Las razones principales para que exista un control de la frecuencia en los sistemas eléctricos de potencia en sentido general son [VASQUEZ 2010]:

- **La continua variación de la carga**

Se debe al comportamiento aleatorio de las cargas individuales del sistema, o a la continua inserción o deserción de las mismas, lo cual provoca desbalances constantes entre la generación de electricidad y su consumo, trayendo como resultado desviaciones a la frecuencia.

Las desviaciones de en la frecuencia a su vez influyen en el consumo de ciertas cargas, provocando un efecto en cadena que tiende a estar en

consonancia al comportamiento de la frecuencia. A este efecto se le ha denominado amortiguamiento de la frecuencia o autorregulación. Este sirve de contrapeso natural para contrarrestar las variaciones de frecuencia, reduciendo o aumentando la potencia consumida en las cargas.

- **Eventos imprevistos**

La ocurrencia de fallas en las redes de transporte o distribución, y la salida intempestiva de un generador o una carga, son eventos esporádicos en los sistemas eléctricos. Estos eventos conllevan consecuencias muy severas que requieren de un conjunto de controles y protecciones que minimicen los riesgos a daños asociados. Un sistema que se encuentre con desviaciones pronunciadas y constantes en su frecuencia posee mayor probabilidad de colapsar ante un evento de estos.

- **Reducción o salida de generación.**

Uno de los efectos producido por la baja frecuencia en situaciones prolongadas es la reducción de la capacidad de generación, ya que esta produce sobrecalentamientos por ventilación reducida, al reducir su velocidad en función de la frecuencia, pérdida de presión en compresores y sistemas de enfriamiento. Sin embargo estos efectos dependen del tipo de tecnología del generador, siendo más vulnerables las turbinas de vapor y las menos afectadas las hidroeléctricas.

- **Limitación por tecnologías de generación.**

Como se comentó, las turbinas de vapor son las más vulnerables a los cambios de frecuencia. La frecuencia en la que cada turbina empieza a fallar depende del diseño y tamaño, pero cuando se está operando en plena carga se coloca un límite máximo de operación por encima del cual pueden ocurrir fallas. Es por esto que la vida útil de operación a carga máxima de este tipo de tecnología suele presentarse en función de frecuencia.

2.1.1 Regulación Primaria de Frecuencia (RPF)

La Regulación Primaria de Frecuencia actúa a nivel de la unidad de generación y comprende la acción automática de los reguladores de velocidad. Su función principal es tratar de modificar automáticamente la generación en forma rápida absorbiendo los desbalances de potencia provocados por perturbaciones en el sistema (variaciones de la demanda o salidas de servicio intempestivas de generadores).

Características de la Regulación Primaria de Frecuencia:

- Debe ser una acción de control rápida tendiente a equilibrar los apartamientos de generación respecto del despacho previsto, producidos principalmente por los requerimientos variables de la demanda.
- Es una acción de control local, cada unidad dispone de un regulador de velocidad, que controla la velocidad de rotación en el eje del generador y actúa sobre las válvulas de admisión de vapor a la turbina en las centrales térmicas turbo vapor, en válvula de admisión de combustible en las térmicas turbo gas y en los distribuidores (controlan el caudal y dirección del flujo de agua) en las centrales hidráulicas.
- Es un control de característica proporcional. Luego de su actuación queda una desviación de frecuencia que asegura la distribución de la variación de carga entre las distintas unidades.
- La actuación de la Regulación Primaria de Frecuencia es rápida, utiliza reserva rotante de segundos para restablecer el balance de potencia, su acción se debe completar en menos de 30 segundos.
- Las unidades deben ser capaces de tomar y liberar carga rápidamente
- La unidad, por estar sometida a solicitudes continuas de mayor y menor generación, debe satisfacer requerimientos técnicos exigentes y disponer de una habilitación especial.
- Las unidades deben tener disponibilidad de reserva rotante para modificar rápidamente su generación. Margen de reserva rotante para RPF: 5% en las térmicas, 10 % en las hidráulicas, por la velocidad de actuación.

En 1975 el ingeniero escocés James Watt estableció los principios básicos y fundamentales para el control frecuencia-potencia. Watt, desarrollo un regulador centrífugo destinado a la máquina de vapor, que permitía controlar de manera automática la entrada de vapor en la máquina, con el propósito de responder a los cambios o variaciones de la potencia demandada [Marshall 2001]. Una nueva versión (electrónica) de este dispositivo, es instalado en casi todas las turbinas de centrales eléctricas.

Los reguladores sincrónicos no pueden ser utilizados cuando dos o más unidades conectadas a un mismo sistema, debido a que cada generador debería tener con precisión la misma velocidad de referencia. En caso contrario si sus frecuencias de referencia difieren levemente cada uno trataría de controlar la frecuencia del sistema con su propia referencia, pudiendo conducir a situaciones de oscilación en la generación.

Para que exista una distribución estable de cargas entre generadores conectados en el sistema, se debe proveer a los reguladores con una característica de regulación tal que cuando la frecuencia caiga la generación aumente. La característica de regulación se obtiene agregando un lazo de realimentación al integrador.

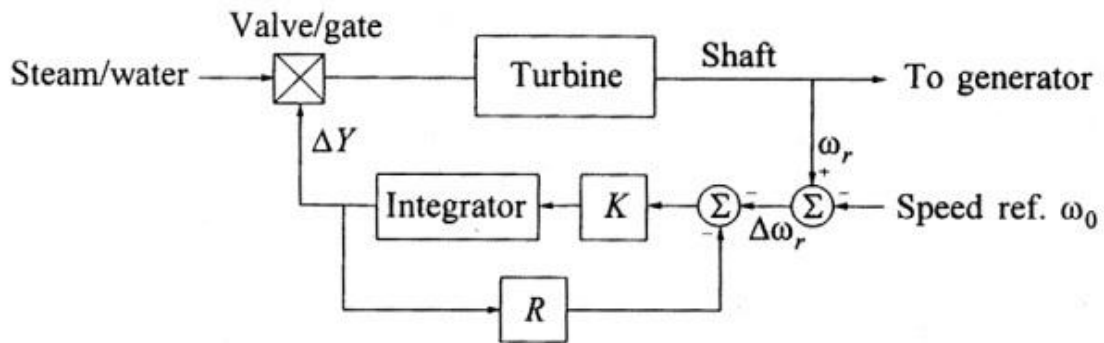
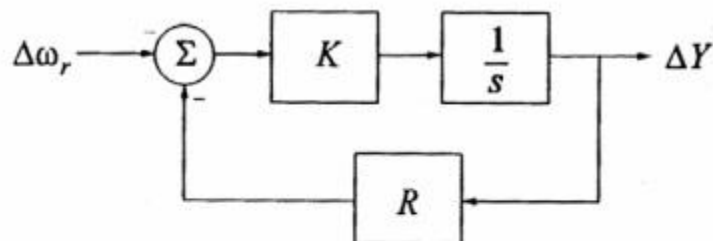
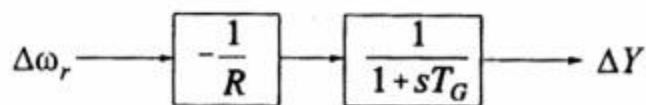


Figura 3: Regulador de velocidad con retroalimentación de estado estacionario.

La función de transferencia del regulador se reduce a la forma siguiente. Este tipo de regulador se caracteriza como un controlador proporcional con ganancia $1/R$.



Block diagram with steady-state feedback



Reduced block diagram

$$T_G = \frac{1}{KR}$$

Figura 4: Diagrama de bloques de un regulador de velocidad con estatismo permanente.

Cuanto menos sea el estatismo R y cuanto menor sea la constante de tiempo de toma de carga por parte del generador, el esquema de control de la figura anterior será más eficiente. Ante un evento de pérdida de generación con estatismos altos se presentará una desviación mayor de frecuencia estacionaria. Para poder regular frecuencia en el sistema se requiere que los generadores cuenten con un esquema de control como el antes indicado y que además su consigna de despacho incluya un margen de reserva para regulación de frecuencia, es decir tiene que ser despachados en cada momento a una potencia inferior a su potencia máxima, para permitirles incrementar su potencia en caso de que el regulador así lo requiera [VASQUEZ 2010].

Las características de la respuesta de los Reguladores Automáticos de Velocidad (RAV) de las unidades dependen de muchos factores tales como:

1. Tipo de unidad de Generación.
2. Tipo de combustible utilizado.
3. Tipo de control de la planta.
4. Punto de operación, frecuentemente la capacidad de una unidad para responder es diferente de acuerdo al punto de operación, por ejemplo, unidades operando con las válvulas totalmente abiertas no pueden responder a señales de generar más potencia.
5. Acciones del operador, por ejemplo, traba del RAV.

La siguiente figura muestra la característica de un control primario donde se distingue la relación frecuencia-potencia en régimen permanente:

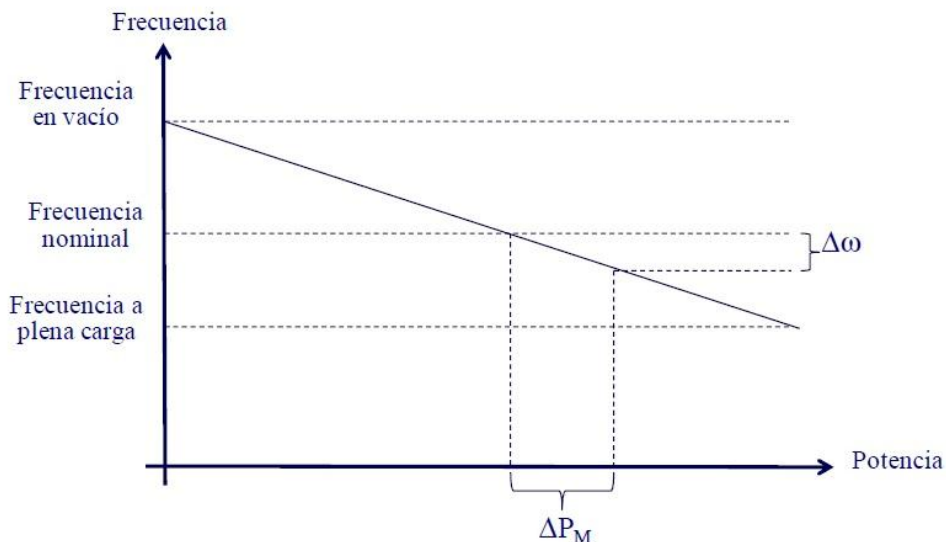


Figura 5: Característica de un RPF con estatismo. Fuente Organismo Coordinador del Sistema Eléctrico Nacional Interconectado.

Estos tipos de controles que poseen retroalimentación, pueden ser modelados por simulaciones en modelos computacionales. Por este medio es posible determinar las reservas que requiere el sistema haciendo un análisis

probabilístico de las perturbaciones del mismo distribuyendo la reserva entre todas las unidades disponibles, asegurándose de que la reserva asignada a cada unidad no exceda la capacidad de respuesta de dicha unidad al transitorio de frecuencia resultante de la perturbación evaluada.

En lo referente a los mecanismos de provisión, el servicio complementario de reserva primaria, tradicionalmente se ha considerado como un servicio de prestación obligatoria por parte de los agentes suministradores. No obstante, determinados sistemas como el español o el argentino permiten la transferencia de esta obligación entre agentes suministradores a precio libre, previa comunicación del acuerdo al Operador del Sistema.

En cuanto a la remuneración del servicio, Argentina y Noruega establecen pagos administrativos a los suministradores, mientras que sistemas como el español y el californiano no estipulan ningún tipo de compensación.

La magnitud de reserva que requiere el sistema debe basarse en la determinación de la energía regulante óptima, la que resultará de una solución de compromiso entre los mayores costos de producción derivados de la operación del parque de generación fuera del óptimo económico, para mantener suficientes reservas para regulación primaria de frecuencia, y los costos evitados de energía no suministrada de corta duración, incurridos en caso de no contar con esa reserva. La construcción gráfica de lo mencionado, corresponde a dos curvas opuestas en crecimiento y parametrizadas en función del porcentaje de reserva, que identifican sobrecostos de producción y costos de energía no suministrada. [MIRANDA 2007]

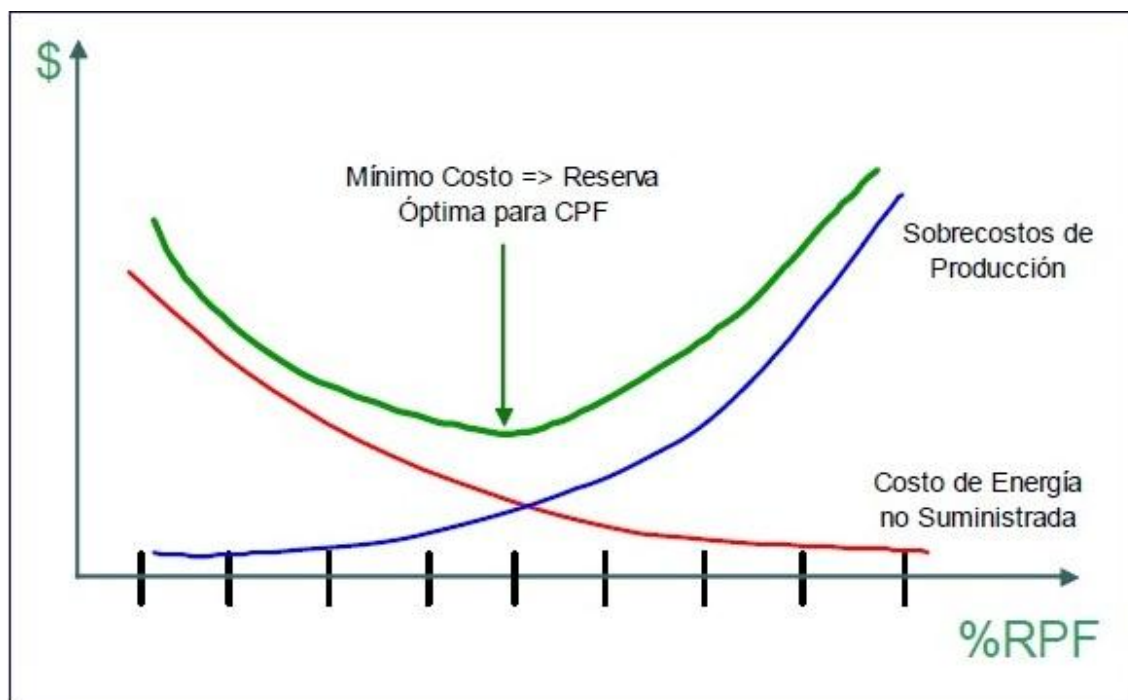


Figura 6: Óptimo de reserva primaria. [MIRANDA 2007]

En una forma más general y numérica, lo que se busca es lo siguiente:

Minimizar {[Sobrecostos de Operación] + [Costos de Energía no suministrada]}

Donde los costos involucrados, son los siguientes:

- ✓ Sobrecosto de Producción en función del incremento de reserva para regulación primaria de frecuencia (RPF).
- ✓ Costo de la Energía No Suministrada por la salida intempestiva de grupos generadores o fallas simples de líneas.

Los principales indicadores que se utilizan para evaluar la calidad de servicio en lo que respecta a la Regulación Primaria de Frecuencia son: Estatismo, Tiempo de Establecimiento y Banda Muerta.

El Estatismo, es la relación de un cambio en la producción de potencia del generador ante un cambio de la frecuencia del sistema al cual está conectado.

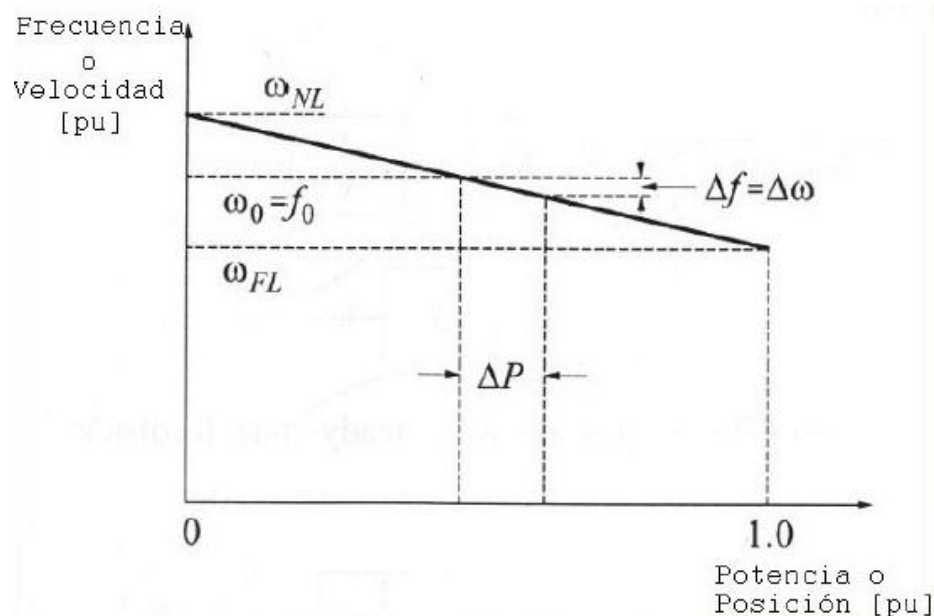


Figura 7: Relación de un cambio de potencia ante un cambio de frecuencia. Autor desconocido.

El tiempo de Establecimiento, es el tiempo que tarda la potencia mecánica de la unidad en ingresar a la banda de 10% del valor final ante una variación en la frecuencia tipo escalón.

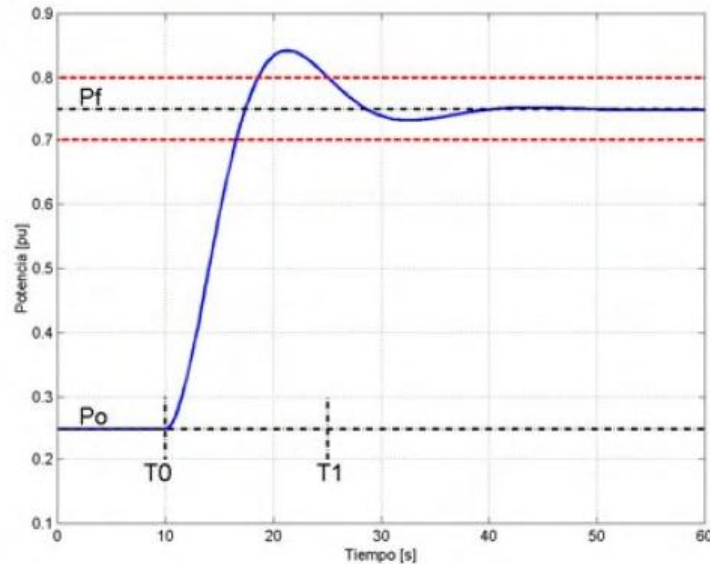


Figura 8: Tiempo de Establecimiento.

La Banda Muerta, es la banda de variación de frecuencia alrededor de la nominal que no produce cambios en la potencia mecánica de la unidad. La misma puede ser programada para evitar oscilaciones de las válvulas de control o estar presente en los actuadores.

2.1.2 Regulación Secundaria de Frecuencia (RSF)

La Regulación Secundaria de Frecuencia es la acción manual o automática sobre los variadores de carga de un grupo de generadores dispuestos para tal fin, que compensan el error final de la frecuencia resultante de la Regulación Primaria de Frecuencia. Su función principal es absorber las variaciones de la demanda con respecto a los valores pronosticados para el sistema eléctrico en régimen normal. Dichas variaciones habrán sido absorbidas en primera instancia por las máquinas que participan en la Regulación Primaria de Frecuencia. La Regulación Secundaria de Frecuencia permite llevar nuevamente a dichas máquinas a los valores asignados por el despacho, anulando así los desvíos de frecuencia al producirse nuevamente el balance entre generación y demanda.

En sistemas interconectados con dos o más áreas controladas en forma independiente, además de controlar la frecuencia, la Regulación Secundaria de Frecuencia debe controlar dentro de cada área la generación de manera de mantener las potencias de intercambio programadas.

A continuación se enumeran las características fundamentales de la RSF:

1. Para anular la desviación de frecuencia se utiliza un controlador de característica proporcional integral (PI).

2. En base a un despacho económico se distribuye la variación de carga entre las unidades que participan en la RSF.
3. Permite que las unidades que regulan primario vuelvan a su valor inicial de generación, restituyendo la disponibilidad de reserva de generación para participar en la regulación primaria.
4. La acción de control sobre los variadores de carga de los generadores es originada en un Centro de Control (telemando) partiendo de mediciones de frecuencia en la red y de mediciones de flujo de potencia activa por las interconexiones (telemediciones).
5. Su tiempo de respuesta es del orden de varios minutos para, de ser posible de acuerdo a la magnitud de la perturbación, recuperar el valor nominal de la frecuencia.
6. Controla la componente lenta de la frecuencia.
7. Su acción se establece en tiempos del orden de varios minutos para acciones manuales y de un minuto o dos para acciones automáticas, estas últimas se denominan Control Automático de Generación (Automatic Generation Control - AGC).

El control secundario comenzó a utilizarse en los sistemas eléctricos alrededor de los años 60 del pasado siglo, debido a la creciente interconexión de las redes de transmisión, con el objetivo de aumentar la seguridad y eficiencia de la explotación del sistema. Esta integración de sistemas provoco que se instaurara un control automático de generación denominado AGC, para garantizar el correcto seguimiento de cargas, la recuperación de la reserva primaria invertida y que mantuviera los intercambios de potencia en los valores programados [SOLER 2001].

Con la acción de la regulación primaria de frecuencia, un cambio en la carga del sistema resultará en una desviación de la frecuencia de estado estacionario, dependiendo de la característica de estatismo de los reguladores y de la sensibilidad a la frecuencia de la carga. Todas las unidades de generación con regulador de velocidad contribuirán al cambio general de generación, independientemente de la localización de la variación de la carga. La restauración de la frecuencia del sistema al su valor nominal requiere una acción de control suplementaria o secundaria la cual ajusta la referencia de carga por medio de los variadores de velocidad. Por lo tanto, los medios básicos de control de la potencia de impulso para compensar las variaciones en la carga del sistema en la forma deseada se realiza a través del control de las referencias de carga de las unidades de generación seleccionadas. Dado que la carga del sistema está permanentemente cambiando, es necesario cambiar la potencia entregada por los generadores en forma automática. En un sistema eléctrico aislado no es necesario mantener los flujos de potencia programados con ningún área vecina, por lo que la

única función del control secundario es restaurar la frecuencia de referencia. Esto puede conseguirse añadiendo una acción de control suplementaria sobre la frecuencia en al menos uno de los generadores del sistema [LADESMA 2008]. Ante cualquier variación de carga la regulación secundaria es más lenta que la regulación primaria, por lo que puede considerarse que actúa una vez que esta se ha estabilizado. Al devolver la frecuencia del sistema a su valor de referencia la regulación secundaria restaura automáticamente la generación de todas las plantas que únicamente participan en la regulación primaria.

Los objetivos primarios del control automático de generación (AGC) son: participara de la RSF controlando la frecuencia en un valor nominal especificado y mantener el intercambio de potencia entre áreas de control en los valores pronosticados, ajustando la potencia entregada por los generadores. Esta función es normalmente referida como control de carga-frecuencia (LFC). El objetivo secundario es distribuir el cambio requerido de generación entre unidades minimizando los costos de operación; para ello se utiliza el denominado Despacho Económico en tiempo real.

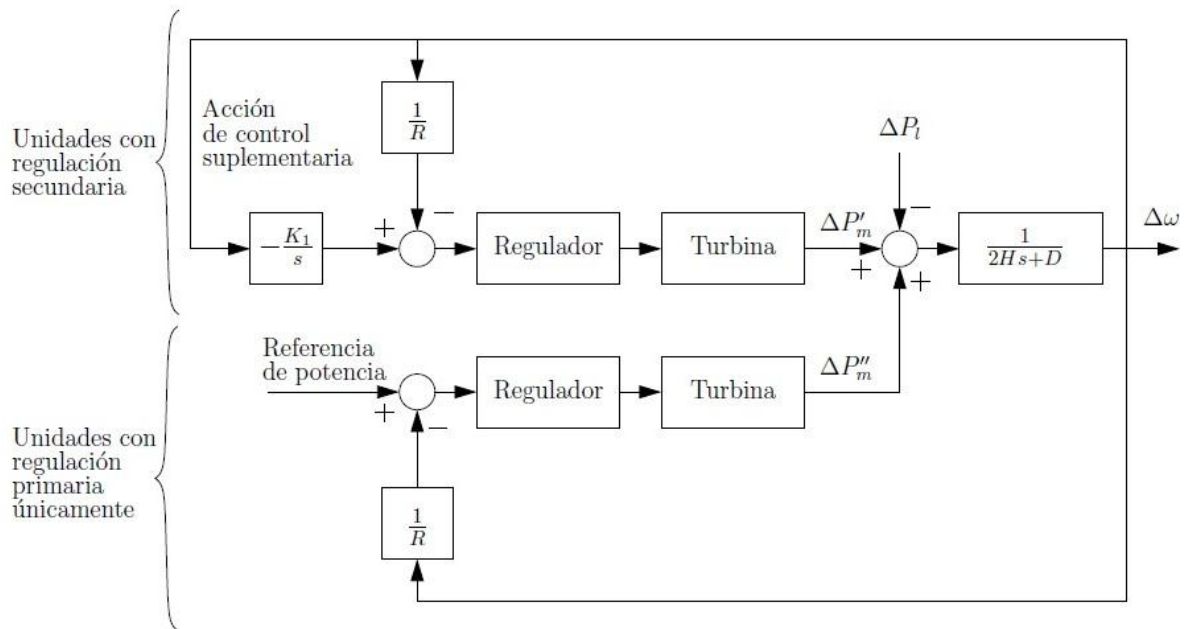


Figura 09: Control Automático de Generación por parte de un único generador. [LADESMA 2008]

El control secundario debe realizarse de forma centralizada. En caso contrario los generadores competirán entre sí para alcanzar la frecuencia de referencia y el sistema de control sería inestable. Por tanto, existe un único lazo de regulación, situado en un despacho de control, que mide la frecuencia, y que emite a todas las unidades que participan en la regulación secundaria las consignas de variación de generación.

Resulta habitual (España y California) que los mecanismos de provisión de reservas secundarias se basen en ofertas de suministradores de cantidad y precio, que son aceptadas (empezando por la más barata) hasta cubrir el nivel de reserva

establecido. La oferta más cara de las admitidas determina el precio al que se remunera a todos los agentes suministradores. Otros sistemas, como el inglés, adquieren la reserva secundaria mediante contratos privados de largo plazo establecidos entre el Operador del Sistema (NGC) y los generadores. En general, el coste del servicio es sufragado mediante un prorrateo del coste total entre los consumidores, de forma proporcional a la energía consumida en cada periodo de programación.

El sistema del control automático de generación posee los siguientes aspectos técnicos que se deben tomar en consideración:

- Filtrado del error de control de área: El error de control de área puede variar rápidamente debido a variaciones aleatorias de la carga. Las unidades generadoras no deben responder a estas variaciones rápidas. Para evitar esto se aplica un filtro de error de control de área.
- Límites de variación de potencia: El control de potencia debe respetar el límite de variación de potencia por unidad de tiempo de las unidades generadoras.
- Frecuencia de ejecución del control. La ejecución del control automático de generación no se realiza de forma continua, sino cada 2-4 segundos aproximadamente. Esto quiere decir que el sistema de control envía una señal a las unidades generadoras para que modifiquen su producción cada 2-4 segundos.

2.1.3 Regulación Terciaria de Frecuencia (RTF).

Para que la regulación secundaria sea efectiva, las unidades generadoras de un sistema deben disponer de una reserva suficiente de energía lista para compensar las variaciones de demanda. La Regulación Terciaria tiene por objeto la restitución de la reserva de regulación secundaria que haya sido utilizada. Es aportada mediante la actuación manual de subida o bajada de potencia de las centrales de generación o de consumo de bombeo que la oferten al menor precio, en el caso de energía a subir, o a un mayor precio de recompra en el caso de energía a bajar.

El margen de tiempo en el que debe actuar la Regulación Terciaria de Frecuencia, alrededor de 15 minutos, hace difícil que unidades térmicas no conectadas puedan participar, esto es debido a que la Regulación Terciaria de Frecuencia actúa sobre generadores acoplados o no al sistema.

En principio, los generadores con margen de regulación factible son los principales suministradores del servicio, si bien las comercializadoras y los grandes consumidores son también potenciales suministradores de estos servicios, siempre que dispongan de las comunicaciones oportunas con el Operador Sistema y puedan controlar el comportamiento de su demanda dentro de los tiempos de respuesta exigibles para cada servicio. En cuanto al

establecimiento del volumen de capacidad, el Operador del Sistema define unos valores de seguridad que permitan la recuperación de la reserva secundaria invertida en unos márgenes de tiempo razonables. [BARQUIN 2009]

Matemáticamente la Regulación Terciaria de Frecuencia viene definida como las acciones que tienden a anular la integral de las desviaciones de frecuencia, que se visualiza como la diferencia entre la hora oficial y la sincrónica. El error del tiempo se define de la siguiente manera:

$$\text{error de tiempo} = \frac{1}{f_n} \int_{t_0}^{t_1} \Delta f \cdot dt$$

Para eliminarlo se utiliza la frecuencia de referencia distinta a la nominal, cada vez que el error de tiempo supera el límite reglamentado.

Todos los servicios asociados al control terciario frecuencia-potencia suelen ser adquiridos en régimen de mercado. En el sistema eléctrico español, una vez casado el mercado diario y el de reserva secundaria, las unidades de producción disponibles para atender el requerimiento de regulación terciaria, presentan ofertas en cantidad y precio de energía terciaria, tanto a subir como a bajar, para cada uno de los períodos horarios del día siguiente. Este servicio juega el papel de un mercado en tiempo real de la energía, donde el OS asigna en tiempo real determinadas cantidades de energía (a subir o a bajar), a partir de las ofertas realizadas por los agentes.

En la siguiente figura se muestra gráficamente las distintas etapas de la regulación de frecuencia.

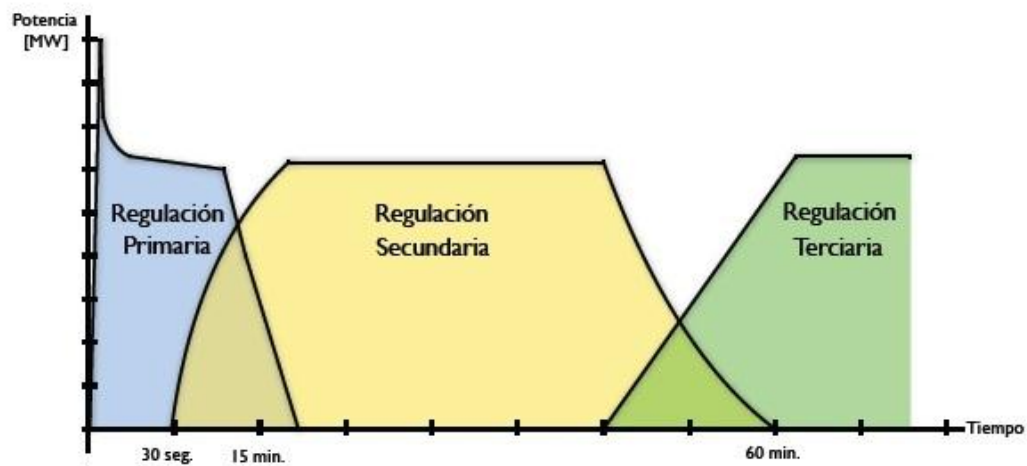


Figura 10: Etapas de la Regulación de Frecuencia.

2.2 Regulación Voltaje

La Regulación de voltaje es un requisito para el régimen de operación normal como para periodos en los cuales la tensión presenta variaciones rápidas. Se utilizan como soporte para el control de tensión generadores, los equipos de compensación y otros elementos del sistema eléctrico de potencia.

El control de tensión puede ser de acción sistemática o localizada. En el primer caso el generador suministra la potencia reactiva según su capacidad frente a las necesidades del sistema de potencia. En el segundo caso, el generador suministra parte de la potencia reactiva requerida para la carga, y en la porción restante se obtiene de bancos de condensadores ubicados cerca de esta.

El problema de control de tensión se le presentó primeramente a Thomas Edison, cuando este se encontró con problemas de tensión en la alimentación de New York en corriente continua, cuando la demanda aumentaba. Para resolver este problema Thomas Edison inventó el primer sistema de control de tensión denominado “compundaje”, que mantenía la tensión de fin de línea constante para cualquier variación de carga. Para el caso de la corriente alterna este controlador es denominado control tensión-reativa, pues la variación de la excitación del alternador acoplado a red tiene doble consecuencia: modifica la tensión en bornes del alternador y da lugar a una generación y/o absorción de reactiva.

Para poder operar un sistema de potencia en forma eficiente y confiable, el control de tensión y potencia reactiva deben cumplir con los siguientes objetivos, los cuales deberán tenerse en cuenta en los estudios que se realicen:

- ✓ Garantizar que las tensiones en terminales de todos los equipos del sistema estén dentro de los límites aceptables, en régimen normal y transitorio, para evitar efectos adversos en su desempeño y evitar posibles daños.
- ✓ Mejorar la estabilidad del sistema para maximizar la utilización del sistema de transmisión.
- ✓ Reducir las pérdidas de potencia activa y reactiva al mínimo, para asegurar que el sistema de transmisión opere eficientemente para transferencias de potencia activa.

Cada participante del mercado tiene su propia función en lo referente a este servicio, tanto en su suministro como en su uso, de modo que el establecimiento de las reglas para su prestación, requiere que se traten adecuadamente desde el punto de vista de proveedores y usuarios.

En las últimas décadas se han planteado estrategias de control jerarquizado para el manejo de la potencia reactiva con el fin de controlar la tensión. La

evolución de esta estrategia ha llegado a plantear tres niveles de control separados en espacio y tiempo:

- Control Primario o local: Mantener la estabilidad del sistema ante perturbaciones transitorias, duración 2 segundos. (AVR, SVC's, TCSC).
- Control Secundario: Control centralizado que requiere recibir y enviar señales remotas, las cuales toman algunos segundos en dicho proceso.
- Control Terciario: Tiene como objetivo determinar un perfil óptimo de tensiones del sistema y coordinar los controladores secundarios cumpliendo con criterios de seguridad y económicos.

Las particularidades de este servicio referentes a las distintas calidades de regulación y sobre todo al claro efecto local del servicio, han ocasionado que en general no se hayan utilizado mecanismos de provisión de reservas basados en el mercado, sino basados en la obligación del suministro (España, Argentina, California), donde, se suele establecer una remuneración administrativa por la prestación del servicio. Una excepción es el sistema inglés, donde el ISO realiza la provisión del servicio a partir de contratos bilaterales de largo plazo con los agentes suministradores.

2.3 Reposición del Sistema

El Servicio Complementario de Reposición del Sistema tiene por objeto reponer el suministro en caso de una perturbación de ámbito nacional o regional. Se basa en la capacidad que tienen determinados grupos generadores para arrancar sin alimentación exterior en un tiempo determinado tras un cero de tensión general en la instalación y mantenerse generando de forma estable durante el proceso de reposición del servicio, o bien de mantenerse en funcionamiento en isla sobre sus servicios auxiliares, preparados para servir de punto de envío de tensión y energización tras la perturbación. Este servicio complementario está aun en fase de desarrollo.

En la actualidad, las mejoras introducidas en el control frecuencia-potencia, en el control tensión-reactiva y el creciente grado de interconexión ha permitido reducir el número de unidades con capacidad de arranque autónomo, si bien su papel para la seguridad sigue siendo fundamental. El servicio de reposición es prestado únicamente por los generadores y suele estar inmerso dentro de los denominados planes de reposición del suministro, que afectan también al conjunto de elementos que componen la red de transporte. Estos planes se diseñan con el fin de garantizar la reposición del suministro en un periodo de tiempo razonable. Tradicionalmente, estos planes permiten establecer con qué centrales se debe de proveer el servicio, estableciéndose habitualmente una compensación económica fijada por el Regulador.

Una vez visto los 3 servicios complementarios más importantes podemos clasificar tres tipos de costos incurridos para su prestación:

1. Capacidad Instalada: Capacidad potencial de prestar el servicio. Es un coste de inversión.
2. Capacidad Operativa: Capacidad real para prestar el servicio. Es un coste de oportunidad (redespachos y perjuicios económicos)
3. Uso: Asociado a pérdidas de eficiencia, con equivalente en los costes variables de la energía.

Capacidad Instalada		
Servicio Complementario	Costes asociados	Valor
Reserva primaria	- Regulador de velocidad	95%
Reserva secundaria	- Instalación del AGC y Comunicaciones con el OS	5%
Reserva terciaria	-	0%
Control de tensiones	- Sobredimensionamiento del conjunto alternador-transformador - Comunicaciones con el OS	65%
Reposición del servicio	- Instalación de grupos electrógenos, baterías...	90%
Capacidad Operativa		
Servicio Complementario	Costes asociados	Valor
Reserva primaria	-	5%
Reserva secundaria	- Lucro cesante por redespachos - Pérdida de eficiencia asociada al redespacho	75%
Reserva terciaria	- Lucro cesante por redespacho (Poco habitual) - Pérdidas de agua en válvula de mariposa (Poco habitual)	10%
Control de tensiones	- Lucro cesante por redespacho (Poco habitual)	5%
Reposición del servicio	- Costes de mantenimiento	10%
Uso		
Servicio Complementario	Costes asociados	Valor
Reserva primaria	-	0%
Reserva secundaria	- Coste variable o lucro cesante - Pérdida de rendimiento estático y dinámico - Mayores costes de mantenimiento	20%
Reserva terciaria	- Coste variable o Lucro cesante	90%
Control de tensiones	- Incremento de pérdidas en alternador-transformador	30%
Reposición del servicio	-	0%

Figura 11: Costes Servicios Complementarios. [BARQUIN 2009]

2.4 Costos asociados a la Regulación de Frecuencia

Las prestaciones de los servicios de ajustes conllevan distintos costes dependiendo del servicio que está siendo otorgado por el generador. En el caso de la regulación de frecuencia se pueden distinguir claramente tres (3) productos asociados a la prestación del servicio [BARQUIN 2009]. Estos productos son los siguientes:

1. **Capacidad instalada:** Se basa en la capacidad potencial del agente de prestar el servicio y se expresa en MW. Este coste radica en la realización de las inversiones necesarias para así tener la capacidad potencial de otorgar el servicio. Este coste tiene su equivalente en el mercado de energía, en los costes de instalación de la planta generadora. Se considera como un coste fijo.
2. **Capacidad operativa:** Consiste en la capacidad real del generador para otorgar el servicio en determinadas condiciones de explotación y su unidad de medida es MW. Este coste generalmente es asociado a la realización de redespachos en las unidades generadores y los males económicos que estos dan a lugar. Se considera como un coste variable de energía.
3. **Uso:** Este producto consiste en la utilización en tiempo real de la capacidad operativa, su unidad de medida es en MWh. Este coste se asocia a pérdidas de eficiencia, producto de la utilización de la capacidad operativa. Se considera un coste variable de energía.

En el caso de los generadores que aportan el servicio, el hecho de brindar soporte de regulación primaria, distingue en primera instancia los costos fijos correspondientes al capital de inversión en las unidades de generación que proveen el servicio. Además de los costos variables, principalmente concentrados en el incremento de los costos de operación y mantenimiento, una reducción de eficiencia y la disminución del tiempo de vida útil, se observa un principal aporte de los costos de oportunidad debido a la disminución de potencia generada, ingresos que se dejan de percibir por el hecho de brindar soporte al sistema. [RAINERI 2006]

Para el Regulación Secundaria de Frecuencia al igual que en la regulación primaria, se distinguen costos fijos involucrados preferentemente con la puesta en servicio de la tecnología AGC y costos de oportunidad ligados con la disminución de ingresos por ventas de energía. El coste del uso neto de secundaria, resulta bastante reducido, pues la aleatoriedad de los desequilibrios y la rápida reposición de esta con el servicio de reserva, da lugar a un valor bastante reducido.

Para el servicio de Regulación Terciaria de Frecuencia, el producto uso es el que da lugar a la mayor parte del coste incurrido en la prestación del control terciario de frecuencia, esto es debido a que el uso se define como la diferencia entra el valor de la energía programada y la energía que realmente se ha despachado. Esta particularidad permitirá simplificar mucho los modelos de provisión de este servicio, al permitir ser tratado como un mercado de la energía de corto plazo.

La siguiente tabla detalla los costes asociados a la Regulación de Frecuencia y el peso que posee cada producto.

Servicio Complementario	Producto		
	Capacidad Instalada	Capacidad Operativa	Uso
Regulación Primaria de Frecuencia	95%	5%	0%
Regulación Secundaria de Frecuencia	5%	75%	20%
Regulación Terciaria de Frecuencia	0%	10%	90%

Tabla 2: Costes Servicios Regulación de Frecuencia.

En esta tabla es fácil apreciar que el en el servicio de control primario el principal coste radica en la capacidad instalada, por lo que se recomienda una remuneración de largo plazo. Para el servicio de control secundario se observa que el mayor coste se encuentra en capacidad operativa del agente, esto indica que debe asignarse un modelo de corto plazo, similar a la utilizada en la programación de energía. En el tercer caso tenemos el control terciario, el cual tiene su mayor coste en el uso, por lo que el modelo regulatorio debe ser asignado al muy corto plazo.

Existen dos enfoques fundamentales para reconocer estos costes, los cuales se detallan a continuación:

- i. Mecanismos de mercado: Se estipulan en torno al producto de mayor coste esperado, el cual se denomina producto principal. Este esquema es similar al empleado en los mercado de energía, donde se establece un mecano al por mayor de la energía.
- ii. Pago Administrativo: El regulador puede establecer un pago por otros productos, con el fin de enviar determinadas señales.

3. MODELOS REGULATORIOS DE SERVICIOS DE AJUSTES: REGULACIÓN DE FRECUENCIA

El mercado de servicios de ajustes presenta ciertas características técnicas-económicas que lo diferencia del mercado convencional de energía. Algunas de estas características son las siguientes:

1. La mayor parte de los costes del servicio están asociados a la capacidad. Por lo que utilizar un mecanismo de remuneración basado en el uso, acrecentaría los riesgos de recuperación.
2. No existen agentes demandantes de estos servicios, lo que significa que no existen ningún tipo de casación entre demanda y oferta.
3. No existe la posibilidad de crear un mercado con competencia perfecta para estos servicios, debido a que no todos los generadores poseen la capacidad de ofrecerlos.

Ante esta situación el regulador debe plantear alternativas para la remuneración y control de estos servicios. Diferentes autores han presentados distintas decisiones regulatorias. Tomando de referencia a [BARQUIN 2009] presentaremos posibles opciones de suministro y remuneración del servicio complementario de Regulación de Frecuencia, para esto se ha dividido el problema en dos categorías: regulación de la demanda y la regulación que afecta el suministro.

3.1 Modelos Regulatorios del Suministro

Dentro de los modelos regulatorios de suministro se distinguen dos tipos de posibilidades principales que son: provisión y remuneración.

En los modelos de provisión se destacan tres niveles distintos de obligatoriedad de otorgar el suministro del servicio, estos son los siguientes:

- Obligación total: Los agentes adquieren la obligación de proveer una determinada cantidad del servicio con sus propios recursos.
- Obligación con posibilidad de transferencia: Los agentes adquieren la obligación económica de proveer una cantidad de servicio, pudiendo decidir entre prestarlo con sus propios recursos o comprarlo a otro agente.
- Sin obligación: Los agentes no adquieren ninguna obligación de prestar el servicio, supeditando su actuación a las leyes del mercado: oferta y demanda.

Luego de haber determinado el modelo de provisión más conveniente se debe entonces analizar qué modelo remuneratorio se desea. A continuación se presentan los principales tipos de modelos regulatorios existentes:

- Sin remuneración: No establece ninguna compensación económica por la asignación de una determinada capacidad y no envía señales justa los agentes suministradores.
- Remuneración a precios administrativos: Establece una compensación económica a partir de un criterio de costes incurridos.
- Remuneración a precio libre: Los agentes son los que determinan el precio que desean obtener por la prestación del servicio, este modelo es el utilizado en los mecanismos de mercado.

Luego de esta explicación de los modelos regulatorios del suministro podemos dar posibles respuestas a las preguntas que nos hicimos en el capítulo introductorio.

“¿Quién tiene la obligación de prestar el servicio?” Existen tres posibilidades que el regulador debe elegir: Los agentes designados (Obligatorio), Agentes designados con posibilidad de transferir sus obligaciones o Nadie está obligado a prestar el servicio.

“¿Cómo se remunera el servicio?” Al igual que en la pregunta anterior el regulador debe elegir entre una de estas tres opciones: No remunerar, Asignar un precio administrativo o Permitir a los agentes ofertar un precio libre.

Estas posibles decisiones regulatorias las hemos resumido en la siguiente tabla [BARQUIN2009]:

Modelo Remuneratorio	Modelo de Provisión		
	Obligatorio	Obligatorio transferible	No Obligación
Sin Remuneración	Método valido en caso de requerimiento homogéneo.	No tiene sentido. Las transferencias solo pueden realizar sobre la base de un precio.	No tiene sentido. Los agentes no prestarían el servicio.
Precio Administrativo	Solo garantiza recuperación de costos en el caso de que los precios se calculen correctamente	Solo garantiza recuperación de costos en el caso de que los precios se calculen correctamente	Funciona si el precio administrativo es superior al coste incurrido por los agentes
Precio Libre	No tiene sentido. Con precios libres, la obligación es absurda	Insensibiliza el sistema ante un posible poder de mercado, pero no a los agentes con obligación de prestarlo	Envía señales correctas a los agentes. Posibles problemas de poder del mercado.

Tabla 3: Combinaciones modelos provisión y remuneración.

La combinación de remuneración a precio administrativo y provisión del servicio de forma obligatoria transferible, es la utilizada actualmente en República Dominicana.

3.2 Modelos Regulatorios de la demanda

Con el fin de garantizar la fiabilidad, seguridad, firmeza, economía y calidad del suministro eléctrico, los servicios complementarios son demandados por todos los agentes del sistema⁴. Debido a que la única manera de poder lograr dichas condiciones en el sistema y realizar una explotación segura del sistema, es presentando la demanda como unitaria, el Operador del Sistema se cataloga como representante de todos los agentes, y determina el volumen necesario para conseguir la explotación segura.

Es necesario que el Operador del Sistema sea quien determine el volumen óptimo para todo el sistema y se presente como único comprador, ya que si cada agente realiza decisiones individuales están pueden afectar el conjunto de los agentes. Sin embargo ante la decisión regulatoria de presentarse como un único demandante el Operador del Sistema se encuentra con dos tipos de demanda distintos [SOLER 2001]:

1. Demanda Elástica: El Operador del Sistema asume que la utilidad del volumen de capacidad puesto a disposición del sistema es función de la cantidad que de este tome.
2. Demandan Inelástica: El Operador del Sistema ignora el coste del servicio prestado y trata de garantizar una explotación óptima del sistema.

De igual manera el Operador del Sistema puede considerar dos tipos de demandas, que son: Demanda Conjunta y Demanda Asignable. En la demanda conjunta es el Operador del Sistema que representa a todos los agentes y establece las necesidades de adquirir el producto de servicio complementario. Sin embargo en la demanda asignable los agentes deben sufragar el servicio complementario de forma proporcional a su grado de responsabilidad en la necesidad de este.

⁴ Julián Barquín, "La regulación de libre mercado: Generación y mercado mayorista", Universidad Pontificia de Comillas, 2009.

De lo expuesto anteriormente se puede resumir en la siguiente tabla, las distintas decisiones regulatorias que puede optar por elegir el ente Regulador.

Modelo Regulatorio de la Demanda		
Agentes Demandantes	Tipo de Demanda	
	Inelástica	Elástica
Conjunta	No optimiza el volumen de capacidad adquirido. No envía señales correctas a los agentes	Optimiza el volumen de capacidad adquirido. No envía señales correctas a los demandantes.
Asignable	No optimiza el volumen de capacidad adquirido, envía señales correctas a los agentes demandantes	Optimiza el volumen de capacidad adquirido. Envía señales correctas a los agentes demandantes

Tabla 4: Combinaciones modelos demanda y asignación de costes. Fuente [SOLER 2001]

Actualmente República Dominicana se encuentra en el primer reglón de la tabla anterior: Demanda conjunta e inelástica.

3.3 Experiencias de Mercados Internacionales: Compensación Económica de Regulación de Frecuencia

La operación de los Servicios Complementarios es realizada de diferentes formas en los diversos mercados eléctricos del mundo. A continuación realizaremos un análisis comparativo de los países donde han sido reconocidos e implementados eficientemente. Este análisis solo muestra lo referido al Servicio Complementario de Regulación de Frecuencia, en donde se centra esta tesis.

Antes de señalar los diferentes mecanismos de regulación utilizados en los países del mundo, describiremos brevemente los tipos de mercados más comunes existentes en el sector energético:

- Mercado Diario – Day Ahead Market: En este tipo, el operador de mercado recibe oferta no auditada de parte de los generadores para la operación futura del próximo día. Todos los titulares de las unidades de producción y adquisición de energía eléctrica, están obligados a realizar sus ventas a través del operador del mercado de acuerdo con el procedimiento fijado por este. El mercado diario se estructura en una sola sesión para cada hora del horizonte diario de programación.
- Pool o Mancomunidad: Esta estructura de mercado es tal que productores y consumidores no entran en una acción comercial directa. A través de un mecanismo preestablecido y reconocido por

todos sus miembros, establece el precio de mercado de corto plazo de energía.

- Mercado Over The Counter – OTC: Este tipo de negociación utiliza contratos estandarizados y a medida, realizados fuera del ámbito de los mercados organizados, se distingue dentro de sus principales características:
 - (a) Creación y liquidación privada de agentes.
 - (b) Imposibilidad de cerrar posiciones antes del vencimiento, sin previo acuerdo.
 - (c) Inexistencia de mercado secundario.
 - (d) Inexistencia de garantía.
- Mercado de futuros: En este tipo de contratos se otorga el comprador el derecho y la obligación de comprar activo subyacente a un precio predeterminado en una fecha prefijada y a su vendedor el derecho y la obligación de vender el activo subyacente al mismo precio y en la misma fecha que el comprador. La operativa con futuros es un juego de suma cero, de manera que los beneficios del comprador serán las pérdidas del vendedor y viceversa. En este tipo de mercados se distingue que cuando ocurra el vencimiento, el precio del futuro será el precio “spot” del activo subyacente.

3.3.1 NORDEL

Noruega, Suecia, Finlandia, y Dinamarca han unificado sus sistemas interconectados, formando un solo mercado eléctrico, pero con la particularidad de que son dirigidos por cuatro operadores independientes del sistema, que suelen emplear formas diferentes de manejar la congestión, regular frecuencia, regular voltaje, etc. Desde 1991, estos países comenzaron un proceso de desregulación del mercado eléctrico. El NORDEL abastece de suministro eléctrico a más de 25 millones de personas y genera más de 412 [TWh] de electricidad al año⁵.

El proceso de desregulación que se experimentó en el sector eléctrico, tanto en Noruega como en Suecia, buscó terminar con la integración vertical que existía, separando las diferentes actividades (Generación, Transmisión, Distribución y Comercialización) y poniéndolas bajo la responsabilidad de empresas separadas. No obstante, este proceso no incluyó –como en otras partes- la privatización de tales empresas, sino que continuaron siendo estatales.

En el Sistema Eléctrico de los países Nórdicos, cada generador y cada carga paga por su conexión a la red de Transmisión, al propietario respectivo; existen tres niveles de red: Nacional, Regional y Local, y el pago debe hacerse al

⁵ NORDEL. Annual Report. 2009

mayor nivel de la red al cual se esté conectado. Este pago le da al usuario acceso a todos los niveles de la red para comprar o vender energía.

En el NORDEL existen tres tipos de mercados: El Mercado Spot, Mercado de Futuros y el Mercado Regulatorio. Desde enero del año 2002, las actividades relacionadas con el mercado spot y el abastecimiento de la demanda se encuentran bajo la responsabilidad del Nord Pool Spot ASA, mientras que el cálculo y monitoreo de los requerimientos de seguridad del sistema está en las manos del Nord Pool Clearing AS. Estas dos compañías son propiedad del ISO y del Nord Pool ASA.

La actual estructura del mercado en el NORDEL incluye mercados Over The Counter (OTC) donde se transan acuerdos bilaterales (mercados de futuros), un mercado spot (Elspot) y mercado de balance de energía (Elbas), ambos operado por el Nord Pool.



Figura 12: Red del Sistema Eléctrico en el mar Báltico. Fuente NORDREGIO.

3.3.1.1 Servicios Complementarios

Debido a los cambios regulatorios internacionales y los procesos de liberalización de los países que conforman NORDEL, se ha renegociado los contratos de los Servicios Complementarios y se han identificado productos y principios de pago alternativos, los cuales se describen más adelante.

Una de las principales características de los Servicios Complementarios del NORDEL es que las funciones de control secundario son manejadas manualmente por el Operador del Sistema, a través de mecanismo de mercado. Los Servicios Complementarios son transados en la operación real y manejados por el operador del sistema de transmisión; sus costos son directamente transferido a los usuarios a través de pagos del sistema de transmisión, el cual es altamente regulado. Cada Operador del Sistema tiene a su cargo la coordinación de la provisión de los Servicios Complementarios y es él quien debe decidir los montos necesarios de cada uno de estos servicios, para la adecuada confiabilidad de la operación del sistema.

NORDEL normalmente tiene disponibilidad adecuada de Servicios Complementarios, cuyos precios suelen ser muy bajos. Casi la totalidad de los Servicios Complementarios son provistos por generadores hidroeléctricos, lo cual implica que sus costos de provisión resultan bajos. Esto implica que el Operador del Sistema no se vea en la necesidad de exigir una provisión de Servicios Complementarios mas allá de los niveles básicos, ni tiene que hacer pagos por contribuciones especiales.

La frecuencia del sistema debe mantenerse dentro del rango definido por 49.5 y 50.5 [Hz]. En cuanto al servicio de regulación primaria, las cantidades de reserva son calculadas separadamente en cada país, siendo una obligación para cada unidad generadora el proveerlo. El estatismo de cada unidad generadora, con tal de realizar la regulación, se ajusta entre un 2 y un 5% [b.p.]. Es un servicio obligatorio, que deben proveer todos los generadores, y estos son remunerados por esto.

Normalmente, hay un excedente de control primario de frecuencia; de no ser así, el Operador del Sistema puede ordenar una reducción de la pendiente de estatismo (mínimo un 2%) en las unidades seleccionadas. Este excedente da la oportunidad de que algunos generadores puedan vender Regulación Primaria de Frecuencia a los sistemas vecinos.

Como se menciona anteriormente no hay un Servicio de Regulación Secundaria de Frecuencia en el NORDEL. Lo único que funciona de forma automática es la Regulación Primaria de Frecuencia. Existe un monto disponible suficiente de reserva, pero es responsabilidad del OS asegurar que esto sea así siempre. En caso de que no haya reserva disponible suficiente, el OS puede ordenar a un generador ofrecer un máximo de un 8% de la capacidad instalada del generador como reserva.

Se exigen que el servicio este totalmente disponible en un tiempo no mayor de 15 minutos, después de solicitarlo el Operador del Sistema, su tiempo mínimo que debe mantenerse este servicio es de 4 horas. El Operador del Sistema basado en el cálculo ACE, que indica la desviación máxima entre los intercambios planeados y los actuales, determina los requerimientos de este servicio.

3.3.2 California

El sistema de California abastece a más de 35 millones de personas con una demanda anual de electricidad cercana a los 265 [TWh]. En este sistema, el proceso de desregulación del mercado eléctrico comenzó en 1992, pero más explícitamente en 1996 cuando la FERC dictó una orden en la cual permitía a todos los agentes del mercado el acceso libre a las redes de transmisión. En el mismo año nació el California Independent System Operator (CAISO), el cual maneja la red de transmisión y asegura un acceso libre a todos los participantes del mercado. Desde 1998, el CAISO también procura los Servicios Complementarios basados en un esquema de ofertas competitivas, sin embargo, algunos de ellos son transados a través de contratos bilaterales.

El Sistema Eléctrico de California está conectado con varios Sistemas Eléctricos más, de otros Estados de Estado Unidos y México. Eso y el hecho de constituir en sí mismo un sistema muy enmallado de la red, hacen que su operación sea muy confiable y de mucha seguridad. En la siguiente figura se muestra la estructura de la red de California:

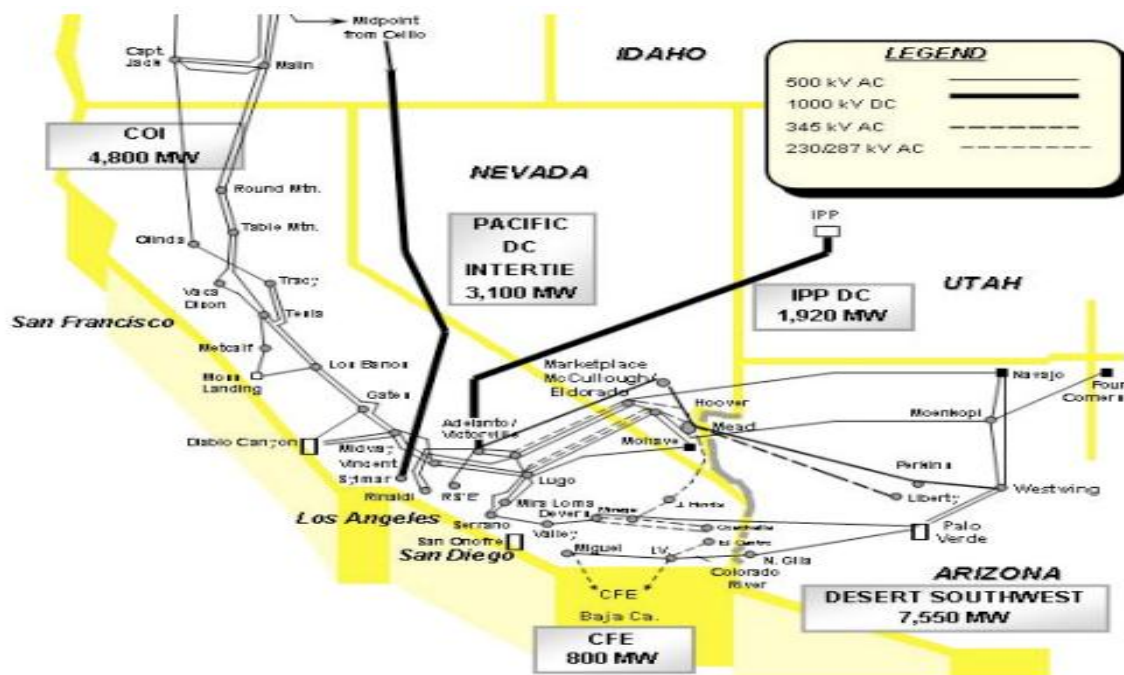


Figura 13: Red del Sistema Eléctrico Interconectado de California. Fuente CAISO

A mediados del año 2000 aparecieron los primeros indicios de una fuerte crisis financiera y eléctrica en el sistema, la cual duraría hasta mediados del año 200. Como consecuencia de la crisis, el CAISO se vio en la obligación de rediseñar el mercado eléctrico, introduciendo para ello una serie de modificaciones. En el nuevo diseño, se introdujo el concepto de capacidad disponible cuyo principal objetivo es permitir al ISO verificar si contara, de antemano, con suficiente capacidad para cubrir la demanda del sistema y los requerimientos de reserva. Además, y debido a la inherente vinculación entre algunos Servicios Complementarios, se optimizó simultáneamente el mercado de energía, el de Servicios Complementarios, y el mercado de manejo de congestiones en el sistema de transmisión.

El ISO (Independent System Operator), conduce tres modelos de mercados de libre competencia, los cuales son: Mercado Spot de Energía, Mercado de Transmisión y Mercado de los Servicios Complementarios. Estos mercados no solo buscan bajar los costos de provisión de la electricidad, sino sobre todo le ayudan al ISO a mantener la confiabilidad en la red de transmisión, sobre todo a través de los Servicios Complementarios o de Ajustes.

El Mercado de Servicios Complementarios tiene lugar un día y una hora antes del uso de la electricidad por parte de los consumidores, y opera bajo la coordinación del ISO, en este mercado solo se transa capacidad en Megavatios. A través de este mercado los coordinadores de la programación pueden comprar sus requerimientos de tales servicios.

3.3.2.1 Servicios Complementarios

La provisión de los Servicios Complementarios en el Sistema Eléctrico de California se basa, por lo general, en subastas competitivas, conducidas por el ISO en el mercado diario y horario.

Los Servicios Complementarios no pueden competir con la energía para programar la Transmisión. El proceso de manejo de la congestión asigna la Transmisión solo para la energía, y si se congestiona una línea después de terminado este proceso, el Operador del Sistema divide el mercado de los Servicios Complementarios en mercados regionales.

Se distingue en el mercado californiano que tanto el servicio de Regulación Primaria como Secundaria no son obligatorios. Entre los costos asociados a estos servicios se distinguen: el costo de inversión, operación, combustible, disminución de eficiencia, entre otros. Los agentes que entregan el servicio, reciben pagos por capacidad tanto para los servicios de subida como de bajada (Diferenciación entre una operación bajo la frecuencia nominal y una sobre la frecuencia nominal respectivamente). También reciben pagos por Energía, en el despacho en tiempo real, se les paga a los proveedores por el monto utilizado del servicio correspondiente, al precio spot de la energía.

La cantidad de capacidad de la Regulación necesaria para cada periodo del mercado diario y horario es determinada como un porcentaje de la demanda agregada, pronosticada por el ISO para dicho periodo. Inicialmente este porcentaje iba del 5% (horas de valle) y del 10% (horas de puntas). El control de la regulación se hace a través del ACE (Área Control Error), calculado por equipo del Operador del Sistema: Este enviara las señales correspondientes a los generadores, para que provean el servicio de regulación, cada vez que el ACE exceda los límites permitidos.

3.3.3 Inglaterra y Gales

El sistema eléctrico de Inglaterra y Gales es el más importante del Reino Unido. Entrega energía a mas de 60 millones de personas, generando cerca de 350 [TWh] al año. El proceso de desregulación del mercado eléctrico comenzó en 1989 con el objetivo de reducir la intervención del gobierno en la economía. El Energy Pool of England and Wales fue la entidad instruida para facilitar el proceso de asignación de generación por parte de las unidades generadoras.

El Sistema Eléctrico de Inglaterra y Gales está formado por 18 zonas eléctricas, división que se ha realizado siguiendo criterios de tipo geográfico, oportunidad de nuevas conexiones, cargos por uso del sistema, provisión de Servicios Complementarios, restricciones técnicas de la red, entre otros.

En el año 2001, la estructura de pool fue reemplazada por una en la cual los generadores pudieran negociar libremente con los consumidores. Esta nueva entidad fue denominada “New Electricity Trading Arrangements” (NETA). La introducción de la NETA permitió la creación de mercados eléctricos en los cuales la energía es tratada como cualquier otro commodity, a través de contratos bilaterales. Los principales elementos de la NETA son las estructuras de forwards y el mercado de futuros, la bolsa de energía y los mecanismos de balance.

A pesar de que los precios disminuyeron desde el comienzo de la operación de la NETA, este descenso está fuertemente vinculado al exceso de capacidad del sistema, explicada en parte por las grandes multas que tenían que pagar las unidades generadoras si no eran capaces de satisfacer la demanda asignada. En este sistema, los Servicios Complementarios son manejados por la National Grid Company (NGC), encargada a su vez de operar la red de transmisión.

En el sistema ingles los costos asociados a la provisión de Servicios Complementarios son transferidos a los consumidores a través de un aumento de los pagos por el uso de la red de transmisión. Este sistema clasifica estos servicios en tres categorías distintas:

- Servicios Necesarios, estos son requeridos para cumplir con las especificaciones del Reglamento, pero no es obligación del todos los generadores proveerlos. (Reposición del Sistema).

- Servicios Obligatorios, estos son los servicios exigidos en el reglamento y que deben ser provistos por todos los generadores, a través de una operación centralizada, bajo la coordinación del Operador del Sistema. (Frecuencia y Voltaje).
- Servicios Comerciales, estos no son especificados en el Reglamento, pero el Operador los emplea para lograr una adecuada operación del sistema. Esto se hace mediante ofertas competitivas para minimizar los costos. (Reserva Detenida).

3.3.3.1 Servicios Complementarios

La operación del sistema eléctrico debe ser tal que la frecuencia se mantenga entre los 49.5 y los 50.5 [Hz]. En el caso de una contingencia se permite una excursión de la frecuencia más allá de los 49.5 [Hz], pero no por más de 1 [min]. El hecho de ser partícipe de la regulación de Frecuencia Primaria es totalmente obligatorio para aquellos generadores con capacidad instalada por sobre los 50 [MW], los cuales deben proveer el servicio en todo instante. El estatismo de estas unidades es configurado del orden de 3 a 5% [b.p.], con una banda muerta de 15 [mHz]. Los grandes consumos también pueden ser parte del servicio de regulación primaria a través del desprendimiento de carga.

Los costos asociados a este servicio son difíciles de identificar y generalmente son comercializados a través de contratos bilaterales. Los consumidores ven reflejados estos costos como un incremento del pago por energía el cual incluye un pago por capacidad, operación y compensación.

La Regulación Secundaria de Frecuencia se considera generalmente un servicio comercial, cuya provisión no es obligatoria y se determina ya sea en base a ofertas o subastas competitivas, o por medio de contratos bilaterales anuales. También hay acuerdo con grandes consumidores para interrumpir su carga por un tiempo, cuando es necesario, los que se realizan fundamentalmente mediante acuerdos bilaterales.

3.3.4 España

La ley eléctrica introdujo en el sistema español, a mediados del año 1997, el concepto de Servicios Complementarios; y desde 1998 comenzó el mercado eléctrico. Los Servicios Complementarios son considerados productos separados a la energía, remunerados según el costo marginal del servicio.

El sistema eléctrico español abastece a más de 40 millones de personas, con una demanda anual cercana a los 220 [TWh]. La estructura de mercado existente, establece mercados diario e intradiario, en el cual el operador del sistema administra los Servicios Complementarios. Contratos bilaterales físicos y financieros son utilizados para el manejo de la operación.

El mercado de electricidad es el conjunto de transacciones derivadas de la participación de los agentes en las sesiones de los mercados diarios e intradiario y de la aplicación de los procedimientos de operación técnica del sistema. Los contratos bilaterales físicos realizados por vendedores y compradores se integran en el mercado de producción, una vez ha finalizado el mercado diario.

Los agentes del mercado son las empresas habilitadas por el Operador del Mercado, para participar en el mercado de producción como vendedores o compradores de electricidad. Pueden actuar como agentes del mercado los productores, distribuidores y comercializadores de electricidad, así como los consumidores cualificados de energía eléctrica y las empresas o consumidores residentes en otros países, que tengan la habilitación de agentes externos.

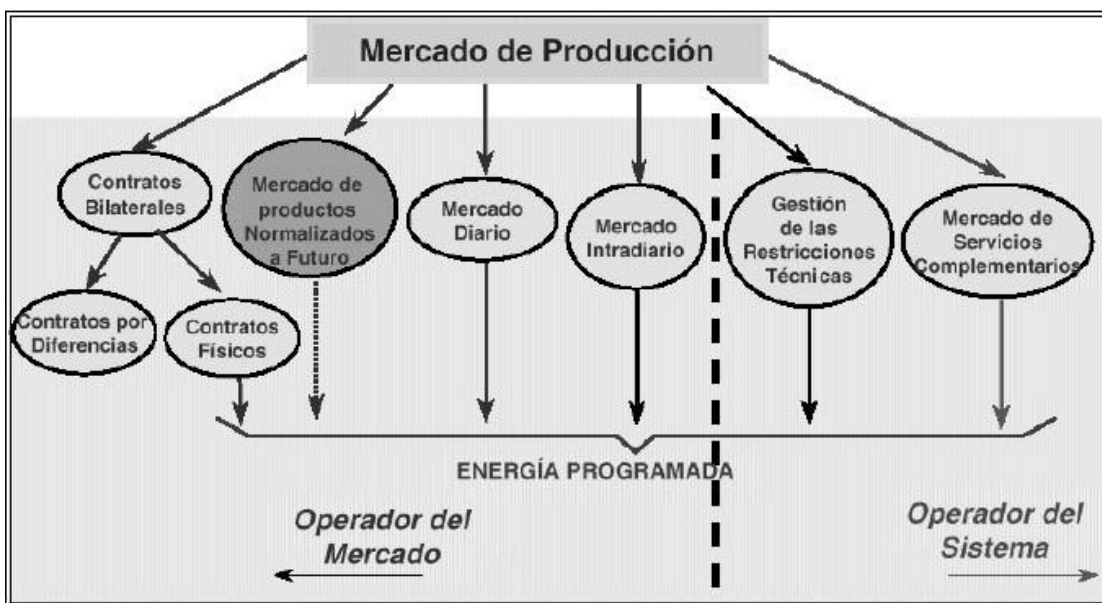


Figura 14: Esquema Mercado Eléctrico Español. Fuente [VERGARA 2000]

3.3.4.1 Servicios Complementarios

El sistema eléctrico español se encuentra inmerso en la UCTE de 1999, por lo que sus procedimientos para el control frecuencia – potencia, tratan de cumplir con las recomendaciones de dicho organismo.

Se considera el Servicio Complementario de Regulación Primaria como un servicio obligatorio y no retribuido, aportado por los grupos acoplados y que tiene por objeto corregir automáticamente los desequilibrios instantáneos entre generación y el consumo.

Anualmente el Operador del Sistema establece los requerimientos de regulación primaria para el conjunto del sistema eléctrico. A este respecto, la regulación primaria de los grupos generadores deberá permitir establecer un estatismo en su regulador de manera que puedan variar su carga en un 1.5% de la potencia nominal. Al tratarse de un servicio obligatorio, todas las unidades de

producción deben disponer de la banda de regulación primaria establecida por el Operador del Sistema. En el caso en que técnicamente no sea posible contar con ella, el servicio complementario debe ser conectado directamente por los titulares de las instalaciones obligadas a su prestación a otros agentes que puedan prestarlo.

La regulación española considera el servicio de Regulación Secundaria como un servicio potestativo prestado por los generadores, y cuya remuneración se realiza en un régimen de mercado. El sistema se encuentra dividido en zonas de regulación, constituidas en general por agrupaciones de generadores pertenecientes a una misma empresa de generación. El AGC maestro del Operador del Sistema envía señales a estas zonas, y son los AGC's de zona los que reparten esa señal entre unidades de generación. Para ofertar este Servicio Complementario todas las unidades de generación que acrediten su capacidad técnica y operativa para prestar este servicio en las condiciones requeridas.

La reserva que debe mantenerse en regulación secundaria es determinada por el Operador del Sistema para cada periodo de programación, en función de la indeterminación estadística en la evolución temporal previsible de la demanda y del fallo probable esperado según la potencia y los equipos generadores acoplados. Además se tiene en cuenta la magnitud de los escalones horarios de potencia inherentes a la programación de las unidades de producción.

Los principales costos asociados a la provisión del servicio de regulación secundaria de frecuencia corresponden a costos de inversión y operación, además de los costos de oportunidad.

En cuanto a la regulación terciaria se considera como un servicio de carácter potestativo prestado por los generadores, y retribuido mediante mecanismo de mercado. Pueden participar en este Servicio aquellos agentes generadores que acrediten su correspondiente capacidad técnica y operativa para la prestación del servicio.

La energía de regulación terciaria utilizada se valora al mayor de los precios de las unidades de producción que haya sido utilizada para aportar el servicio en el periodo horario considerado, distinguiendo la reserva a subir de la reserva a bajar. El coste del servicio se reparte horariamente entre los desvíos producidos de forma proporcional a los módulos de estos.

3.3.5 Argentina

El proceso de desregulación 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.

Los actores participantes en una etapa de la cadena eléctrica están inhabilitados para actuar en otra etapa; la independencia de los transportistas tiene por objeto asegurar el libre acceso a terceros a la red, lo que también deber ser garantizado por los distribuidores, si es que tienen capacidad disponible en su red de Distribución. Dado que los transportistas tienen vedada la compra o venta de energía, su retribución es fijada en cuadros tarifarios periódicos donde debe reflejarse el valor agregado por el servicio que prestan.

La competencia en el suministro se materializa a través de un Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) en el que concurren productores, transportistas, distribuidores, grandes usuarios y comercializadoras. El sistema de fijación de precios es de tipo marginalista. Como consecuencia de esta organización toda energía eléctrica se canaliza a través del MEM, dividido en dos segmentos: el mercado a términos o de contratos y el mercado spot.

3.3.5.1 Servicios Complementarios

Si bien no existe explícitamente un mercado de Servicios Complementarios, está considerada en la normativa vigente la provisión de varios de ellos, tendientes a mantener la confiabilidad en la operación de la red.

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 Optimo para la Regulación Primaria (ROR)⁶, por el cual no se realiza retribución económica.

El Operador del Sistema determina estacionalmente un nivel de reserva óptimo de Regulación Primaria a mantener, asignándole a todas las unidades idéntica proporción en este aporte. Para determinar ese nivel optimo de Regulación Primaria, el Operador del Sistema considera diferentes montos globales, determinando para cada uno de ellos la suma entre el costo de operación de todo el sistema y el costo total de la energía no suministrada: aquel monto de Regulación Primaria que entregue el valor mínimo de estos costos sumados, determinara el nivel optimo de reserva a asignar, para este servicio.

Cada máquina debe pagar la reserva que no aporta a la Regulación Primaria de Frecuencia si su reserva regulante es menor que la necesaria para

⁶ CAMMESA. Procedimiento técnico no. 9: Participación de los Generadores en el Servicio de Regulación de Frecuencia de NEM Argentina. 1999.

cubrir el Requerimiento Optimo para Regulación Primaria de su área de despacho. Una maquina vende el excedente que aporta a su área de despacho si su reserva regulante despachada para el área es mayor que el requerimiento optimo de su área. Si el Porcentaje Estacional para Regulación Primaria resulta mayor que el correspondiente al Porcentaje Optimo de Regulación Primaria, el costo de la reserva regulante adicional requerida es sufragado por los agentes Distribuidores y Grandes Usuarios.

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 generadores deben realizar para cada central habilitada y disponible para Regulación Secundaria una oferta de precio para dicho servicio, expresados como un porcentaje del precio spot de la energía del mercado.

El Operador debe ordenar según una lista de merito las centrales habilitadas y disponibles para ofrecer el servicio asignando el servicio a la unidad más barata, con un periodo mínimo de asignación de tres horas.

Los mayores costos identificados en la provisión de Servicios Complementarios relacionados con la regulación de frecuencia, son los costos de la propia operación.

3.3.6 Australia

El sistema eléctrico australiano está compuesto por diferentes sub-sistemas, 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 1998. La región de Tasmania se unió a la NEM como una sexta región a mediados del 2005.

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 US\$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 promedio⁷.

El NEM es un mercado para la provisión y compra de electricidad, combinado con un régimen de acceso abierto para el uso de las redes de Transmisión y Distribución. Los acuerdos del NEM están definidos en el Código e

⁷ Vease, NEMMCO. An Introduction to Australia's National Electricity Market, Junio 2005.

incluyen las reglas y procedimientos para el mercado y régimen de acceso abierto a las redes.

AEMO maneja y facilita el funcionamiento del mercado, mientras que NECA lo supervisa, administra y hace regir el Código. El régimen de acceso a las redes eléctricas está regulado por la Comisión Australiana del Competencia y Consumo (ACCC) y por reguladores jurisdiccionales.

El mercado eléctrico australiano se distingue de otros mercados por la imposibilidad de almacenar la electricidad y de distinguir cual generador produce la electricidad consumida por un cliente determinado. Por esto, el mercado eléctrico utiliza el concepto de Pool, donde toda la electricidad producida por los generadores es centralmente ofrecida y programada para satisfacer la demanda. Los dos componentes básicos del Pool manejado por el AEMO son el proceso de despacho centralmente coordinado y el Mercado Spot. 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 AEMO debe, necesariamente, tomar en consideración 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 modifica el despacho realizado por la AEMO, 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 referencia.

3.3.6.1 Servicios Complementarios

En Australia, junto con la creación del NEM (Mercado Eléctrico Nacional), el 13 de diciembre del 1998, se creó también un Mercado de los Servicios Complementarios, para todo el sistema. AEMO, que es el operador de la red de Transmisión y constituye el Operador Independiente del Sistema, tiene entre sus funciones la de operar el mercado de los Servicios Complementarios.

Para el sistema australiano, los Servicios Complementarios son aquellos servicios utilizados por la AEMO 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 en 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.

AEMO es el único comprador de los Servicios Complementarios del Mercado Eléctrico Australiano, realizando para ello contratos bilaterales con los proveedores, los cuales se dan en base a despachos cada media hora. Por otro lado, AEMO recupera estos gastos por medio del pago de todos los clientes del mercado, basado en su consumo de energía en la media hora correspondiente. Estos pagos tienen carácter regional y localizado. 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.

En el caso australiano se pagan dos tipos de servicios: Disponibilidad y Compensación:

- ✓ Pago por Compensación [\$/MWh], es pagado en el caso que el Servicio Complementario restringe 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 el caso contrario, el proveedor recibirá un pago por esa energía adicional, a su precio de mercado.
- ✓ Pago por disponibilidad [\$/MWh], 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 AEMO, independiente de si este lo haya utilizado o no.

El Código establece que todos los generadores deben contar con el sistema de control para proveer Regulación Primaria de Frecuencia. Los requerimientos mínimos obligatorios que exige el Código para este servicio especifican un estatismo para cada unidad de entre 2% y 5%, con un tiempo de respuesta de 60 segundos y debiendo mantenerse la provisión al menos durante 90 segundos, después de una desviación de la frecuencia del rango permitido, el cual corresponde a 50 +/-0.1 Hz. En este tipo de regulación se distinguen cuatro servicios diferentes⁸:

- Aumento de Generación en 6 segundos (R6), para caídas en la frecuencia. Se exige que la frecuencia no disminuya a más de 49.6 Hz.

⁸ Véase, NEMMCO. Frequency Control Ancillary Services. 2009.

- Disminución de Generación en 6 segundos (L6), ante aumentos de la frecuencia. Se exige que la frecuencia no aumente más de 50.25 Hz.
- Aumento de Generación en 60 segundos (R60), para caídas en la frecuencia. La frecuencia debe mantenerse en el rango de 49.5 y 50.5 Hz.
- Disminución de Generación en 60 segundos (L60), ante aumentos en la frecuencia. La frecuencia debe mantenerse en el rango de 49.5 y 50.5 Hz.

En el caso de la Regulación Secundaria de Frecuencia se exige un tiempo de respuesta de 5 minutos, de tal forma de mantener o retornar la frecuencia a la banda de operación normal (49.9 a 59,1 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 en generación de 2 [MW] ante cada señal de control enviada por la AEMO, a través de su esquema AGC 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 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

3.4 Análisis comparativo

Como hemos visto anteriormente en los distintos sistemas eléctricos internacionales, el Servicio Complementario de Regulación de Frecuencia forma parte fundamental de la seguridad y calidad del suministro energético. Aunque para muchos sistemas el servicio es de carácter obligatorio y a veces no remunerados para los agentes involucrados en otros sistemas se considera de carácter opcional y se les paga a los proveedores por los costos incurridos.

Por otra parte cabe destacar que en todos los sistemas mencionados está claramente separadas las actividades de Generación, Transmisión, Distribución y Comercialización, lo que cumple con los principios de liberalización del mercado eléctrico. También cabe notar que todos establece un Operador del Mercado y un Operador del Sistema que garanticen el correcto funcionamiento del sistema de la forma más económica posible.

Con fines de hacer un análisis resumido, hemos realizado diferentes tablas donde se muestran de forma sencilla las similitudes y diferencias de los sistemas descritos anteriormente:

Aspecto Técnico	NORDEL	California	Inglaterra	España	Argentina	Australia
Tiempo de Respuesta	30 seg	Instantánea	10 seg	15-30 seg	30 - 60 seg	06-60 seg
Tiempo de Permanencia	Sin limite	Sin Limite	20 Seg	Sin Limite	Pocos minutos	90 seg
Suministrador	Generadores	Generadores	Generadores y Grandes usuarios	Todos los Generadores	Todos los Generadores	Generadores
Monitoreo	Sin monitoreo (49.5-50.5 Hz)	ACE	Continuo (49.5-50.5 Hz)	Operador del Sistema	Continuo (49.8-50.2 Hz)	Continuo (49.9-50.1 Hz)
Reserva Necesaria	Entre 2-5 %	Entre 5-12 % demanda	3-5%	1.5% potencia nominal	Calculada	Calculada
Obligación	Obligatorio para Generadores	Opcional	Obligatorio para Generadores sobre 200Mw	Obligatorio con opción de compra	Obligatorio con opción de compra	Obligatorio

Tabla 5: Aspectos Técnicos Regulación Primaria de Frecuencia.

Como se menciona anteriormente es claro ver en la Tabla 5 similitudes en el tiempo de respuesta en todos los sistemas como también que la reserva asignada es un porcentaje de la demanda del sistema para el Servicio de Regulación Primaria de Frecuencia. Es notable también que el servicio sea obligatorio en los sistemas excepto el caso de California.

Aspecto Económico	NORDEL	California	Inglaterra	España	Argentina	Australia
Costo Principal	Bajos costos, suministrado por hidroeléctricas	Combustible, costos de inversión, mantenimiento y operación.	Bajos costos.	N/A	Costos de generación, combustibles	Costos de oportunidad
Método de Asignación	Contratos anuales	Ofertas competitivas	Contratos bilaterales anuales	N/A	Proveerlo o contratarlo	Contratos bilaterales
Pagos a Proveedores	Capacidad y Operación según aportes	Capacidad y operación	Capacidad, operación y compensación.	N/A	Entre generadores por provisiones extras	Disponibilidad y compensación
Cargos a Usuarios	A través de la tarifa de transmisión	Según su demanda	A través de la tarifa de transmisión	N/A	A través de los cargos por energía	De acuerdo a su demanda.

Tabla 6: Aspectos Económicos Regulación Primaria de Frecuencia.

En la Tabla 6 se puede observar la similitud en utilizar métodos de contratos anuales y bilaterales con el fin de garantizar la provisión del Servicio Complementario de Regulación Secundaria de Frecuencia. En el caso de España como este servicio no es remunerado se le ha asignado en las distintas características como N/A.

Aspecto Técnico	NORDEL	California	Inglaterra	España	Argentina	Australia
Tiempo de Respuesta	14 mints	10 mints	30 seg	10 mints	Pocos minutos	5 mints
Tiempo de Permanencia	4 horas	2 horas	30 mints	N/A	N/A	N/A
Suministrador	Hidroeléctricas y deslastre de cargas	Generadores	Generadores con AGC y deslastre de cargas	Generadores autorizados	Generadores autorizados	Generadores de rápida respuesta
Monitoreo	Sin Monitoreo	OS	Monitoreo Diario	OS	OS	Continuo
Reserva Necesaria	8% de la potencia nominal	5% Generadores térmicos, 7% Hidroeléctrica	Anualmente designado por el OS	Calculada	30Mw/min	Calculada
Obligación	Opcional	Opcional	Opcional	Opcional	Opcional	Opcional

Tabla 7: Aspectos Técnicos Regulación Secundaria de Frecuencia.

En la Tabla 7 se puede notar que la provisión del Servicio Complementario de Regulación Secundaria de Frecuencia es opcional para todos los sistemas y que se diferencia del anterior en el tiempo de respuesta y la determinación de la reserva asignada.

Aspecto Económico	NORDEL	California	Inglaterra	España	Argentina	Australia
Costo Principal	Bajos costos, suministrado por hidroeléctricas	Costos de oportunidad	Bajos costos.	Inversión, operación y mantenimiento	Costos variables	Costos de oportunidad
Método de asignación	Ofertas competitivas	Ofertas competitivas	Contratos bilaterales anuales	Ofertas competitivas	Lista de Merito	Contratos bilaterales

Pagos a Proveedores	Operación	Capacidad y operación	Capacidad, operación y compensación.	Capacidad y operación	Operación	Disponibilidad y compensación
Cargos a Usuarios	A través de la tarifa de transmisión	Según su demanda	A través de la tarifa de transmisión	A través de los cargos por energía	A través de los cargos por energía	De acuerdo a su demanda.

Tabla 8: Aspectos Económicos Regulación Secundaria de Frecuencia.

En cuando a los métodos de asignación del Servicio de Regulación Secundaria de Frecuencia, es común en casi todos los sistemas investigados que se realicen ofertas competitivas entre los generadores para suministrar dicho servicio.

De las tablas anteriores se puede determinar las características comunes de todos los sistemas, tomando las similitudes más importantes entre ellos. En la tabla 9 se ha realizado un resumen de los aspectos comunes y fundamentales de los distintos mecanismos de regulación del servicio de Regulación de Frecuencia.

Regulación Primaria de Frecuencia		Regulación Secundaria de Frecuencia	
Aspecto Técnicos / Económicos	SIMILITUDES ENTRE PAISES	Aspecto Técnicos / Económicos	SIMILITUDES ENTRE PAISES
Tiempo de respuesta	30 Segundos	Tiempo de respuesta	Alrededor de 2 mints
Suministrador	Generadores	Suministrador	Generadores Autorizados
Reserva	Entre 1-5% de Demanda	Reserva	Determinada por el OS anualmente
Obligación	Obligatorio para generadores	Obligación	Opcional
Asignación	Contratos anuales	Asignación	Ofertas competitivas
Pagos a Proveedores	Capacidad y Operación	Pagos a Proveedores	Capacidad y Operación
Cargos a Usuarios	Transacción en tarifas de transmisión	Cargos a Usuarios	A través de cargos por Energía

Tabla 9: Principales similitudes entre los mecanismos Regulación de Frecuencia.

4. CASO ESTUDIO: REMUNERACIÓN ECONÓMICA DE REGULACIÓN DE FRECUENCIA EN REPÚBLICA DOMINICANA.

En los capítulos anteriores se definió conceptualmente el Servicio Complementario de Regulación de Frecuencia, también se comentó sobre el proceso de liberalización del sector energético de manera internacional y se analizaron los distintos mecanismos regulatorios utilizados por los diferentes países para ofrecer y garantizar una Frecuencia estable en el Sistema.

Ya repasados estos temas anteriores, en este capítulo se trata específicamente el caso de República Dominicana, primeramente describiendo brevemente el Mercado Eléctrico, para luego mostrar los principales aspectos regulatorios y técnicos del Servicio Complementario de Regulación de Frecuencia.

4.1 Mercado Eléctrico Mayorista Dominicano

El proceso de liberalización del Sector Energético de República Dominicana inicio a finales de los años 90s. Anterior a esto existía una estructura totalmente vertical, donde la antigua Corporación Dominicana Electricidad (CDE) poseía el control de casi todas las actividades del sector; esta estructura se caracterizaba principalmente por la falta de generación, graves problemas de red, déficit financiero y un suministro inseguro.

Fue en el año 2001 cuando se promulgo la Ley General de Electricidad (LGE 125-01), la cual separa las principales actividades relaciones al sector eléctrico. Esta Ley coloca la actividad de Generación como una actividad de competencia, crea la Superintendencia de Electricidad (Regulador), crea la Empresa de Transmisión de Electricidad (ETED, estatal y monopólica), crea la Empresa de Generación de Electricidad Hidroeléctrica (EGEHIDRO), crea el Organismo Coordinador del Sistema Eléctrico Nacional Interconectado (OC-SENI) como el Operador del Mercado, forma tres Empresa Distribuidoras de Electricidad (EDEESTE, EDENORTE, EDESUR), se forma la Corporación Dominicanas de Empresas Eléctricas y Estatales (CDEEE) como cabecera de las Distribuidoras e IPP's y se crea La Comisión Nacional de Energía encargada de trazar la Política Energética.

La Ley General de Electricidad fue reglamentada en el año 2002 mediante el Reglamento para la Aplicación de LGE (RALGE). La principal función de este Reglamento es la de definir de una manera clara y precisa las reglas y normas de operación del Mercado Eléctrico Dominicano. Este Reglamento fue modificado en el año 2007 por la SIE (Regulador), sin embargo para los cálculos de las transacciones económicas el Operador del Mercado (OC), utiliza las normas dictadas en el Reglamento original del año 2001.

El RALGE define como Agente Mayorista del Mercado Eléctrico como “Cualquier empresa de generación, transmisión, distribución, auto-productor y cogenerador que venda sus excedentes en el sistema interconectado, usuarios no regulados y la Corporación Dominicana de Empresas Eléctricas y Estatales (CDEEE), mientras administre contratos de compra de energía suscritos con los productores independientes de energía (IPPs), cuya operación sea supervisada por el Organismo Coordinador, o realice transacciones económicas en el mercado eléctrico mayorista.”⁹ Actualmente (Agosto 2012) existen 22 Agentes del MEM, de estos 12 son de Generación, 3 de Distribución, 1 de Transmisión y 7 Usuarios no Regulados (UNR’s).

Para el año 2011 la Generación de Energía fue de 12,960.3 GWh, de los cuales 1,989.4 GWh fueron aportados por Generación a Carbón para un 15.3%, 915.2 GWh Fuel Oil No.2 para un 7.1%, 5,082.8 GWh Fuel Oil No.6 para un 39.2%, 3,444.9 GWh Gas Natural para un 26.6% y 1,527.9 GWh Hidráulica para un 11.8%. Estos datos se pueden observar gráficamente en la Figura 15.

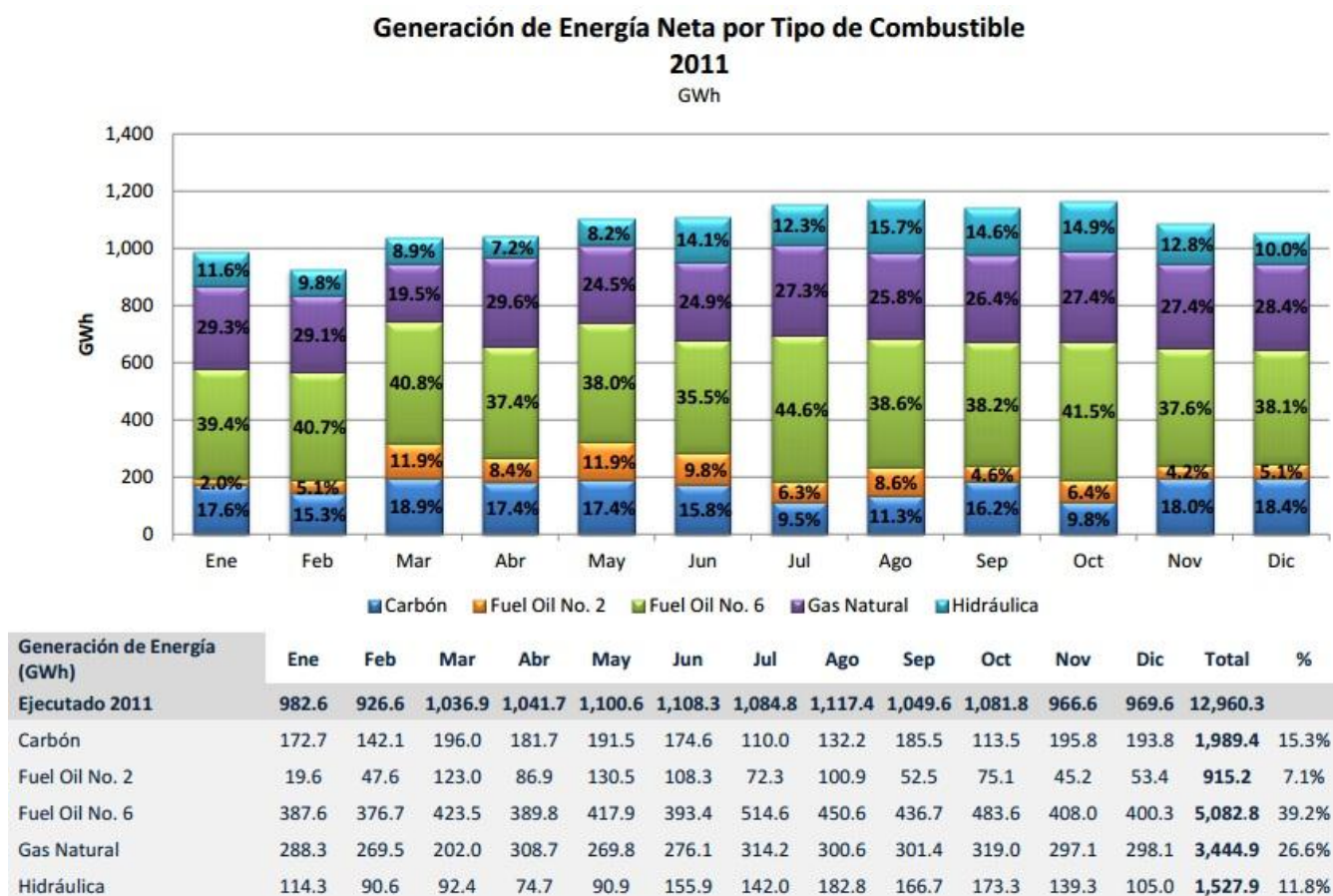


Figura 15: Generación Neta por Tipo de Combustible 2011. Fuente CDEEE.

⁹ Reglamento para Aplicación Ley General de Electricidad, República Dominicana, 2007

La Empresa de Transmisión de Energía (ETED) es la encargada actividad del Transporte. Está conformada como una institución monopólica y es la Operadora del Sistema mediante el Centro de Control de Energía (CCE), no obstante la parta Operativa dependiente del Organismo Coordinador juega un papel crucial en la operación en tiempo real del Sistema, quedando en duda quien debe ser el Operador del Sistema.

La red de Transporte en el SENI es fundamentalmente radial, conformada principalmente por redes de 69 kV, seguida de 138 kV y 345 kV. La Figura 16 muestra la estructura de la red nacional.



60

Existen tres grandes Empresas Distribuidoras de Electricidad separadas territorialmente, estas empresas son: Empresa Distribuidora de Electricidad del Sur (EDESUR), Empresa Distribuidora de Electricidad del Norte (EDENORTE), Empresa Distribuidora de Electricidad del Este (EDEESTE). A finales de los años 90s estas empresas fueron vendidas al sector privado como el proceso de liberalización, mas sin embargo fueron asumidas nuevamente por el estado a principios de la década pasada, debido a las grandes pérdidas que presentaban dichas Distribuidoras.

Los Usuarios que posean una demanda mayor a los 1 MW, tienen la opción de elegir a su merced su suplidor de energía, ya sea mediante contrato con una Distribuidora, contrato directo con un Generador o comprar la energía en el mercado Spot. Los usuarios que poseen una demanda menor a la mencionada están obligados a contratarse con las distribuidoras para recibir el servicio mediante una tarifa regulada.

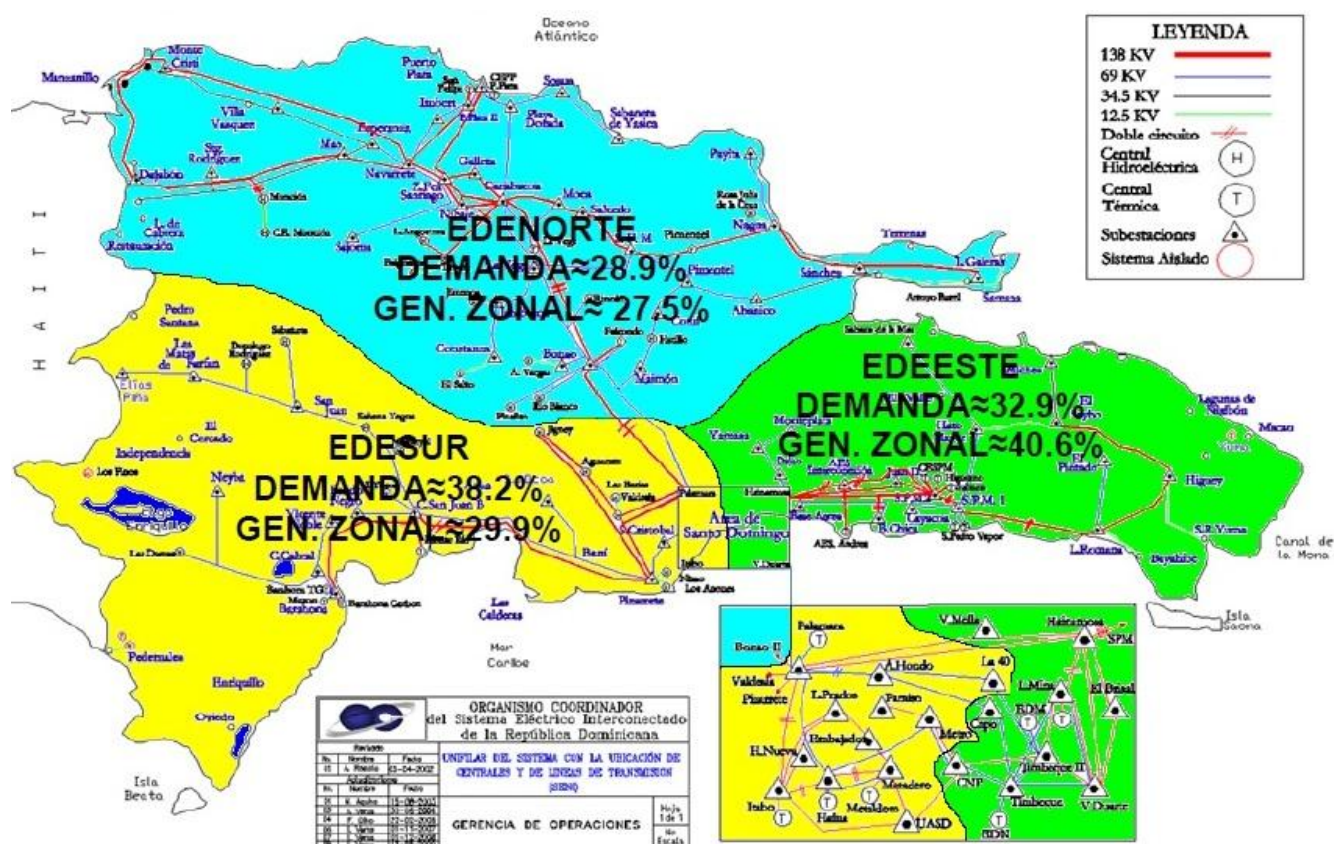


Figura 17: Zona Territorial de las EDES. Fuente OC

Debido a las altas pérdidas que poseen las distribuidas, provocadas por la falta de pagos de los clientes, hurto de energía, mal mantenimiento de las redes, entre otras cosas, las EDES realizan cortes de la Demandas con el objetivo de controlar el consumo de la energía y por ende las compras a los generadores. Las EDES están obligadas a contratar el 80% de su demanda con agentes Generadores y los 20% restantes deben comprarlos en el Spot. Una medida que

se tomo con el objeto de reducir el monto de la compras de energía a los generadores fue la de colocar un precio techo a la energía. Estos cortes realizados por la EDES afectan directamente el control de la frecuencia del sistema como se verá más adelante.

En la parte legal y regulatoria existen 3 instituciones capaces de promulgar resoluciones y normas del sector, además el poder ejecutivo y el Congreso Nacional dictan y aprueban las leyes incumbentes. A continuación se detallan la participación de cada institución en los aspectos legales:

- Congreso Nacional: Leyes y Reglamentos de forma general. Ejemplos LGE 125-01, Ley 112-00, Ley 57-07.
- Poder Ejecutivo: Normaliza y Reglamenta de forma más detallada. Ejemplos RALGE-02, RALGE-07.
- CNE & SIE: Fijan y particularizan los detalles de las Leyes y Reglamentos. Ejemplos Resolución SIE 374-12, Resolución 540-11.
- OC: Trazan las pautas operativas y remunerativas del Mercado Eléctrico Mayorista. Ejemplos OC 15-09, OC 34-08.

4.1.1 Funcionamiento del MEM

El Mercado Eléctrico Dominicano es un mercado a futuros, donde las distribuidoras están obligadas a realizar contratos bilaterales con los generadores tanto de energía como de potencia. Las distribuidoras deben, por ley, contratar el 80% de su demanda con los generadores y 20% deben comprarlos en el mercado Spot.

En el Mercado de Contratos las partes involucradas acuerdan la compra-venta de energía y capacidad por cantidades, precios y términos específicos. Los contratos entre generadoras y distribuidoras tienen la forma de un acuerdo de compra-venta de energía, donde las generadoras venden cantidades de capacidad y energía en el punto de consumo de la distribuidora, independientemente de donde sea generada; sin embargo los acuerdos de venta de energía no involucran al comprador en el despacho económico del vendedor.

El proceso de despacho de los generadores se realiza mediante la declaración previa de estos de sus costos variables de producción (Combustibles) y su disponibilidad, estas variables deben ser enviadas de forma semanal al Operador del Mercado (OC). Así por igual las Distribuidoras envían su demanda programada para la semana próxima y el Operador del Sistema (ETED) se encarga de enviar la programación de los mantenimientos de las líneas de transporte.

Con esta información el OC realiza un despacho económico semanal, en el cual se toma en consideración una lista de mérito de los generadores, considerando su costo total de despacho. A esto se le llama Programación Semanal de Operación.

El Mercado Spot, funciona en base a las transacciones de energía a medida que ocurren como la diferencia entre la energía total despachada por los generadores en el despacho económico y la energía realmente demandada de acuerdo a los contratos. Igualmente el mercado spot también está compuesto por las transacciones de potencia firme determinada por el Organismo Coordinador.

El precio spot es calculado cada hora en base al Costo Marginal de Corto Plazo, el cual es definido por el costo variable de producción de la última unidad de generación que fue despachada para atender 1 kWh adicional. En la realidad este cálculo se realiza asumiendo un costo variable constante para los diferentes niveles de carga, en base a una lista de méritos, que no es lo establecido en la Ley General de Electricidad, que supone un despacho de costo mínimo para lo cual se requiere conocer la curva de régimen térmico en función de la potencia entregada por cada una de las unidades del Sistema Eléctrico Nacional Interconectado. Si el sistema está en racionamiento, el costo marginal es fijado por la Superintendencia como el costo de la energía no servida.

Tanto en el mercado spot como en el mercado de contratos, se retribuyen los siguientes productos:

- ✓ Energía y Potencia.
- ✓ Peaje de Transmisión (Derecho de Uso y Derecho de Conexión).
- ✓ Servicio de Regulación de Frecuencia (Primaria y Secundaria).
- ✓ Compensación a máquinas con CVs superiores al Techo.
- ✓ Recientemente Compensación por Desviaciones de los agentes en su programación.

Existen otros productos que por Ley y Reglamentación deben ser remunerados (Regulación de Voltaje, Energía Reactiva), mas sin embargo por cuestiones ajenas a esta tesis no están siendo retribuidos.

4.2 Servicio Complementario de Regulación de Frecuencia

Los servicios auxiliares o servicios complementarios, entre los que se cuenta el servicio de regulación de frecuencia, permiten el correcto funcionamiento del mercado de energía y para la seguridad y confiabilidad del SENI. El servicio de regulación de frecuencia del SENI se resuelve a partir de las reservas de potencia en las unidades generadoras habilitadas y disponibles para brindar este servicio.

Al respecto, el Reglamento para la Aplicación de la Ley General de Electricidad (RLGE) establece que las compensaciones de este servicio se determinan al valorizar los Márgenes de Reserva Asignados para la Regulación

Primaria de Frecuencia (MRARPF) y para la Regulación Secundaria de Frecuencia (MRARSF), junto con las compensaciones a las unidades generadoras que fueron forzadas a operar para participar en la regulación de frecuencia.

El pago por el servicio de regulación de frecuencia es a nivel horario y recae en todos los titulares de las unidades generadoras en forma proporcional a la energía generada en la hora correspondiente. La suma de los montos deudores y acreedores de cada hora permite obtener el total.

El servicio de regulación de frecuencia reúne aquellas acciones necesarias para mantener la frecuencia dentro de las tolerancias permisibles definidas para el sistema. El Organismo Coordinador (OC) establece los parámetros de regulación y las empresas generadoras son responsables a través de sus Centros de Control (CC), de efectuar la regulación de la misma, siguiendo las disposiciones del OC. El control de frecuencia en un primer nivel es realizado por todas las centrales de generación de acuerdo a su estatismo, y en un segundo nivel, por las centrales de regulación.

Al respecto, el Art.150 del RLGE establece que la frecuencia nominal en el SENI es de 60 [Hz] y define los rangos en que se espera que permanezca, además de precisar dos acciones de control de parte de las unidades generadoras y que actúan en forma complementaria para alcanzar ese propósito:

- Regulación Primaria de Frecuencia.
- Regulación Secundaria de Frecuencia.

En la reglamentación de la Regulación de Frecuencia del mercado eléctrico de la República Dominicana solo se tiene prevista la Regulación Primaria y la Regulación Secundaria, sin embargo no la Regulación Terciaria debido a la condiciones y particularidades del Sistema Eléctrico Nacional Interconectado.

4.2.1 Calidad de la Regulación de Frecuencia

El Reglamento de la Ley General de Electricidad establece unos requisitos y parámetros mínimos en que se debe mantener la frecuencia del sistema eléctrico¹⁰. La frecuencia nominal en los sistemas eléctricos de corriente alterna, en los que se efectúen suministros de servicio público, debe ser de 60 Hz.

El RALGE establece que las condiciones técnicas para regular la frecuencia del sistema eléctrico deberá ser tales que la frecuencia del sistema eléctrico permanezca dentro del rango de:

- ✓ 59.85 a 60.15 Hz durante el 99.0% del tiempo

¹⁰ Artículo 150, Reglamento de La Ley General de Electricidad 125-01

- ✓ 59.75 a 60.25 Hz durante el 99.8% del tiempo.

Se establece que cada Empresa de Generación debe poner a disposición del OC el margen de reserva de regulación necesaria para satisfacer tales condiciones, mediante sus propias unidades generadoras o bien mediante acuerdo comercial con otras empresas de Generación integrantes del SENI. Estos equipamientos del sistema deben estar diseñados para tolerar transitorios de por los menos +3 y -2 Hz.

El artículo 405 del Reglamento de Ley General de Electricidad establece un mecanismo para la determinación de la calidad de la frecuencia del SENI. Este mecanismo consiste en el cálculo de un factor de eficiencia como se detalla a continuación:

$$IndEficiencia = \sum_i |FrecNom - FrecReal_i| * 10$$

Se definen los siguientes valores para el Factor de Eficiencia:

- ✓ Factor_Eficiencia = 0 si IndEficiencia > IE1
- ✓ Factor_Eficiencia = 0.5 si IE2 < IndEficiencia < IE1
- ✓ Factor_Eficiencia = 1.0 si IndEficiencia < IE2

Donde:

FrecNom = 60 Hz

FrecReal = Lectura de la frecuencia cada 10 segundos.

Según el Reglamento los valores de IE1 & IE2 deben ser determinados por el Organismo Coordinador según las condiciones del sistema, mas sin embargo en este mismo Reglamento no se establecen las normas o pautas para el cálculo de estas variables. No obstante el Organismo Coordinador realizo un estudio, hacia el año 2007 donde determino el valor de IE1 & IE2, este estudio no muestra de una forma clara y sustentable la importancia de estas variables¹¹.

Los estándares de calidad del sistema no son cumplidos en la operación diaria del SENI, provocando esto dos principales cuestionantes: ¿Es correcta la forma actual de operar el Sistema Eléctrico Nacional Interconectado?, ¿Son los estándares de calidad exigidos muy ambiciosos?

¹¹ Determinación de los parámetros de calidad de prestación del servicio de regulación de frecuencia del SENI

Hemos vistos en el capítulo anterior, que para sistemas eléctricos mucho más grande y con mas diversificación de tecnología de generación las variaciones permitidas de frecuencia en algunos casos son de hasta ± 1 Hz. Estos ponen en duda si los estándares de calidad son los correctos en el Sistema Eléctrico Dominicano, donde la máxima variación permitida es de ± 0.5 Hz (58.75-60.25).

Adicionalmente a estos parámetros de calidad, y al control de Regulación Primaria y Secundaria de Frecuencia, el RALGE exige un Esquema de Desconexión Automática de Carga (EDAC)¹². Este esquema sirve para contrarrestar fenómenos asociados a sub-frecuencia súbitas en el sistema. Responsabilizando al Organismo Coordinador su elaboración y dándole carácter de obligatoriedad de cumplimiento por parte de los agentes del MEM [VASQUEZ 2010].

En el Artículo 221 del RALGE se establecen los requisitos del Esquema de Desconexión Automática de Carga:

- a) Durante períodos de inestabilidad se evita, en lo posible, que la frecuencia descienda de 58.5 Hz, para no reducir la vida útil de unidades térmicas.
- b) El nivel mínimo de frecuencia para el SENI lo determina la capacidad de las unidades térmicas y es fijado por el OC, de acuerdo a la información técnica proporcionada por los Agentes del MEM. Actualmente el nivel mínimo de frecuencia para el sistema es de 58.0 Hz.
- c) La desconexión de unidades es instantánea sólo para frecuencias superiores al nivel máximo, el cual es fijado por el OC, de acuerdo a la información técnica proporcionada por los Agentes del MEM; actualmente el nivel máximo de frecuencia transitoria para el sistema es de 63 Hz.
- d) Si la frecuencia permanece por más de quince (15) segundos en el nivel máximo, pueden desconectarse unidades.
- e) Las etapas del esquema de rechazo, la carga rechazada en cada etapa, la duración de las etapas, etc., derivan de estudios especializados que realiza el OC.
- f) La frecuencia debe estabilizarse dentro de los márgenes previstos.
- g) El rechazo automático de carga no debe originar sobre-frecuencias.
- h) El sistema puede operar segmentado.
- i) Los operadores del sistema de generación y del sistema de distribución priorizarán la permanencia de cargas de sus clientes.
- j) En los esquemas de rechazo automático por mínima frecuencia se incluirá las cargas en orden descendente de prioridad.
- k) Se pueden utilizar relés de mínima frecuencia, derivada de frecuencia, mínima tensión, máxima tensión e inversión de potencia, con temporización.

¹² Artículo 220, Reglamento para la Aplicación de la Ley General de Electricidad 125-01.

El esquema de operación del EDAC en República Dominicana es básicamente una adaptación del esquema existente en Colombia. Este esquema consiste en escalonar los deslastres de cargas según vaya variando la frecuencia, como se muestra en la Tabla 10.

ETAPA	Frecuencia (HZ)	Demanda Liberada (MW)	Demanda Liberada (%)	Total Deslastado (MW)
1	59.2	82.76	5%	82.76
2	59.1	83.83	5%	166.59
3	59.0	127.88	8%	294.47
4	58.9	191.66	13%	486.13
5	58.8	97.75	6%	583.88
6	58.7	53.87	4%	637.75

Tabla 10: Etapas del Esquema de Desconexión Automática de Carga. OC 2009

El esquema dominicano consta de 6 etapas o escalones de desconexión a medida que la frecuencia va disminuyendo. En el año 2009 el Organismo Coordinador fijo los niveles de actuación mediante un estudio realizado. Este esquema de operación permite la salida de 637.75 MW, lo que representa aproximadamente una tercera parte de la demanda controlada diaria (1900 MW), sin que este colapse.

Esta práctica no es la usual ni la correcta en otros sistemas eléctricos (Se mantiene una reserva fría capaz de suplir estos déficits). En otros países los cortes a la demanda son altamente penalizados por el valor de la Energía no Suministrada (Valor que no está correctamente definido en Dominicana).

Al no existir una penalización por incurrir en cortes a la demanda, el Centro de Control de Energía se ha tomado como práctica usual la entrada y salidas de circuitos con el fin de: Disminuir los costos operativos del Sistema, Regular Voltaje y/o para Regular Frecuencia.

Estos deslastres de cargas también son provocados debido a lo no existencia de reservas en el sistema. Actualmente el sistema cuenta con un pobre margen de reserva rotante disponible, sin reserva caliente y la reserva fría es prácticamente cero. Esto provoca que en ningún momento las distribuidoras puedan liberar la demanda de forma completa, ya que no habría generación suficiente para suplirla y podría provocar el colapso del sistema. En todo caso la demanda se ve afectada por constantes cortes, lo cual no va acorde con la calidad del suministro, ya que todo sistema eléctrico lo que procura con la reserva rotante, es garantizar la plena satisfacción de la demanda.

El EDAC está configurado para que realice desconexiones de circuitos de distribución y transmisión, siendo la primera la más afectada. La Figura 18 muestra la participación por Distribuidoras y Transporte en la desconexión de circuitos mediante la actuación del EDAC.

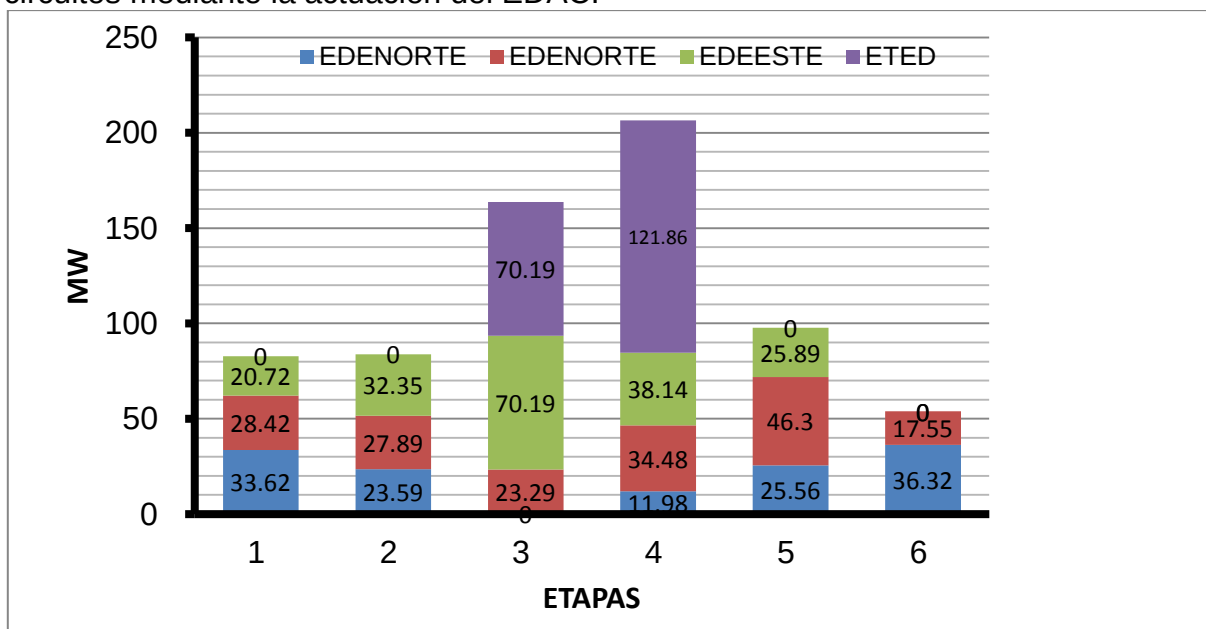


Figura 18: Deslastre de Carga por Agente mediante EDAC. OC 2009.

Este esquema de protección solo sirve para baja frecuencia en el Sistema, sin embargo no existe un sistema de protección similar cuando existe sobre generación y por lo tanto alta frecuencia. Cada generador posee su propio mecanismo de protección pero estos no son controlados por el Operador del Mercado.

No obstante, se ha reglamentado estos requisitos sobre la calidad de la frecuencia, los resultados han sido pésimos y provocan un costo enorme al sistema en las transacciones económicas; resultados causados principalmente por la mala asignación de las reservas, la poca cantidad de generadores ofreciendo el servicio de RPF y RSF y la falta del monitoreo continuo de la asignación del servicio.

En el Informe Mensual de Operación del mes de Junio 2012, el Organismo Coordinador muestra las siguientes estadísticas: En el rango de ± 0.15 Hz la frecuencia se mantuvo en un 78.15%, en el rango de ± 0.25 Hz la frecuencia se mantuvo en un 96.5%. Estos datos se pueden observar gráficamente en la Figura 19.

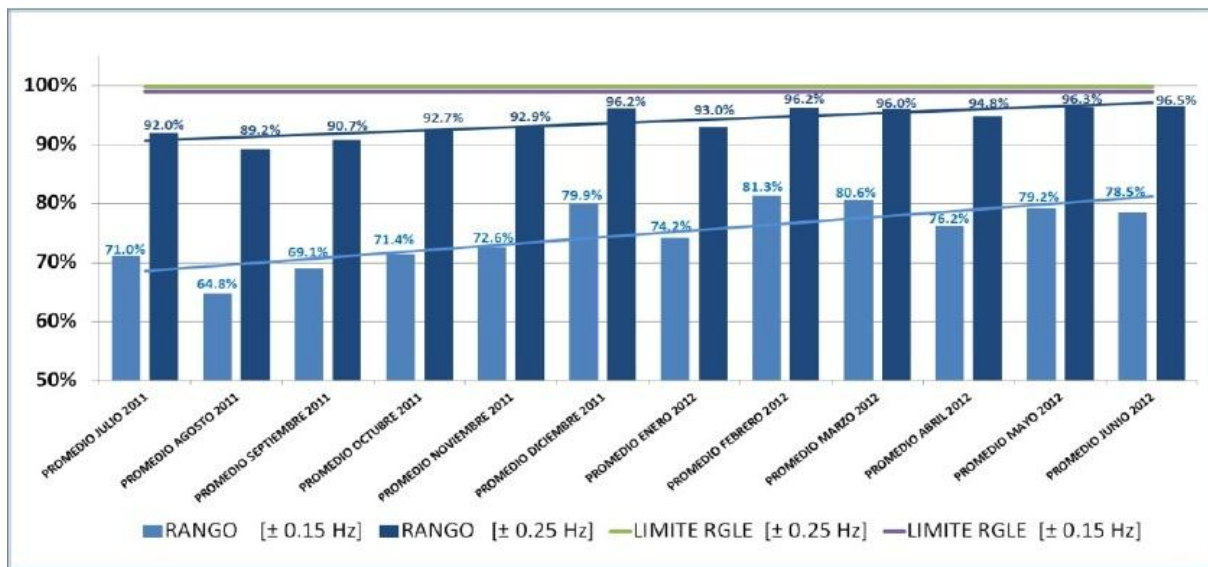


Figura 19: Calidad de Frecuencia, Informe Mensual de Operación. OC Junio 2012

4.2.2 Regulación Primaria y Secundaria de Frecuencia

En los primeros capítulos de la presente tesis vimos la definición técnica de la Regulación de Frecuencia, el Reglamento para la Aplicación de la Ley General de Electricidad presenta como definición de este servicio en el Artículo 1 lo siguiente: *“Acciones necesarias para mantener la frecuencia dentro de las tolerancias permisibles definidas para el sistema: El OC establece los parámetros de regulación y las empresas generadoras son responsables a través de sus CC, de efectuar la regulación de la misma, siguiendo las disposiciones del OC. El control de frecuencia en un primer nivel es realizado por todas las centrales de generación de acuerdo a su estatismo, y en un segundo nivel, por las centrales de regulación.”*

De este mismo modo se realizan las siguientes definiciones¹³:

- ✓ **REGULACIÓN PRIMARIA DE FRECUENCIA (RPF):** Es la regulación rápida de frecuencia, con un tiempo de respuesta inferior a 30 segundos, destinada a equilibrar instantáneamente la generación con la demanda, con el mínimo de desviación en la frecuencia. Esta regulación se realiza a través de equipos instalados en las máquinas que permiten modificar en forma automática su producción.
- ✓ **REGULACIÓN SECUNDARIA DE FRECUENCIA (RSF):** Es la acción manual o automática sobre los variadores de carga de una o más máquinas, que compensa la desviación final de la frecuencia resultante de la RPF. Su función principal es responder frente a las desviaciones de

¹³ Artículo 384, Reglamento para la Aplicación de La Ley General de Electricidad.

demanda de modo de mantener el equilibrio generación – demanda en todo momento. En primera instancia las variaciones de demanda serán absorbidas por las máquinas que participan en la RPF. La RSF permite llevar nuevamente dichas máquinas a los valores asignados en el despacho, anulando las desviaciones de frecuencia. Su tiempo de respuesta es de varios minutos, tiempo necesario para que se reasignen de manera óptima los recursos de generación para satisfacer la demanda.

Los Agentes del MEM operadores de sistemas de generación son responsables por la regulación de frecuencia del SENI, cuya operación está a cargo del CCE¹⁴. En este mismo orden el Reglamento establece que los generadores deben ofrecer de forma obligatoria el servicio de Regulación Primaria de Frecuencia con la posibilidad de que exista un acuerdo entre las empresas de generación previamente aprobada por la SIE, y el OC y CCE estén notificados¹⁵.

Esta condición coloca el Servicio Complementario de Regulación Primaria de Frecuencia en República Dominicana bajo el modelo de provisión de “Obligatorio con opción de transferencia” (Ver capítulo 3). Este artículo del RALGE no toma en cuenta la Regulación Secundaria de Frecuencia, mas sin embargo como veremos más adelante, existe un proceso de Habilitación del Servicio para los generadores donde por defecto se incluye la Regulación Secundaria de Frecuencia.

Aunque el Reglamento establece que los generadores son los responsables de ofrecer el Servicio Complementario de Regulación de Frecuencia, durante la operación diaria del Sistema, el Operador ordena a los agentes Distribuidores la apertura y cierres de circuitos para controlar la frecuencia. Este es un servicio ofrecido por las DISCOS que no es remunerado ni considerado por el Operador del Mercado.

En el Mercado Eléctrico Mayorista existe suficiente capacidad instalada de para ofrecer la Regulación de Frecuencia y cumplir con los márgenes de calidad exigidos en el Reglamento. La Figura 20 muestra la composición tecnológica de la potencia habilitada para ofrecer el servicio de Regulación de Frecuencia junto a las centrales participantes.

¹⁴ Artículo 233, Reglamento para la Aplicación de La Ley General de Electricidad.

¹⁵ Artículo 203, Reglamento para la Aplicación de La Ley General de Electricidad.

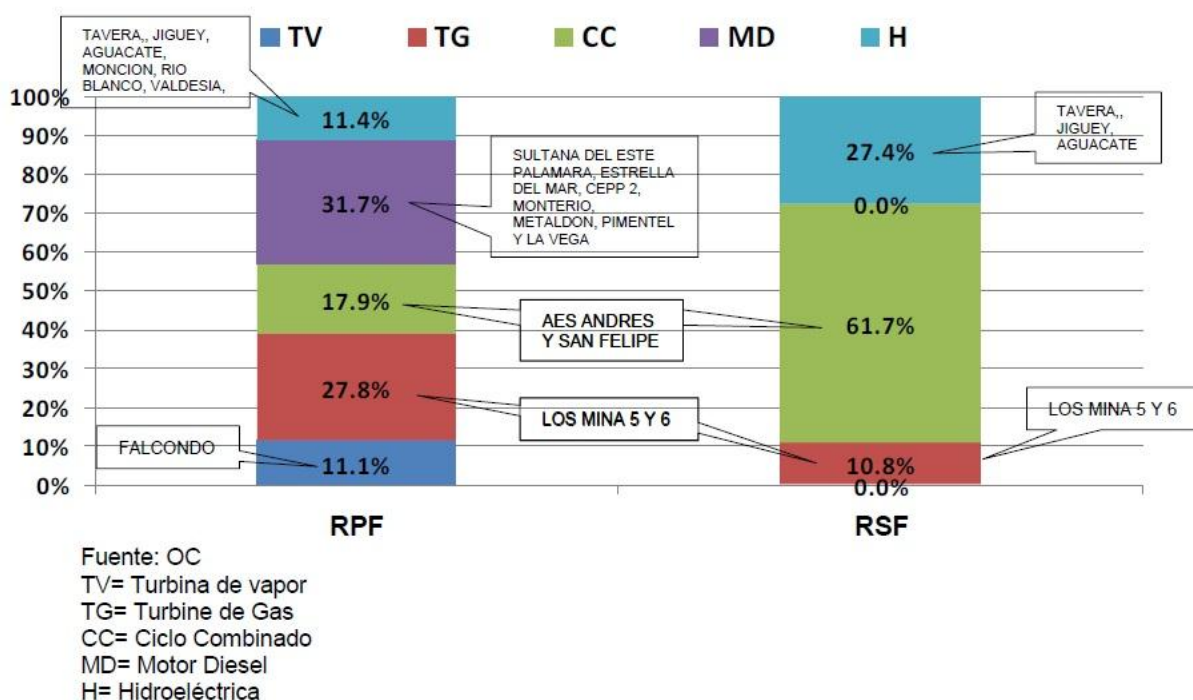


Figura 20: Potencia habilitada para regular frecuencia. [VASQUEZ 2010]

4.2.2.1 Proceso Habilitación de Generadores para ofrecer RPF

La Empresa de Generación que considere proponer alguna de sus unidades para Regulación Primaria de Frecuencia debe presentar una solicitud al OC a fin de ser evaluadas como máquinas de regulación, indicando la capacidad máxima de regulación como porcentaje de la potencia efectiva de sus unidades generadoras, acompañando la información técnica básica¹⁶.

El procedimiento indica que si no existe ninguna empresa generadora interesada en realizar el proceso de habilitación, el Organismo Coordinador puede calificar a las centrales para ofrecer este servicio utilizando la información técnica disponible de la central. El Reglamento establece que luego de que el Organismo Coordinador habilita una central para ofrecer el servicio de Regulación de Frecuencia, esta queda obligada a ofrecer tanto la Regulación Primaria como Secundaria cuando el Operador del Sistema lo requiera¹⁷.

Los requisitos para poder ofrecer el servicio de Regulación de Frecuencia están en el Artículo 390 del RALGE y son los siguientes:

- ✓ Estatismo permanente entre el 0 y 6%.
- ✓ Banda muerta inferior al 0.1% (0.06 Hz).

¹⁶ Artículo 388. Reglamento para la Aplicación de la Ley General de Electricidad.

¹⁷ Artículo 395, Reglamento para la Aplicación de la Ley General de Electricidad.

- ✓ Capacidad de Regulación mínima del de más o menos cinco por ciento ($\pm 5\%$) dentro de todo su rango de generación.
- ✓ Rango de frecuencia admisible de operación de la unidad, sin límite de tiempo, entre 59 y 61 Hz.
- ✓ La variación de la carga de la central debe ser sostenible al menos durante los siguientes 30 segundos.
- ✓ Contar con un enlace en tiempo real con el CCE.
- ✓ Disponer en sus bornes de generación de un sistema de medición y registro automático de potencia y frecuencia que registrará continuamente su participación en la Regulación Primaria de Frecuencia.

Junto con esta solicitud de habilitación el Generador debe suministrar la siguiente información al Organismo Coordinador:

- a) Identificación de la máquina.
- b) Información del fabricante incluyendo especificaciones técnicas y planos
- c) Características del regulador (marca y tipo, año de fabricación sistema de control, mando, etc.)
- d) Banda Muerta (rango de ajuste, calibración actual)
- e) Estatismo Permanente (rango de ajuste, valor usual)
- f) Tiempo de establecimiento (tiempo que transcurre desde la ocurrencia de una perturbación hasta que el valor de potencia de generación entra al rango de más o menos cinco por ciento ($\pm 5\%$) del valor final)
- g) Máxima Capacidad de Regulación.
- h) Gradiente de toma de carga.
- i) Estatismo Transitorio (Rango de ajuste, valor
- j) usual).
- k) Diagrama de bloques de controladores (Proporcional, Integrador, Derivador).

Luego de que el agente Generador haya cumplido con los requisitos técnicos se establecen los siguientes pasos para completar el proceso de habilitación.

1. Para la habilitación de una o más unidades, a fin de participar en la RPF del Sistema, el OC deberá verificar el cumplimiento de los requisitos técnicos e información establecidos para realizar la RPF, establecida en el presente procedimiento.
2. De cumplir todos los requisitos técnicos y haber suministrado la información, el OC deberá notificar al Agente del MEM solicitante que su máquina se encuentra habilitada para participar en la RPF.
3. La habilitación de una máquina entra en vigencia a partir de la siguiente programación semanal.
4. De no existir solicitudes para realizar la RPF, el OC calificará a las centrales para realizar esta función sobre la base de la información técnica disponible.

5. El Agente del MEM deberá notificar al OC cualquier cambio que desee realizar en sus equipos destinados a la regulación de frecuencia.

El proceso de habilitación para el servicio de Regulación Secundaria de Frecuencia es el mismo que para el de Regulación Primaria de Frecuencia, con la condición de que para ofrecer regulación secundaria debe estar habilitada inicialmente la regulación primaria.

El Organismo Coordinador tiene la facultad de realizar pruebas a fin de determinar el comportamiento y la respuesta ante variaciones bruscas de frecuencia de las unidades que están habilitadas o soliciten la habilitación. Están pruebas (Según el RALGE) debe ser realizadas por un consultor especializado, sin embargo en la realidad estas pruebas son realizadas por los técnicos del Organismo Coordinador.

4.2.3 Margen de Reservas Rotantes.

El Margen de Reserva Rotante (RR) es el margen de capacidad de generación de las centrales en operación para llegar a la máxima potencia de generación disponible, en cualquier instante. Este margen de capacidad de generación resulta de la diferencia entre la sumatoria de las capacidades disponibles de las unidades sincronizadas al sistema y la sumatoria de sus potencias entregadas al sistema.

El RLGE establecer que el Margen de Reserva Rotante usualmente se la clasifica en dos tipos:

- a) Reserva de Regulación Primaria de Frecuencia (RRPF). Margen de reserva rotante en las centrales que responden automáticamente a variaciones súbitas de frecuencia habilitadas para participar en la RPF.
- b) Reserva de Regulación Secundaria de Frecuencia (RRSF). Margen de reserva rotante en las unidades o centrales calificadas para este propósito y que responden a variaciones de generación por regulación automática o manual.

El Programa Semanal de Operación es elaborado por el OC y contiene, entre otros antecedentes, las máquinas que realizarán la RPF, así como la reserva operativa y las máquinas que aportarán a dicha reserva al SENI.

La RPF es obligatoria y se fija igual al 3% de la generación. Si este valor no fuere suficiente para mantener la frecuencia dentro de los márgenes establecidos, el OC podrá subir este porcentaje, pero en ningún caso podrá ser superior al 5% de la generación. En estos mismos términos, la RSF se fija en un 3% de la demanda y debe estar distribuida entre al menos 3 unidades hidroeléctricas o entre las máquinas de mayor Costo Variable de Despacho en cada hora, en caso

de que no existiere capacidad suficiente en máquinas Hidroeléctricas. El límite para la RSF es del 5% de la demanda estimada en el programa de operación.

El OC debe elaborar la programación del despacho de la Reserva Rotante considerando las máquinas de regulación disponibles. Esta programación considerará una Reserva Rotante para RPF de tres por ciento (3%) a cinco por ciento (5%) de la demanda estimada en el programa de operación. Asimismo, se deberá contemplar una Reserva Rotante para RSF de tres por ciento (3%) a cinco por ciento (5%) de la demanda estimada en el programa de operación.

La Reserva Rotante establecida para RPF y RSF deberá ser programada para cada intervalo horario, expresada en MW. El porcentaje de reserva para RPF y RSF en los programas de operación en ningún caso podrá superar un cinco por ciento (5%) para RPF y un cinco por ciento (5%) para RSF. El margen de reserva asignado para la RPF se registra de forma instantánea y se pondera por su duración para expresarlo en forma horaria. Así mismo, el margen de reserva asignado para la RSF se calcula de forma instantánea y resulta de escoger el mínimo entre las holguras o márgenes superior e inferior en las unidades generadoras que participan del servicio y después de comprometer su MRPF.

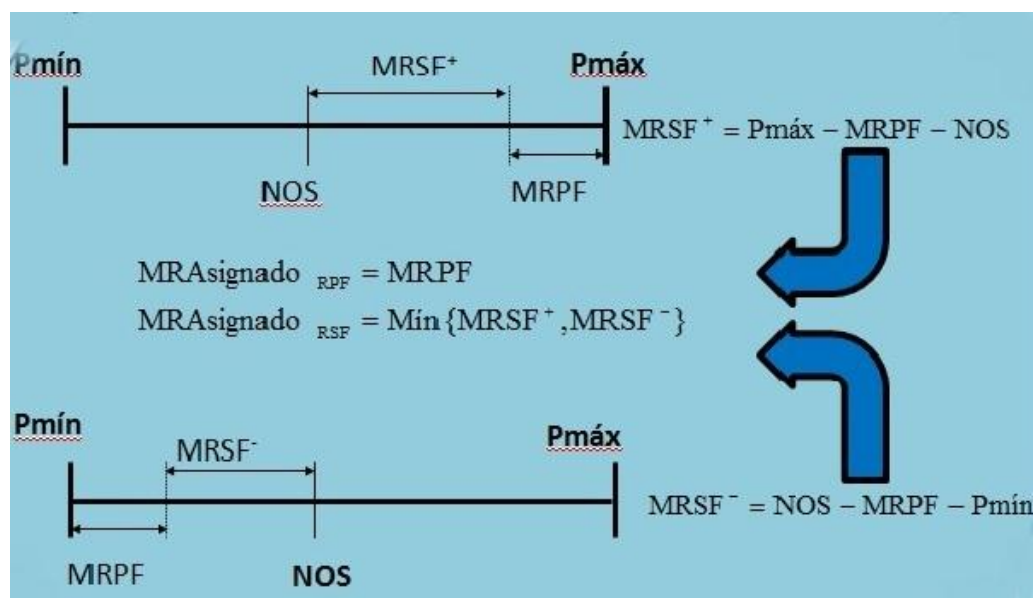


Figura 21. Márgenes para la Regulación de Frecuencia. Fuente OC

Pmin	Potencia Mínima Técnica de la unidad generadora
Pmax	Potencia Máxima Disponible de la unidad generadora
MRPF	Margen RPF
NOS	Nivel de Operación Sostenible. Se corresponde con la potencia impartida por el CCE
Minferior	Margen Inferior. Holgura en la unidad generadora que participa del servicio de RSF para alcanzar su potencia mínima técnica después que ha comprometido su Margen de RPF
Msuperior	Margen Superior. Holgura en la unidad generadora que participa

	del servicio de RSF para alcanzar su potencia máxima disponible después que ha comprometido su margen de RPF
MRARPF	Margen de Reserva Asignado para RPF al generador
MRARSF	Margen de Reserva Asignado para RSF al generador
MRARPF = MRPF	
$M_{inferior} = \text{Max}\{\text{NOS} - \text{MRPF} - P_{\min}, 0\}$	
$M_{superior} = \text{Max}\{P_{\max} - \text{MRPF} - \text{NOS}, 0\}$	
$\text{MRARSF} = \text{Min}\{M_{inferior}, M_{superior}\}$	

En caso de haber separación del Sistema en subsistemas temporalmente aislados, la Reserva Rotante y programarse separadamente para cada subsistema aislado. De igual forma de haberse agotado la Reserva Rotante disponible de la lista de méritos, el OC o el CCE, según corresponda, podrá asignar Reserva Rotante a otros generadores no previstos inicialmente en la programación.

El Programa Diario de Operación, al igual que el semanal, es elaborado por el OC y contiene, entre otros antecedentes las máquinas que realizarán la RPF en cada hora, así como la reserva operativa y las máquinas que aportarán a dicha reserva al SENI.

4.2.4 Responsables de la Regulación de Frecuencia.

Los Agentes del MEM operadores de sistemas de generación son responsables por la regulación de frecuencia del SENI cuya operación está a cargo del CCE. Se establece en el RALGE que el CCE debe remitir cada día al OC, a los Agentes del MEM y a la SIE, un informe sobre la operación del SENI correspondiente al día anterior, que contendrá, entre otros antecedentes: el despacho real de las unidades de generación; las horas de orden de arranque y parada y las de ingreso y salida de unidades; y las disposiciones de regulación de frecuencia, actualmente este informe está siendo realizado por el OC.

El RALGE establece responsabilidades a los agentes OC, CCE y Bloque Generador, a continuación se citan las de mayor relevancia:

Responsabilidades del OC.

- Mantener actualizados los requisitos técnicos que se contemplan en el Reglamento, para calificar las unidades de generación que proporcionarán la Reserva Rotante del SENI.
- Verificar el cumplimiento de todos los requisitos para la calificación como máquina de regulación.
- Programar la Reserva Rotante en los Programas de Operación Semanal y Diario.
- Establecer la lista de méritos de unidades calificadas para efectuar RPF y RSF.
- Establecer la lista de méritos de unidades asignadas para efectuar RPF y RSF. Cuando estas unidades se le asigne efectuar la RPF y RSF serán compensadas según lo establecido en el presente procedimiento.

- f) Establecer la forma y plazos en que los Agentes del MEM deben presentar la información técnica en tiempo diferido para actualizar los datos técnicos requeridos.

Responsabilidades del CCE.

- a) Hacer cumplir la asignación, la distribución y el uso óptimo de los recursos destinados para la Reserva Rotante para RPF y la Reserva Rotante para RSF del SENI.
- b) Despachar la Reserva Rotante asignada para RSF de modo de restablecer los niveles de despacho en las unidades asignadas para la RPF.
- c) Despachar económicamente las unidades de acuerdo a los programas y políticas de operación de modo de recuperar la Reserva Rotante para Regulación Secundaria.
- d) De formarse sistemas temporalmente aislados por mantenimiento o contingencia en el SENI, disponer, de ser el caso, las acciones necesarias para que la Regulación de Frecuencia sea ejecutada con las unidades de generación calificadas según el orden de mérito elaborado por el OC, para cumplir con esta tarea en sus respectivas áreas.
- e) Supervisar la frecuencia y reserva de las principales áreas en tiempo real, para lograr un nivel suficiente de calidad de frecuencia.

Responsabilidades de los Agentes del MEM.

- a) Mantener actualizados los datos técnicos de las unidades de generación del SENI, requeridos en el presente procedimiento.
- b) El Agente del MEM generador del SENI que realice la regulación de frecuencia, debe mantener el estatismo asignado y otros parámetros que afecten la respuesta del regulador de velocidad, no modificándolos sin la coordinación y aprobación del OC.
- c) Realizar la Regulación de Frecuencia del Sistema bajo la directiva del CCE para la operación en tiempo real y comunicar toda acción correctiva al CCE, con copia al OC.
- d) Aceptar la delegación de responsabilidad de coordinación en tiempo real, en caso que así lo disponga el CCE, asumiendo las responsabilidades derivadas del encargo.
- e) Informar, a través de su Centro de Control, el detalle de la operación diaria de su área de control incluyendo entre otros el despacho de la reserva rotante y aspectos relevantes.
- f) Operar las unidades generadoras designadas para efectuar Regulación de Frecuencia, manteniendo la reserva programada por el OC.

4.2.5 Lista de Merito para la Regulación de Frecuencia

EL RALGE dicta lo siguiente: *“Generalmente todas las unidades pueden regular la frecuencia sea primaria ó secundaria del Sistema, sin embargo, no todas ellas pueden mantener la frecuencia en los rangos requeridos por las normas. Solamente algunas máquinas pueden aportar reserva para regular la frecuencia del sistema, en consecuencia es necesario elaborar una lista de méritos y establecer la forma de asignación con las unidades que reúnan las condiciones*

descritas en el presente procedimiento y con cargo a ser verificadas mediante pruebas coordinadas por el OC¹⁸.

Existen dos listas de meritos diferentes, una para la Regulación Primaria de Frecuencia y otra para la Regulación Secundaria de Frecuencia. Trataremos primeramente la Regulación Primaria.

La Lista de Merito de Regulación Primaria de Frecuencia es realizada de manera semanal y diaria por el Organismo Coordinador, usando como referencia un coeficiente técnico que relaciona el estatismo con el gradiente de toma de carga de la maquina.

$$A = \frac{(P_{max} - P_{min}) \times \text{Gradiente de Toma de Carga}}{\text{Estatismo}}$$

El rango de potencia para regulación asignado a las máquinas será como máximo igual al solicitado por el Agente del MEM generador. La Figura 22 muestra un ejemplo para la programación diaria de la Lista de Merito de Regulación Primaria de Frecuencia, se puede observar en esta grafica que las centrales con mayor variación entre su mínimo técnico y su potencia máxima salen mejor posicionada en dicho orden meritario.

¹⁸ Artículo 400, Reglamento para la Aplicación de La Ley General de Electricidad.

 ORGANISMO ELÉCTRICO INTERCONECTADO DE LA REPÚBLICA DOMINICANA Unidades habilitadas para regulación primaria de frecuencia (RPF)									
Semana del 25-08_31-08-2012		Unidades habilitadas por el OC para	Gradiente de toma de Carga Total	Pmax-Pmin	Estadístico	Factor A	Margen de Regulación Primaria*** (Ver notas al pie)	%MR	Reserva de RPF Habilitada Acumulada
Orden	Unidad	(Si=1/No=0)	(MW/Min)	(MW)	%	A	MW	%	MW
1	AES ANDRES	1	6.30	144.00	4.0%	22,680.0	14	5%	14.0
2	Falcondo 1	1	10.00	32.00	2.0%	16,000.0	3.906	6%	17.9
3	Falcondo 2	1	10.00	32.00	2.0%	16,000.0	3.906	6%	21.8
4	Falcondo 3	1	10.00	32.00	2.0%	16,000.0	3.906	6%	25.7
5	Los Mina 6	1	10.00	58.00	4.0%	14,500.0	14.6	12%	40.3
6	Los Mina 5	1	10.00	58.00	4.0%	14,500.0	14.6	12%	54.9
7	Tavera 1	1	7.17	24.00	4.0%	4,300.0	1	2%	55.9
8	Tavera 2	1	7.00	24.00	4.0%	4,200.0	1	2%	56.9
9	San Felipe	1	3.30	48.00	4.0%	3,960.0	4.788	6%	61.7
10	Jiguey 2	1	7.50	17.00	4.0%	3,187.5	1	2%	62.7
11	Jiguey 1	1	7.50	17.00	5.0%	2,550.0	1	2%	63.7
12	Aguacate 2	1	8.70	9.00	5.0%	1,566.0	1	4%	64.7
13	Aguacate 1	1	8.70	9.00	6.0%	1,305.0	1	4%	65.7
14	Rio Blanco 1	1	8.33	4.00	3.5%	952.4	1	8%	66.7
15	Rio Blanco 2	1	8.33	4.00	3.5%	952.4	1	8%	67.7
16	Valdesia 1	1	3.50	11.00	5.8%	669.6	1	4%	68.7
17	Valdesia 2	1	3.50	11.00	6.0%	641.7	1	4%	69.7
18	Moncion 1	1	3.00	8.00	4.0%	600.0	1	4%	70.7
19	Moncion 2	1	3.00	8.00	4.0%	600.0	1	4%	71.7
20	Cepp21	1	2.30	2.20	3.5%	144.6	0.4	7%	72.1
21	Cepp22	1	2.30	2.20	3.5%	144.6	0.4	7%	72.5
22	Cepp23	1	2.30	2.20	3.5%	144.6	0.4	7%	72.9
23	Cepp24	1	2.30	2.20	3.5%	144.6	0.4104	7%	73.3
24	Cepp25	1	2.30	2.20	3.5%	144.6	0.4104	7%	73.8
25	Cepp26	1	2.30	2.20	3.5%	144.6	0.4104	7%	74.2
26	Cepp27	1	2.30	2.20	3.5%	144.6	0.4104	7%	74.6
27	Cepp28	1	2.30	2.20	3.5%	144.6	0.4104	7%	75.0
28	Cepp29	1	2.30	2.20	3.5%	144.6	0.4104	7%	75.4
29	Cepp11	1	1.67	2.61	3.1%	140.8	0.5	8%	75.9
30	Cepp12	1	1.67	2.61	3.1%	140.8	0.5	8%	76.4
31	Cepp13	1	1.67	2.61	3.1%	140.8	0.5	8%	76.9

Figura 22. Lista de Merito RPF, Programa Semanal de Operación, 25 - 31 de Agosto 2012. Fuente OC.

La asignación de las máquinas para la RSF será realizada por el OC en función de los costos variables de operación de las unidades y los parámetros de regulación de frecuencia, de modo de minimizar el costo de la RSF. También estipula que deberá estar distribuida entre al menos tres (3) unidades hidroeléctricas o entre las máquinas de mayor Costo Variable de Despacho en cada hora, en caso de que no existiere capacidad suficiente en máquinas hidroeléctricas.

En caso de no contar con suficientes unidades despachadas para regular frecuencia, el OC podrá disponer la entrada en operación de unidades más caras para realizar la regulación de frecuencia. Los propietarios de estas unidades deberán ser compensados en sus costos operativos de acuerdo con la diferencia entre su costo variable de producción y el costo marginal de energía en la barra de inyección de la unidad.

ORGANISMO COORDINADOR DEL SISTEMA ELECTRICO INTERCONECTADO
PREDESPACHO DIARIO DEFINITIVO DEL VIERNES 24-08-12
RESERVA PARA REGULACION SECUNDARIA DE FRECUENCIA (MW)

DESPACHO POR LISTA DE MERITO DE LAS CENTRALES HABILITADAS PARA RSF (MW), SEGUN LOS ARTICULOS 205, 401,402 Y 403 DEL REGLAMENTO DE LA LEY 125-01																										
	% RSF	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%		
ORDEN CENTRALES		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	(MVH)
ORDEN CENTRALES																										0
1	TAYERA 1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0
2	TAYERA 2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0
3	JIGUEY 1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0
4	JIGUEY 2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0
5	AGUACATE 1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0
6	AGUACATE 2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0
7	SAN FELIPE	15.0	15.0	15.0	-	-	-	-	15.0	15.0	15.0	15.0	15.0	15.0	15.0	15.0	15.0	15.0	15.0	15.0	15.0	15.0	15.0	15.0	15.0	300
8	LOS MINA 5	7.9	7.9	7.9	7.9	7.9	7.9	7.9	7.9	7.9	7.9	7.9	7.9	7.9	7.9	7.9	7.9	7.9	7.9	7.9	7.9	7.9	7.9	7.9	7.9	189.6
9	LOS MINA 6	7.9	7.9	7.9	7.9	7.9	7.9	7.9	7.9	7.9	7.9	7.9	7.9	7.9	7.9	7.9	7.9	7.9	7.9	7.9	7.9	7.9	7.9	7.9	7.9	189.6
10	AES ANDRES	22.0	19.5	16.4	29.1	26.3	26.0	25.6	14.2	17.7	17.8	19.7	21.1	21.0	19.1	19.7	19.0	17.7	20.7	19.6	24.8	25.5	25.9	25.8	24.7	518.79
	RSF (MW)	52.8	50.3	47.2	44.9	42.1	41.8	41.4	45.0	48.5	48.6	50.5	51.9	51.8	49.9	50.5	49.8	48.5	51.5	50.4	55.6	56.3	56.7	56.6	55.5	1,198.0

Figura 23. Lista de Merito RSF Programa Diario de Operación, 24 Agosto 2012. Fuente OC

En la Figura 23 se puede observar que para ese día específico (24 agosto 2012, no existía posibilidad de realizar RSF con una generadora Hidroeléctrica, mas sin embargo se utilizo solamente, una de las centrales de mayor costo variable del sistema (San Felipe) y tres centrales de las de menor costo variable (Los Minas 5 & 6, Aes Andrés). Incumpliendo de este modo con lo estipulado en el Reglamento. Esto suele ocurrir cuando se desea disminuir el precio energía mediante el despacho de hidroeléctricas a su máxima capacidad o por bajo niveles de agua en las centrales de hidroeléctricas.

4.3 Compensación Económica de la Regulación de Frecuencia.

Las transacciones económicas son enviadas por el Organismo Coordinador, dentro de los primero nueve días laborables siguientes al mes para el cual se calculan estas transacciones, a los agentes del MEM y a la SIE. El informe mensual de transacciones económicas debe contener al menos la siguiente información:

- Costos marginales de Corto Plazo de la Energía pada cada una de las horas del mes anterior.
- Informaciones de Costo Marginal de Potencia de Punta.
- Resumen de las mediciones de inyecciones y retiros horarios de energía.
- Transferencia de electricidad y sus pagos correspondientes entre agentes.
- Derecho de Conexión y pagos entre agentes
- Otros pagos entre Agentes del MEM.

Las transacciones económicas por Regulación de Frecuencia entran en los llamados "Otros pagos entre agentes". La responsabilidad de pago de la RPF, RSF y la compensación por generación forzada para Regulación de Frecuencia recae en todos los generadores, en forma proporcional a la energía generada en cada hora, con discriminación de Sistemas Aislados. Es decir la compensación por

Regulación de Frecuencia se realizará en forma independiente por cada sistema aislado durante las horas que se mantenga esta situación.

La participación en el servicio de RPF toma en consideración los siguientes puntos:

- ✓ Hora impartida por el CCE para que la unidad generadora comience a ofrecer el servicio de RPF.
- ✓ Tiempo de permanencia de la unidad generadora ofreciendo el servicio de RPF.
- ✓ No se considera participación alguna en la RPF ante cualquier observación realizada por los Supervisores del OC, con relación a la respuesta de la unidad generadora a la corrección del valor de la frecuencia.
- ✓ No se considera participación alguna en la RPF y RSF por falla o salida de línea de la unidad generadora.

De igual forma, la participación en el servicio de RSF se determina tomando en cuenta los siguientes puntos:

- ✓ Hora impartida por el CCE para que la unidad generadora realice su movimiento de carga.
- ✓ Potencia o Nivel de Operación Sostenible (NOS) impartido por el CCE.
- ✓ Tiempo de permanencia de la unidad generadora en su Nivel de Operación Sostenible, el cual cambia cuando el CCE, envía la Central a otra potencia o NOS.

El modelo remunerativo implementado es de remuneración a precio administrativo, con dos vertientes [VASQUEZ 2010]:

- A. En donde se le reconoce al agente generador el costo de oportunidad: $\text{Margen} = \text{Ingreso} - \text{Costo}$.
 - Ingreso: Reserva valorizada a costo marginal de corto plazo de energía.
 - Costo: Reserva valorizada al costo variable de producción.
- B. Reconocimiento de costos adicionales de prestar el servicio:
 - Inversión.
 - Perdidas de eficiencia de la unidad generadora.
 - Aumento costos de operación y mantenimiento.

Se establece un Incentivo para la Regulación de Frecuencia, con el fin de mantener a los generadores interesados en el ofrecer el servicio. El valor de este incentivo, denominado “IR”, es fijado anualmente por la SIE. Este incentivo es determinado con la siguiente fórmula:

$$IR_i = IR_{base} \times \frac{CPI_{mes\ i-2}}{CPI_{Nov\ 2011}}$$

Siendo:
 $IR_{base} = 8.85 \text{ US\$}/\text{MWh}$
 $CPI_{mes\ i-2}$ = Índice de Precio al consumidor de los Estados Unidos, en el segundo mes anterior al mes en que se realiza el cálculo.
 $CPI_{Nov\ 2011}$ = Índice de Precio al consumidor de los Estados Unidos, mes de noviembre de 2011, igual a 226.23.

Resolución SIE-544-2011

Figura 24. Cálculo IR para el año 2012, Resolución SIE-544-2011.

4.3.1 Compensación por Regulación Primaria de Frecuencia.

Cada unidad generadora que participa en la RPF, con excepción de las máquinas requeridas en forma forzada para RPF, recibirá como compensación un monto dado por:

Unidad Termoeléctrica:

$$CompRPF_{hi} = (CMGCP_{energía_{hi}} - CVP_i + IR) \times RPFMRAsignado_{hi}$$

Donde:

- ✓ $CompRPF_{hi}$: Es la compensación por RPF al generador que inyecta en la barra i en la hora h.
- ✓ $CMGCP_{energía_{hi}}$: Es el Costo Marginal de Corto Plazo de energía en la barra i que inyecta el generador en la hora h.
- ✓ CVP_i : Costo Variable de Producción de la máquina que realiza la regulación de frecuencia e inyecta su energía en la barra i.
- ✓ IR : Incentivo para regulación de frecuencia, cuyo valor será fijado anualmente por la SIE.
- ✓ $RPFMRAsignado_{hi}$: Es el Margen de Reserva Asignado para RPF al generador que inyecta en la barra i en la hora h.

El RLGE precisa que cuando la generación de la unidad no fue restringida en el programa de despacho o por indicación del CCE a un valor determinado por necesidad de RPF, se considerará que no existe energía de regulación compensable.

Se puede apreciar que el RALGE es específico en cuando a la compensación por RPF de las unidades termoeléctricas pero no se pronuncia sobre las hidroeléctricas. Al respecto, el MEM ha adoptado que las unidades hidroeléctricas siguen la misma expresión de las unidades termoeléctricas pero asumiendo que el Costo Variable de Producción es nulo. En consecuencia la Compensación por RPF de las unidades hidroeléctricas se estima igual al Margen de Reserva Asignado para RPF valorizado al Costo Marginal de Corto Plazo de energía respectivo más el Incentivo por Regulación de Frecuencia.

Unidad Hidroeléctrica: $CompRPF_{ih} = (CMG_{ih} + IR) * MRARPF_{ih}^i$

4.3.2 Compensación por Regulación Secundaria de Frecuencia.

Cada unidad generadora que participa en la RSF, con excepción de las máquinas requeridas en forma forzada para RPF, recibirá como compensación un monto dado por:

Unidad Termoeléctrica:

$$CompRSF_{ih} = (CMG_{ih} - CV_i + IR \cdot FE_{ih}) \cdot MRARSF_{ih}^i$$

Donde:

- ✓ $CompRSF$: Es la compensación por RSF al generador “i” en la hora “h”.
- ✓ CMG_{ih} : Es el Costo Marginal de Corto Plazo de energía en la barra que inyecta el generador “i” en la hora “h”.
- ✓ CV_i : Costo Variable de Producción del generador “i”.
- ✓ IR : Incentivo para regulación de frecuencia.
- ✓ $MRARSF_{ih}$: Margen de Reserva Asignado para RSF al generador “i” en la hora “h”.
- ✓ FE_{ih} : Factor de Eficiencia para el generador “i” en la hora “h”. Este parámetro es un indicador de la Calidad de la Regulación de Frecuencia registrado en el SENI. En la actualidad se asume igual a 1.

El RALGE precisa que cuando la generación de la unidad no fuera restringida en el programa de despacho o por indicación del CCE a un valor determinado por necesidad de RSF, se considerará que no existe energía de regulación compensable.

Al igual que en la compensación por RPF, el RALGE especifica la compensación por RSF de las unidades termoeléctricas pero no se pronuncia sobre las hidroeléctricas. Al respecto, el MEM ha adoptado que las unidades hidroeléctricas siguen la misma expresión de las unidades termoeléctricas, pero

aproximando el Costo Variable de Producción igual al Costo Marginal de Corto Plazo de energía respectivo. Es decir, la Compensación por RSF de las unidades hidroeléctricas se estima igual al Margen de Reserva Asignado para RSF valorizado al Incentivo por Regulación de Frecuencia.

Unidad Hidroeléctrica: $\text{CompRSF}_{ih} = \text{IR} \cdot \text{MRARSF}_{ih}^i$

4.3.3 Compensación por Regulación Forzada de Frecuencia.

Aquellas unidades generadoras que no han sido despachadas según lista de mérito por costo variable de producción, pero sean despachadas para regular frecuencia, serán compensadas en sus costos variables de producción de acuerdo a la siguiente expresión:

Unidad Termoeléctrica:

$$\text{CompCVP}_{ih} = (\text{CV}_i - \text{CMg}_{ih}) \cdot E_{ih} + \text{IR} \cdot \text{FE}_{ih} \cdot \text{MRARSF}_{ih}^i$$

Donde:

- ✓ CompCVP Compensación por generación forzada para RPF ó RSF.
- ✓ CMg_{ih} Es el Costo Marginal de Corto Plazo de energía en la barra que inyecta el generador “i” en la hora “h”.
- ✓ CV_i Costo Variable de Producción del generador “i”.
- ✓ E_{ih} Energía generada por el generador “i” en la hora “h”.
- ✓ IR Incentivo para regulación de frecuencia.
- ✓ MRARSF_{ih} Margen de Reserva Asignado para RSF al generador “i” en la hora “h”.
- ✓ FE_{ih} Factor de Eficiencia para el generador “i” en la hora “h”. Este parámetro es un indicador de la Calidad de la Regulación de Frecuencia registrado en el SENI. En la actualidad se asume igual a 1.

Es conveniente notar que en el caso de las compensaciones por Generación Forzada para Regulación de Frecuencia, la energía a compensar está en función del tiempo en que la central estuvo prestando el servicio de regulación.

Si una unidad generadora es convocada a la operación forzada por otra causa que no fuese regular frecuencia y que una vez operando por esta causa, hayan sido utilizadas para regular frecuencia se le excluye el pago por energía. Se entiende con esto, que la causa de la operación forzada de dicha central, lo fue la prestación de un servicio auxiliar diferente al de regulación de frecuencia y que por tanto, el pago por este servicio debe realizarse por otro mecanismo.

4.3.4 Asignación de la Compensación por Regulación de Frecuencia

El mecanismo de compensaciones se aplica para cada hora y se distingue el SENI de los ocurridos en los subsistemas temporalmente aislados. En consecuencia, para el SENI y para cada uno de los subsistemas temporalmente aislados, se determina el monto total horario correspondiente a la suma de compensación por RPF, RSF y por compensación por generación forzada para regulación de frecuencia.

$$\text{CompRF}_h = \sum_{i=1} \text{CompRPF}_{ih} + \sum_{i=1} \text{CompRSF}_{ih} + \sum_{i=1} \text{CompCVP}_{ih}$$

La compensación se hará a todos los integrantes que realizaron la RPF y RSF con sus unidades o centrales y que han sido evaluados por el OC como tal. La responsabilidad de pago de la RPF, RSF y la compensación por generación forzada para Regulación de Frecuencia recae en todos los generadores, en forma proporcional a la energía generada en cada hora, con discriminación de Sistemas Aislados de acuerdo a la siguiente fórmula:

$$\text{Pago}_{kh} = \left(\frac{E_{kh}}{\sum_{i=1} E_{ih}} \right) \cdot \text{CompRF}_h$$

Donde:

- ✓ CompRF_h : Compensación a las unidades generadoras que participaron del servicio de regulación de frecuencia en la hora “h”.
- ✓ E_{ih} : Energía horaria neta generada por la unidad generadora “i” en el sistema integrado o en el subsistema aislado según corresponda. Esta energía corresponderá a la informada para las Transacciones Económicas o la correspondiente a la energía neta horaria informada por el CCE en los informes de post-despacho.
- ✓ Pago_{kh} : Monto de la compensación que debe pagar el propietario o titular de la unidad generadora “k” en el sistema integrado o en el subsistema aislado según corresponda en la hora “h”.

La existencia de subsistemas y de unidades generadoras prestando el servicio en ellos, conlleva calcular las compensaciones y sus pagos en forma exclusiva para cada uno de los subsistemas.

4.3.5 Fiscalización del Servicio Complementario de Regulación de Frecuencia.

Actualmente no existe un mecanismo específico para la fiscalización del servicio de Regulación de Frecuencia. La Reglamentación establece que la responsabilidad de esto sobre cae ante el Organismo Coordinador quien está facultado para autorizar, dar seguimiento y calcular la remuneración de los Servicios relacionados a la Regulación de Frecuencia.

Según establece el Artículo 385 del RALGE, el Organismo coordinador es responsable de realizar las siguientes actividades:

- ✓ Disponer en cualquier momento y sin previo aviso, la verificación en el campo de los parámetros de calibración de los reguladores de velocidad de las unidades de generación. De ser necesario podrá instalar registradores y/o equipos de medición que se requieran para verificar las características técnicas.
- ✓ Asimismo se efectuarán pruebas si a juicio del OC existen razones para considerar que la respuesta de Regulación de Frecuencia ha experimentado alguna modificación importante.

Otro mecanismo que el OC podría utilizar para la fiscalización del este servicio sería por medio de los Índices de Eficiencia descritos anteriormente en este capítulo. La Resolución OC-06-2011 establece los valores de IE1 = 900 e IE2 = 544, pero en esta misma resolución el OC establece que la aplicación de estos índices generan una diferencia de 1% sobre utilizar los índices con valor unitario.

El Reglamento no establece ningún mecanismo de penalización en contra de los agentes que incumplan con los requisitos y normas de este Servicio. Esto ocasiona que no haya una buena señal para realizar de manera proactiva las revisiones y mantenimientos de los equipos utilizados para aportar el servicio. Al no existir mecanismo de penalización el OC se ve obligado como única opción a emitir informes o notificaciones a los agentes que están incumpliendo con los requisitos para estos realicen las modificaciones necesarias.

En cuanto a los registradores y/o equipos de medición que se podrían instalar para verificar las características técnicas, el OC tiene como proyecto la habilitación del sistema SCADA (Supervisory Control and Data Acquisition) en todos los agentes del MEM. Al momento de realizar esta investigación, no todos los agentes generadores poseían habilitado el sistema SCADA, de un total de 20 agentes mayoritarios, tan solo 9 poseen el SCADA completamente habilitado.

El OC tampoco cuenta con equipos ni contrata para realizar las pruebas necesarias para determinar las características técnicas de los reguladores de velocidad de los generadores.

4.4 Resumen y conclusiones

Luego de la descripción del Mercado Eléctrico Dominicano y del funcionamiento y remuneración del Servicio Complementario de Regulación de Frecuencia señalaremos a modo de resumen los puntos más importantes que posee este proceso.

El mecanismo para la asignación del servicio de la Regulación Primaria de Frecuencia es realizado mediante una lista de merito que depende del gradiente de toma de carga del generador, de su estatismo y de su potencia máxima y mínima (Factor A). Este es un aspecto importante que se debe tomar en cuenta, pero no deber ser el único que intervenga, debido a que es necesario contemplar la existencia de generadores de diferentes características transitorias y ubicaciones en el sistema. En Perú se utiliza un método parecido.

Este modelo no toma en cuenta los sobre costos ocasionados que provoca la asignación de reservas de esta forma, este aspecto tiene un papel importante en nuestro sistema debido a que con la actual Lista de Merito, el servicio de RPF es aportado únicamente por tres generadores (AES Andrés, DPP y San Felipe) siendo 2 de estas de gran potencia instalada y de las primeras en el despacho de potencia por orden meritario. La RSF se basa en criterios económicos, no obstante provoca por igual sobre costos, debido a que está distribuida entre pocos generadores, siendo las Hidroeléctricas utilizadas en la hora de punta para ofrecer el servicio.

Se puede ver también, que el mecanismo regulatorio para la provisión es de obligatoriedad con posibilidad de transferencia. Este modelo está bien utilizado, ya que no todas las centrales están habilitadas para ofrecer el servicio de Regulación Primaria de frecuencia (Existen muchas máquinas antiguas en el parque de generación). En el caso de Regulación Secundaria de Frecuencia no se aplica este concepto, debido a que por la propia naturaleza del servicio pocas máquinas prestan el servicio lo que incentiva la falta de competencia.

La regulación existente es insuficiente ya que no se establece una evolución técnica – económica para decidir el porcentaje de regulación óptimo. En relación con este aspecto, se tiene que los márgenes de reserva no se fijan a raíz de un estudio de comportamiento dinámico y esto conlleva a que estos márgenes no sean los óptimos. Otro aspecto importante son las desviaciones entre la demanda/potencia disponible declarada y demanda/potencia disponible en tiempo real.

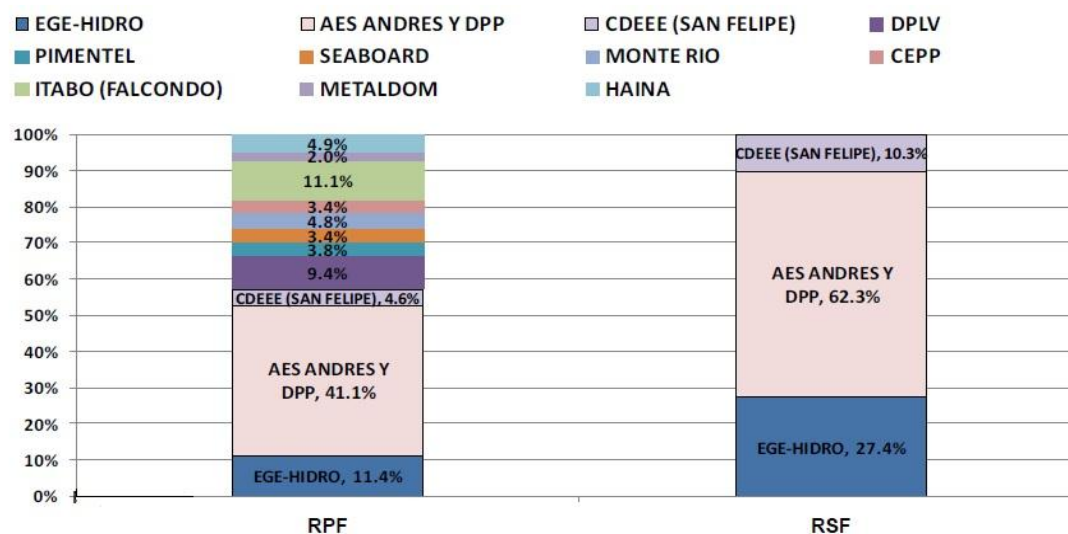


Figura 25. Porcentaje del margen habilitado para RPF y RSF por Generador. Fuente OC.

En cuanto al mecanismo de regulación utilizado para la remuneración, este se basa en el modelo de Precio Administrativo. Las compensaciones por Servicios Auxiliares, establecen el mecanismo de remuneración para aquellas unidades generadoras que contribuyen al suministro de energía eléctrica en condiciones adecuadas de calidad y seguridad. En la actualidad, en el SENI, sólo se compensa el Servicio de Regulación de Frecuencia como Servicio Auxiliar.

Las Compensaciones por Servicio de Regulación de Frecuencia pueden ser de tres tipos, por: Regulación Primaria (RPF), Regulación Secundaria (RSF) y Regulación en Condición Forzada.

En las Compensaciones por RF, se valoriza el margen de reserva para cada unidad, con la diferencia entre el CMG y el CVP más un incentivo para la regulación (IR). Cuando una unidad es requerida para Regular Frecuencia en condición de generación forzada, se compensa tanto la energía aportada durante este período, como el Servicio de Regulación. Las compensaciones de los generadores que prestaron el servicio, serán pagadas por todos los generadores, proporcionalmente su energía inyectada.

Se determina los saldos acreedores y deudores realizando la diferencia entre las compensaciones recibidas y los cargos o pagos generados. Si esta diferencia es positiva, resulta un saldo acreedor y si es negativa, resulta un saldo deudor. Los agentes deudores pagarán a los agentes acreedores a prorrata del total del saldo deudor.

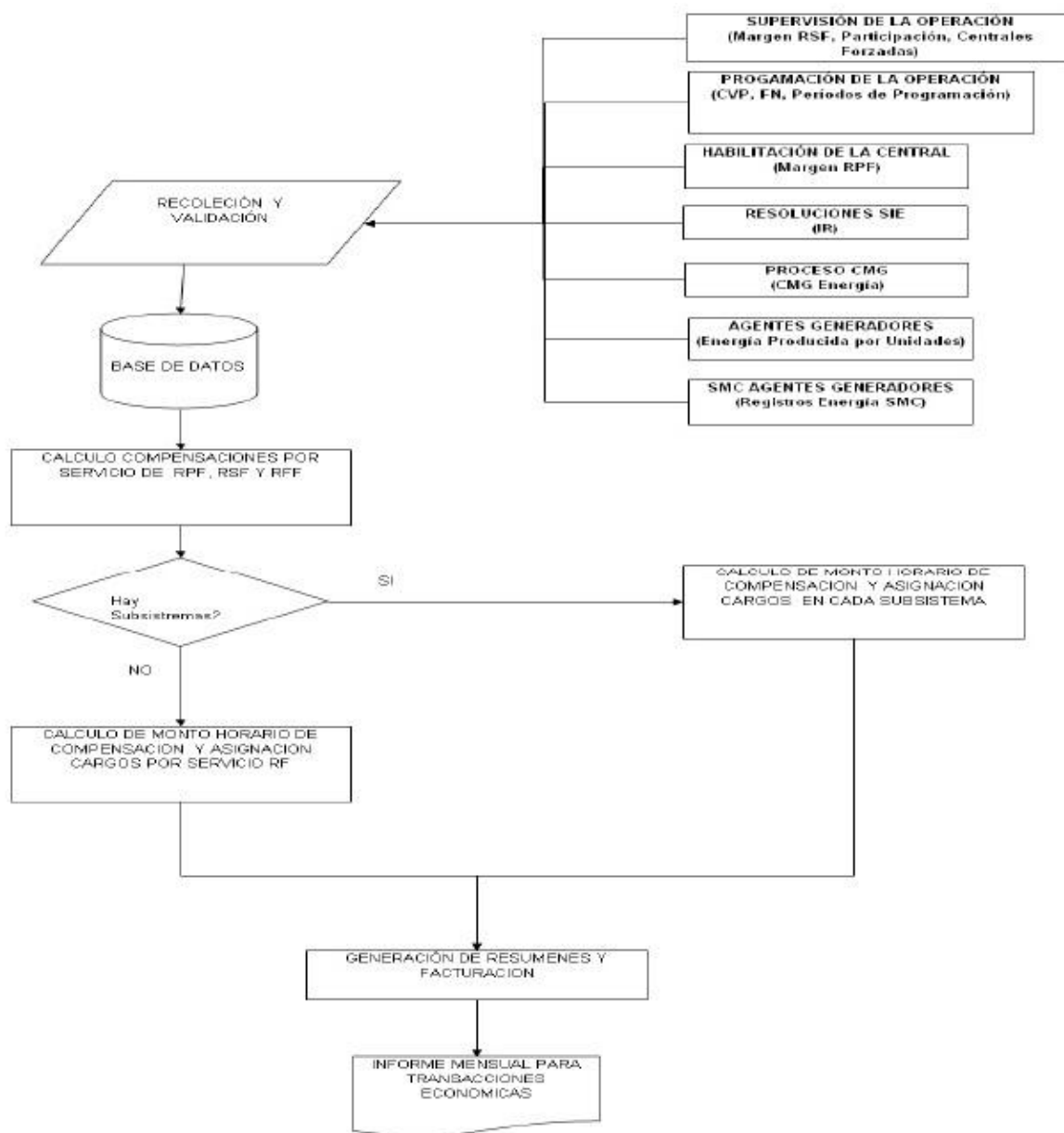


Figura 26. Diagrama de flujo calculo Transacciones por Regulación de Frecuencia. Fuente OC.

Bajo estos criterios de compensación, las transacciones económicas de Regulación de Frecuencia representan un 10% del total de las transacciones económicas del sistema, superando las transacciones por Potencia.

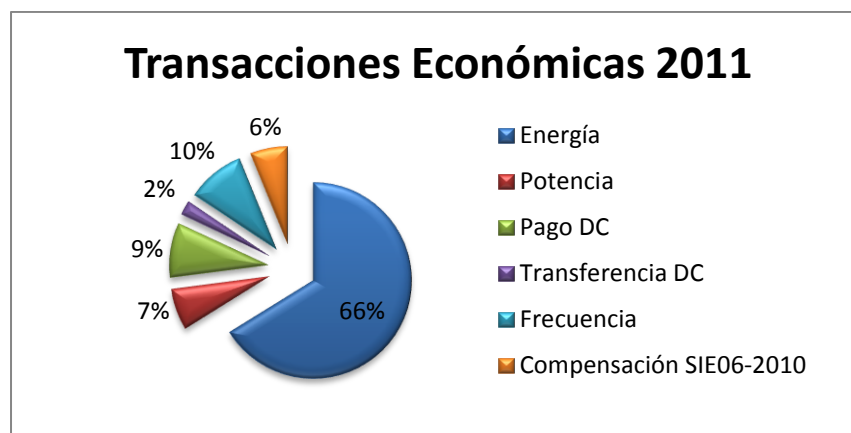


Figura 27. Porcentaje de los diferentes Cargos en las Transacciones Económicas 2011.
Fuente OC

En el caso de las generadores Hidráulicos, el RALGE no establece un método específico para su compensación. El OC ha calculado las compensaciones de las generadoras hidráulicas extendiendo las expresiones que se utilizan para las unidades térmicas. Para esto utiliza el pago de un Incentivo y un Complemento.

El Incentivo se asigna a todo evento y asume que es independiente de la fuente primaria de energía, el complemento se sustenta en que el Valor del Agua de una unidad hidráulica equivale al costo variable de producción de una unidad térmica que pudiera estar operando en el presente.

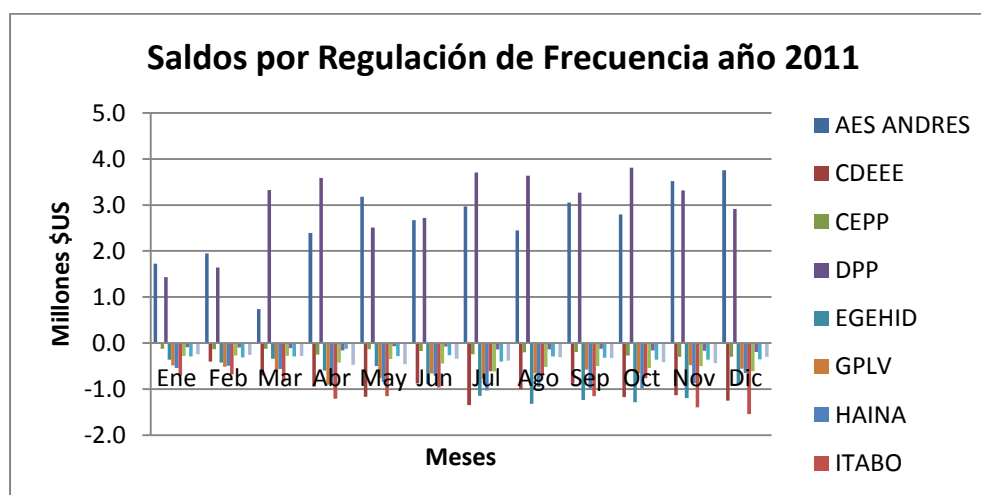


Figura 28. SalDOS Acreedores y Deudores por agentes. Resumen Transacciones Económicas por Regulación de Frecuencia 2011. Fuente OC

Es evidente (Ver Figura 28) como los Agentes AES-Andrés y DPP, resultan como los únicos acreedores de las transacciones económicas de Regulación de Frecuencia, siendo estas empresas accionistas una de la otra y a su vez siendo las centrales de menor costo variable de producción del mercado existente.

Dentro del ámbito de la Fiscalización del servicio, se evidenció que actualmente no existe ningún método para llevar el control de la correcta prestación del servicio por los agentes. El sistema de SCADA no está completo y el Operador del Mercado estima el correcto funcionamiento de generadores habilitados mediante cálculos. Tampoco existe un método para la penalización en el caso de desacato o incumplimiento con lo estipulado en el Reglamento.

No se reconoce ningún equipo de regulación diferente a las unidades generadoras. Las Distribuidoras suelen jugar un papel importante en el control de la frecuencia, realizando deslastre de carga mediante orden directa del Centro de Control de Energía o por la actuación de relés de frecuencia. Esta forma de operar el Sistema es una violación al esquema de costo mínimo establecido en la Ley General de Electricidad, pues en todo Sistema la oferta debe cubrir la demanda y el costo mínimo se determina en función de esta condición, ya que esa ecuación completa la matriz de costo mínimo.

A la luz de estos hechos, se evidencia claramente que, pese a que se está regulando el control de la frecuencia, aun no es posible cumplir con las metas o límites establecidos por la normativa, esto sumado a que pocas plantas generadoras están involucradas en la prestación del servicio. Este aspecto presenta serias implicaciones puesto que no se garantiza la operación confiable y segura del Sistema.

Como mismo realizamos una tabla resumen sobre los aspectos fundamentales de prestación del Servicio de Regulación de Frecuencia en distintos países, a continuación se presenta una tabla resumen con las características del modelo Dominicano.

Regulación Primaria de Frecuencia		Regulación Secundaria de Frecuencia	
Aspecto Técnicos / Económicos	Sistema Dominicano	Aspecto Técnicos / Económicos	Sistema Dominicano
Tiempo de respuesta	1 - 30 Segundos	Tiempo de respuesta	Pocos minutos
Suministrador	Generadores	Suministrador	Generadores
Reserva	Entre 3-5% de Demanda	Reserva	Entre 3-5% de Demanda
Obligación	Obligatorio para generadores	Obligación	Obligatoria
Asignación	Lista de Merito	Asignación	Lista de Merito
Pagos a Proveedores	Capacidad, Operación y Compensación	Pagos a Proveedores	Capacidad, Operación y Compensación.
Cargos a Usuarios	Transacción Económica entre Generadores	Cargos a Usuarios	Transacción Económica entre Generadores

Tabla 11: Principales características de la Regulación de Frecuencia en Dominicana.

5.0 PROPUESTA DE MEJORA AL SERVICIO DE REGULACIÓN DE FRECUENCIA

Luego de haber destacado las principales características del Sistema Eléctrico en República Dominicana y de haber analizado el sistema reglamentario utilizado en la actualidad para el Servicio de Regulación de Frecuencia y comparándolo con otros sistemas internacionales, se resaltó las fallas existentes al igual que también se resaltaron las ventajas que posee el sistema actual.

Una vez determinadas las fortalezas y deficiencias del sistema regulatorio para la Regulación de Frecuencia realizamos las siguientes propuestas de mejoras.

5.1 Calidad de la Frecuencia

Actualmente no existe un control preciso sobre la calidad de la frecuencia en el sistema dominicano. Los llamados Índices de Eficiencia deben de enviar señales de penalización y monitoreo de las unidades que no están prestando el servicio cuando se les da la orden, sin embargo estos índices solo se establecen en la Regulación Secundaria de Frecuencia. No obstante estos índices no reflejan una variación significativa en los cálculos de las transacciones económicas, por lo que en realidad no están reflejando las señales para las cuales fueron reglamentadas.

Se recomienda que se establezcan una base técnica de cómo determinar los Índices de Eficiencia para el servicio de Regulación de Frecuencia, tanto para Primaria como Secundaria. Tanto el OC como el CCE deberán realizar registros de frecuencia para monitorear que la calidad de la frecuencia es consistente con el Margen de Regulación Primaria de Frecuencia disponible. En el caso de que se detecten distorsiones, el OC podrá realizar pruebas de las maquinas habilitadas y disponibles de regulación, para auditar el correcto funcionamiento de estas. Por otro lado, se recomienda hacer un estudio técnico donde se determinen los estándares de calidad, debido a que los estándares actuales pueden ser muy exigentes para nuestro sistema.

5.2 Márgenes de Reservas Rotantes

Como se explico anteriormente, actualmente en República Dominicana está reglamentado un rango de reservas de 3% al 5% de la demanda, pero no se calcula un nivel preciso de regulación quedando este a decisión en tiempo real del Centro de Control de Energía y se utiliza el mismo nivel para Regulación Primaria como para Regulación Secundaria. La regulación existente es insuficiente ya que no se establece una evolución técnica – económica para decidir el porcentaje de regulación óptimo. En relación con este aspecto, se tiene que los márgenes de reserva no se fijan a raíz de un estudio de comportamiento dinámico y esto conlleva a que estos márgenes no sean los óptimos.

Se desconoce el nivel de Reserva Optima de Regulación, por lo que no es posible optimizar los costos de la regulación y la Energía no Suministrada en conjunto. El parque de generación del SENI, cuenta con centrales generadoras de diferentes tecnologías y distintas tasas de falla, y algunas con limitaciones operativas producto del tiempo en servicio, que les impiden someterse a variaciones bruscas de carga.

Es necesario establecer criterios de seguridad y de determinar el margen de reserva optimo del sistema. La responsabilidad debe de ser del OC, el cual mediante cálculos y criterios técnicos tendrá la obligación de determinar al menos 2 veces al año la reserva óptima del SENI. Se sugiere distinguir la reserva de “bajada” de la reserva de “subida” ya que, los sistemas no necesariamente requieren que ambos requerimientos sean homogéneos. Se recomienda asignar el margen para Regulación Secundaria de Frecuencia de igual forma que para el margen de Regulación Primaria de Frecuencia, siendo éste constante con un tope igual a la máxima potencia del generador, verificando si la unidad está regulando y aplicar sanciones y penalidades en caso contrario.

5.3 Asignación del Servicio

El modelo actual de asignación del servicio de Regulación Primaria, consiste en una lista de merito donde se consideran el estatismo, gradiente de toma de carga y la diferencia entre potencia máxima y mínima del generador. Este modelo provoca sobre costos del Sistema y provoca que la regulación se concentre principalmente en 3 generadores y en una sola zona.

Debido a la configuración de la red de República dominicana, eminentemente radial y dividida en cuatro zonas (Zona Norte – Importadora, Zona Sur – Exportadora, Zona Este – Exportadora, Santo Domingo – Importadora) no es conveniente que la Regulación de Frecuencia se concentre únicamente en determinadas zonas y en plantas muy puntuales ya que dadas las condiciones y requerimientos al sistema eléctrico puede llegar a ser insuficiente tanto en capacidad como en la oportunidad de responder a los cambios bruscos de frecuencia. Por esto, recomendamos un cambio en el modelo de asignación de Regulación de Frecuencia.

Para la Regulación Primaria de Frecuencia se sugiere que todos los generadores que estén habilitados para prestar el servicio lo ofrezcan, dando prioridad en el despacho a las central hidráulicas que están habilitadas. Seria eliminar la lista de merito existente y cada generador habilitado aportaría el margen de reserva asignado por el Organismo Coordinador.

Para la Regulación de Frecuencia resulta significativamente favorable involucrar la mayor cantidad de plantas generadoras. Esto obedece al hecho de que ante un mayor número de unidades participando en el sistema, la constante de regulación general de este se reduce y de esta forma ante cambios de carga, la variación de la frecuencia del sistema tiende a ser mínima.

A los generadores Hidroeléctricos se les he asignado 1 Mw para el servicio de Regulación Primaria sin ninguna base técnica. Esto ocasiona distorsión a la hora de realizar la asignación del servicio, por lo que se recomienda realizar un estudio para determinar el margen real de estos generadores para ofrecer el servicio, de este modo serán primeros asignados los generadores hidráulicos de embalse y luego los de pasada.

Actualmente para lista de merito de Regulación Secundaria, se toma en cuenta los costos variables de las unidades habilitadas con el fin de lograr el costo mínimo del sistema. El problema radica principalmente en que existen muy pocos generadoras habilitados para ofrecer el servicio y los que están habilitados son los de menor costo variable de producción en el despacho económico. Se recomienda que a medida que entre nueva generación esta sea habilitada para ofrecer el servicio de RSF.

5.4 Incentivo a la Regulación de Frecuencia

En la retribución por la prestación del servicio de Regulación de Frecuencia se contempla el hecho de compensar la pérdida de beneficio que cada generador tiene por regular.

El Incentivo por Regulación de Frecuencia es el mismo para todas las empresas. Sin embargo, la compensación por diferencia de costo entre el costo marginal y el costo variable de la planta de generación hace que las menos costosas reciban una compensación mayor, lo cual conlleva a que los generadores más ineficientes tengan menos incentivos a regular. Si fuese una obligación de todas las empresas de generación, lo más correcto es que debería ser asumida por cada una para el caso en el que todas aporten igual.

El cálculo del IR (Incentivo a la Regulación de Frecuencia) no posee base técnica ni transparencia en su cálculo. Se recomienda contemplar un IR por tipo de tecnología, ya que el tiempo de respuesta de las mismas es diferente, lo que hace a un generador más o menos eficiente que otro para regular, además el nivel de inversión es distinto y un IR inadecuado puede no incentivar a un generador a prestar el servicio. También se recomienda eliminar el incentivo a la Regulación Primaria de Frecuencia de las centrales térmicas.

5.5 Compensación Regulación de Frecuencia y Reparto de cargos

La Regulación Primaria de Frecuencia será de carácter obligatorio y no remunerado para todos los generadores. El Organismo Coordinador se encargará de asignar el margen de regulación primaria que los generadores deberán mantener. Los agentes generadores que no cumplan con su cuota asignada resultaran deudores en el cálculo final de la compensación, en cambio los que aporten la reserva asignada no pagaran por el servicio.

Tanto la Regulación Secundaria como la Regulación Forzada de Frecuencia serán remuneradas y determinadas según el método actual. Los agentes generadores que no cumplan con la cuota asignada de Regulación Primaria serán los deudores del pago por compensación de Regulación Secundaria y Forzada.

El reparto de los cargos será a prorratio del déficit de reserva primaria de los agentes que incumplan con la asignación. La reserva asignada será determinada por el Organismo Coordinador, como se comentó en el punto 5.2. Con esto se busca que el reparto de cargos sea a través del método “Causer Pays” donde los generadores que incurran en desvíos de sus reservas asignadas serán los que resultaran deudores en las transacciones. Este método también envía señales a los generadores nuevos, garantizando de cierta forma que estos sean habilitados para ofrecer el servicio de Regulación de Frecuencia, para así no incurrir en pagos por incumplimiento.

Para el caso de las unidades hidroeléctricas se deberá utilizar el método actual de compensación existente hasta que el OC formule la manera de determinar el Valor del Agua de estas centrales. Una vez se haya determinado este valor se procederá a aplicar el mismo concepto tanto para las unidades térmicas como para las unidades hidroeléctricas

5.6 Participación de la Demanda

Como se mencionó anteriormente, la demanda suele en ocasiones jugar un papel significativo en el control Frecuencia-Potencia del sistema. Recomendamos que los usuarios de los circuitos que sean desconectados por medio de la actuación del EDAC sean recompensados en la tarifa eléctrica por ser “sacrificados” para mantener la seguridad del sistema.

5.7 Fiscalización del Servicio de Regulación de Frecuencia.

Con el fin de que los generadores cumplan con sus obligaciones de reserva para regular la frecuencia del SENI, el Organismo Coordinador y el Centro de Control de Energía, deben monitorear y supervisar de forma continua, los niveles de potencia activa y reactiva producida por los generadores.

Para lograr esto se propone que sean habilitados todos los agentes del sistema por medio del sistema SCADA, de tal forma que tanto el OC como el CCE puedan recibir la información pertinente de todos los agentes en periodos de 10 segundos como establece el Reglamento de Ley General de Electricidad. Adicionalmente se propone que todas las unidades generadoras habilitadas deberán de disponer de un sistema de medición y registro adicional que registrara su participación en la Regulación de Frecuencia.

A su vez se recomienda realizar una visita técnica al año de parte del Organismo Coordinador a los generadores habilitados para ofrecer el servicio, de

forma que se realicen las pruebas necesarias para determinar el correcto funcionamiento de los equipos de Regulación de Frecuencia.

5.8 Análisis Cuantitativo de la Propuesta

Para realizar la cuantificación de la propuesta realizada en la presente tesis se utilizó como base el archivo de las transacciones por Regulación de Frecuencia del mes de Agosto del año 2012, emitido por el Organismo Coordinador del Sistema Eléctrico Nacional Interconectado.

A su vez también se asumió como Reserva Obligatoria para Regulación Primaria un tres por ciento (3%) de la energía generada por el agente. También consideramos que la empresa EGEHIDRO (Empresa Generadora Hidroeléctrica) podía suplir su déficit de reserva primaria. Los cálculos fueron realizados en pesos dominicanos y convertidos al dólar estadounidense a una tasa de RD\$40.0 x US\$1.0

La Tabla 12 muestra todos los cálculos realizados para determinar la cuantificación de la propuesta. Claramente se puede observar que las empresas generadoras que resultaron deficitarias con respecto a la cuota de un 3% de su energía generada, resultaron deudores de aquellos agentes que ofrecieron el servicio de Regulación Secundaria y Regulación Forzada de Frecuencia.

EMPRESAS	Energía enviada Agosto 2012 (kWh)	Reserva Obligatoria por Empresa (3%gen) (kWh)	3% Maquinas Habilitadas para RF (kWh)	Déficit por Empresa (kWh)	Reserva adicional aportada por Empresas deficitarias (kWh)	Déficit Final por Empresa a pagar (kWh)	Compensación a Unidades RSF US\$	Pago Empresas Deficitarias US\$
ITABO	140,910,366	4,227,311	-	(4,227,311)	-	(4,227,311)	-	(2,165,124)
HAJNA	93,208,507	2,796,255	1,528,336	(1,267,920)	1,170,082	(97,837)	-	(52,320)
GPLV	92,582,065	2,777,462	2,777,462	(0)	-	(0)	-	0
SEABOARD	122,734,697	3,682,041	1,394,401	(2,287,640)	910,234	(1,377,406)	-	(769,941)
CEPP	21,557,412	646,722	646,722	0	-	0	-	0
DPP	124,223,951	3,726,719	3,726,719	0	-	0	1,258,739	0
CDEEE	143,418,395	4,302,552	3,065,749	(1,236,803)	171,417	(1,065,386)	-	(447,760)
EGEHID	142,113,452	4,263,404	2,270,123	(1,993,281)	1,993,281	(0)	70,384	0
AES ANDRES	176,513,521	5,295,406	5,295,406	0	-	0	2,296,181	0
MONTE RIO	2,996,764	89,903	-	(89,903)	-	(89,903)	-	(36,647)
PVDC	30,400,697	912,021	912,021	0	-	0	-	0
LAESA	59,438,349	1,783,150	778,283	(1,004,868)	746,204	(258,664)	-	(153,513)
METALDOM	20,639,769	619,193	619,193	0	-	0	-	0
TOTALES	1,170,737,946	35,122,138	23,014,413	(12,107,725)	4,991,217	(7,116,508)	3,625,305	(3,625,305)

Tabla 12: Detalle Cuantificación Propuesta. Transacciones RF Agosto 2012.

Las reservas adicionales suministradas por las empresas que no cumplieron con su cuota asignada, se determinaron aumentando el margen de regulación que estos generadores pueden ofrecer. Al final se valoriza la compensación por Regulación Secundaria de Frecuencia y se reparten los cargos a prorrata del Déficit Final del margen obligatorio a cumplir. La siguiente tabla resume la valorización de la energía.

EMPRESAS	BALANCE			
	Compensación (US\$)	CARGOS POR SERVICIO RF (US\$)	SALDO ACREEDOR (US\$)	SALDO DEUDOR (US\$)
ITABO	-	2,165,124	-	2,165,124
HAINA	-	52,320	-	52,320
GPLV	-	-	-	-
SEABOARD	-	769,941	-	769,941
CEPP	-	-	-	-
DPP	1,258,739	-	1,258,739	-
CDEEE	62,056	509,815	-	447,760
EGEHID	70,384	-	70,384	-
AES ANDRES	2,296,181	-	2,296,181	-
MONTE RIO	-	36,647	-	36,647
PVDC	-	-	-	-
LAESA	-	153,513	-	153,513
METALDOM	-	-	-	-
TOTALES	3,687,361	3,687,361	3,625,305	- 3,625,305

Tabla 13: Compensación utilizando la propuesta. Transacciones RF Agosto 2012

En la Tabla 13 se observa que aunque los montos por compensación han disminuido y el reparto de cargo esta mas balanceado, las empresas beneficiarias son las de menor coste variable y por lo tanto provoca el aumento del balance. Esto tiene una explicación sencilla.

Las únicas empresas generadoras de electricidad que están aptas para ofrecer el servicio de Regulación Secundaria de Frecuencia son: AES ANDRES, DPP y EGEHID. Las demás empresas aun no están habilitadas para ofrecer dicho servicio y posiblemente no lo estarán nunca, ya que en su mayor parte son motores de combustión interna a fuel oil y sus características mecánicas lo impiden.

Es importe señalar que para realizar estos cálculos no fueron realizados estudios técnico, ni simulaciones del comportamiento del sistema bajo este modo operación. El estudio fue basado en la cuantificación económica y en supuestos teóricos del comportamiento del sistema.

A continuación se presentan las comparaciones entre las compensaciones por Regulación de Frecuencia según el método actual versus el método propuesto en la tesis

EMPRESAS	BALANCE ACTUAL		BALANCE PROPUESTA	
	SALDO ACREEDOR US\$	SALDO DEUDOR US\$	SALDO ACREEDOR US\$	SALDO DEUDOR US\$
ITABO	0	(1,063,823)	0	(2,165,124)
HAINA	0	(699,937)	0	(52,320)
GPLV	0	(689,811)	0	0
SEABOARD	0	(866,284)	0	(769,941)
CEPP	0	(98,007)	0	0
DPP	3,433,509	0	1,258,739	0
CDEEE	0	(975,813)	0	(447,760)
EGEHID	0	(636,103)	70,384	0
AES ANDRES	2,443,544	0	2,296,181	0
MONTE RIO	0	(20,983)	0	(36,647)
PVDC	0	(232,148)	0	0
LAESA	0	(445,140)	0	(153,513)
METALDOM	0	(149,003)	0	0
TOTAL	5,877,053	(5,877,053)	3,625,305	(3,625,305)

Tabla 14: Comparación Balance Actual vs. Balance Propuesta. Transacciones RF Agosto 2012.

Es evidente la reducción en el balance de las transacciones por Regulación de Frecuencia aplicando el método propuesto. Para el mes de Agosto 2012 (mes que se usó como ejemplo) la reducción de los cargos fue de un 38%, equivalentes a unos US\$2,251,748.

Este método envía una señal económica diferenciada a los recursos que cumplen frente a los que no cumplen con la prestación del servicio. Además, se elimina la distorsión actual originada por el cruce de cuentas, en donde aún cuando un generador cumpla con su reserva debe pagar y también proporciona una señal de obligatoriedad de forma directa y se entiende la Regulación Primaria de Frecuencia como parte integral del servicio.

Con la metodología propuesta no es necesario crear un método de penalización, ya que la penalización del agente incumplidor será resultar como deudor en el balance de las compensaciones. No obstante, este método no garantiza el costo mínimo del sistema, ya que al asignar una cuota de regulación a todos los generadores, provocaría un incremento en el costo marginal horario del sistema.

A modo de resumen se presenta en la Tabla 15, las principales cuestionantes de la propuesta realizada.

PREGUNTA	RESPUESTA
¿Qué se hará?	Modificar el método de asignación del servicio de RPF, siendo este no remunerativo para los que cumplan % asignado. Modificar el reparto de cargos, siendo solo deudores los que no cumplan con el % de regulación asignado. Establecer un método claro de Fiscalización del servicio, según lo establece el Art. 385 del RALGE
¿Dónde?	Sistema Eléctrico Nacional Interconectado (SENI)
¿Por qué?	Se elimina el la distorsión actual originada por los cruces de cuentas. Se reduce el balance de Compensación por RF El reparto de cargo se realiza de una forma más justa, penalizando los que no cumplen con los requisitos.
¿Quién?	Generadores Eléctricos: Responsable de ofrecer el servicio de regulación de manera obligatoria. Operador del Mercado (OC): Responsable de realizar las transacciones económicas del mercado y realizar la correcta fiscalización del servicio. Ente Regulador (SIE): Velar por el cumplimiento de las normas del SENI Operador del Sistema (ETED): Responsable de la óptima operación del SENI.
¿Cuándo?	Luego de realizar las simulaciones de operación del SENI bajo las condiciones de la propuesta.
¿Cómo?	El OC y la SIE realizarán las mejoras necesarias a la propuesta. El OC realizará las simulaciones complementarias a la propuesta. Los agentes presentarán sus recomendaciones y comentarios a la propuesta. La SIE y la CNE realizarán las resoluciones correspondientes para la entrada en vigencia. El OC y el CCE darán un plazo mínimo para el cumplimiento del sistema SCADA y se encargaran del monitoreo continuo del cumplimiento del servicio.

Tabla 15: Resumen de la propuesta realizada.

6.0 BIBLIOGRAFIA

- [Alvarado, 1996] F. L. Alvarado 1996, "Methods for the Quantification of Ancillary Services in Electric Power Systems", draft, University of Wisconsin, Madison, WI, 1996.
- [Barquín, 2009] Julián Barquín. "La Regulación de Libre Mercado" Pontificia Universidad de Comillas. Año 2009.
- [Batlle, 2010] Carlos Batlle, "La Regulación de libre Mercado: Generación y Mercado Mayorista". Pontificia Universidad de Comillas, año 2010.
- [CAMMESA] Compañía Administradora del Mercado Eléctrico Mayorista S.A. "Procedimiento técnico no.9: Participación de los Generadores en el Servicio de Regulación de Frecuencia de NEM Argentina". Año 1999.
- [CESI, 2003] CESI. "Verificaciones sobre la capacidad de regulación de frecuencia y tensión y sobre los costos variables". Año 2003.
- [ENRE] Ente Nacional Regulador de la Electricidad. "Regulación Primaria de Frecuencia, Supervisión y Control de la Reserva Rotante". República de Argentina.
- [FERC, 1995] U.S. Federal Energy Regulatory Commission 1995, Promoting Wholesale Competition Through Open Access Non-discriminatory Transmission Services by Public Utilities, Docket RM95-8-000, Washington, DC, March 29.
- [Kirby&Hirst, 1996] Eric Hirst and Brendan Kirby. "Ancillary Services". Oak Ridge National Laboratory, 1996.
- [Kirchmayer, 1958] Leon Kirchmayer, "Economic Operation of Power Systems". Wiley & Sons, Incorporated. Año 1958.
- [Kirschen, 2005] Daniel Kirschen. "Fundamentals of Power Economics". University of Manchester Institute of Science & Technology.
- [Ladesma, 2008] Pablo Ladesma. "Regulación de Frecuencia y Potencia". Universidad Carlos III de Madrid. Año 2008.
- [Laloux, 2010] Damián Laloux, "Los Sistemas de Energía". Pontificia Universidad de Comillas, año 2010.
- [LGE-01] Ley General de Electricidad. Poder Ejecutivo, Julio 2001. República Dominicana.

- [Llorens, 2005] María Llorens. “La Gestión de los Mercado de Operación en España”. Red Eléctrica de España, año 2005.
- [Miranda, 2007] Maximiliano Miranda. “Determinación técnica económica de reserva optima para control primario de frecuencia”. Tesis para Magister. Pontificia Universidad Católica de Chile. Año 2007.
- [NEMMCO, 2005] NEMMCO. “An Introduction to Australia’s National Electricity Market”. Junio 2005.
- [NEMMCO, 2009] NEMMCO. Frequency Control Ancillary Services. Año 2009.
- [NORDEL, 2010] NORDEL. “Annual Report 2010”.
- [OC2010] Organismo Coordinador del Sistema Eléctrico Nacional Interconectado. “Memorias del OC, año 2010”.
- [OC-58-07] Organismo Coordinador del Sistema Eléctrico Nacional Interconectado. “Procedimiento complementario para regulación de frecuencia del SENI”. Año 2007.
- [OC-IOM1203] Organismo Coordinador del Sistema Eléctrico Nacional Interconectado. “Informe Mensual de Operación Real Marzo 2012”. Año 2012.
- [OCPRO04] Organismo Coordinador del Sistema Eléctrico Nacional Interconectado. “Descripción del proceso de cálculo de las compensaciones por el servicio de regulación de frecuencia del SENI”.
- [Pichardo, 2010] Germán Pichardo. “Propuesta técnico económico para el mercado del servicio auxiliar de Regulación de Frecuencia en el Sistema Eléctrico Nacional Interconectado de la República Dominicana”. Tesis para Magister. Pontificia Universidad de Comillas. Año 2010.
- [Raineri 2006] Ricardo Raineri. “Technical and Economic Apects on Ancillary Services Markets in the Electric Power Industry”. Pontificia Universidad Católica de Chile. Año 2006.
- [RALGE] Reglamento de Aplicación de la Ley General de Electricidad. Superintendencia de Electricidad, año 2002. República Dominicana.
- [SIGLA, 2008] SIGLA. “Calculo del VAT y Revisión de las Reglas Comerciales del Mercado Eléctrico Mayorista Dominicano”. Consultoría, año 2008.

- [Soler, 2001] David Soler Sonería, “Modelos Regulatorios de los servicios complementarios de generación y red en sistema de energía eléctrica”. Tesis Doctoral, año 2011. Pontificia Universidad de Comillas, Madrid.
- [Suazo, 2009] Carlos Suazo. “Modelo de asignación de responsabilidades para servicios complementarios de regulación de frecuencia”. Tesis para Magister. Universidad de Chile. 2009.
- [Vásquez, 2010] Alexis Vásquez. “El Control de la Frecuencia en el Mercado Eléctrico Mayorista de la República Dominicana. Aspectos Técnicos y Regulatorios. Propuesta de Mejoras”. Tesis de Máster. Pontificia Universidad de Comillas. Año 2010.
- [Vergara, 2000] Juan Vergara Correa, “Aspectos técnicos y remuneratorios de los servicios complementarios en sistemas eléctricos desregulados”. Tesis de Grado, año 2000. Pontificia Universidad Católica de Chile.

ANEXOS

ANEXO 1: Abreviaturas

Siglas	Significado
ACE	Área Control Error
AGC	Automatic Generation Control
AVR	Automatic Voltage Regulator
CAISO	California Independent System Operator
CAMMESA	Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico SA
CCE	Centro de Control de Energía.
CDE	Corporación Dominicana de Electricidad
CDEEE	Corporación Dominicana de Empresa Eléctricas Estatales
CEPP	Compañía Eléctrica de Puerto Plata
CNE	Comisión Nacional de Energía.
DPP	Dominican Power Patners
EDAC	Esquema de Desconexión Automática de Carga.
EDEESTE	Empresa Distribuidora de Electricidad del Este
EDENORTE	Empresa Distribuidora de Electricidad del Norte
EDESUR	Empresa Distribuidora de Electricidad del Sur
EGE-Haina	Empresa Generadora de Electricidad de Haina
EGE-Hidro	Empresa Generadora de Electricidad Hidroeléctrica
ENRE	Ente Nacional Regulador de Electricidad.
ETED	Empresa de Transmisión Eléctrica Dominicana
F/P	Frecuencia – Potencia
FCAS	Frecuency Control Ancillary Service.
FERC	Federal Energy Regulatory Commission
GPLV	Generadora Palamara La Vega
IPP´S	Productores Privados Independientes
ISO	Independent System Operator.
LGE-125-01	Ley General de Electricidad, 125-2001.
MEM	Mercado Eléctrico Mayorista
NEM	National Electricity Market.
NEMMCO	National Electricity Market Management Company Limited

NETA	New Electricity Trading Arrangements
NGC	National Grid Company
OC	Organismo Coordinador.
RALGE	Reglamento de Aplicación de Ley General de Electricidad.
RF	Regulación de Frecuencia
RFF	Regulación Forzada de Frecuencia
RPF	Regulación Primaria de Frecuencia
RSF	Regulación Secundaria de Frecuencia
RTF	Regulación Terciaria de Frecuencia
SCADA	Supervisory Control and Data Acquisition
SENI	Sistema Eléctrico Nacional Interconectado de República Dominicana
SIE	Superintendencia de Electricidad.
SSCC	Servicios Complementarios (Ancillary Services)
V/Q	Tensión – Reactiva

ANEXO 2: Estado del Sistema SCADA del SENI a Septiembre 2012.

STATUS DE LA IMPLEMENTACION DE SCADA DE LOS AGENTES EN EL SCADA DEL CCE

TIPO	AGENTE	CONFIGURACION DE LA COMUNICACION (Canal, protocolo etc)	ENLACE CCE-AGENTE HABILITADO	VERIFICACION OC/SIE	% DE IMPLEMENTACION SEGÚN REQUERIMIENTO	PASOS REALIZADOS
EDE	EDESUR	SI	SI	SI	84%	100%
EDE	EDEESTE	SI	NO	NO	0%	60%
EDE	EDENORTE	SI	NO	NO	0%	60%
GEN	PALAMARA	SI	SI	SI	100%	100%
GEN	LA VEGA	SI	SI	SI	100%	100%
GEN	SAN FELIPE	SI	SI	SI	0%	100%
GEN	METALDOM	SI	NO	NO	0%	40%
GEN	CESPM	SI	NO	NO	0%	40%
GEN	EGEITABO	NO	NO	NO	0%	0%
GEN	EGEHAIA	NO	NO	NO	0%	20%
GEN	LAESA	SI	SI	SI	100%	100%
GEN	SEABOARD TRANSCONTINENTAL CAPITAL	SI	SI	SI	50%	100%
GEN	CEPP	SI	SI	SI	100%	100%
GEN	MONTE RIO	NO	NO	NO	0%	0%
GEN	MONTE RIO - INCA KM. 22	SI	SI	SI	100%	100%
GEN	AES ANDRES	NO	NO	NO	0%	0%
GEN	SAN LORENZO	SI	SI	SI	100%	100%
GEN	EGEHIDRO	NO	NO	NO	0%	0%
GEN	DOMINICAN POWER PARTNER	NO	NO	NO	0%	20%
TRANS	ETED	SI	SI	NO	0%	80%