

UNIVERSIDAD NACIONAL DEL ALTIPLANO – PUNO

**FACULTAD DE INGENIERÍA MECÁNICA ELÉCTRICA,
ELECTRÓNICA Y SISTEMAS**

ESCUELA PROFESIONAL DE INGENIERÍA MECÁNICA ELÉCTRICA



**“EVALUACIÓN DEL IMPACTO TÉCNICO Y ECONÓMICO EN EL
SEIN DEL ESQUEMA DE REGULACIÓN PRIMARIA DE
FRECUENCIA”**

TESIS

PRESENTADO POR:

RONALD JOEL CHIPANA TITO

PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE:

INGENIERO MECÁNICO ELECTRICISTA

PUNO – PERÚ

2017

UNIVERSIDAD NACIONAL DEL ALTIPLANO
FACULTAD DE INGENIERÍA MECÁNICA ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA Y SISTEMAS

ESCUELA PROFESIONAL DE INGENIERÍA MECÁNICA ELÉCTRICA
"EVALUACIÓN DEL IMPACTO TÉCNICO Y ECONÓMICO EN EL SEIN DEL ESQUEMA DE REGULACIÓN PRIMARIA DE FRECUENCIA"

TESIS PRESENTADA POR:
RONALD JOEL CHIPANA TITO

PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE:
INGENIERO MECÁNICO ELECTRICISTA

FECHA DE SUSTENTACIÓN: 15/12/2017



APROBADO POR EL JURADO REVISOR CONFORMADO POR:

PRESIDENTE

Mg. OLGER ALEJANDRINO ORTEGA ACHATA

PRIMER MIEMBRO

M.Sc. ARMANDO TITO CRUZ CABRERA

SEGUNDO MIEMBRO

M.Sc. MARCOS JOSE VILLANUEVA CORNEJO

DIRECTOR DE TESIS

M.Sc. JOSE MANUEL RAMOS CUTIPA

Área : Electricidad

Tema : Regulación de Frecuencia.

DEDICATORIA

Dedico este gran esfuerzo de trabajo de tesis a mis padres: Julian Mauro Chipana Ccalla y Olga Tito Apaza por haberme apoyado y formado en cada momento de mi vida, y a mi esposa Anahy y mi hijo Jeanpool Paolo que son el motor para continuar mejorando y seguir adelante.

A mis amigos y compañeros, especialmente a Henry Winston Sancho Moya por su gran amistad y por hacer de esta etapa inolvidable.

Ronald Joel, CHIPANA TITO

AGRADECIMIENTOS

Agradezco a Dios, por todos los momentos de mi vida, por la salud, por el pan de cada día y por darme una gran familia en este mundo, y a todas las personas que me motivaron a seguir adelante.

Agradezco a los ingenieros del área comercial de la Empresa de Generación Eléctrica San Gabán S.A., Ing. Edward Álvarez Vengoa, Ing. Juan Ortega Molero, Ing. Walter García Canaza, Ing. Norman Begazo Condori, Ing. Ricardo Umpire Mamani, Ing. Said André Umetzu Caballero, por las enseñanzas impartidas durante mi formación profesional y por haberme motivado y apoyado a realizar el trabajo de tesis.

A los docentes de la Escuela Profesional de Ingeniería Mecánica Eléctrica por haberme impartido sus conocimientos, y a mis jurados Ing. Olger A. Ortega Achata, Ing. Armando Tito Cruz Cabrera, Ing. Marcos Villanueva Cornejo e Ing. Jose Manuel Ramos Cutipa, por brindarme sugerencias que dieron lugar a una mejora de la presente tesis.

A mis hermanos, Rudy, Vanessa, Mirian, Olga y Lizbeth por sus motivaciones en los momentos más difíciles de mi vida.

Ronald Joel, CHIPANA TITO

ÍNDICE GENERAL

RESUMEN	16
ABSTRACT.....	17
I. INTRODUCCIÓN.....	18
1.1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA DE INVESTIGACIÓN.....	20
1.1.1. DESCRIPCIÓN DEL PROBLEMA DE INVESTIGACIÓN	20
1.2. FORMULACIÓN DEL PROBLEMA	22
1.2.1. PROBLEMA GENERAL	22
1.2.2. PROBLEMAS ESPECÍFICOS	22
1.3. JUSTIFICACIÓN DEL PROBLEMA.	22
1.4. OBJETIVO DE LA INVESTIGACIÓN	23
1.4.1. OBJETIVO GENERAL.....	23
1.4.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS.....	24
II. REVISIÓN DE LITERATURA.....	25
2.1. ANTECEDENTES DE INVESTIGACIÓN.....	25
2.2. REGULACIÓN DE FRECUENCIA EN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA.....	27
2.2.1. EQUILIBRIO ENTRE LA GENERACIÓN Y DEMANDA.	28
2.2.2. CONTROL DE FRECUENCIA	29
2.2.3. GENERADOR SÍNCRONO COMO REGULADOR DE POTENCIA.....	30
2.2.4. REGULACIÓN PROPIA DEL SISTEMA.....	31
2.2.5. REGULACIÓN PRIMARIA DE FRECUENCIA.....	34
2.2.6. MODELO DEL GENERADOR	35
2.2.7. MODELO DE LA CARGA A UNA DESVIACIÓN DE LA FRECUENCIA ..	38
2.2.8. MODELO DE LA TURBINA	39
2.2.9. REGULADOR DE VELOCIDAD	39
2.2.10. MODELO TEÓRICO DEL SISTEMA DE CONTROL DE UNIDADES DE GENERACIÓN HIDROELÉCTRICAS.....	45
2.2.11. MODELO TEÓRICO DEL SISTEMA DE CONTROL DE UNA UNIDAD DE GENERACIÓN TERMOELÉCTRICA	46
2.2.12. REGULACIÓN SECUNDARIA DE FRECUENCIA	47
2.3. SERVICIOS COMPLEMENTARIOS EN EL SEIN	49
2.3.1. RELACIÓN DE LOS SERVICIOS COMPLEMENTARIOS EN EL SEIN.	50

2.3.2. RESERVAS DE POTENCIA EN LA NORMATIVA PERUANA.....	50
2.3.3. REGULACIÓN DE FRECUENCIA.....	51
2.3.4. REGULACIÓN DE TENSIÓN Y/O SUMINISTRO LOCALES DE REACTIVOS.....	51
2.3.5. GRUPOS DE ARRANQUE RÁPIDO POR EMERGENCIA (RESERVA FRÍA).	52
2.4. LA FRECUENCIA EN EL SEIN.....	52
2.4.1. CONTROL DE FRECUENCIA EN EL SEIN.....	52
2.5. COMPORTAMIENTO DE FRECUENCIA ANTE UN EVENTO.....	53
2.6. REGULACIÓN PRIMARIA DE FRECUENCIA EN EL SEIN.....	53
2.6.1. BANDA MUERTA EN EL SEIN.....	55
2.7. REGULACIÓN SECUNDARIA DE FRECUENCIA EN EL SEIN.....	55
2.8. ESQUEMAS ESPECIALES DE PROTECCIÓN EN EL SEIN.....	56
2.8.1. RECHAZO AUTOMÁTICO DE CARGA POR MÍNIMA FRECUENCIA (ERACMF).	56
2.8.2. DESCONEXIÓN AUTOMÁTICA DE GENERACIÓN POR SOBRE FRECUENCIA (EDAGSF).	57
2.9. PROGRAMACIÓN DE LA REGULACIÓN PRIMARIA DE FRECUENCIA EN EL DESPACHO ECONÓMICO.....	58
2.10. COSTO MARGINAL CM _G	59
2.11. CALIDAD DE ENERGÍA ELÉCTRICA.....	60
2.12. INDICADORES DE CALIDAD DE ENERGÍA ELÉCTRICA RESPECTO AL PARÁMETRO DE FRECUENCIA EN EL SEIN.....	60
2.12.1. VARIACIONES SOSTENIDAS DE FRECUENCIA.....	60
2.12.2. VARIACIONES SÚBITAS DE FRECUENCIA (VSF):.....	61
2.12.3. INTEGRAL DE VARIACIONES DIARIAS DE FRECUENCIA (IVDF):.....	61
2.13. TIPOS DE MERCADO EN LA ESTRUCTURA ELÉCTRICA DEL PERÚ.....	62
2.13.1. MERCADO SPOT.....	63
2.13.2. MERCADO LIBRE.....	63
2.13.3. MERCADO DE DISTRIBUCIÓN.....	63
2.14. DEFINICIONES BÁSICOS.....	64
2.15. HIPÓTESIS DE LA INVESTIGACIÓN.....	67
2.15.1. HIPÓTESIS GENERAL.....	67
2.15.2. HIPÓTESIS ESPECÍFICOS.....	67
2.16. OPERACIONALIZACIÓN DE VARIABLES.....	68

III. MATERIALES Y MÉTODOS	69
3.1. TIPO Y DISEÑO DE INVESTIGACIÓN.....	69
3.2. POBLACIÓN Y MUESTRA DE LA INVESTIGACIÓN	70
3.2.1. POBLACIÓN:.....	70
3.2.2. MUESTRA:	70
3.3. UBICACIÓN Y DESCRIPCIÓN DEL ÁMBITO DE ESTUDIO.....	70
3.4. TÉCNICAS E INSTRUMENTO DE RECOLECCIÓN DE INFORMACIÓN ..	72
3.5. TÉCNICAS PARA EL PROCESAMIENTO Y ANÁLISIS DE DATOS.....	72
3.6. CRITERIO DE EVALUACIÓN DE RESPUESTA DE REGULACIÓN PRIMARIA DE FRECUENCIA ANTE UNA FALLA EN EL SEIN.....	73
3.7. TRANSACCIÓN DE ENERGÍA ACTIVA EN EL MERCADO SPOT DEL SEIN.	75
3.8. CRITERIO DE VALORIZACIÓN DE LA RESERVA ROTANTE DE REGULACIÓN PRIMARIA DE FRECUENCIA EN EL MERCADO SPOT DEL SEIN.	76
3.9. SITUACIÓN ACTUAL DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL.	79
3.9.1. CAPACIDAD EFECTIVA DE EMPRESAS DE GENERACIÓN DEL SEIN.	79
3.9.2. DEMANDA DE POTENCIA Y ENERGÍA EN EL SEIN.....	80
3.9.3. CRECIMIENTO DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN EN EL SEIN.	81
3.9.4. COSTOS MARGINALES DEL SEIN	81
3.10. INDICADORES DE CALIDAD PRODUCTO - FRECUENCIA NTCSE.....	82
3.10.1. TRANSGRESIÓN DE CALIDAD DE FRECUENCIA – 2013	82
3.10.2. TRANSGRESIÓN DE CALIDAD DE FRECUENCIA – 2015	83
3.10.3. TRANSGRESIÓN DE CALIDAD DE FRECUENCIA – 2016.	84
3.11. PRINCIPALES CAUSAS DE FALLAS ELÉCTRICAS EN EL SEIN.	85
3.12. CENTRALES ELÉCTRICAS RESPONSABLES DE REALIZAR REGULACIÓN PRIMARIA DE FRECUENCIA EN EL SEIN.....	87
IV. RESULTADOS Y DISCUSIÓN	89
4.1. INDICADORES DE CALIDAD DE PRODUCTO-FRECUENCIA EN EL SEIN DE LOS AÑOS 2013, 2015 Y 2016.....	89
4.2. EVALUACIÓN CASUÍSTICA DE LA RESPUESTA DE REGULACIÓN PRIMARIA DE FRECUENCIA ANTE UNA FALLA EN EL SEIN.....	98
4.2.1. FALLAS EVALUABLES DE UNIDADES DE GENERACIÓN.	101
4.2.2. EVALUACIÓN DE REGULACIÓN PRIMARIA DE FRECUENCIA DEL EVENTO 01.	102

4.2.3. EVALUACIÓN DE REGULACIÓN PRIMARIA DE FRECUENCIA DEL EVENTO 02.	105
4.2.4. EVALUACIÓN DE REGULACIÓN PRIMARIA DE FRECUENCIA DEL EVENTO 03.	107
4.2.5. EVALUACIÓN DE REGULACIÓN PRIMARIA DE FRECUENCIA DEL EVENTO 04.	110
4.2.6. EVALUACIÓN DE REGULACIÓN PRIMARIA DE FRECUENCIA DEL EVENTO 05.	113
4.3. EVALUACIÓN ECONÓMICA DE LA RESERVA ROTANTE DE REGULACIÓN PRIMARIA DE FRECUENCIA.	116
4.3.1. COSTOS DE ENERGÍA REGULANTE Y COSTO MARGINAL DEL SEIN.	117
4.3.2. RESERVA ROTANTE PARA REGULACIÓN PRIMARIA DE FRECUENCIA.	118
4.3.3. COMPENSACIÓN ECONÓMICA DE LA RESERVA ROTANTE PARA LA RPF.	124
V. CONCLUSIONES	129
VI.RECOMENDACIONES.....	132
VII. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	133
ANEXOS	136

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1: Variación de la demanda del día 30/09/2016.....	28
Figura 2: Respuesta de la Frecuencia del Sistema sin Regulación.....	28
Figura 3: Equilibrio Entre Generación - Demanda.....	29
Figura 4: Respuesta de Frecuencia ante una Perturbación.....	29
Figura 5: Estructura física del control del generador.....	31
Figura 6: Regulación Primaria de Frecuencia Natural del Sistema.....	32
Figura 7: Autorregulación por efecto de la carga.....	33
Figura 8: Autorregulación por la Inercia.....	34
Figura 9: Regulación Primaria de Frecuencia en un Sistema.....	35
Figura 10: Función de Transferencia Entre la Potencia y la Frecuencia.....	37
Figura 11: Diagrama completo y reducido del efecto de la frecuencia sobre la carga... ..	38
Figura 12: Diagrama de bloque para una turbina simple a vapor.....	39
Figura 13: Generador supliendo una carga aislada con sistema de control de velocidad (gobernador).....	39
Figura 14: Esquema de un gobernador isócrono.....	40
Figura 15: Respuesta de una unidad de generación con gobernador isócrono.....	41
Figura 16: Gobernador con retroalimentación en estado estacionario.....	42
Figura 17: (a) Diagrama de bloque con retroalimentación en estado estacionario, (b) Diagrama de bloque reducido.....	42
Figura 18: Característica de estado estacionario de un regulador de velocidad con estatismo permanente.....	43
Figura 19: Respuesta dinámica de un generador con estatismo.....	44
Figura 20: Distribución de cargas entre unidades en paralelo con regulador de velocidad con estatismo.....	44
Figura 21: Diagrama de bloque de una unidad hidroeléctrica.....	45
Figura 22: Diagrama de bloque de una unidad termoeléctrica con recalentamiento.....	46
Figura 23: Diagrama de bloque simplificado de una unidad termoeléctrica sin recalentamiento.....	46
Figura 24: Respuesta de la frecuencia ante una variación de la potencia mecánica con sistema de Regulación Primaria de Frecuencia.....	47
Figura 25: Regulación Secundaria de Frecuencia.....	48
Figura 26: Control automático de la generación por parte de un único generador.....	49

Figura 27: Relación de los servicios complementarios en el SEIN.....	50
Figura 28: Comportamiento de la frecuencia en el SEIN del día 27.07.2015	52
Figura 29: Variación de frecuencia ante un evento y acciones de control.	53
Figura 30: Característica de respuesta de RPF en el SEIN.....	54
Figura 31: Zona de Banda Muerta de un Regulador de Velocidad.	55
Figura 32: Característica de Respuesta Para la Regulación Secundaria de Frecuencia en el SEIN.....	56
Figura 33: Curva de Oferta – Costos Marginales.	59
Figura 34: Modelo de Pool Peruano	62
Figura 35: Áreas Operativas del SEIN	71
Figura 36: Flujograma del proceso de valorización de la Reserva Rotante para la Regulación Primaria de Frecuencia en el mercado spot del SEIN.	78
Figura 37: Perfil de la Reserva Rotante Para la RPF Anual.	124

ÍNDICE DE GRÁFICOS

Gráfico 1: Diagrama de carga diario- despacho al mínimo costo.....	58
Gráfico 2: Evolución de producción de energía y máxima demanda del SEIN.	80
Gráfico 3: Longitud de líneas del sistema principal de transmisión.....	81
Gráfico 4: Fallas en el SEIN por tipo de equipo 2013, 2015 y 2016.....	86
Gráfico 5: Variaciones sostenidas de frecuencia.	90
Gráfico 6: Variaciones súbitas de frecuencia.	92
Gráfico 7: Distribución de la frecuencia diaria enero y febrero.	93
Gráfico 8: Distribución de la frecuencia diaria marzo y abril.	94
Gráfico 9: Distribución de la frecuencia diaria mayo y junio.....	94
Gráfico 10: Distribución de la frecuencia diaria julio y agosto.....	95
Gráfico 11: Distribución de la frecuencia diaria setiembre y octubre.	96
Gráfico 12: Distribución de la frecuencia diaria noviembre y diciembre.....	96
Gráfico 13: Evento 01 del 2013, 2015 y 2016.....	103
Gráfico 14: Evento 02 del 2013, 2015 y 2016.....	106
Gráfico 15: Evento 03 de los años 2013, 2015 y 2016.....	109
Gráfico 16: Evento 04 de los años 2013, 2015 y 2016.....	111
Gráfico 17: Evento 05 de los años 2013, 2015 y 2016.....	114
Gráfico 18: Costo marginal y costo de energía regulante de RPF.....	117
Gráfico 19: Participación en la Reserva Rotante para la Regulación Primaria de Frecuencia Ejecutada del 2012 y 2013.	119
Gráfico 20: Participación en la reserva rotante de centrales térmicas 2015 y 2016.	121
Gráfico 21: Participación en la reserva rotante de centrales hidroeléctricas 2015 y 2016.	121
Gráfico 22: Generación eléctrica del SEIN por tipo de generación.	123
Gráfico 23: Porcentaje anual del pago por RPF 2012.	125
Gráfico 24: Costo de oportunidad de centrales térmicas.	126
Gráfico 25: Costo de oportunidad de centrales hidroeléctricas.	126

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1: Operacionalización de Variables:	68
Tabla 2: Capacidad efectiva por tipo de generación en MW.....	79
Tabla 3: Costos marginales promedio mensual del SEIN (S/ /MWh).....	81
Tabla 4: Resumen de transgresión al parámetro de variaciones sostenidas de frecuencia durante el año 2013.....	82
Tabla 5: Resumen de transgresiones al parámetro de variaciones súbitas de frecuencia durante el año 2013.....	83
Tabla 6: Resumen de transgresión al parámetro de variaciones sostenidas de frecuencia durante el año 2015.....	83
Tabla 7: Resumen de transgresiones al parámetro de variaciones súbitas de frecuencia durante el año 2015.....	84
Tabla 8: Resumen de transgresión al parámetro de variaciones sostenidas de frecuencia durante el año 2016.....	84
Tabla 9: Resumen de transgresiones al parámetro de variaciones súbitas de frecuencia durante el año 2016.....	85
Tabla 10: Resumen de fallas en el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional 2013....	85
Tabla 11: Resumen de fallas en el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional 2015....	85
Tabla 12: Resumen de fallas en el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional 2016....	86
Tabla 13: Centrales eléctricas responsables de realizar RPF en el SEIN al 2016.	87
Tabla 14: Variaciones sostenidas de frecuencia.	90
Tabla 15: Variaciones súbitas de frecuencia.....	91
Tabla 16: Medidas de posición, dispersión y de forma enero y febrero.....	93
Tabla 17: Medidas de posición, dispersión y de forma marzo y abril.....	94
Tabla 18: Medidas de posición, dispersión y de forma mayo y junio.....	95
Tabla 19: Medidas de posición, dispersión y de forma julio y agosto.....	95
Tabla 20: Medidas de posición, dispersión y de forma setiembre y octubre.....	96
Tabla 21: Medidas de posición, dispersión y de forma noviembre y diciembre.....	97
Tabla 22: Promedio anual de coeficiente de variación.....	97
Tabla 23: Magnitud de Reserva Rotante Para la RPF.....	100
Tabla 24: Banda muerta y estatismo en el SEIN.....	100
Tabla 25: Fallas evaluables de unidades de generación – 2013.....	101
Tabla 26: Fallas evaluables de unidades de generación - 2015.....	102

Tabla 27: Fallas evaluables de unidades de generación – 2016.	102
Tabla 28: Registro de frecuencia durante el evento 01 del 2013, 2015 y 2016.....	104
Tabla 29: Registro de frecuencia durante el evento 02 del 2013, 2015 y 2016.....	106
Tabla 30: Registro de frecuencia durante el evento 03 del 2013, 2015 y 2016.....	109
Tabla 31: Registro de frecuencia durante el evento 04 del 2013, 2015 y 2016.....	112
Tabla 32: Registro durante el evento 05 del 2013, 2015 y 2016.	115
Tabla 33: Reserva Rotante para la RPF Mensual Ejecutada (MWh).	124
Tabla 34: Cuadro comparativo de la RRPf y Costo Anual.....	127
Tabla 35: Incremento Porcentual del Costo y la RRPf.	127

ÍNDICE DE ANEXOS

ANEXO A: SIMULACIÓN DE RESPUESTA DE LA REGULACIÓN PRIMARIA DE FRECUENCIA	137
ANEXO B: EJEMPLO DE CÁLCULO DE LA RESERVA ROTANTE PARA LA REGULACIÓN PRIMARIA DE FRECUENCIA Y SU VALORIZACIÓN.....	144
ANEXO C: CAMBIOS EN LA NTCOTRSI INICIALMENTE APROBADO Y SU MODIFICATORIA, RESPECTO A REGULACIÓN PRIMARIA DE FRECUENCIA.....	146
ANEXO D: RESOLUCIÓN DIRECTORAL N° 069-2011EM/DGE.....	149
ANEXO E: RESERVA ROTANTE PARA LA REGULACIÓN PRIMARIA DE FRECUENCIA EJECUTADA Y COSTO DE OPORTUNIDAD EN EL MERCADO SPOT DEL SEIN.....	151
ANEXO F: REGISTRO DE FRECUENCIA DIARIA DE LOS EVENTOS EVALUADOS PARA LOS AÑOS 2013, 2015 Y 2016.....	160
ANEXO G: SISTEMA ELÉCTRICO INTERCONECTADO NACIONAL.....	167
ANEXO H: PROCEDIMIENTO TÉCNICO N° 21 DEL COES SINAC.....	168

ÍNDICE DE ACRÓNIMOS

COES: Comité de Operación Económica del Sistema.

COES-SINAC: Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional.

ERACMF: Esquema de Rechazo Automático de Carga por Mínima Frecuencia.

NTCSE: Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos.

NTCOTRSI: Norma Técnica de Coordinación de la Operación en Tiempo Real de los Sistemas Interconectados.

RPF: Regulación Primaria de Frecuencia.

RRPF: Reserva Rotante para Regulación Primaria de Frecuencia.

RRSF: Reserva Rotante para Regulación Secundaria de Frecuencia.

RSF: Regulación Secundaria de Frecuencia.

RESUMEN

El presente trabajo de investigación se desarrolló con el objetivo de evaluar y analizar el impacto técnico y económico en el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional, de la actualización desde julio del 2014 del marco regulatorio de Regulación Primaria de Frecuencia establecido en la “Norma Técnica para la Coordinación de la Operación en Tiempo Real de los Sistemas Interconectados R. D 069-2011-EM/DGE y Procedimiento Técnico del COES PR-N° 21 “Reserva Rotante para Regulación Primaria de Frecuencia”. Se llevó una investigación de tipo descriptiva con la búsqueda bibliográfica y recolección de datos. Determinándose que, con el vigente marco regulatorio, la calidad de frecuencia y la seguridad del sistema mejoraron significativamente a un mayor costo del servicio de Regulación Primaria de Frecuencia y las empresas generadoras se ven afectadas económicamente por la pérdida de un costo de oportunidad. Por otro lado, hubo una disminución en las variaciones sostenidas de frecuencia de 31 veces en promedio en el 2013, 4 en promedio en el 2015 y 1 en promedio en el 2016 y respecto al indicador de variaciones súbitas de frecuencia estos no se registraron a nivel del SEIN, así mismo, la distribución de la frecuencia eléctrica tuvo una disminución en cuanto a la desviación típica de 0.18 Hz a 0.055 Hz en promedio. Por otro lado, se ha determinado que el sistema dispone de mayor reserva rotante distribuida a nivel del SEIN logrando mejorar la respuesta de la Regulación Primaria de Frecuencia ante un desbalance generación-demanda, Esto evidencia que el sistema eléctrico es más estable y seguro dado que se mantiene la mayor parte del tiempo dentro de la frecuencia de operación normal. En el aspecto económico se ha determinado que centrales termoeléctricas se ven mayormente afectadas por la pérdida de un costo de oportunidad en relación a las centrales hidráulicas.

Palabras claves: Calidad de Frecuencia, Reserva Rotante, Regulación Primaria de Frecuencia, Costo de Oportunidad.

ABSTRACT

The present research work was developed with the objective of evaluating and analyzing the technical and economic impact in the National Interconnected Electric System, of the update since July 2014 of the regulatory framework of Primary Frequency Regulation established in the "Technical Standard for Coordination of the Real-Time Operation of the Interconnected Systems R. D 069-2011-EM / DGE and Technical Procedure of the COES PR-N ° 21 "Rotating Reserve for Primary Frequency Regulation". A descriptive investigation was carried out with the bibliographic search and data collection. Determining that, with the current regulatory framework, the quality of frequency and the security of the system improved significantly at a higher cost of the Primary Frequency Regulation service and generating companies are economically affected by the loss of an opportunity cost. On the other hand, there was a decrease in the sustained variations of frequency of 31 times on average in 2013, 4 on average in 2015 and 1 on average in 2016 and with respect to the indicator of sudden variations in frequency, these were not recorded at the of the SEIN, likewise, the distribution of the electric frequency had a decrease in terms of the standard deviation of 0.18 Hz to 0.055 Hz on average. On the other hand, it has been determined that the system has a greater rotational reserve distributed at the SEIN level, improving the response of the Primary Frequency Regulation to a generation-demand imbalance. This shows that the electrical system is more stable and secure given that it is kept most of the time within the normal operating frequency. The economic aspect has been determined that thermoelectric plants are mostly affected by the loss of an opportunity cost in relation to hydraulic power plants.

Keywords: Frequency Quality, Rotating Reservation, Primary Frequency Regulation, opportunity cost.

CAPÍTULO I

INTRODUCCIÓN

La carga total del sistema está cambiando en cada instante, de manera aleatoria y debido a los requerimientos propios de los consumidores que conectan y desconectan cargas continuamente, y por otro lado el sistema eléctrico de potencia por su naturaleza se encuentra expuesta a eventos que podría ocasionar un déficit o superávit de generación, todo esto provoca alteraciones en la cantidad de potencia demandadas que genera un desbalance entre la producción y consumación, y que incide en el nivel de la calidad de producto frecuencia, causando daños y reducción en la vida útil de los equipos eléctricos del sistema de potencia.

El nivel de calidad de la electricidad está dado, entre otros parámetros, por la constancia de las magnitudes de tensión y de frecuencia, por lo que el marco normativo en nuestro país ha tomado gran interés en los servicios complementarios que sirven para trasladar la energía eléctrica desde la generación hasta los puntos de consumo garantizando su operación con calidad, seguridad y restableciendo situaciones no deseadas con el sistema.

Dentro de los servicios complementarios en el SEIN, se encuentra la Regulación Primaria de Frecuencia cuya acción es automática e inmediata de los reguladores de

velocidad de los grupos generadores, ante cambios súbitos en la frecuencia, para mantenerlo en un nivel o rango de operación normal.

Es de interés realizar una evaluación y análisis de lo que está ocurriendo en el SEIN, frente a los cambios en los marcos regulatorios de Regulación Primaria de Frecuencia desde Julio 2014 en el aspecto técnico y económico.

El siguiente documento se estructura de la siguiente manera:

En el CAPÍTULO I: En este capítulo se muestra una breve descripción de la realidad del problema, formulación del problema, justificación del problema y formulación del objetivo general y específicos sobre los cuales versa la tesis.

En el CAPÍTULO II: En este capítulo se muestra la revisión literaria enfocado a la Regulación Primaria de Frecuencia cuyos conceptos fueron utilizados a lo largo del desarrollo de la presente tesis, y cuya comprensión es de interés para poder comprender los principios de la regulación de frecuencia.

En el CAPÍTULO III: En este capítulo se desarrolla el tipo y diseño de la investigación, descripción del ámbito de estudio, técnicas e instrumentos de recolección y análisis de datos, materiales y la situación actual del SEIN.

En el CAPÍTULO IV: En este capítulo se desarrolla el análisis e interpretación y discusiones de los resultados, en el aspecto técnico, los indicadores de calidad de producto frecuencia, distribución de frecuencia, respuesta de la Regulación Primaria de Frecuencia ante un evento en el SEIN, y finalmente una evaluación económica.

Finalmente, en los CAPÍTULOS V y VI: Se desarrolla las conclusiones y sugerencias del presente trabajo de tesis.

1.1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA DE INVESTIGACIÓN

1.1.1. DESCRIPCIÓN DEL PROBLEMA DE INVESTIGACIÓN

En el sistema eléctrico de potencia, la electricidad no es almacenable en grandes cantidades, por lo que la generación debe satisfacer en cada momento la demanda de carga que es continuamente cambiante en el tiempo, motivo por el cual las unidades de generación tienden a regular su producción con el objetivo de estabilizar un equilibrio entre la generación y la consumación de electricidad. Para ello en el sistema eléctrico se mantiene una cantidad hilatura de reserva de potencia denominada reserva rotante asignados a las unidades de generación para controlar adecuadamente los desbalances entre carga y generación que conlleva inestabilidad en la frecuencia eléctrica.

La frecuencia eléctrica en el sistema eléctrico peruano es de 60 Hz y debe ser mantenido dentro de los límites establecidos por la “Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos” (NTCSE), valores diferentes a su valor de operación podrían causar daños y reducción de la vida útil en los equipos del sistema de potencia, por lo que este parámetro es fundamental y refleja la calidad de energía que se brinda al usuario final.

En el marco normativo del sector eléctrico, se tiene como un servicio complementario la Regulación de Frecuencia y que está organizado en dos niveles, Regulación Primaria de Frecuencia y Regulación Secundaria de Frecuencia. Estos servicios complementarios ayudan a restablecer la frecuencia a su valor normal de operación después de ocurrido un evento que cause un desbalance entre carga y generación, inyectando al sistema en primer lugar la reserva rotante para la Regulación Primaria de Frecuencia y luego de pocos segundos la reserva rotante destinada a la Regulación Secundaria de Frecuencia.

Respecto al Servicio de la Regulación Primaria de Frecuencia en el SEIN, a partir del 01 de Julio del 2014 mediante Resolución Directoral N° 069-2011-EM/DGE y Procedimiento Técnico COES PR-21 “Reserva Rotante para Regulación Primaria de Frecuencia”, se modificó el marco regulatorio de Regulación Primaria de Frecuencia que inicialmente fue aprobado mediante Resolución Directoral N° 014-2005-EM/DGE y Procedimiento Técnico COES PR-22 “Reserva Rotante en el Sistema Interconectado Nacional (Procedimiento Anterior),” con el objetivo de considerar adecuados criterios técnicos y económicos.

En la actualización del marco regulatorio de Regulación Primaria de Frecuencia surgieron cambios respecto a los agentes prestadores del servicio, estableciéndose un servicio obligatorio para todas las centrales eléctricas mayores a 10 MW de potencia y no sujeto a compensación económica, exonerando a las centrales RER. A diferencia del esquema anterior este servicio era voluntario con libre capacidad de oferta de potencia, además que este servicio era remunerado por las centrales que no realizaban la RPF a las centrales que proporcionaban la reserva rotante para dicho servicio.

Adicionalmente hubo modificaciones a los parámetros técnicos de banda muerta y estatismo de los reguladores de velocidad, por otro lado, se modificó el margen de reserva rotante y su característica de aporte de la Reserva Rotante para la Regulación Primaria de Frecuencia ante un evento que ocasiona un desbalance entre la carga y generación.

Frente a los nuevos criterios técnicos y económicos que surgieron a partir del 01 de julio del 2014 buscando mejorar la respuesta de Regulación Primaria de Frecuencia y por ende la mejora en la calidad de frecuencia, nos conlleva a formular el siguiente problema de investigación.

1.2. FORMULACIÓN DEL PROBLEMA

1.2.1. PROBLEMA GENERAL

¿Cuál es el Impacto Técnico y Económico en el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional del marco regulatorio de Regulación Primaria de Frecuencia vigente desde julio del 2014?

1.2.2. PROBLEMAS ESPECÍFICOS

- a) ¿Cuál es el resultado en la calidad de producto referente a la frecuencia eléctrica en el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional debido a la actualización desde julio del 2014 del marco regulatorio de Regulación Primaria de Frecuencia?
- b) ¿Cuál es el efecto de la actualización del marco regulatorio en la respuesta de la Regulación Primaria de Frecuencia ante un evento en el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional de desbalance generación – demanda?
- c) ¿Cuál es el impacto de la magnitud del margen de reserva asignado a las unidades de generación, debido a la actualización del marco regulatorio de Regulación Primaria de Frecuencia?
- d) ¿Cuál es el costo de oportunidad en el mercado spot del SEIN de la reserva rotante para la Regulación Primaria de Frecuencia asignado a las Unidades de Generación debido a la actualización del marco regulatorio de Regulación Primaria de Frecuencia?

1.3. JUSTIFICACIÓN DEL PROBLEMA.

La importancia de la calidad de la frecuencia eléctrica es indispensable para una adecuada operación y funcionamiento de los elementos propios del sistema de potencia como de los equipos de los usuarios, es por ello que el presente proyecto de investigación tiene como objetivo principal evaluar el impacto en el aspecto técnico y en el aspecto económico por el cambio desde Julio del 2014 del esquema del servicio complementario

de Regulación Primaria de Frecuencia establecido en la Norma Técnica para la Coordinación de la Operación en Tiempo Real de los Sistemas Interconectados.

En el aspecto técnico se tienen en cuenta si hubo mejoras en la seguridad y calidad de producto referente a la frecuencia eléctrica del sistema, así como la respuesta del servicio complementario de regulación primaria de frecuencia para mantener en su valor nominal de 60 Hz debido a los eventos ocurridos en el sistema.

En el aspecto económico se considera el costo de oportunidad del margen de reserva rotante asignados a las unidades generadoras para cumplir el servicio de regulación primaria de frecuencia y sus implicancias, frente a los beneficios que experimentan el usuario final.

Los resultados obtenidos del desarrollo de la investigación, brindará información a los organismos, empresas generadoras, y usuarios finales vinculadas directamente e indirectamente al sector eléctrico, el cual será de suma utilidad para continuar mejorando y plantear mejoras en el esquema vigente del servicio complementario de Regulación Primaria de Frecuencia y por ende el beneficio a la población peruana.

1.4. OBJETIVO DE LA INVESTIGACIÓN

1.4.1. OBJETIVO GENERAL

Evaluar y analizar el impacto técnico y económico en el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional de la actualización del marco regulatorio de Regulación Primaria de Frecuencia 2014.

1.4.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- a) Evaluar si se ha dado mejora en la calidad de frecuencia eléctrica en el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional a través de los indicadores de calidad de producto-frecuencia para los años 2013, 2015 y 2016.
- b) Evaluar y analizar la respuesta de la Regulación Primaria de Frecuencia en el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional de eventos casuísticos de desbalance generación – demanda, para los años 2013, 2015 y 2016.
- c) Determinar la reserva rotante para la Regulación Primaria de Frecuencia en el SEIN debido a la actualización del marco regulatorio, para los años 2015 y 2016.
- d) Determinar el costo de oportunidad en el mercado spot del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional de la reserva rotante para la Regulación Primaria de Frecuencia asignado a las centrales generadoras para los años 2015 y 2016.

CAPÍTULO II

REVISIÓN DE LITERATURA

2.1. ANTECEDENTES DE INVESTIGACIÓN

Sánchez V. (2007), realizó la investigación: *Remuneración de los Servicios Complementarios en el SEIN. Análisis y Propuesta*. Tesis presentada a la Universidad Nacional de Ingeniería de Lima. Cuyo objetivo fue de evaluar y elaborar una propuesta de remuneración para los Servicios Complementarios en el SEIN. La investigación llegó a la siguiente conclusión principal: El servicio complementario de Reserva Rotante muestra importancia ante los eventos de pérdidas de generación en el SEIN evitando o minimizando el deslastre de carga ayudando a preservar la integridad del sistema con la consiguiente reducción de perjuicio económico para los usuarios. Se observa que este servicio complementario posee un sistema de reconocimiento incipiente que no motiva la mejora del mismo.

Rodríguez C. (2008), realizó la investigación: *Criterios, Metodología y Desarrollo de un Esquema de Rechazo de Carga por Mínima Frecuencia para el Sistema Eléctrico Peruano*. Tesis presentada a la Universidad Nacional de Ingeniería de Lima para optar el título profesional de Ingeniero Electricista. Cuyo objetivo fue de realizar un análisis y desarrollo de una metodología de diseño de un Esquema de Rechazo Automático de Carga por Mínima Frecuencia (ERACMF) para el Sistema Eléctrico

Peruano. La investigación llegó a la siguiente conclusión principal: Se desarrolló una metodología base de diseño de un Esquema de Rechazo de Carga por Mínima Frecuencia, de acuerdo a las características y topología del SEIN, cumpliendo con lo dispuesto en las normas y leyes peruanas, NTCOTRSI y NTCSE. Así mismo se aplicó la metodología propuesta para el diseño del ERACMF para el año 2007, obteniendo un esquema eficaz óptimo, cuyos resultados fueron utilizados en el estudio de Rechazo de Carga/Generación del Sistema Eléctrico Peruano para el año 2007.

Huamán M. (2012), realizó el artículo denominado: *Control Automático de la Generación en el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional*. Artículo presentado por el Coordinador de la Operación del COES en el XIX Congreso Nacional de Ingeniería Mecánica, Eléctrica y Ramas a Fines (CONIMERA) Cuyo objetivo fue de mostrar una breve descripción de los diferentes tipos de regulación de frecuencia en un sistema eléctrico, una breve descripción del AGC y analizar la factibilidad de un AGC en el Sistema Eléctrico Nacional SEIN. En la investigación determina dos tipos de Regulación de Frecuencia en el sistema peruano, regulación primaria de frecuencia y regulación secundaria de frecuencia. Llegando a las conclusiones siguientes: La regulación secundaria, además de reestablecer la frecuencia a la nominal, recupera la reserva para la regulación primaria, permitiendo que el sistema esté preparado para afrontar otra contingencia.

Oyanguren F. (2016), realizó la investigación: *Servicio de Regulación Primaria de Frecuencia en el Sistema Eléctrico Peruano – PR21 COES*. Informe final del proyecto de investigación presentada a la Universidad Nacional del Callao Lima. El informe de investigación analiza sí el modelo de evaluación utilizado con el procedimiento PR21 Reserva Rotante para Regulación Primaria de Frecuencia, permite evaluar correctamente el desempeño de los reguladores de velocidad de los generadores en el SEIN cuando

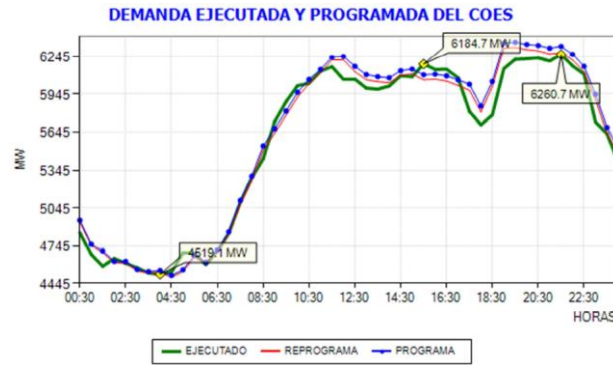
brindan el servicio de RPF. La investigación llegó a la siguiente conclusión principal: La metodología para evaluar el desempeño de las unidades generadoras hidráulicas o térmicas del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) no cumple con evaluar adecuadamente el desempeño del servicio de Regulación Primaria de Frecuencia, por lo que el autor recomienda que el COES modifique el Procedimiento N° 21.

2.2. REGULACIÓN DE FRECUENCIA EN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA.

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 aceptables. variaciones de la frecuencia alejadas del valor nominal pueden provocar el mal funcionamiento y disminución en la vida útil de los diversos equipos industriales o domésticos (Ledesma, 2008).

La frecuencia de un Sistema de Potencia está ligado a la velocidad de rotación de los ejes de las unidades generadoras conectadas a la red, el cual se mantiene constante si es que la demanda más pérdidas es igual a la potencia generada. En la operación de los sistemas eléctricos de potencia, el equilibrio generación – demanda se ve continuamente perturbado, ya que la demanda varía en cada instante sin infórmalo conectando y desconectando cargas continuamente y que debe ser atendida en forma inmediata (ver Figura 1), o por eventos de pérdida de generación o carga, o eventos que separan al sistema en subsistemas que crean déficit o superávit de generación. Debido a este desequilibrio, normal o por contingencia en la operación, las unidades generadoras se ven siempre acelerando o desacelerando la rotación de sus ejes para tratar de equilibrar el déficit o superávit de generación (Rodríguez Castillo, 2008).

Figura 1: Variación de la demanda del día 30/09/2016.



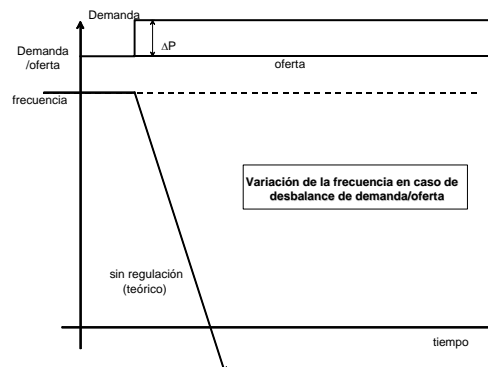
Fuente: (Informe de la Evaluación de la Operación Diaria COES, 2016).

2.2.1. EQUILIBRIO ENTRE LA GENERACIÓN Y DEMANDA.

Una de las características de la energía eléctrica es que no puede almacenarse en grandes cantidades. Esto supone que, para el correcto funcionamiento del sistema eléctrico, la producción de las centrales de generación debe igualarse al consumo de forma precisa e instantánea. Es decir, debe existir un equilibrio entre generación y demanda en tiempo real para evitar desequilibrios que se traducen en desvíos de frecuencia respecto al valor nominal (Red Eléctrica de España, 2017).

Partiendo de un estado de equilibrio y se produce un cambio en la demanda, y si no hay regulaciones en las plantas aparecerá un cambio en la frecuencia del sistema que va a bajar siguiente una derecha (ver Figura 2. El esquema muestra la respuesta de la frecuencia (abajo), la suma de la potencia entregada por todas las unidades del sistema (oferta) y la potencia consumida por todos los consumidores del sistema (demanda).

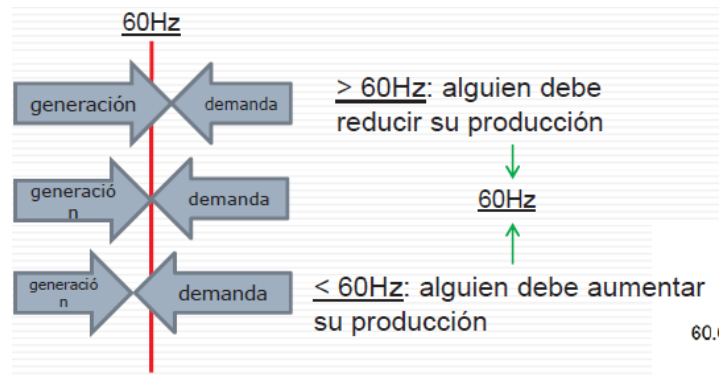
Figura 2: Respuesta de la Frecuencia del Sistema sin Regulación.



Fuente: (COES SUR, 2000).

Enríguez E. (2016). Especialista en Mercados de Energía actualmente en el COES SINAC, menciona que, para mantener la frecuencia en 60 Hz supone que “alguien” la regule (mantenga el equilibrio) permanente entre generación y demanda.

Figura 3: Equilibrio Entre Generación - Demanda

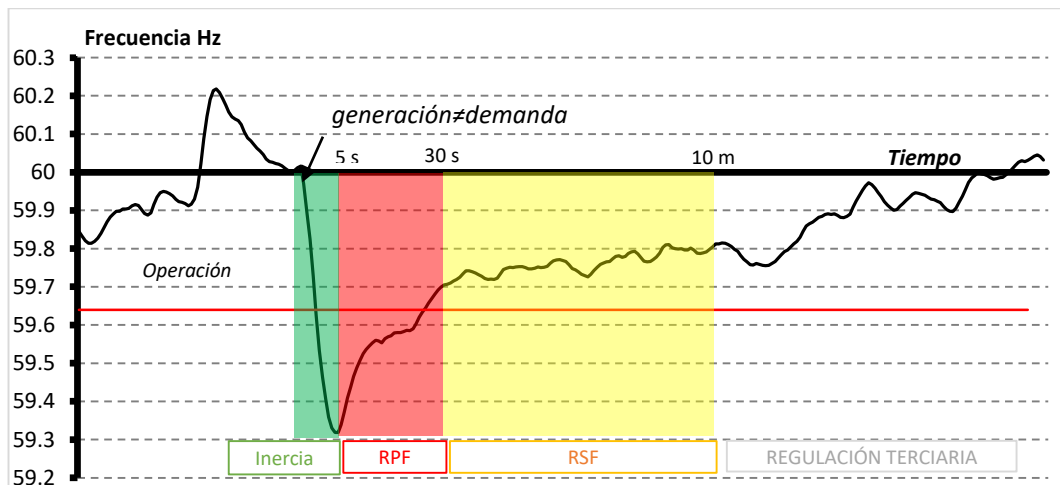


Fuente: (Enríguez E. 2016. Curso Servicios Complementarios en el SEIN).

2.2.2. CONTROL DE FRECUENCIA

La estabilidad en frecuencia se define como la capacidad que posee un sistema de mantener la frecuencia dentro de márgenes aceptables tanto en condiciones normales como luego una perturbación (Rosales J., 2016 pág. 27). Cuando ocurre una perturbación en el sistema, tal como es la salida intempestiva de una central o de un consumo eléctrico, las respuestas inerciales y acciones de control que realiza el sistema son las que se muestran en la Figura 4:

Figura 4: Respuesta de Frecuencia ante una Perturbación



Elaboración: Propia.

- a) Regulación Propia del Sistema.
- b) Regulación Primaria de Frecuencia (RPF)
- c) Regulación Secundaria de Frecuencia (RSF)
- d) Regulación Terciaria de Frecuencia.

2.2.3. GENERADOR SÍNCRONO COMO REGULADOR DE POTENCIA

Los generadores síncronos son por definición *síncronos*, lo que quiere decir que la frecuencia eléctrica se produce y entrelaza o sincroniza con la tasa mecánica de rotación del generador. El rotor de un generador síncrono consta de un electroimán al que se le suministra corriente directa. El campo magnético del rotor apunta en la dirección en que gira el rotor. Ahora, la tasa de rotación de los campos magnéticos en la máquina está relacionada con la frecuencia eléctrica del estator por medio de la ecuación (Chapman, 2012):

$$f_e = \frac{n_m P}{120} \quad \dots (Ec. 1)$$

Donde:

f_e = frecuencia eléctrica en Hz

n_m = velocidad mecánica del campo magnético en r/min (igual a la velocidad del rotor de una máquina síncrona).

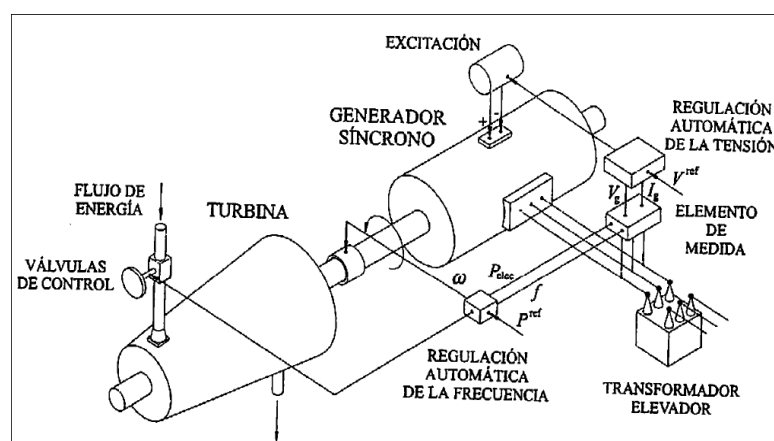
P = número de polos.

Debido a que el rotor gira a la misma velocidad que el campo magnético, esta ecuación relaciona la velocidad de rotación del rotor con la frecuencia eléctrica resultante. La potencia eléctrica se genera a 50 o 60 Hz, por lo que el generador debe girar a una velocidad fija que dependerá del número de polos de la máquina (Chapman, 2012).

El elemento básico para ejercer el control frecuencia-potencia en un sistema eléctrico es el generador síncrono. El generador síncrono es un elemento capaz de modificar su producción de potencia activa y reactiva de una forma continua y controlada.

La potencia activa se controla mediante la modificación de la admisión de caudal en la correspondiente turbina (gas, vapor, o agua) a la vez que la regulación de tensión se realiza mediante el control de la intensidad de excitación que, en consecuencia, modifica la fuerza electromotriz interna de la máquina (Gómez Expósito, 2002, pág. 221).

Figura 5: Estructura física del control del generador.



Fuente: (Gómez Expósito, 2002, p. 221). Análisis y Operación de Sistemas de Energía Eléctrica

La potencia activa, P_{elec} , que se genera es igual en todo momento a la potencia electromagnética que se transmite del rotor al estator. Esta potencia es igual, en régimen permanente, a la potencia mecánica, P_{mec} , que está suministrando el elemento motriz (turbina) correspondiente se considera que no hay pérdidas, ni eléctricas ni mecánicas. Estas dos potencias se relacionan a través de la velocidad angular, w , proporcional a la frecuencia, f , con los correspondientes pares eléctrico, T_{elec} , y mecánico, T_{mec} . (Gómez Expósito, 2002, pág. 221).

2.2.4. REGULACIÓN PROPIA DEL SISTEMA

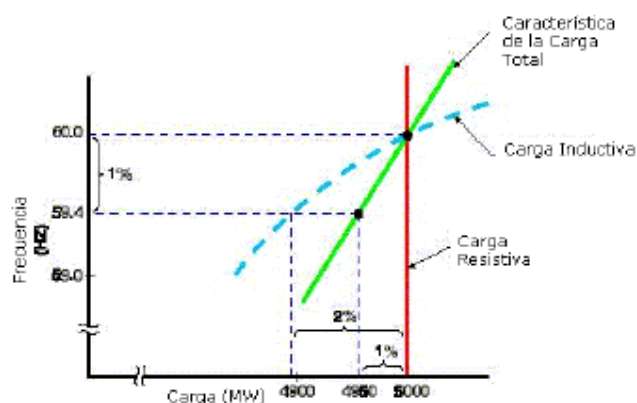
En la Figura 6, se muestra la dependencia que existe entre la potencia consumida y la frecuencia, es decir, si la frecuencia disminuye, la potencia consumida disminuye también y viceversa, a este efecto se le llama Regulación Primaria de la Frecuencia “natural” del Sistema. La consecuencia es una estabilización de la frecuencia, pero muy bajo.

caracteriza la variación de la carga eléctrica, en función de la frecuencia. Es decir, cuando baja la frecuencia algunas cargas bajan su consumo. Esa disminución de consumo ayuda a frenar la caída de frecuencia.

$$D = \frac{\Delta P_L}{\Delta f} = \frac{\text{Variaciones de la carga}}{\text{Variaciones de la frecuencia}} \left[\frac{MW}{Hz} \right] \quad \dots (Ec. 2)$$

En un sistema con carga pequeña el coeficiente de amortiguamiento toma valores altos y en un sistema eléctrico grande, este coeficiente D puede tomar valores bajos, por lo tanto, las variaciones de frecuencia del sistema debido a las variaciones inevitables de la carga pueden ser una amplitud inadmisible. En resumen, estas diferencias entre la generación y la carga producirán, si no existe ningún medio de regulación automático (Tecsuf, sf).

Figura 7: Autorregulación por efecto de la carga

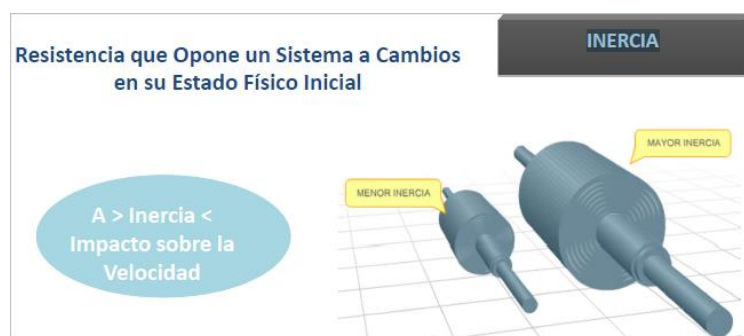


Fuente: Huaman M., (2016). Curso Operación y Despacho de un SEP.

INERCIA DEL SISTEMA

Huamán Muchica, (2016) indica lo siguiente: “Las fuerzas inerciales se oponen a cambios en la frecuencia. El sistema de potencia tiene muchas fuentes de inercia, tales como los generadores y el grado de mallado de la red”. Lo que significa que mientras exista más generadores y líneas de transmisión el sistema es más robusto y la energía almacenada en los elementos rotativos generadores más grande y pesado necesita mayor esfuerzo para cambiar su velocidad.

Figura 8: Autorregulación por la Inercia



Fuente: Los Expertos en Mercados xm, (2007). Control de Frecuencia.

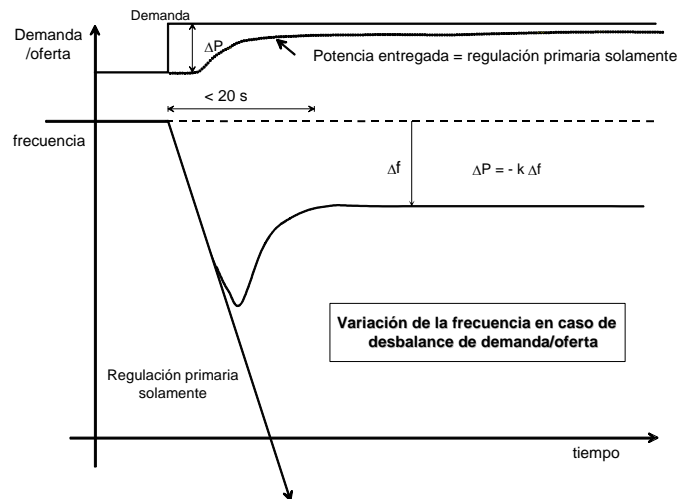
La constante de inercia (H) del grupo turbina-generador interviene en el proceso de oscilación de las máquinas síncronas, limitando las variaciones de velocidad del rotor cuando se rompe el equilibrio entre la potencia mecánica y la potencia eléctrica.

2.2.5. REGULACIÓN PRIMARIA DE FRECUENCIA.

La Regulación Primaria de Frecuencia, es aquella reacción que se realiza en forma automática y local en cada unidad generadora, a través de los reguladores de velocidad (gobernador) que actúan sobre los órganos de admisión de agua o vapor para compensar cambios en la velocidad (frecuencia) cuando su desviación de frecuencia supera una cierta banda.

En la Figura 9 se muestra que ante un evento en el sistema que altere el equilibrio entre demanda y generación la frecuencia del sistema cae en picada y al inicio la respuesta de la frecuencia es la Regulación Primaria Natural del Sistema. Luego de un breve periodo de tiempo actúa la Regulación Primaria de Frecuencia que mediante los reguladores de velocidad o gobernador de los generadores aumenta la potencia de salida para restaurar el balance carga – generación y la frecuencia empieza a aumentar hasta su estabilización.

Figura 9: Regulación Primaria de Frecuencia en un Sistema



Fuente: COES SUR, (2000). Informe de Selección de generadores para la RPF del SIS.

Como se puede observar en el sistema no se recupera completamente existe una diferencia entre la frecuencia nominal y la frecuencia restablecida por la regulación primaria de frecuencia; a esta diferencia se le llama error de estado estacionario, que da lugar al inicio de la regulación secundaria de frecuencia.

Para comprender el mecanismo de regulación primaria de frecuencia, en la siguiente sección describiremos el mecanismo de la regulación primaria y su efecto sobre el sistema eléctrico.

2.2.6. MODELO DEL GENERADOR

El conjunto eje-turbina de un generador síncrono gira sometido a dos pares opuestos: el par mecánico T_m aportado desde la turbina tiende a acelerar el eje, mientras el par electromagnético T_e tiende a frenarlo y recordando que el par está dado por $T = J \alpha$ la aceleración angular está dado por $\alpha = \frac{dw}{dt}$. La ecuación básica de este movimiento es:

$$T_a = T_m - T_e \quad \dots (Ec. 3)$$

$$J \frac{d^2\theta_r}{dt^2} = T_m - T_e \quad \dots (Ec. 4)$$

Donde J es el momento de inercia y θ_r es el ángulo del rotor y $w = d\theta/dt$. En lugar de la derivada segunda del ángulo podemos escribir:

$$\frac{d^2\theta_r}{dt^2} = \frac{dw_r}{dt} = \frac{d(w_r - w_o)}{dt} = \frac{d\Delta w_r}{dt} \quad \dots (Ec. 5)$$

Donde w_r es la velocidad del rotor, w_o es la velocidad de referencia y Δw_r es la desviación de velocidad. De esta forma, se puede escribir la siguiente ecuación:

$$\frac{d\Delta w_r}{dt} = \frac{1}{J} (T_m - T_e) \quad \dots (Ec. 6)$$

Si tomamos como potencia base S_{base} la potencia nominal de la máquina, como frecuencia base w_{base} la frecuencia de referencia y como par base $T_{base} = S_{base}/w_{base}$, podemos dividir el miembro de la izquierda de la ecuación anterior entre w_{base} , y el miembro de la derecha entre $w_{base} = (T_{base}w_{base}^2)/S_{base}$. Entonces queda, en valores unitarios.

$$\frac{d\Delta w_r [pu]}{dt} = \frac{1}{2H} (T_m [pu] - T_e [pu]) \quad \dots (Ec. 7)$$

Donde H es la constante de inercia, definida como $H = \frac{\frac{1}{2}Jw_{base}^2}{S_{base}}$

La constante de inercia H es un parámetro muy utilizado en el control de sistemas eléctricos, y representa la energía cinética acumulada en el eje de velocidad de sincronismo dividida entre la potencia base.

La ecuación anterior queda expresada en valores unitarios como:

$$\frac{d\Delta w_r}{dt} = \frac{1}{2H} (T_m - T_e) \quad \dots (Ec. 8)$$

Dado que el sistema de control regula la potencia eléctrica, que es un término más fácil de medir que el par electromagnético, es conveniente expresar la ecuación en términos de potencia en vez de par. Para ello recordemos que la relación entre potencia y par es $P = w_r T$. Por tanto, considerando una desviación pequeña a partir de un estado inicial determinado por el subíndice 0, podemos escribir.

$$P_0 + \Delta P = (w_0 + \Delta w_r)(T_0 + \Delta T) \quad \dots (Ec. 9)$$

Tomando solo los incrementos, y despreciando los de segundo orden,

$$\Delta P = w_0 \Delta T + T_0 \Delta w_r \quad \dots (Ec. 10)$$

Luego en el eje:

$$\Delta P_m - \Delta P_e = w_0 (\Delta T_m - \Delta T_e) + (T_{m0} - T_{e0}) \Delta w_r \quad \dots (Ec. 11)$$

En régimen permanente $T_{m0} = T_{e0}$, y en por unidad $w_0 = 1$, por lo que queda:

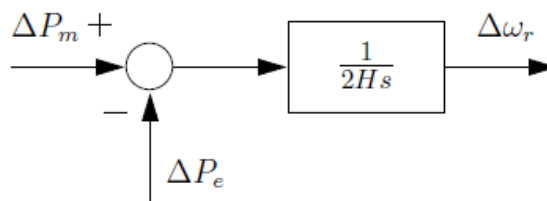
$$\Delta P_m - \Delta P_e = \Delta T_m - \Delta T_e \quad \dots (Ec. 12)$$

Así pues, considerando pequeños incrementos alrededor del régimen permanente, podemos escribir la ecuación como sigue:

$$\frac{d\Delta w_r}{dt} = \frac{1}{2H} (\Delta P_m - \Delta P_e) \quad \dots (Ec. 13)$$

Ecuación que se conoce como ecuación de oscilación de la máquina síncrona, y cuyo diagrama de bloques es el representado en la siguiente figura:

Figura 10: Función de Transferencia Entre la Potencia y la Frecuencia



Fuente: Ledesma P., (2008). Regulación de frecuencia y potencia.

Donde:

$\Delta\omega_r$: Variación de velocidad angular del rotor.

H: Constante de inercia del grupo turbina generador.

ΔP_m : Variación de la potencia mecánica.

ΔP_e : Variación de potencia eléctrica.

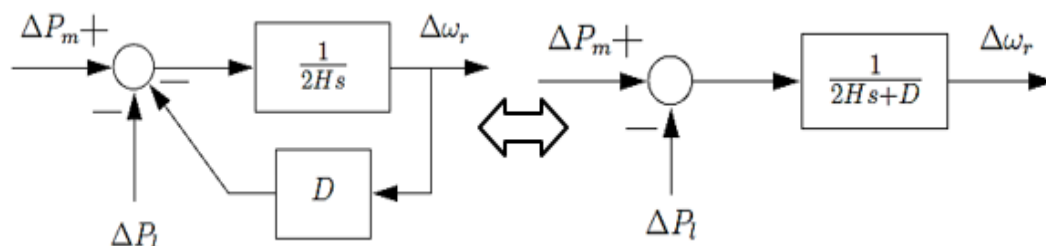
2.2.7. MODELO DE LA CARGA A UNA DESVIACIÓN DE LA FRECUENCIA

Algunas cargas demandan una potencia independiente de la frecuencia de alimentación, por ejemplo, cargas resistivas destinadas a calentamiento o lámparas incandescentes para iluminación. Otras cargas, por el contrario, responden a un incremento de la frecuencia aumentando la demanda, por ejemplo, muchos ventiladores y bombas. En conjunto, la relación entre el incremento de demanda total ΔP_e y el incremento de frecuencia en un sistema puede expresarse como:

$$\Delta P_e = \Delta P_l + D\Delta\omega_r \quad \dots \text{(Ec. 14)}$$

Donde ΔP_l es el incremento de potencia independiente de la frecuencia, y D es la constante que relaciona la variación de frecuencia con el incremento de potencia debido a ella. La constante D actúa como un mecanismo de amortiguamiento de la variación de frecuencia. La función de transferencia del efecto de la frecuencia sobre la demanda está dada por:

Figura 11: Diagrama completo y reducido del efecto de la frecuencia sobre la carga



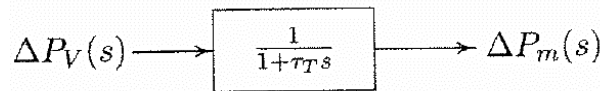
Fuente: Ledesma P., (2008). Regulación de Frecuencia y Potencia.

2.2.8. MODELO DE LA TURBINA

La fuente de la potencia mecánica, comúnmente conocida como el *primotor*, puede estar constituida por turbinas hidráulicas, turbinas de vapor cuya energía proviene de la combustión carbón, gas, combustible nuclear y turbinas de gas. El modelo de la turbina relaciona los cambios en la salida de la potencia mecánica ΔP_m a cambios en la posición de la válvula de vapor ΔP_v . Las características de todos los tipos de turbinas varían con gran amplitud. El modelo más simple de un primotor, para una turbina de vapor sin recalentamiento, puede ser aproximado por una sola constante de tiempo τ_T , esto da como resultado la siguiente función de transferencia:

$$G_T = \frac{\Delta P_m(s)}{\Delta P_v(s)} = \frac{1}{1 + \tau_T s} \quad \dots (Ec. 15)$$

Figura 12: Diagrama de bloque para una turbina simple a vapor.

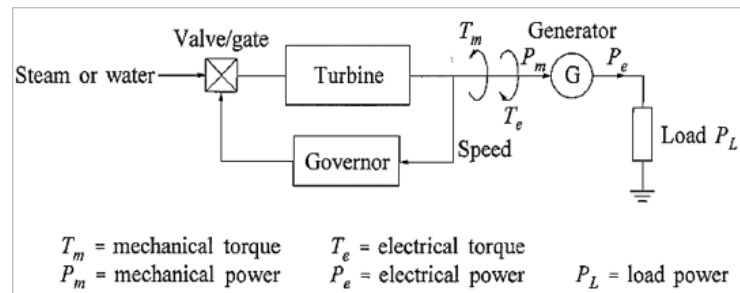


Fuente: (Saadat H., 2010, pág. 570). Power System Analysis.

2.2.9. REGULADOR DE VELOCIDAD

Los reguladores de velocidad, o gobernadores de las turbinas, son dispositivos individuales automáticos que actúan sobre órganos de admisión agua o vapor, instalados junto a cada turbina que regulan la velocidad de la máquina que controlan.

Figura 13: Generador supliendo una carga aislada con sistema de control de velocidad (gobernador).



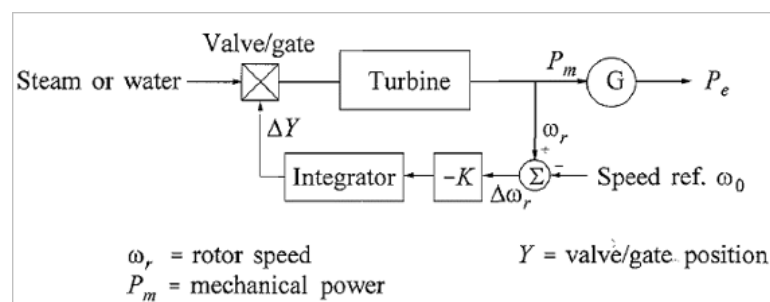
Fuente: (Kundur, 1994, pág. 582). Power System Stability and Control.

Existen dos tipos de reguladores de velocidad, el de tipo isócrono y el de característica frecuencia-potencia negativa.

Regulador Isócrono:

Un regulador isócrono ajusta la válvula y/o compuerta de la turbina para regresar la frecuencia al valor nominal o programado. La Figura 14 muestra el esquema de dicho sistema de control de velocidad. La medida de velocidad del rotor w_r se compara con la velocidad de referencia w_o . La señal de error (igual a la desviación de velocidad) se amplifica e integra para producir una señal de control ΔY que acciona las válvulas principales de suministro de vapor o agua. Debido a la acción de restablecimiento de este controlador integral, ΔY alcanzará un nuevo estado estacionario sólo cuando el error de velocidad Δw_r es cero.

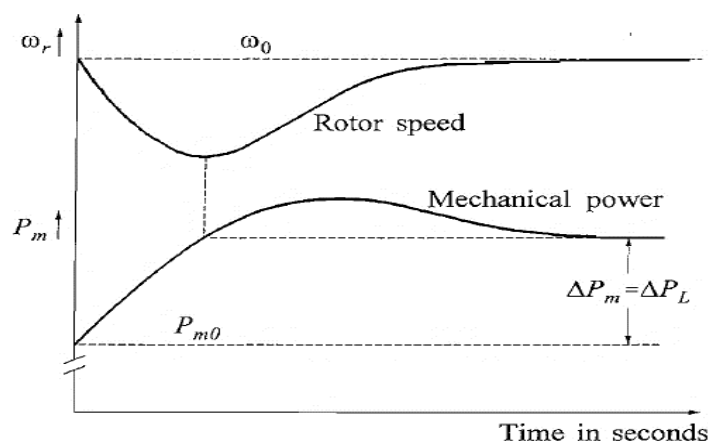
Figura 14: Esquema de un gobernador isócrono.



Fuente: (Kundur, 1994, pág. 588). Power System Stability and Control.

La Figura 15 muestra la respuesta temporal del regulador isócrono ante un aumento de la demanda. Inicialmente, la diferencia entre la potencia mecánica P_m y la potencia generada P_e hace que la velocidad de giro comience a decrecer, más o menos rápido según la inercia del rotor. El lazo regulador comienza entonces a incrementar la potencia mecánica, lo que se traduce en una ralentización de la caída de la velocidad. Cuando la potencia mecánica supera la potencia eléctrica, la velocidad comienza a crecer. Finalmente, la velocidad de giro coincide con la de referencia y la potencia generada con la potencia demandada.

Figura 15: Respuesta de una unidad de generación con gobernador isócrono.



Fuente: (Kundur, 1994, pág. 588). Power System Stability and Control.

Este regulador, conocido como regulador isócrono porque mantiene la frecuencia constante en régimen permanente, funcionaría correctamente en un sistema aislado donde existiera un único generador síncrono, o bien donde el resto de los generadores no participara en el control primario de frecuencia. Sin embargo, si en un mismo sistema con dos generadores ejecutasen este tipo de regulación, ambos competirían entre sí para alcanzar su propia velocidad de referencia, y el comportamiento del sistema sería inestable (Ledesma, 2008).

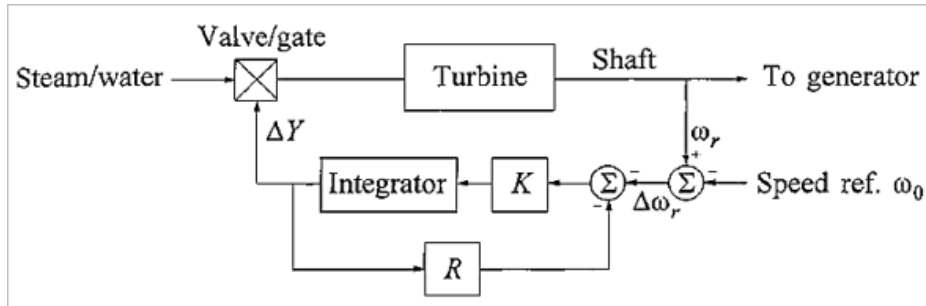
Reguladores con característica frecuencia-potencia negativa:

En un sistema interconectado de múltiples generadores no se usa el modo de control isócrono (...). Por el contrario, se dota a la curva (droop) de estatismo de pendiente negativa (frecuencia-potencia negativa), que permite una adecuada coordinación en el reparto de las desviaciones de potencia por el grupo de generadores. Aspecto este último que sería conflictivo en una estrategia de control isócrono (0% de estatismo) que conllevaría a problemas de coordinación, estabilidad y deterioro de los generadores (Los Expertos en Mercados xm, 2007).

Para permitir que varios generadores participen en el control primario de frecuencia dentro de un mismo sistema se aplica en cada uno de ellos una característica

frecuencia-potencia en régimen permanente negativa, La característica de regulación se obtiene agregando un lazo de realimentación al integrador como se muestra en Figura:

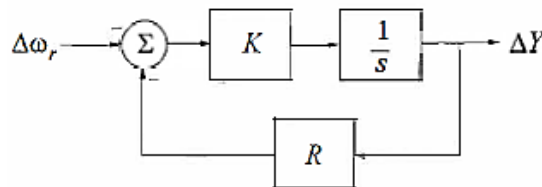
Figura 16: Gobernador con retroalimentación en estado estacionario.



Fuente: (Kundur, 1994, pág. 589). Power System Stability and Control.

La función de transferencia del regulador de velocidad con característica frecuencia-potencia negativa se muestra en la Figura 17. cuyo regulador de velocidad responde a un control proporcional con ganancia $1/R$.

Figura 17: (a) Diagrama de bloque con retroalimentación en estado estacionario, (b) Diagrama de bloque reducido.



(a) Block diagram with steady-state feedback



(b) Reduced block diagram

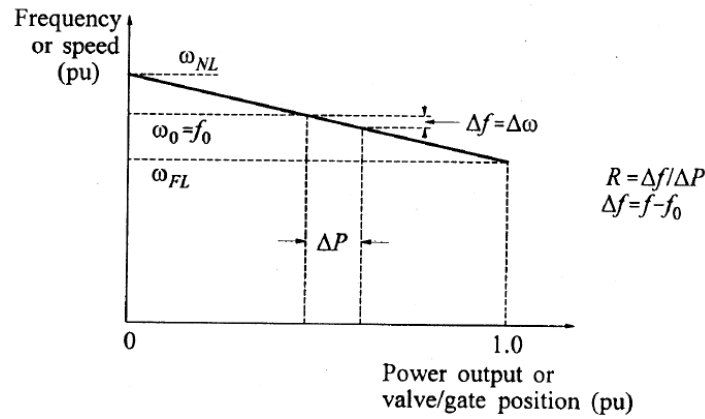
$$T_G = \frac{1}{KR}$$

Fuente: (Kundur, 1994, pág. 589). Power System Stability and Control.

Los reguladores de velocidad de característica frecuencia-potencia presentan una respuesta de la potencia de salida con las variaciones de frecuencia, esta respuesta se caracteriza en estado estable por una pendiente (droop) denominado estatismo

permanente (R). Está pendiente es negativa con el objeto que se dé una respuesta coherente, cuando la frecuencia sube baja la potencia y viceversa.

Figura 18: Característica de estado estacionario de un regulador de velocidad con estatismo permanente.



Fuente: (Kundur, 1994, pág. 590). Power System Stability and Control.

w_{NL} : velocidad de estado estacionario sin carga.

w_{FL} : velocidad de estado estacionario a plena carga,

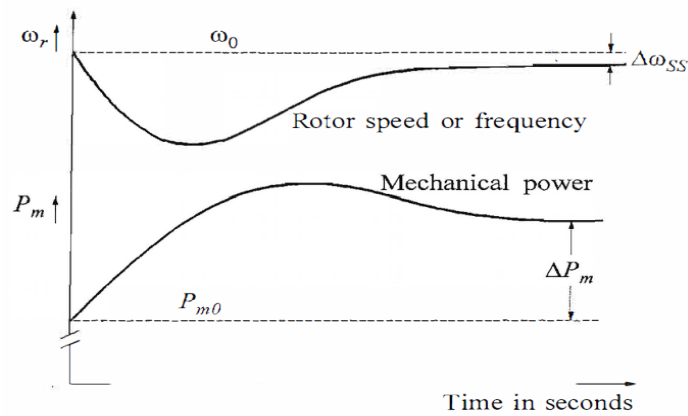
w_0 : velocidad nominal.

La constante R es la que determina la característica del regulador y se conoce como estatismo de un generador y partir de esta característica Kundur (1994) define el estatismo de un regulador de velocidad como el porcentaje de cambio en la frecuencia que provoca el 100% de cambio en la potencia de la máquina.

$$\text{Estatismo} = \frac{\Delta f / f_{\text{nominal}}}{-\Delta P / P_{\text{nominal}}} * 100 \quad \dots \text{(Ec. 16)}$$

La presencia del estatismo provoca la aparición de un error en la frecuencia en régimen permanente, al contrario de lo que sucede con el regulador isócrono. La figura representa la respuesta dinámica de un sistema con control primario de frecuencia ante un escalón de carga. Como puede verse, la frecuencia final es distinta de la inicial, sin embargo, este mecanismo permite la participación simultanea de varias unidades generadoras en el control primario de frecuencia.

Figura 19: Respuesta dinámica de un generador con estatismo.



Fuente: (Kundur, 1994, pág. 592). Power System Stability and Control.

Distribución de la carga entre unidades en paralelo

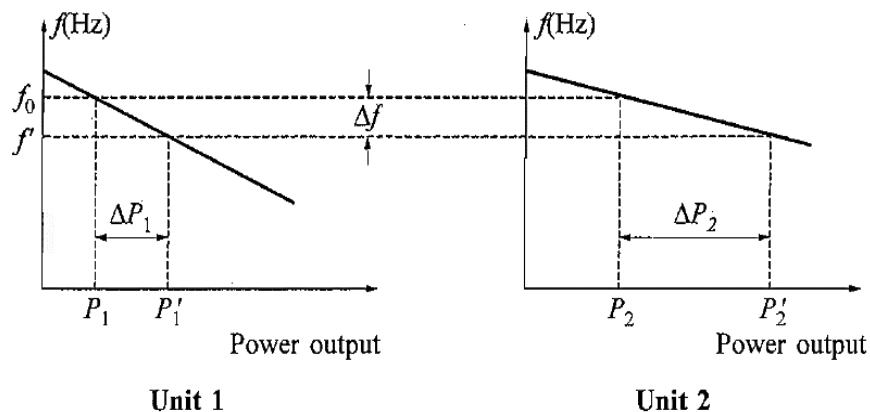
Kundur, (1994) indica, si dos o más generadores con regulador de velocidad característicos (con estatismo permanente) están conectados a un sistema de potencia, habrá una frecuencia única en la que compartirán un cambio de carga. La variación de potencia generada por cada unidad con estatismo ante una variación de carga ΔP_L es:

$$\Delta P_1 = P'_1 - P_1 = \frac{\Delta f}{R_1}; \quad \dots (Ec. 17)$$

$$\Delta P_2 = P'_2 - P_2 = \frac{\Delta f}{R_2} \quad \dots (Ec. 18)$$

$$\frac{\Delta P_1}{\Delta P_2} = \frac{R_2}{R_1} \quad \dots (Ec. 19)$$

Figura 20: Distribución de cargas entre unidades en paralelo con regulador de velocidad con estatismo.

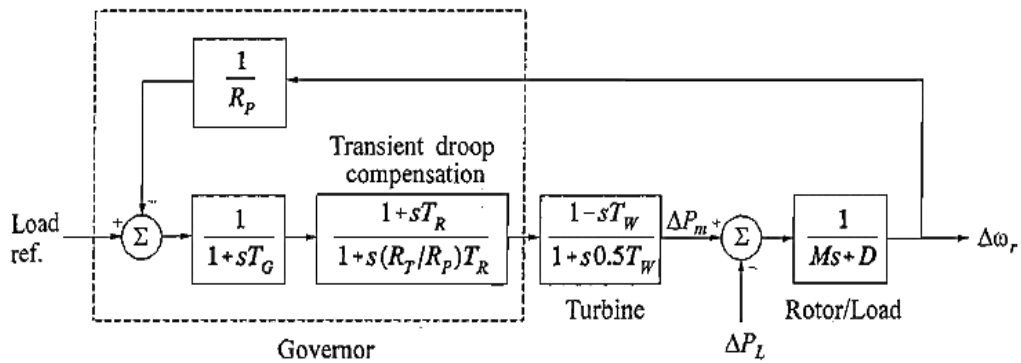


Fuente: (Kundur, 1994, pág. 591). Power System Stability and Control.

2.2.10. MODELO TEÓRICO DEL SISTEMA DE CONTROL DE UNIDADES DE GENERACIÓN HIDROELÉCTRICAS.

El diagrama de bloque completo con regulación primaria de frecuencia de una unidad de generación con turbina hidráulica se muestra en la Figura 21. Donde se observa 3 elementos principales: el regulador conformado por el estatismo y el servo, la turbina y la masa rotatoria y carga. El gobernador incluye un bloque de compensación transitoria (Transient droop) Esto se debe a que la inercia del flujo impide que éste cambie de forma inmediata ante un cambio en la apertura, causando en un primer momento una pérdida de presión en la turbina que reduce la potencia mecánica y tras este transitorio, el agua se va acelerando hasta alcanzar el nuevo estado estable y finalmente la potencia mecánica alcanza el valor esperado. Debido a la peculiar respuesta transitoria en las turbinas hidráulicas se incluye una compensación de la caída transitoria que estabilice el sistema.

Figura 21: Diagrama de bloque de una unidad hidroeléctrica.



Fuente: (Kundur, 1994, pág. 599). Power System Stability and Control.

Donde:

T_W : Es la constante de tiempo del agua, el cual representa el tiempo requerido para acelerar la columna de agua desde el reposo hasta la velocidad (valor típico $T_W = 1$ s).

R_P : Es la pendiente de velocidad en estado estacionario (valor típico $R_P = 0.05$).

T_G : Es la constante de tiempo del gobernador (valor típico $T_G = 0.2$ s).

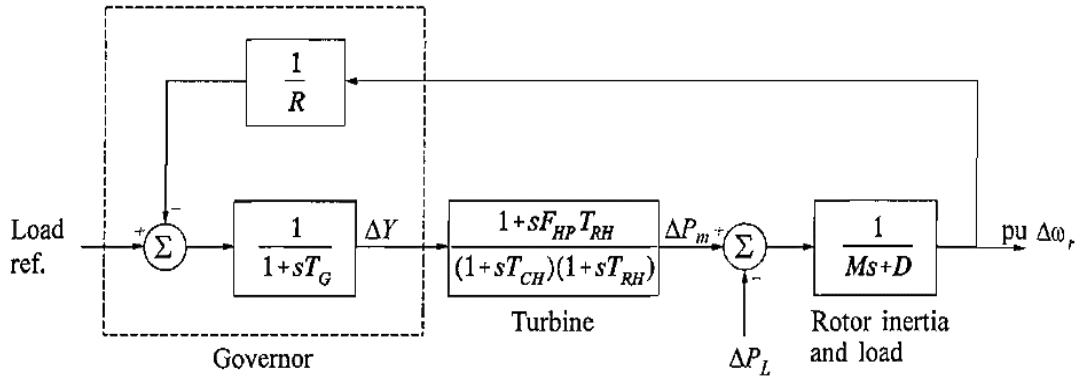
T_R : Tiempo de reset de la compensación transitoria (valor típico $T_G = 0.2$ s).

R_T : Es la pendiente de velocidad transitorio (valor típico $R_T = 0.4$).

D : Es el coeficiente de amortiguación de la carga (valor típico $D = 2$).

2.2.11. MODELO TEÓRICO DEL SISTEMA DE CONTROL DE UNA UNIDAD DE GENERACIÓN TERMOELÉCTRICA

Figura 22: Diagrama de bloque de una unidad termoeléctrica con recalentamiento.



Fuente: (Kundur, 1994, pág. 598). Power System Stability and Control.

Donde:

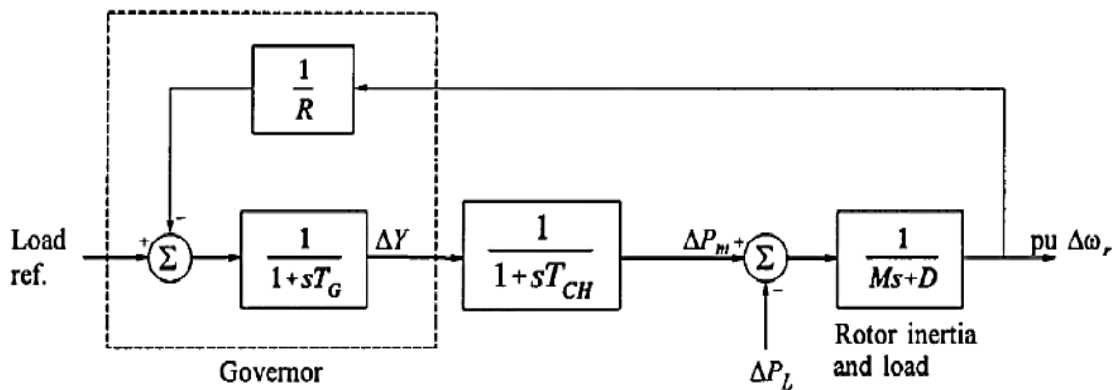
F_{HP} : Fracción de vapor en alta presión (valor típico $F_{HP} = 0.3$)

T_{RH} : Constante de tiempo del recalentador (valor típico $T_{RH} = 6 s$)

T_{CH} : Constante de tiempo de la cámara de vapor (valor típico $T_{CH} = 0.3 s$)

El diagrama puede simplificarse de la siguiente manera, si se considera una unidad sin recalentamiento de turbina, lo que implica que $T_{RH} = 0$, por lo que el diagrama de bloques queda simplificado así:

Figura 23: Diagrama de bloque simplificado de una unidad termoeléctrica sin recalentamiento.

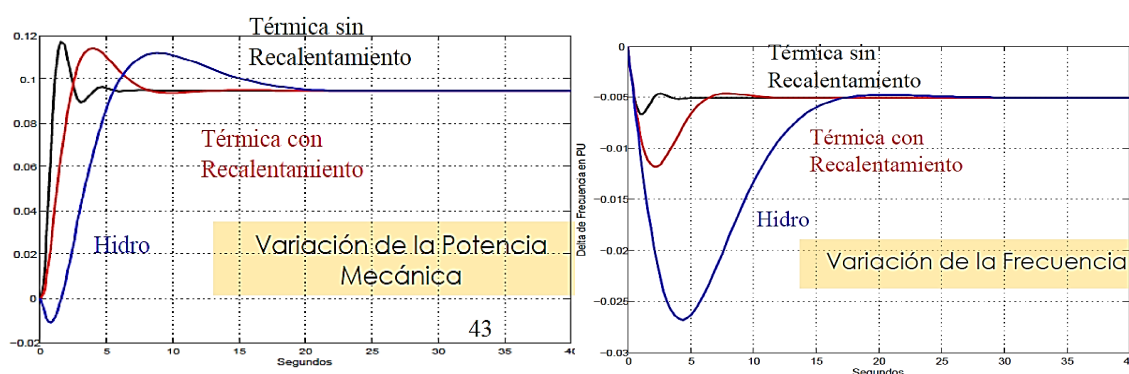


Fuente: (Kundur, 1994). Power System Stability and Control.

RESPUESTA DINÁMICA AL ESCALÓN UNITARIO

La Figura 24 muestra la naturaleza de las respuestas con sistema de regulación primaria de frecuencia solamente de las unidades generadoras con turbinas de vapor con recalentamiento y sin recalentamiento, y turbinas hidráulicas sometidos a una variación de la carga.

Figura 24: Respuesta de la frecuencia ante una variación de la potencia mecánica con sistema de Regulación Primaria de Frecuencia.



Fuente: (Alvarez Vengoa, 2017). Curso Gestión de Operaciones.

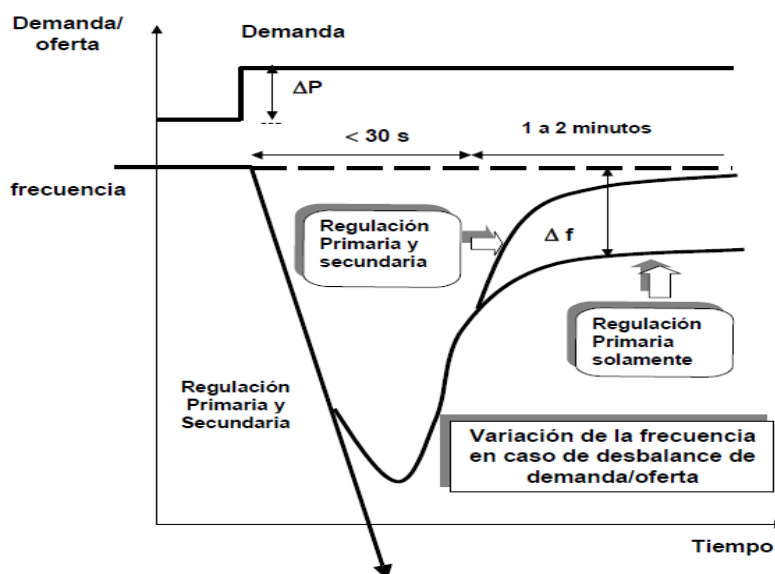
Los resultados demuestran que, ante un incremento de la carga, la frecuencia disminuye hasta un determinado punto, luego de estabilizarse es llevado por la actuación del regulador de velocidad próxima a su valor de referencia, sin embargo, existe una diferencia de frecuencia entre el valor de referencia y la frecuencia estabilizada cuyo error de frecuencia da lugar al inicio de la regulación secundaria de frecuencia.

Las características de la respuesta, varían dependiendo de muchos factores. Estos incluyen, además del tipo de planta, los controles de la planta y el modo de operación.

2.2.12. REGULACIÓN SECUNDARIA DE FRECUENCIA

Alvarez E., (2017) indica que la Regulación Secundaria de Frecuencia son las acciones de control adicionales (manual o automática) a la Regulación Primaria de Frecuencia para restablecer la frecuencia al valor nominal (ver Figura).

Figura 25: Regulación Secundaria de Frecuencia.

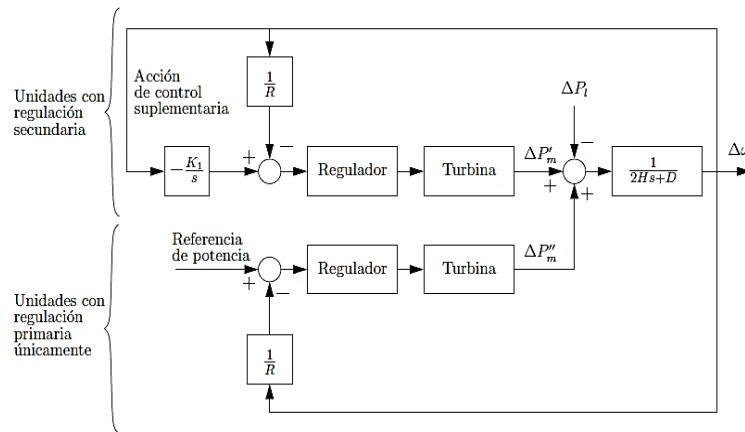


Fuente: (Alvarez Vengoa, 2017). Curso Gestión de Operaciones.

La Regulación Secundaria de Frecuencia se consigue añadiendo una acción de control suplementaria sobre la frecuencia, situado en un despacho de control. ver Figura 26. 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 ésta 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 (Ledesma, 2008).

En sistemas de potencia, donde la exigencia de mantener la frecuencia lo más cercano a la nominal, es preferible usar un control automático, esto es, el uso de Controles Automáticos de Generación (AGC). Un AGC es un sistema de control, que monitorea el error de frecuencia situado en un despacho de control, y que emite a todas las unidades que participan en la regulación secundaria las consignas de variación de generación, manteniendo el valor de frecuencia próximo o igual al valor nominal (Rodríguez Castillo, 2008).

Figura 26: Control automático de la generación por parte de un único generador.



Fuente: (Ledesma, 2008, pág. 19). Regulación de Frecuencia y Potencia.

2.3. SERVICIOS COMPLEMENTARIOS EN EL SEIN

La función principal del sistema de potencia es el suministro de energía eléctrica a todos los consumidores, esta función se debe llevar a cabo satisfaciendo condiciones de confiabilidad, seguridad y de calidad. Por lo que el sector eléctrico tuvo la necesidad de tener algunos servicios complementarios para permitir al sistema de transmisión poder llevar la energía eléctrica de las fuentes generadoras a los puntos de consumo, permitiendo además al operador del sistema cumplir su responsabilidad y principalmente mejorar la confiabilidad del sistema y manteniendo la calidad.

Los servicios complementarios son utilizados para las siguientes tareas:

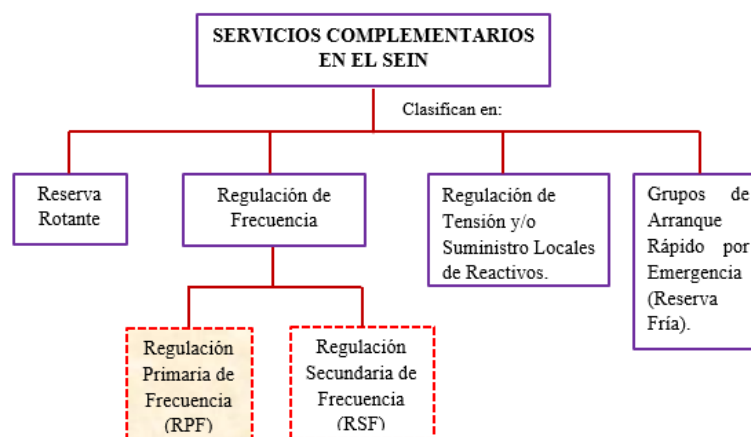
- ✓ Mantener la frecuencia del sistema dentro de ciertos límites
- ✓ Controlar el perfil de voltaje.
- ✓ Mantener la estabilidad del sistema.
- ✓ Restablecer el sistema o porción del sistema después de un blackout.

La Norma Técnica para la Coordinación de la Operación en Tiempo Real de los Sistemas Interconectados (NTCOTRSI) define: que a los Servicios Complementarios como aquellos servicios para apoyar la operación eficiente del sistema de modo que el suministro de energía eléctrica a los usuarios se efectúe con seguridad, confiabilidad y calidad.

2.3.1. RELACIÓN DE LOS SERVICIOS COMPLEMENTARIOS EN EL SEIN.

Los servicios complementarios considerados en la Norma Técnica para la Coordinación de la Operación en Tiempo Real de los Sistemas Interconectados (NTCOTRSI) se muestran en la Figura siguiente.

Figura 27: Relación de los servicios complementarios en el SEIN.



Elaboración: Propia.

2.3.2. RESERVAS DE POTENCIA EN LA NORMATIVA PERUANA.

Al respecto, la NTCOTRSI puntualiza la definición amplia de Servicios Complementarios contenida en la definición 31 del Artículo 1° de la Ley N° 28832, señalando que en el caso de las reservas se clasifican en reserva rotante y reserva fría.

Reserva Rotante. Se refiere a la diferencia entre la sumatoria de las capacidades disponibles de las unidades sincronizadas y la sumatoria de sus potencias entregadas al Sistema, ambas en un momento dado. El COES debe proponer su magnitud anualmente a OSINERGMIN a más tardar el 31 de octubre para su entrada en vigencia el 01 de enero del siguiente año (Propuesta de Procedimiento Técnico N° 22 “Reserva Rotante para Regulación Secundaria de Frecuencia” Informe OSINERGMIN N° 0027-2014-GART, 2014).

La Reserva Rotante es requerida para efectos de regulación primaria y regulación secundaria de frecuencia.

Reserva Fría. Se refiere a la potencia total disponible de los grupos generadores en reserva que se encuentran fuera de servicio, incluye a los grupos de arranque rápido por emergencia, y que permite disponer de generación que pueda ser puesta en funcionamiento en un tiempo máximo de 10 minutos, a fin de prevenir estados de emergencia en el sistema (Propuesta de Procedimiento Técnico N° 22 “Reserva Rotante para Regulación Secundaria de Frecuencia” Informe OSINERGMIN N° 0027-2014-GART, 2014).

2.3.3. REGULACIÓN DE FRECUENCIA.

Acciones necesarias para corregir y mantener la frecuencia dentro de las tolerancias permisibles definidos para el sistema. El coordinador establece la frecuencia de consigna y las empresas generadoras son responsables a través de sus centros de control, de efectuar la regulación de la misma, siguiendo las disposiciones del coordinador. 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 complementaria (Definiciones COES, 2016).

2.3.4. REGULACIÓN DE TENSIÓN Y/O SUMINISTRO LOCALES DE REACTIVOS.

Acciones necesarias para mantener los niveles de tensión dentro de las tolerancias permisibles definidos para el sistema. La responsabilidad de la regulación de tensión de cada área corresponde en un primer nivel a los centros de control (CC), tomando acción sobre los equipos de generación y compensación de potencia reactiva (COES SINAC, 2017).

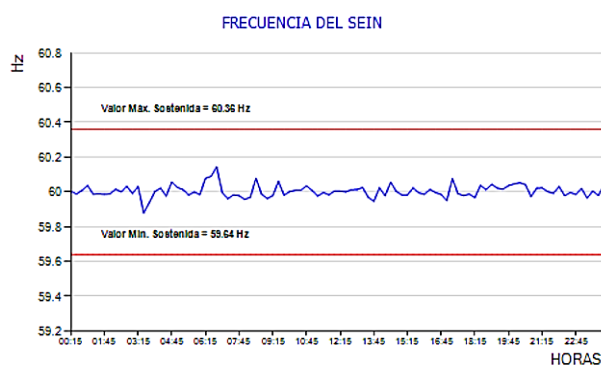
2.3.5. GRUPOS DE ARRANQUE RÁPIDO POR EMERGENCIA (RESERVA FRÍA).

Se refiere a la potencia total en reserva disponible de los grupos generadores de arranque rápido por emergencia que se encuentran fuera de servicio, con el objeto de compensar las reducciones súbitas de generación o atender los incrementos súbitos de la demanda.

2.4. LA FRECUENCIA EN EL SEIN

La frecuencia de referencia nominal del Sistema Interconectado Nacional es de 60 Hz, el cual es fluctuante y oscila entre los límites de operación en estado normal de la frecuencia de $\pm 0.6\%$ de su valor de referencia nominal que esta entre el rango de 59.64 Hz a 60.36 Hz; como se muestra en la figura:

Figura 28: Comportamiento de la frecuencia en el SEIN del día 27.07.2015



Fuente: www.coes.org.pe

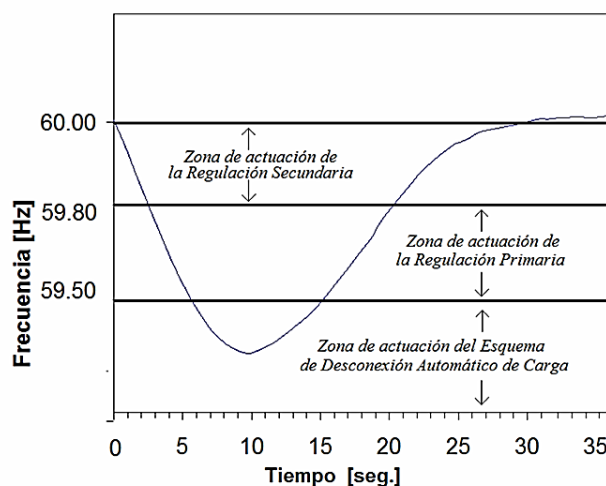
2.4.1. CONTROL DE FRECUENCIA EN EL SEIN.

Para el control de la frecuencia del SEIN el Comité de Operación Económica del Sistema dispone con GPS instalados en distintas subestaciones del sistema (GPS San Juan, GPS Tumbes, GPS Malacas, GPS La Oroya, GPS Chiclayo, GPS Socabaya, GPS Calana, GPS San Gabán, GPS Ilo, GPS Dolorespata, GPS Chimbote, GPS Pucallpa y GPS Piura), con la finalidad de medir, controlar e identificar las posibles fallas en el sistema (COES SINAC, 2017).

2.5. COMPORTAMIENTO DE FRECUENCIA ANTE UN EVENTO.

A continuación, se muestra las acciones que se toman en el SEIN para restablecer la frecuencia a su punto de operación, luego de ocurrido un evento.

Figura 29: Variación de frecuencia ante un evento y acciones de control.



Fuente: Curso Estabilidad de Frecuencia (Los Expertos en Mercados Xm, 2007).

La Figura 29, muestra las acciones de control de la frecuencia ante un evento en el sistema, y como el ERACMF, la RPF y la RSF, llevan de un estado de emergencia a un estado de operación normal, luego de ocurrido un evento que genera una caída en la frecuencia. Gresia M. (2016) indica que “la regulación de frecuencia tanto primaria y secundaria deben actuar inmediatamente debido a que las generadoras tienen esquemas especiales de protección de frecuencia que se denominan Esquema de Rechazo Automático de Carga por Mínima Frecuencia (ERACMF) y Esquema de Desconexión Automática de Generación por Sobre frecuencia (EDAGSF)”.

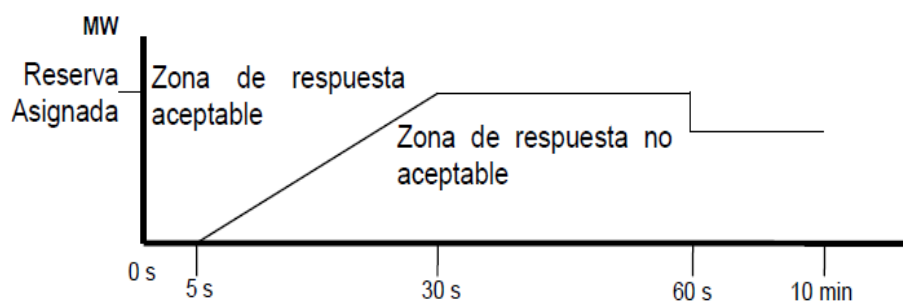
2.6. REGULACIÓN PRIMARIA DE FRECUENCIA EN EL SEIN.

Este servicio de regulación primaria de frecuencia en el SEIN es un servicio complementario y de carácter obligatorio para las centrales de generación con potencia mayores a 10 MW y no está sujeto a compensación alguna. exonerándose de esta

obligación, las centrales con RER cuya fuente de energía primaria sea eólica, solar o mareomotriz (Procedimiento N° 21 COES, 2017).

La respuesta de las unidades de generación ante una disminución de frecuencia es la siguiente: Tomando la frecuencia de referencia de 60 Hz, ante un evento que ocasione un déficit de generación (tiempo= cero) igual o mayor a la Reserva Rotante para Regulación Primaria de Frecuencia del SEIN, la potencia asignada a una unidad de generación para RPF debe comenzar a ser aportada en los 5 primeros segundos y llegar a su valor de aporte asignado antes de los 30 segundos después de ocurrido dicho evento. Durante la operación del sistema, esta potencia asignada para RPF debe ser sostenida hasta por 30 segundos adicionales luego de una falla que provoque un déficit de generación igual al margen asignado para RPF (Procedimiento N° 21 COES, 2017). A partir de los 30 segundos el aporte de RPF podrá descender en 15%. Esta Potencia debe ser sostenible por 10 minutos (Procedimiento N° 21 COES, 2017).

Figura 30: Característica de respuesta de RPF en el SEIN.



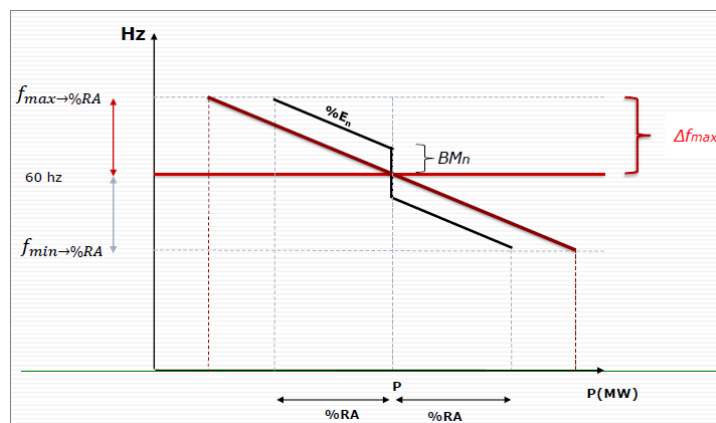
Fuente: (Procedimiento N° 21 COES, 2017).

En la actualidad, en el sistema eléctrico peruano se establece una serie de requisitos técnicos inherentes para prestar el servicio de regulación primaria de frecuencia, entre ellas la operación con el regulador de velocidad en modalidad estatismo y cuyo parámetro es configurado dentro de un rango de 4% a 5% y la banda muerta ajustada en una magnitud igual o inferior a $\pm 0,05\%$ de la frecuencia de referencia ($\pm 0,030$ Hz).

2.6.1. BANDA MUERTA EN EL SEIN

Huaman M. (2016), indica que la banda muerta es un rango de frecuencia en el cual se inhibe la actuación del regulador de velocidad. Es decir, es el rango de frecuencia donde el regulador de velocidad no actúa (...).

Figura 31: Zona de Banda Muerta de un Regulador de Velocidad.



Fuente: (COES SINAC, 2015). Presentación del PR. N° 21.

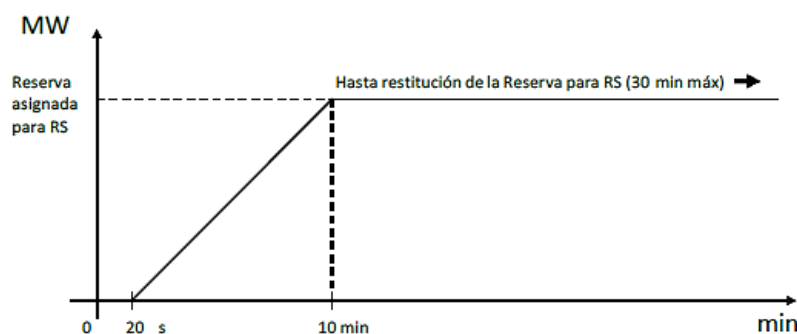
2.7. REGULACIÓN SECUNDARIA DE FRECUENCIA EN EL SEIN.

La Regulación Secundaria de Frecuencia es un Servicio Complementario del SEIN, que permite ajustar la generación con el objetivo de mantener la frecuencia en el sistema en su valor de referencia y, eventualmente y de manera simultánea, mantener la potencia neta de intercambio con otros sistemas en su valor programado. La RSF es prestada por agrupaciones de generadores que físicamente pueden prestar el servicio a través de sus respectivas Unidades de Generación previamente calificadas para ello y es de carácter voluntario y compensado (Procedimiento N° 22 COES SINAC, 2017).

La característica de respuesta exigida en el SEIN, es la siguiente: ante un evento que ocasione un déficit/superávit de generación igual o mayor a la magnitud de Reserva para Regulación Secundaria programada, la respuesta para la Regulación Secundaria se inicia en los siguientes 20 segundos después de ocurrido el evento, estará completamente disponible en los siguientes 10 minutos y a partir de este momento, podrá sostenerse hasta

por 30 minutos adicionales, momento en que se restituirá la reserva asignada para RS, mediante la modificación del programa de operación (Procedimiento N° 22 COES SINAC, 2017).

Figura 32: Característica de Respuesta Para la Regulación Secundaria de Frecuencia en el SEIN.



Fuente: (Procedimiento N° 22 COES SINAC, 2017).

2.8. ESQUEMAS ESPECIALES DE PROTECCIÓN EN EL SEIN.

Existen otros mecanismos adicionales de protección en el SEIN tales como el rechazo automático de carga y el rechazo automático de generación que también ayudan a regular la frecuencia del sistema, pero este esquema es la última instancia que se tiene cuando los 3 tipos de regulación de frecuencia fallen; es decir cuando el SEIN esté a punto de colapsar ante la ocurrencia de eventos de perturbación de frecuencia causados por déficit o superávit de generación.

2.8.1. ESQUEMA DE RECHAZO AUTOMÁTICO DE CARGA POR MÍNIMA FRECUENCIA (ERACMF).

Si el déficit de generación provocado por un evento es grande, los recursos de control de frecuencia descritos son insuficientes y la frecuencia cae, activándose las protecciones de mínima frecuencia en unidades de generación (...), agravándose el déficit de generación y la caída de la frecuencia. Como consecuencia se produce un colapso por

frecuencia cuyo resultado es la interrupción total del suministro eléctrico y posiblemente daño en el equipamiento no protegido (Zárate Céspedes & Ramírez Arcelles, 2011)

Una medida necesaria para prevenir el colapso por frecuencia es el Rechazo de Carga por Mínima Frecuencia. Este medio de defensa pertenece a la categoría de Protecciones Sistémicas y consiste en la desconexión de parte de la demanda para permitir la subsistencia del resto del sistema eléctrico después del evento (Zárate Céspedes & Ramírez Arcelles, 2011).

El Esquema de Rechazo Automático de Carga por Mínima Frecuencia (ERACMF) en el SEIN está constituido por varias etapas que tienen ajustes para desconectar bloques de carga en cada etapa por umbral de frecuencia de 59.0 Hz como frecuencia de inicio para el ERACMF y/o por gradiente de frecuencia.

2.8.2.DESCONEXIÓN AUTOMÁTICA DE GENERACIÓN POR SOBRE FRECUENCIA (EDAGSF).

Los Esquemas de Desconexión Automática de Generación por sobre-frecuencia (EDAGSF), son Esquemas Especiales de Protección para evitar que los sistemas de potencia operen a valores altos de frecuencia. Se tiene que para eventos imprevistos que provoquen desbalances de generación – carga (superávit de generación), donde la respuesta natural del Sistema y la Regulación Primaria de Frecuencia no sea suficiente en los primeros segundos de ocurrido el evento para llevar la frecuencia del Sistema a valores normales de operación, la necesidad de implementar un EDAGSF, y así evitar que otras unidades de generación desconecten por sus protecciones de sobre-frecuencia (Rodríguez Castillo, 2008, pág. 13).

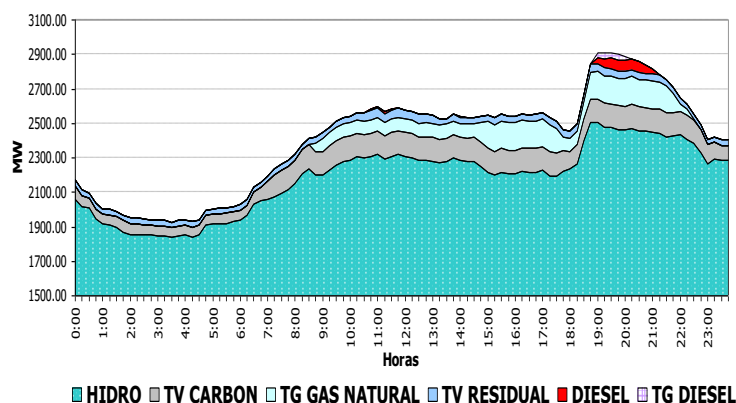
El Esquema de Desconexión Automática de Generación por sobre-frecuencia (EDAGSF) en el SEIN está constituido por varias unidades de generación a desconectar

por umbral de inicio de frecuencia de 61.0 Hz para el EDAGSF y/o por gradiente de frecuencia aguas arriba.

2.9. PROGRAMACIÓN DE LA REGULACIÓN PRIMARIA DE FRECUENCIA EN EL DESPACHO ECONÓMICO

Se define como despacho económico de carga, al proceso por el cual se busca abastecer un consumo determinado al mínimo costo dado un parque generador en operación. Esto implica determinar una operación óptima de las unidades generadoras existentes y sincronizadas en el sistema (...). (Umetzu Caballero, 2011).

Gráfico 1: Diagrama de carga diario- despacho al mínimo costo.



Fuente: (Cesar Butrón, 2016). Curso Introducción a la Industria Eléctrica.

En el sistema eléctrico del Perú, el COES es el ente que realiza el despacho de operación al mínimo costo utilizando una herramienta informática denominado “Modelo NCP” que implementa técnicas de optimización matemática, el cual determina la operación hidrotérmica de mínimo costo de operación cuyos datos de entrada requiere de la demanda, mantenimientos, hidrología, costos variables, combustibles y restricciones operativas adicionales. Utilizando este modelo y el abastecimiento de la demanda, se combina diversas centrales con diferentes tipos de tecnologías y recursos energéticos disponibles, tales como las hidráulicas, turbinas de vapor que usan carbón, turbinas de gas a gas natural, turbina de vapor que utiliza petróleo residual, motores que utilizan

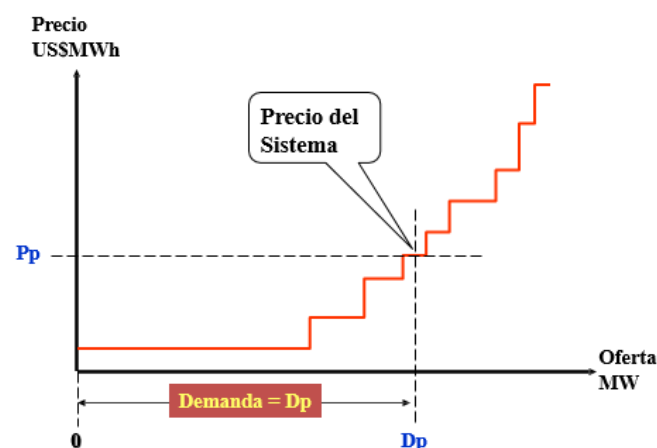
diésel y turbinas de gas que utiliza diésel, como se observa en el Gráfico 1 en la cual se aprecia un despacho a mínimo costo usando diversas tecnologías con características propias de operación, abasteciendo en primer lugar, las centrales hidroeléctricas y luego las centrales termoeléctricas, de menor a mayor costo de operación, las centrales más caras generalmente las centrales a diésel que son de mayor costo de operación operan en menor tiempo posible durante el día.

Además de cumplir con las necesidades de la demanda, el despacho económico considera restricciones operativas de cada unidad de generación, y para el caso de estudio, en la programación del despacho se considera la magnitud del margen de reserva rotante para regulación primaria de frecuencia, a las unidades responsables de brindar este servicio.

2.10. COSTO MARGINAL CMg

En economía y finanzas, el coste marginal o costo marginal es el cambio en el coste total que surge cuando la cantidad producida cambia por una unidad, es decir, incremento del coste total que supone la producción adicional de una unidad de un determinado bien (Umetzu Caballero, 2011).

Figura 33: Curva de Oferta – Costos Marginales.



Fuente: (Cesar Butrón, 2016). Curso Introducción a la Industria Eléctrica.

En el sector eléctrico el costo marginal es similar al de la economía y se define como el costo en que se incurre para producir una unidad adicional de energía, o alternativamente el ahorro obtenido al dejar de producir una unidad, considerando la demanda y el parque de generación disponible, este varía por barra.

El costo marginal del SEIN es determinado por el COES y son utilizados para las valorizaciones de transferencias entre los generadores por la compra y venta de energía activa en el mercado spot (mercado de corto plazo).

2.11. CALIDAD DE ENERGÍA ELÉCTRICA

La calidad de la energía se entiende cuando la energía eléctrica es suministrada a los equipos y dispositivos con las características y condiciones adecuadas que les permita mantener su continuidad sin que se afecte su desempeño ni provoque fallas a sus componentes (Tellez Ramirez, S/F).

En el Perú la calidad de producto suministrado al cliente se evalúa por las transgresiones de las tolerancias en los niveles de tensión, frecuencia y perturbaciones en los puntos de entrega que deben permanecer dentro de los rangos establecidos.

2.12. INDICADORES DE CALIDAD DE ENERGÍA ELÉCTRICA RESPECTO AL PARÁMETRO DE FRECUENCIA EN EL SEIN.

2.12.1. VARIACIONES SOSTENIDAS DE FRECUENCIA

De acuerdo a la NTCSE establece que “El indicador principal para evaluar la frecuencia de entrega, en un intervalo de medición (k) de quince (15) minutos de duración, es la Diferencia (Δf_k) entre la Media (f_k) de los Valores Instantáneos de la Frecuencia, medidos en un punto cualquiera de la red de corriente alterna no aislado del punto de entrega en cuestión, y el Valor de la Frecuencia Nominal (f_N) del sistema. Este

indicador, denominado Variaciones Sostenidas de Frecuencia, está expresado como un porcentaje de la Frecuencia Nominal del sistema:

$$\Delta f_k (\%) = (f_k - f_N) / f_N \cdot 100\% \quad (\text{expresada en: } \%) \quad \dots (\text{Ec. } 20)$$

-La Tolerancia de Variaciones Sostenidas de Frecuencia es: $\pm 0.6\%$ (± 0.36 Hz).

Se considera que la energía eléctrica es de mala calidad: si las Variaciones Sostenidas de Frecuencia se encuentran fuera del rango de tolerancias por un tiempo acumulado superior al uno por ciento ($1\% \cdot 4.24.30 = 28.8$) del Período de Medición (Norma Técnica De Calidad De Los Servicios Eléctricos, 1997)

2.12.2. VARIACIONES SÚBITAS DE FRECUENCIA (VSF):

Variaciones Súbitas de Frecuencia (VSF), por intervalos de un minuto, definido en función de la frecuencia instantánea $f(t)$:

$$\text{VSF} = \sqrt{(1/1\text{minuto}) \int_0^{1\text{minuto}} f^2_{(t)} \cdot dt - f_N^2} \quad (\text{expresada en: Hz}) \quad \dots (\text{Ec. } 21)$$

$f_{(t)}$: frecuencia en "t".

-La tolerancia de Variaciones Súbitas de Frecuencia es de: ± 1.0 Hz

Se considera que la energía eléctrica es de mala calidad si en un período de medición se produce más de una variación súbita excediendo la tolerancia establecida (NTCSE, 1997).

2.12.3. INTEGRAL DE VARIACIONES DIARIAS DE FRECUENCIA (IVDF):

Mide la desviación de la frecuencia en ciclos que sufrió la frecuencia durante un día respecto a la frecuencia nominal.

$$\text{IVDF} = \Gamma + \int_0^{24\text{Hrs}} [f_{(t)} - f_N] \cdot dt \quad (\text{expresada en: Ciclos}) \quad \dots (\text{Ec. } 22)$$

Γ : Es la suma algebraica de los valores de la integral que aparece como segundo término en el miembro derecho de la Fórmula, para cada uno de los días del año calendario, anteriores al día en que se evalúa la IVDF.

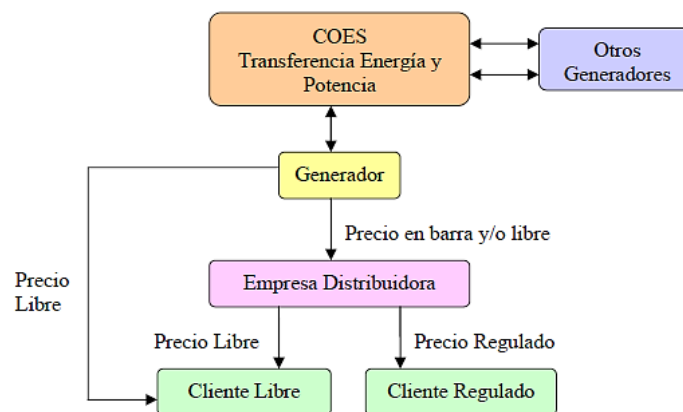
-La Tolerancia de Variaciones Diarias de Frecuencia es de: ± 600.0 Ciclos

Cabe precisar que en la presente tesis de investigación no se evalúa el indicador “Integral de Variaciones Diarias de Frecuencia (IVDF)”, debido a que este parámetro fue suspendido a partir del 01 de julio del 2014 convenientemente para una mejor aplicación de los procedimientos técnicos PR-21 y PR-22, referidos a la regulación primaria y secundaria de frecuencia, según lo establecido en el DS-N°032-2014-EM.

2.13. TIPOS DE MERCADO EN LA ESTRUCTURA ELÉCTRICA DEL PERÚ

El modelo peruano tiene una entidad sin fines de lucro denominada Comité de Operación Económica del Sistema (COES), como el ente coordinador o Pool. El COES realiza los despachos de energía a través de una programación por orden de mérito de las centrales hidráulicas y térmicas que están disponibles, de modo de abastecer la demanda tanto de los clientes regulados como la demanda de los clientes libres. De acuerdo con la Figura 34 hay diferentes tipos de precios al que se puede transar la energía, dependiendo de quienes son los agentes que intervienen en la transacción (Oyanguren Ramirez, 2007).

Figura 34: Modelo de Pool Peruano



Fuente: (Oyanguren Ramirez, 2007, pág. 13). Tesis

En el modelo peruano hay tres tipos de mercados (Ley 25844 de 1992), donde hay transacciones de la compra y venta de electricidad: el mercado Spot, el mercado de los clientes libres y el mercado de distribución:

2.13.1. MERCADO SPOT

Está constituido por todas las empresas generadoras y transmisoras que operan dentro del sistema eléctrico y tienen al COES como un ente coordinador del despacho físico para satisfacer la demanda del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional. Las empresas generadoras venden la energía que producen al costo marginal instantáneo (precio Spot), y sus excedentes de potencia al precio de barra de la potencia.

En este mercado se realizan transferencias de potencia y energía entre los generadores. La valorización de las transferencias de energía se efectúan al costo marginal de corto plazo (15 minutos) y que corresponde al costo variable (S/./kWh) de la central hidráulica o térmica que abastece la unidad adicional de energía en un momento determinado (Oyanguren Ramirez, 2007).

2.13.2. MERCADO LIBRE

En este mercado, los clientes denominados libres, efectúan sus transacciones con sus proveedores de energía a un precio pactado de común acuerdo y que se encuentra definido en sus respectivos contratos de suministro de energía. Podemos mencionar que, en este mercado, tanto los generadores como los distribuidores actúan como comercializadores (pues realizan las funciones de servicio de venta), debido a que pueden negociar el precio de la energía con los clientes libres (Oyanguren Ramirez, 2007).

2.13.3. MERCADO DE DISTRIBUCIÓN

El mercado de distribución está constituido por las empresas de distribución que son regulados (...). Los concesionarios de distribución están obligados a dar servicio a quien lo solicite dentro de su zona de concesión o a aquellos que lleguen a dicha zona con sus propias líneas, en un plazo no mayor de un año, asimismo están obligadas a tener contratos vigentes con empresas generadoras que le garanticen su requerimiento de

potencia y energía por los siguientes veinticuatro meses como mínimo (Oyanguren Ramirez, 2007).

De los tipos de mercados descritos en los párrafos precedentes, en la presente tesis se determinará el costo de oportunidad en el mercado spot debido a que en este mercado se realizan las transacciones de energía y potencia excedentes al costo marginal.

2.14. DEFINICIONES BÁSICOS

Esta sección cuenta con las principales definiciones de los términos utilizados en la presente tesis, cuyos términos y definiciones fueron extraídas del glosario de abreviaturas y definiciones utilizadas en los procedimientos técnicos del COES-SINAC.

Servicios complementarios: Servicios necesarios para asegurar el transporte de la electricidad desde la generación hasta la demanda en condiciones de calidad y fiabilidad.

Costo marginal de corto plazo: Costo de producir una unidad adicional de electricidad en cualquier barra del sistema de generación-transporte. Éste varía por barra o nodo.

Desconexión automática de generación: Desconexión automática de unidades de generación debido a una significativa variación de frecuencia con el objeto de evitar daños físicos a las unidades de generación.

Unidad de Generación. - Es el arreglo motor primo-generator y transformador asociado para las unidades térmicas, para el caso de las centrales hidroeléctricas se considera como unidad de generación la central en su conjunto.

Despacho: Ejecución de la operación en tiempo real, con acciones preventivas y/o correctivas dispuestas por el Coordinador con la finalidad de mantener el equilibrio entre la oferta y la demanda del Sistema.

Estado de Alerta: Estado en que el Sistema opera estacionariamente, manteniendo constantemente el equilibrio de potencia activa y equilibrio de potencia reactiva, pero las condiciones del sistema son tales que, de no tomarse acciones correctivas en el corto plazo, los equipos y/o instalaciones operarán con sobrecarga y las variables de control saldrán de los márgenes de tolerancia.

Al verificarse una transición al Estado de Alerta, el Coordinador y los Integrantes del Sistema deben realizar las coordinaciones y maniobras necesarias para que el Sistema pueda recuperar su Estado Normal, en el menor tiempo posible.

Estado de Emergencia: Se refiere a la condición en la que, por haberse producido una perturbación en el sistema la frecuencia y tensiones se apartan de valores normales y la dinámica que ha adquirido el Sistema amenaza su integridad, haciéndose necesario tomar medidas de emergencia tales como rechazo de carga o desconectar generación en forma significativa. En este estado se suceden acciones automáticas de protección y de rechazo de carga para aislar los elementos o porciones falladas del Sistema y estabilizarlo.

Estado normal: Es el estado en condición estacionario del sistema en la que existe un balance de potencia activa y un balance de potencia reactiva, los equipos de la red eléctrica operan sin sobrecarga y el sistema opera dentro de los márgenes de tolerancia permitidos para la frecuencia y tensión.

Estatismo permanente: Es la respuesta natural de la máquina en frecuencia a las variaciones de potencia. Se expresa en valores porcentuales.

Perturbación: El término se encuentra definido en la Norma Técnica para la Coordinación de la Operación en Tiempo Real de los Sistemas Interconectados (NTCOTRSI):

Se refiere a cualquier evento que altera el equilibrio de potencia activa o reactiva o el equilibrio de potencia reactiva del sistema.

Reserva para Regulación Primaria de Frecuencia (RRPF): Margen de reserva rotante en las centrales que responden automáticamente a variaciones súbitas de frecuencia en un lapso de 0 a 10 segundos. La variación de carga de la central debe ser sostenible al menos durante los siguientes 30 segundos.

Reserva Rotante: Se refiere a la diferencia entre la sumatoria de las capacidades disponibles de las unidades sincronizadas y la sumatoria de sus potencias entregadas al Sistema, ambas en un momento dado.

Sistema Interconectado Nacional (SINAC): Conjunto de líneas de transmisión y subestaciones eléctricas conectadas entre sí, así como los respectivos centros de despacho de carga, que permite la transferencia de energía eléctrica entre dos o más sistemas de generación, pertenecientes a los integrantes del COES.

Seguridad de Operación: Esta dada por la capacidad del sistema para superar exitosamente perturbaciones intempestivas.

Confiabilidad del Sistema: Se juzga por la capacidad para suministrar energía con continuidad a todos los consumidores.

Calidad: Calidad de un sistema de potencia hace referencia a la habilidad del operador para conservar las variables de frecuencia y voltaje dentro de los rangos establecidos.

Costo de Oportunidad: En economía, el coste de oportunidad o coste alternativo designa el coste de la inversión de los recursos disponibles a costa de la mejor inversión alternativa disponible, o también el valor de la mejor opción no realizada (Wikipedia).

Período de avenida: Período donde en forma cíclica se producen las precipitaciones pluviométricas con cierta regularidad, las que permiten almacenar los reservorios del sistema de generación hidráulica.

Para la aplicación de los procedimientos del COES, corresponde al periodo del 01 de diciembre al 31 de mayo

Período de estiaje: Período donde en forma cíclica se registra una disminución de precipitaciones pluviométricas y que origina la reducción de los caudales naturales, que para fines de operación del sistema hidráulico del SINAC, es posible complementarlos con un programa de descarga de reservorios.

Para la aplicación de los procedimientos del COES, corresponde al periodo del 01 de junio al 30 de noviembre.

2.15. HIPÓTESIS DE LA INVESTIGACIÓN

2.15.1. HIPÓTESIS GENERAL

Con la entrada en vigencia de la actualización del marco regulatorio de Regulación Primaria de Frecuencia 2014 mejoró significativamente la calidad de frecuencia y seguridad del sistema y por otro lado las empresas generadoras se ven afectadas económicamente.

2.15.2. HIPÓTESIS ESPECÍFICOS

- a) La actualización del marco regulatorio de Regulación Primaria de Frecuencia mejoró los indicadores de calidad de producto-frecuencia y por ende mejoró la calidad de frecuencia en el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional.

- b) La actualización del marco regulatorio mejoró en la rapidez y tiempo de Respuesta de la Regulación Primaria de Frecuencia ante eventos de desbalance generación-demanda en el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional.
- c) La actualización del marco regulatorio de Regulación Primaria de Frecuencia, ha provisto mayor margen de reserva rotante en el SEIN.
- d) Las centrales de generación con la entrada en vigencia de la actualización del marco regulatorio de Regulación Primaria de Frecuencia se han visto afectadas económicamente por la pérdida del costo de oportunidad en el mercado spot del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional.

2.16. OPERACIONALIZACIÓN DE VARIABLES.

Tabla 1: Operacionalización de Variables:

Variable dependiente	Variabes independientes	Dimensiones	Indicador
Impacto Técnico	Calidad de producto referente a la frecuencia del sistema.	Variaciones sostenidas de frecuencia (Δf_k).	%
		Variaciones súbitas de frecuencia (VSF).	Hz
	Respuesta de Regulación Primaria de Frecuencia.	Tiempo de respuesta de RPF.	Seg.
		Error de frecuencia.	%
Reserva Rotante para Regulación Primaria de Frecuencia en el SEIN		Margen de reserva para el periodo de avenida.	%
		Margen de reserva para el periodo de estiaje.	%
		Generación eléctrica.	MW
Impacto Económico	Valorización (costo de oportunidad).	Reserva rotante para RPF.	MWh
		Costo Marginal (CMg).	S/

Elaboración: Propia

CAPÍTULO III

MATERIALES Y MÉTODOS

3.1. TIPO Y DISEÑO DE INVESTIGACIÓN

La presente investigación es de tipo descriptiva ya que según lo explica Arias, (2012), “La investigación descriptiva consiste en la caracterización de un hecho, fenómeno, individuo o grupo, con el fin de establecer su estructura o comportamiento”.

Según Arias, (2012), “El diseño de investigación es la estrategia general que adopta el investigador para responder al problema planteado (...)”. De esta manera la estrategia adoptada para responder al problema planteado se basa en la búsqueda, recuperación, análisis, crítica e interpretación de datos, es decir, los datos obtenidos y registrados por fuentes documentales impresas, electrónicas y audiovisuales, registrados y emitidos por organismos oficiales, archivos, instituciones públicas y privadas. Por ello la presente investigación es de tipo no experimental - documental. Según Arias, (2012), menciona “La investigación experimental es un proceso que consiste en someter a un objeto o grupo de individuos, a determinadas condiciones, estímulos o tratamiento (variable independiente), para observar los efectos o reacciones que se producen (variable dependiente).”, por ello que la investigación realizada es no experimental.

3.2. POBLACIÓN Y MUESTRA DE LA INVESTIGACIÓN

3.2.1. POBLACIÓN:

El ámbito de estudio de la investigación es el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional, actualmente se encuentra administrado por el Comité de Operación Económica del Sistema (COES) y sus decisiones son de cumplimiento obligatorio para todos los agentes (Generadores, Transmisores, Distribuidores y Usuarios Libre). Su finalidad es coordinar la operación de corto, mediano y largo plazo, preservando la seguridad del sistema, el mejor aprovechamiento de los recursos energéticos, así como planificar el desarrollo de la transmisión del SEIN y administrar el Mercado de Corto Plazo.

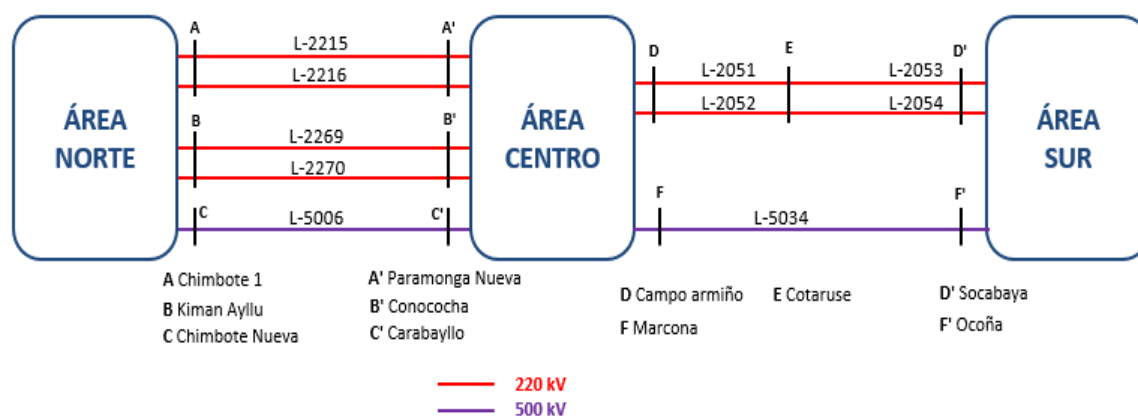
3.2.2. MUESTRA:

Según Arias, (2012), define: “La muestra es un subconjunto representativo y finito que se extrae de la población accesible”, por lo que para la presente investigación para determinar el tamaño de la muestra se utilizó el método muestreo no probabilístico Muestreo intencional u opinático en este caso los elementos son escogidos con base en criterios y juicios preestablecidos por el investigador.

3.3. UBICACIÓN Y DESCRIPCIÓN DEL ÁMBITO DE ESTUDIO

El Sistema Eléctrico Interconectado Nacional está constituido por áreas operativas área norte, área centro y área sur equipados con centrales de generación, redes de transmisión y redes de distribución, cubriendo una extensión geográfica importante del territorio nacional, recorriendo todo el litoral costero desde Tumbes por el norte, hasta Tacna por el sur, gran parte de la Sierra y en menor medida la selva (ver anexo: mapa del SEIN).

Figura 35: Áreas Operativas del SEIN.



Elaboración: Propia.

ÁREA NORTE

El área operativa norte se encuentra interconectado con el área operativa centro a través de tres enlaces de transmisión L-2215/L-2216 (Chimbote 1 – Paramonga Nueva), las líneas L-2269/L-2270 (Kiman Ayllu – Conococha) de 220 kV y la línea L-5006 (Chimbote Nueva – Carabayllo) de 500 kV. Con la puesta en servicio de la línea de 500 kV Trujillo (región la libertad) – La Niña (región Piura) en 2014, el área norte ha pasado a ser un sistema mallado desde la S.E. Chimbote hasta la S.E. Piura Oeste, los cuales están unidos a través de dos enlaces en 220 kV y un enlace en 500 kV. En la zona de Talara y Zorritos el área norte aún conserva una configuración radial.

ÁREA CENTRO

El área operativa centro se encuentra interconectado con el área operativa sur a través de dos enlaces de transmisión L-2051/L-2052/L-2053/L-2054 (Campo Armiño – Cotaruse – Socabaya) de 220 kV y un enlace en 500 kV, la línea L-5034 (Marcona – Ocoña). El área centro es un sistema enmallado en 220 kV y es el área donde se encuentra la mayor carga y oferta de generación del SEIN alcanzando una oferta de 7865.8 MW en el 2016.

ÁREA SUR

El área operativa sur se encuentra interconectado con el área operativa centro mediante dos enlaces de transmisión L-2051/L-2052/L-2053/L-2054 (Campo Armiño – Cotaruse – Socabaya) de 220 kV y un enlace en 500 kV, la línea L-5034 (Marcona – Ocoña). El área sur en gran parte tiene un sistema enmallado con líneas de 220 kV y líneas de 138 Kv. En esta área la oferta de generación es de 2752.6 MW. La demanda de la distribuidora Electropuno en Puno, Juliaca, Azángaro y Ayaviri es de 32 MW, 47 MW y 69 MW en mínima, media y máxima demanda en el 2016.

3.4. TÉCNICAS E INSTRUMENTO DE RECOLECCIÓN DE INFORMACIÓN

Según Arias, (2012), define la técnica de recolección de datos como “(...) las distintas formas o maneras de obtener información (...)” y respecto al instrumento define como “los medios materiales que se emplean para recoger y almacenar la información”. Por lo que la técnica e instrumento de obtener información y datos para la presente investigación se efectúa directamente en coordinación con los agentes del sector, mediante búsquedas y recolección de información documental y electrónicos, tales como informes técnicos, estudios, textos, revistas, tesis, visitas a instituciones oficiales relacionados al sector.

3.5. TÉCNICAS PARA EL PROCESAMIENTO Y ANÁLISIS DE DATOS

El desarrollo de tesis requiere el uso de programas informáticos para el procesamiento y tratamiento de la información y resultados. Se tiene el siguiente programa:

Microsoft Office Excel: Programa desarrollado para el manejo de hojas de cálculo, tratamiento de la información para desarrollar análisis estadísticos o técnicos complejos.

Minitab el cual es un programa de computadora diseñado para ejecutar funciones estadísticas básicas y avanzadas. Combina el uso de Microsoft Excel con la capacidad de ejecución de análisis estadísticos.

Simulink de Matlab: Es un entorno de programación visual, que funciona sobre el entorno de programación Matlab. El software de simulación ayuda a predecir un comportamiento de un sistema. Para ejecutar una simulación, se necesita un modelo matemático del sistema, que se puede expresar como un diagrama de bloques, un esquema, un diagrama de estados o incluso código.

3.6. CRITERIO DE EVALUACIÓN DE RESPUESTA DE REGULACIÓN PRIMARIA DE FRECUENCIA ANTE UNA FALLA EN EL SEIN.

Para la evaluación de respuesta de regulación primaria de frecuencia en el SEIN ante una falla que ocasione un desbalance entre la generación y carga se consideran fallas evaluables cuyas características son las siguientes.

La desconexión de una unidad de generación con potencia mayor a la reserva total de RPF del SEIN en el instante de ocurrido la falla, debido a que luego de la desconexión de potencia mayor a la reserva total del SEIN de acuerdo al procedimiento técnico del COES PR-21 debe iniciar el aporte de RRPF por parte de las unidades de generación cuya la característica de respuesta se muestra en la Figura 30: Característica de respuesta de RPF en el SEIN.

La frecuencia del SEIN en los últimos segundos previo a la desconexión de generación, debe verificarse que el valor de frecuencia sea igual o superior a 60 Hz, debido a que, si se cumple este criterio, los reguladores de velocidad de las unidades de generación responsables de realizar la regulación primaria, tendrán las condiciones adecuadas para que inicien de manera automática el aporte de RRPF total.

Para la evaluación solamente de respuesta de regulación primaria de frecuencia, la desconexión de la unidad de generación deberá ser de tal manera que no active el Esquema de Rechazo Automático de Carga por Mínima Frecuencia (ERACMF), ya que, si se activara el ERACMF, esto ayudaría en gran manera a llevar la frecuencia a su valor de operación normal y la regulación de frecuencia no estaría dado por solo regulación primaria, sino que también por el ERACMF.

Posteriormente de haber determinado la falla evaluable, se identifica el instante de falla y se utiliza la información de frecuencia reportada por el Comité de Operación Económica del Sistema, luego se realiza la gráfica de las señales de frecuencia del SEIN en periodos de un (01) segundo, tomando doce (12) segundos antes y noventa (90) segundos posteriores a la hora identificada de la falla evaluable.

Adicionalmente se grafica la característica de respuesta de aporte de reserva rotante de regulación primaria en el SEIN detallado en la Figura 30: Característica de respuesta de RPF en el SEIN, así mismo se grafica el rango de banda muerta según corresponde para cada año (ver Tabla 24) y los límites de operación normal de la frecuencia.

Para la evaluación de respuesta de regulación primaria de frecuencia, en la presente tesis se considera los parámetros de tiempo y desviación de frecuencia respecto a la nominal, logrado solamente por la actuación de regulación primaria de frecuencia, desde el instante en que culminó el aporte total de reserva asignada, hasta los 30 segundos adicionales. Adicionalmente se considera la frecuencia mínima y el tiempo registrado luego de ocurrido la falla evaluable en el SEIN.

3.7. TRANSACCIÓN DE ENERGÍA ACTIVA EN EL MERCADO SPOT DEL SEIN.

El COES es el comité encargado de determinar y valorizar las transferencias de energía activa entre generadores integrantes del COES en periodos mensuales, para la valorización de energía se realiza teniendo en consideración criterios establecidos en el procedimiento técnico PR-10 “Valorización de la Transferencia de Energía Activa”.

El procedimiento establece la información necesaria que deben remitir las empresas generadoras al COES para su verificación de consistencia de información que luego formará parte de las valorizaciones de energía, la información requerida son las siguientes:

- ✓ Potencias contratadas con sus clientes, punto de suministro y barra de transferencia.
- ✓ Entregas y retiros en barras de transferencia, en periodos de 15 minutos.

La valorización de las transferencias de energía activa se realiza en las barras de transferencias.

Para efectos de determinar las entregas se utilizan los registros de medidores de energía instalados en la barra de transferencia. En caso no se cuente con registros de medidor en la barra de transferencia, la producción de energía, menos los consumos de sus servicios auxiliares reflejado a la barra de transferencia multiplicando la energía por el factor de perdidas medias de transmisión entre los bornes de generación hasta la barra de transferencia aprobado por el COES a propuesta del generador integrante.

Para efectos de determinar los retiros, se utilizan los registros del medidor de energía instalado en la barra de transferencia (usuario).

Para ambos casos las entregas y retiros de cada generador integrante son valorizadas al costo marginal de corto plazo de cada barra de transferencia, determinándose el saldo de transferencia el resultado de la sumatoria de las valorizaciones de sus entregas menos la sumatoria de las valorizaciones de sus retiros. Adicionalmente en la valorización de energía activa se incluyen otras compensaciones como por ejemplo compensación por operación a mínimo técnico, operación por pruebas y otros.

Para determinar los pagos mensuales que debe efectuar cada generador integrante económicamente deficitario a los generadores integrantes económicamente excedentarios, se debe prorratear su saldo de transferencias neto en la proporción en que cada uno de estos participe en el saldo positivo total.

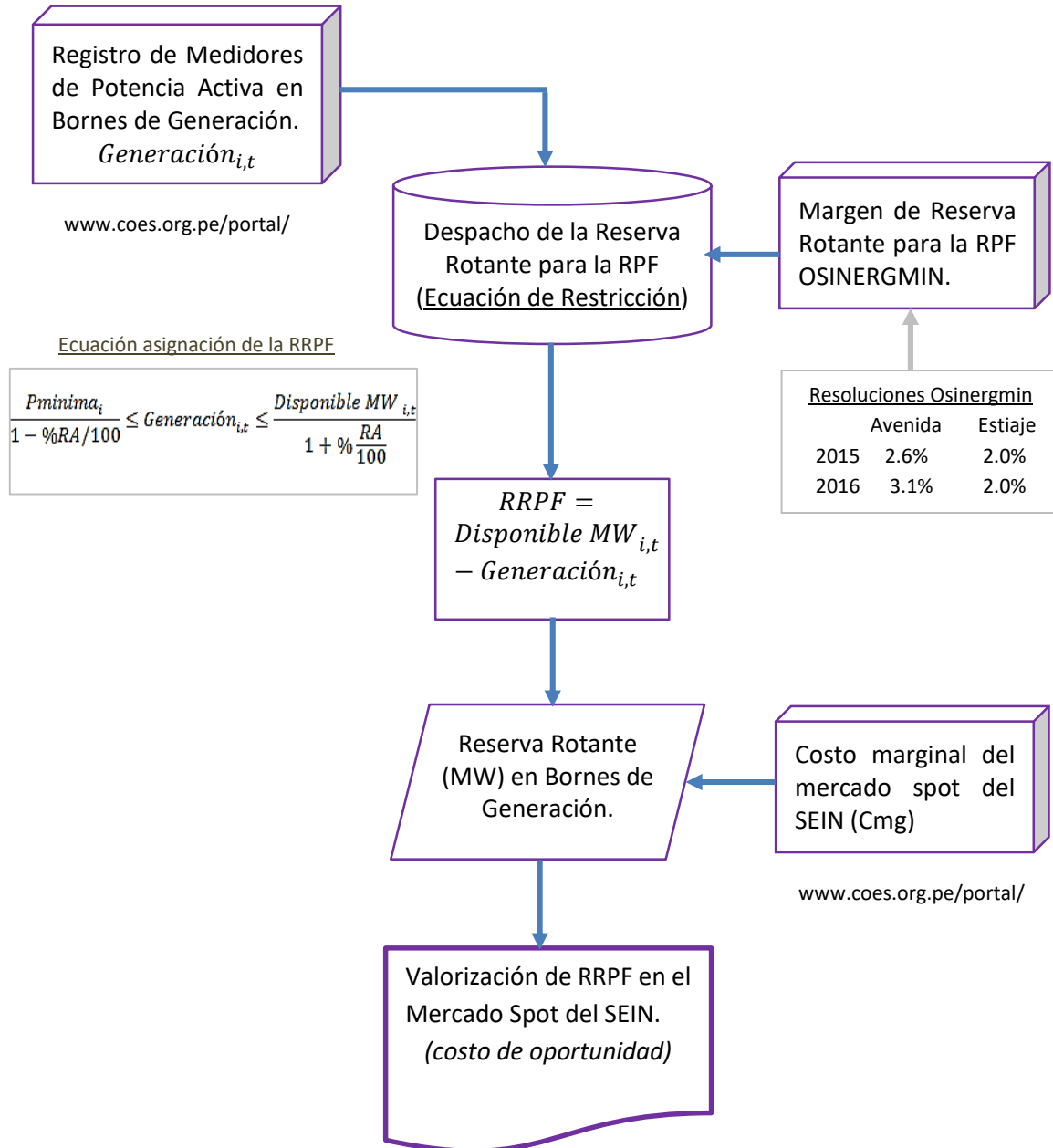
El informe final de VTEA es emitido por el COES en su portal de internet, el décimo (10) día calendario del mes siguiente al de la valorización.

3.8. CRITERIO DE VALORIZACIÓN DE LA RESERVA ROTANTE DE REGULACIÓN PRIMARIA DE FRECUENCIA EN EL MERCADO SPOT DEL SEIN.

En la Figura 36 siguiente, se muestra el flujograma del procedimiento práctico adoptado para la aplicación del proceso de cálculo de valorización en el mercado spot del SEIN de la Reserva Rotante destinado para Regulación Primaria de Frecuencia, considerando la metodología descrita según procedimiento técnico del COES PR-10 “Valorización de la Transferencias de Energía Activa”. Se debe precisar que, en la metodología adoptada se ha obviado el factor de pérdidas medias de energía desde los bornes de generación hasta la barra de transferencia (varia de 0 a 1), adicionalmente, se consideró el costo marginal promedio ponderado mensual en barra de referencia Santa Rosa emitidos por el COES, ya que actualmente de esta barra de referencia se expanden

los costos marginales hacia las demás barras de transferencias utilizando los denominados factores de pérdidas marginales determinados mediante el modelo NCP. Adicionalmente se consideró que todas las unidades de generación responsables de realizar la Regulación Primaria de Frecuencia cumplen con el servicio según el Procedimiento Técnico del COES “PR-21” y NTCOTRSI, Por lo descrito los cálculos efectuados reflejan claramente un aproximado en la pérdida de ingresos por pérdida de costo de oportunidad en el mercado spot del SEIN.

Figura 36: Flujograma del proceso de valorización de la Reserva Rotante para la Regulación Primaria de Frecuencia en el mercado spot del SEIN.



Elaboración: propia

3.9. SITUACIÓN ACTUAL DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL

En octubre del 2000, se produjo la interconexión del SICN con el SIS debido a la entrada en operación de la línea de transmisión Mantaro - Socabaya, el COES-SICN (Sistema Interconectado Centro Norte) incorporo a las empresas integrantes del COES-SUR, así como a las empresas de transmisión (..), el COES –SICN modifica su estatuto y cambia su denominación a Comité de Operación Económica del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional COES-SINAC (Palomino Narvaez & Pumay Melgarejo, 2014).

3.9.1. CAPACIDAD EFECTIVA DE EMPRESAS DE GENERACIÓN DEL SEIN

El Sistema Eléctrico Interconectado Nacional está conformado por 52 empresas de generación eléctrica. En la Tabla 2 se muestra la capacidad efectiva anual por tipo de generación. A diciembre del 2016, la capacidad efectiva de las empresas de generación conformantes del SEIN ascendió a 12,078.11 MW, correspondiendo 4,858.19 MW (40.22%) a capacidad hidroeléctrica, 6,880.76 MW (56.97%) a capacidad termoeléctrica, 96.00 MW (0.79%) a capacidad solar y 243.16 MW (2.01%) a capacidad Eólico, habiendo un incremento total considerable de 25.63% de capacidad efectiva respecto al año 2015, dicho incremento se debe al ingreso de las C.H. CERRO DEL AGUILA (513.84 MW), C.H. CHAGLLA (460.70 MW), C.T. PUERTO BRAVO (631.81 MW) y otros.

Tabla 2: Capacidad efectiva por tipo de generación en MW.

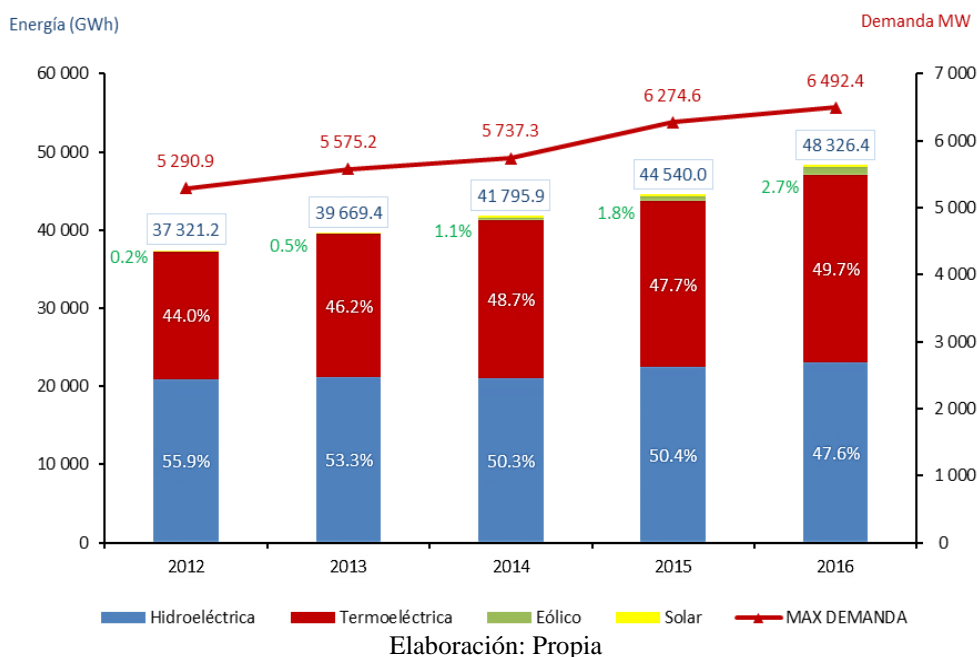
TIPO GENERACIÓN	2012	2013	2014	2015	2016	2016/2015 Inc. %
Total Hidroeléctrica	3,140.14	3,170.64	3,312.22	3,850.10	4,858.19	26.2%
Total Termoeléctrica	3,896.54	4,562.42	5,163.55	5,521.74	6,880.76	24.6%
Total Solar	80.00	80.00	96.00	96.00	96.00	0.0%
Total Eólico	0.00	0.00	146.01	146.01	243.16	66.5%
Total Potencia MW	7,116.68	7,813.07	8,717.78	9,613.85	12,078.11	25.6%
Incremento Anual (%)		9.79%	11.58%	10.28%	25.63%	
Crecimiento Medio Anual 2013-2016 (%) 15.63%						

Fuente: (COES. Capacidad efectiva a diciembre de cada año).

3.9.2. DEMANDA DE POTENCIA Y ENERGÍA EN EL SEIN

De acuerdo a los reportes emitidos del COES se registra que la demanda eléctrica ha tenido un crecimiento sostenido desde el año 2012 a diciembre del 2016, observándose un incremento medio anual de potencia y energía entre el 5.25% y 6.67%.

Gráfico 2: Evolución de producción de energía y máxima demanda del SEIN.

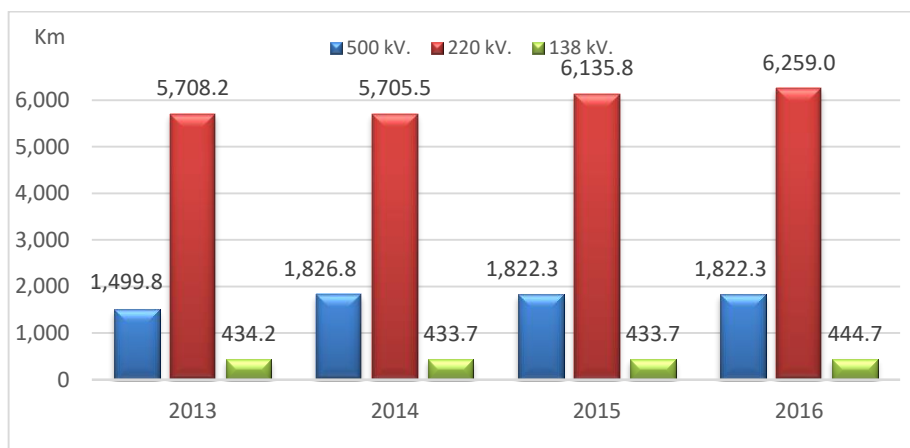


En el Gráfico 2 se presenta la evolución anual de potencia y energía desde el año 2012 al 2016 registrando 6,492.4 MW de máxima demanda de potencia ocurrido en diciembre, valor superior en 3.47 % respecto a la demanda máxima del año 2015 ocurrido en noviembre que fue 6,274.6 MW. Respecto a la demanda de energía fue de 48,326.4 GWh para el año 2016, notándose un crecimiento de 8.5% respecto al año 2015 que fue 44,540.04 GWh. Así mismo se debe mencionar que en el año 2016 se registró una mayor participación en la producción de energía eléctrica por parte de las unidades de generación térmica con el 49.7% y 46.7% de tipo de generación hidráulica, producto de la disminución del recurso hídrico en la época de estiaje, así mismo se observa el crecimiento en la participación por parte de la generación con recursos energéticos renovables tales como eólico y solar alcanzando el 2.7% de la participación en el 2016.

3.9.3. CRECIMIENTO DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN EN EL SEIN.

A continuación, se presente la evolución de la longitud de líneas del sistema principal de transmisión para los años 2013 al 2016, estos datos se tomaron del informe de estadística de operación anual emitidos por el COES.

Gráfico 3: Longitud de líneas del sistema principal de transmisión.



Fuente: Adaptado de estadísticas de operación emitido por el COES.

3.9.4. COSTOS MARGINALES DEL SEIN

Para la valorización de la reserva rotante para la RPF en el mercado spot se consideró los costos marginales del sistema promedio ponderado mensual en barra de referencia Santa Rosa según información emitidos por el COES.

Tabla 3: Costos marginales promedio mensual del SEIN (S/ /MWh)

Mes	Cmg-2012	Cmg-2013	Cmg-2014	Cmg-2015	Cmg-2016
Enero	56.31	49.88	60.32	43.16	38.14
Febrero	63.56	81.25	67.18	50.21	43.82
Marzo	106.28	51.05	96.39	52.89	41.14
Abril	70.45	49.70	78.94	40.98	43.41
Mayo	73.64	74.21	70.34	46.83	67.15
Junio	121.59	74.06	86.57	53.77	127.79
Julio	152.61	125.34	69.68	34.91	114.69
Agosto	91.59	97.51	78.01	69.58	64.25
Setiembre	94.59	78.64	68.99	46.69	93.78
Octubre	74.55	53.87	52.53	46.83	60.32
Noviembre	37.01	64.45	62.26	39.11	94.19
Diciembre	35.08	69.61	45.32	38.90	77.54
Promedios	81.44	72.46	69.71	46.99	72.19

Fuente: (COES. Estadísticas anuales de operación 2012 al 2016).

3.10. INDICADORES DE CALIDAD PRODUCTO - FRECUENCIA NTCSE.

A continuación, se presenta las transgresiones a los parámetros de variaciones sostenidas y variaciones súbitas de frecuencia, indicadores de calidad de producto frecuencia establecidos en la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos, para los años de evaluación 2013, 2015 y 2016.

3.10.1. TRANSGRESIÓN DE CALIDAD DE FRECUENCIA – 2013

En la Tabla 4: Resumen de transgresión al parámetro de variaciones sostenidas de frecuencia durante el año 2013. se muestra las transgresiones al parámetro variaciones sostenidas de frecuencia registras en diversos puntos del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional durante el año 2013, se observa un valor máximo de 31, 30 y 40 transgresiones al parámetro variaciones sostenidas de frecuencia en el área norte, área centro y área sur respectivamente.

Tabla 4: Resumen de transgresión al parámetro de variaciones sostenidas de frecuencia durante el año 2013.

PUNTO DE MEDICIÓN	ZONA	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Set	Oct	Nov	Dic	Total
TUMBES	NORTE	5	3	4	1	3	0	2	2	2	0	6	2	30
MALACAS	NORTE	5	3	4	1	3	0	2	2	2	0	7	2	31
CHICLAYO	NORTE	5	3	4	1	3	0	2	2	2	0	6	2	30
PIURA	NORTE	5	3	4	1	3	0	2	2	2	0	6	2	30
SAN JUAN	CENTRO	5	3	4	1	3	0	2	2	2	0	6	2	30
LA OROYA	CENTRO	5	3	4	1	3	0	2	2	2	0	6	2	30
CHIMBOTE	CENTRO	5	3	4	1	3	0	2	2	2	0	6	2	30
YARINACOCHA	CENTRO	5	3	4	1	3	0	2	2	2	0	6	2	30
SOCABAYA	SUR	5	2	4	1	3	0	2	2	2	0	5	2	28
SAN GABÁN	SUR	5	2	6	1	3	0	2	2	2	0	7	10	40
ILO	SUR	5	2	4	1	3	0	2	2	2	0	6	2	29
DOLORESPATA	SUR	5	2	4	1	3	2	2	2	2	0	6	2	31

Fuente: Adaptado de informes de calidad de frecuencia emitidos por el COES cada mes.

En la Tabla 5 se muestra por mes y zona las transgresiones al parámetro variaciones súbitas de frecuencia registradas durante el año 2013, donde se puede observar 19 transgresiones a este parámetro a consecuencia de formación de sistemas aislados en la zona sur del país.

Tabla 5: Resumen de transgresiones al parámetro de variaciones súbitas de frecuencia durante el año 2013.

PUNTO DE MEDICIÓN	ZONA	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Set	Oct	Nov	Dic	Total
TUMBES	NORTE	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
MALACAS	NORTE	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CHICLAYO	NORTE	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PIURA	NORTE	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
SAN JUAN	CENTRO	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
LA OROYA	CENTRO	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CHIMBOTE	CENTRO	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
YARINACOCHA	CENTRO	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
SOCABAYA	SUR	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
SAN GABÁN	SUR	0	0	3	0	0	0	0	5	0	0	4	7	19
ILO	SUR	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
DOLORESPATA	SUR	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Fuente: Adaptado de informes de calidad de frecuencia emitidos por el COES cada mes.

3.10.2. TRANSGRESIÓN DE CALIDAD DE FRECUENCIA – 2015

Para el año 2015 se presenta la Tabla 6 y Tabla 7 donde se muestra por zona y punto de medición las transgresiones a los parámetros de variaciones sostenidas y variaciones súbitas de frecuencia en el SEIN, respectivamente, en el 2015 se han presentado un total de transgresiones de variaciones sostenidas de frecuencia de, 4 en el área norte, 4 en el área centro y 5 en el área sur. Así mismo en este año no se presentaron variaciones súbitas de frecuencia en el área norte y centro, sin embargo, se presentaron 8 variaciones súbitas de frecuencia en el área sur.

Tabla 6: Resumen de transgresión al parámetro de variaciones sostenidas de frecuencia durante el año 2015.

PUNTO DE MEDICIÓN	ZONA	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Set	Oct	Nov	Dic	Total
TUMBES	NORTE	0	1	1	2	0	0	0	0	0	0	0	0	4
MALACAS	NORTE	0	1	1	2	0	0	0	0	0	0	0	0	4
CHICLAYO	NORTE	0	1	1	2	0	0	0	0	0	0	0	0	4
PIURA	NORTE	0	1	1	2	0	0	0	0	0	0	0	0	4
SAN JUAN	CENTRO	0	1	1	2	0	0	0	0	0	0	0	0	4
LA OROYA	CENTRO	0	1	1	2	0	0	0	0	0	0	0	0	4
CHIMBOTE	CENTRO	0	1	1	2	0	0	0	0	0	0	0	0	4
YARINACOCHA	CENTRO	0	1	1	2	0	0	0	0	0	0	0	0	4
SOCABAYA	SUR	0	1	1	2	0	0	0	0	0	0	0	0	4
SAN GABÁN	SUR	0	1	1	2	0	0	0	0	0	0	0	0	4
ILO	SUR	0	1	1	2	0	0	0	0	1	0	0	0	5
DOLORESPATA	SUR	0	1	1	2	0	0	0	0	0	0	0	0	4

Fuente: Adaptado de informes de calidad de frecuencia emitidos por el COES cada mes.

Tabla 7: Resumen de transgresiones al parámetro de variaciones súbitas de frecuencia durante el año 2015.

PUNTO DE MEDICIÓN	ZONA	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Set	Oct	Nov	Dic	Total
TUMBES	NORTE	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
MALACAS	NORTE	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CHICLAYO	NORTE	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PIURA	NORTE	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
SAN JUAN	CENTRO	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
LA OROYA	CENTRO	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CHIMBOTE	CENTRO	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
YARINACOCHA	CENTRO	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
SOCABAYA	SUR	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
SAN GABÁN	SUR	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ILO	SUR	0	0	0	0	0	0	0	0	8	0	0	0	8
DOLORESPATA	SUR	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Fuente: Adaptado de informes de calidad de frecuencia emitidos por el COES cada mes.

3.10.3. TRANSGRESIÓN DE CALIDAD DE FRECUENCIA – 2016.

Para el año 2016, se presenta las Tabla 8 y Tabla 9, se puede observar que durante el año 2016 se registraron una (1) transgresión al parámetro variación sostenida de frecuencia en el SEIN y 5 variaciones sostenidas en el sistema aislado en el área sur, que ocurrió en el mes de febrero y julio del año 2016.

Respecto al indicador de variaciones súbitas de frecuencia, en el 2016 se registró 7 y 26 transgresiones, que ocurrieron en el mes de febrero y julio debido a la formación de sistema aislado en el área sur a consecuencia de falla en las líneas de transmisión que interconecta el sub sistema San Gabán II, Mazuco y Puerto Maldonado.

Tabla 8: Resumen de transgresión al parámetro de variaciones sostenidas de frecuencia durante el año 2016.

PUNTO DE MEDICIÓN	ZONA	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Set	Oct	Nov	Dic	Total
TUMBES	NORTE	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1
MALACAS	NORTE	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1
CHICLAYO	NORTE	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1
PIURA	NORTE	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1
SAN JUAN	CENTRO	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1
LA OROYA	CENTRO	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1
CHIMBOTE	CENTRO	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1
YARINACOCHA	CENTRO	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1
SOCABAYA	SUR	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1
SAN GABÁN	SUR	1	1	0	0	0	0	4	0	0	0	0	0	6
ILO	SUR	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1
DOLORESPATA	SUR	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1

Fuente: Adaptado de informes de calidad de frecuencia emitidos por el COES cada mes.

Tabla 9: Resumen de transgresiones al parámetro de variaciones súbitas de frecuencia durante el año 2016.

PUNTO DE MEDICIÓN	ZONA	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Set	Oct	Nov	Dic	Total
TUMBES	NORTE	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
MALACAS	NORTE	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CHICLAYO	NORTE	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PIURA	NORTE	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
SAN JUAN	CENTRO	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
LA OROYA	CENTRO	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CHIMBOTE	CENTRO	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
YARINACOCHA	CENTRO	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
SOCABAYA	SUR	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
SAN GABÁN	SUR	0	7	0	0	0	0	26	0	0	0	0	0	33
ILO	SUR	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
DOLORESPATA	SUR	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Fuente: Adaptado de informes de calidad de frecuencia emitidos por el COES cada mes.

3.11. PRINCIPALES CAUSAS DE FALLAS ELÉCTRICAS EN EL SEIN.

A continuación, se presenta la Tabla 10, Tabla 11 y Tabla 12, resumen de fallas en el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional ocurridos durante los años 2013, 2015 y 2016 por tipo de equipo y causa, clasificados según el COES: fallas externas (EXT), fallas del sistema de protección (FEC), falla en los equipos (FEP), fallas humanas (FHU), fenómenos ambientales o naturales (FNA), falla no identificada (FNI) y fallas distintas a las anteriores (OTR).

Tabla 10: Resumen de fallas en el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional 2013.

TIPO DE EQUIPO	CAUSA							TOTAL
	EXT	FEC	FEP	FHU	FNA	FNI	OTR	
TOTAL LINEAS DE TRANSMISIÓN	26	48	5	9	331	201	141	761
TOTAL TRANSFORMADORES	2	15	1	5	4	7	6	40
TOTAL UNIDADES DE GENERACIÓN	148	252	5	17	4	81	22	529
TOTAL EQUIPOS DE COMPENSACIÓN REACTIVA	3	12	2	0	0	14	4	35
TOTAL BARRAS	6	8	1	4	1	6	3	29
TOTAL ESTADÍSTICA DE FALLAS 2013	185	335	14	35	340	309	176	1394

Fuente: COES, Estadística de operación 2013 COES, pág. 116.

Tabla 11: Resumen de fallas en el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional 2015.

TIPO DE EQUIPO	CAUSA								TOTAL
	EXT	FEC	FEP	FHU	FNA	OPE	FNI	OTR	
TOTAL LÍNEAS DE TRANSMISIÓN	10	45	3	6	345	0	204	71	684
TOTAL TRANSFORMADORES	4	14	6	4	1	0	18	4	51
TOTAL UNIDADES DE GENERACIÓN	35	296	7	18	8	0	80	6	450

Continua...

TOTAL EQUIPOS DE COMPENSACIÓN REACTIVA	0	7	0	0	0	0	3	2	12
TOTAL BARRAS	1	2	0	1	4	0	9	2	19
TOTAL CELDAS	0	3	2	3	0	0	2	0	10
TOTAL INTERRUPTOR	0	3	0	0	0	0	0	0	3
TOTAL INST. INTERNAS DE USUARIOS LIBRES	1	1	0	0	1	0	0	0	3
TOTAL ESTADÍSTICA DE FALLAS 2015	51	371	18	32	359	0	316	85	1232

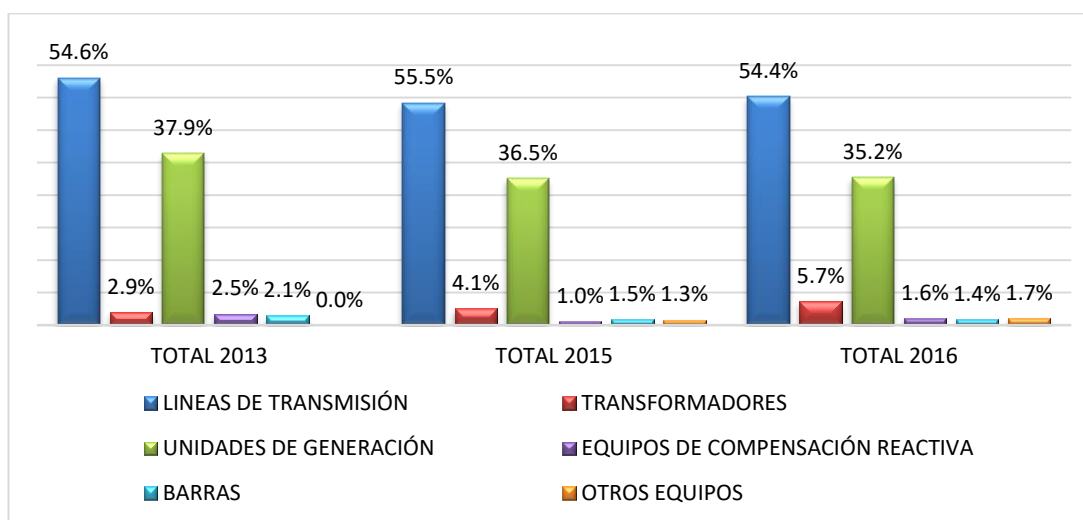
Fuente: COES. Estadística de fallas y factores de disponibilidad 2015.

Tabla 12: Resumen de fallas en el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional 2016.

TIPO DE EQUIPO	CAUSA							TOTAL
	EXT	FEC	FEP	FHU	FNA	FNI	OTR	
TOTAL LINEAS DE TRANSMISIÓN	12	31	0	12	415	105	129	704
TOTAL TRANSFORMADORES	6	30	0	6	3	21	8	74
TOTAL UNIDADES DE GENERACIÓN	44	335	0	22	5	42	7	455
TOTAL EQUIPOS DE COMPENSACIÓN REACTIVA	0	9	0	1	0	7	4	21
TOTAL BARRAS	2	4	0	3	1	3	5	18
TOTAL CELDAS	0	3	0	0	1	4	0	8
TOTAL INTERRUPTOR	0	2	0	1	0	3	0	6
TOTAL INST. INTERNAS USUARIOS LIBRES	0	0	0	0	1	2	0	3
TOTAL ACOPLAMIENTO	0	2	0	0	0	0	0	2
TOTAL STATCOM	0	2	0	1	0	0	0	3
TOTAL ESTADÍSTICA DE FALLAS 2016	64	418	0	46	426	187	153	1294

Fuente: COES, Estadística de operación 2016 COES, pág. 137.

Gráfico 4: Fallas en el SEIN por tipo de equipo 2013, 2015 y 2016.



Elaboración: Propia

Durante los años 2013, 2015 y 2016 se reportaron mayores índices de fallas en las Líneas de Transmisión del SEIN representando el 54.6%, 55.5% y 54.4% que son 761, 684 y 704 fallas durante los años 2013, 2015 y 2016, respectivamente. En segundo lugar,

se muestra mayores índices de fallas en las unidades de generación que representa el 37.9%, 36.5% y 35.2% que son 529, 450, y 455 fallas durante los años del 2013, 2015 y 2016, respectivamente. Posteriormente se identificaron fallas con menores índices en lo equipos de transformación, equipos de compensación reactiva, barras y demás equipos eléctricos del SEIN.

3.12. CENTRALES ELÉCTRICAS RESPONSABLES DE REALIZAR REGULACIÓN PRIMARIA DE FRECUENCIA EN EL SEIN.

Las centrales eléctricas en el SEIN responsables de realizar la regulación primaria de frecuencia a diciembre del 2016 fueron 68 centrales entre hidráulicas y térmicas, 14 centrales en el área norte que representa el 11.26%, 40 centrales en el área centro que representa 66.11% y 14 centrales en el área sur que representa 22.63%, notándose mayor capacidad efectiva de regulación primaria de frecuencia en el área centro del país.

Tabla 13: Centrales eléctricas responsables de realizar RPF en el SEIN al 2016.

ÁREA	CENTRAL ELÉCTRICA	EMPRESA	POTENCIA EFECTIVA MW	(%)
NORTE	C.H. CAÑÓN DEL PATO	EGENOR	265.57	2.28%
	C.T. RESERVA FRÍA PLANTA ETEN	PLANTA ETEN	223.29	1.92%
	C.T. RESERVA FRÍA DE PLANTA TALARA	ENELP	188.56	1.62%
	C.T. RECKA	CERRO VERDE	178.78	1.54%
	C.H. QUITARACSA	ENGIE	117.78	1.01%
	C.T. MALACAS	ENELP	104.37	0.90%
	C.H. CARHUAQUERO	EGENOR	94.53	0.81%
	C.H. GALLITO CIEGO	STATKRAFT	38.15	0.33%
	C.T. TABLAZO	SDE PIURA	26.43	0.23%
	C.H. LAS PIZARRAS	RIO DOBLE	19.20	0.16%
	C.T. MAPLE ETANOL	AURORA	16.06	0.14%
	C.T. TUMBES	ELECTROPERÚ	15.94	0.14%
	C.H. PÍAS	AYEPSA	11.99	0.10%
	C.H. POECHOS II	SINERSA	10.00	0.09%
TOTAL NORTE			1,310.66	11.26%
CENTRO	C.T. KALLPA	KALLPA	866.84	7.45%
	C.T. CHILCA1	ENGIE	805.69	6.92%
	C.H. MANTARO	ELECTROPERÚ	678.71	5.83%
	C.T. FÉNIX	FÉNIX POWER	569.97	4.90%
	C.H. CERRO DEL ÁGUILA	CERRO DEL ÁGUILA	513.84	4.41%
	C.T. VENTANILLA	ENELG	478.15	4.11%
	C.H. CHAGLLA	EGHUALLAGA	460.70	3.96%
	C.T. SANTA ROSA	ENELG	417.60	3.59%
	C.H. HUINCO	ENELG	267.83	2.30%

Continua... 87

	C.H. PLATANAL	CELEPSA	222.50	1.91%
	C.H. RESTITUCION	ELECTROPERÚ	219.44	1.89%
	C.T. SANTO DOMINGO DE LOS OLLEROS	TERMOCHILCA	201.45	1.73%
	C.T. LAS FLORES	KALLPA	196.75	1.69%
	C.H. CHEVES	STATKRAFT	176.35	1.52%
	C.T. AGUAYTIA	TERMOSELVA	176.29	1.51%
	C.H. CHIMAY	CHINANGO	154.77	1.33%
	C.H. MATUCANA	ENELG	137.02	1.18%
	C.H. YUNCAN	ENGIE	136.69	1.17%
	C.T. CHILCA2	ENGIE	114.04	0.98%
	C.H. YAUPI	STATKRAFT	113.69	0.98%
	C.H. HUANZA	EMGHUANZA	98.32	0.84%
	C.H. CALLAHUANCA	ENELG	84.17	0.72%
	C.T. PISCO	EGASA	70.30	0.60%
	C.H. MOYOPAMPA	ENELG	69.15	0.59%
	C.T. SAN NICOLÁS	SHOUGESA	64.03	0.55%
	C.H. MALPASO	STATKRAFT	48.02	0.41%
	C.H. CAHUA	STATKRAFT	45.38	0.39%
	C.H. YANANGO	CHINANGO	43.11	0.37%
	C.T. R.F. PUCALLPA	IYEPSAC	40.60	0.35%
	C.H. HUAMPANI	ENELG	30.85	0.27%
	C.T. OQUENDO	SDF ENERGÍA	29.38	0.25%
	C.T. INDEPENDENCIA	EGESUR	22.48	0.19%
	C.H. CHANCAY	SINERSA	20.00	0.17%
	C.H. RUCUY	EGERBA	20.00	0.17%
	C.H. RUNATULLO II	EGEJUNÍN	19.97	0.17%
	C.H. RUNATULLO III	EGEJUNÍN	19.97	0.17%
	C.H. HUANCHOR	HUANCHOR	19.77	0.17%
	C.T. R.F. PUERTO MALDONADO	IYEPSAC	18.30	0.16%
	C.T. PARAMONGA	AIPSAA	12.66	0.11%
	C.H. HUASAHUASI II	SANTA CRUZ	10.05	0.09%
TOTAL CENTRO			7,694.81	66.11%
SUR	C.T. PUERTO BRAVO	SAMAY	631.81	5.43%
	C.T. ILO4	ENGIE	610.69	5.25%
	C.T. RESERVA FRÍA DE PLANTA ILO	ENGIE	497.03	4.27%
	C.H. MACHUPICCHU	EGEMSA	168.83	1.45%
	C.H. CHARCANI V	EGASA	146.58	1.26%
	C.T. ILO2	ENGIE	141.90	1.22%
	C.H. SAN GABAN II	SAN GABÁN	115.73	0.99%
	C.T. ILO1	ENGIE	106.25	0.91%
	C.H. SANTA TERESA	LUZ DEL SUR	89.85	0.77%
	C.T. CHILINA	EGASA	50.25	0.43%
	C.T. MOLLENDO	EGASA	25.10	0.22%
	C.H. ARICOTA I	EGESUR	22.50	0.19%
	C.H. CHARCANI IV	EGASA	15.30	0.13%
	C.H. ARICOTA II	EGESUR	12.40	0.11%
TOTAL SUR			2,634.22	22.63%
TOTAL GENERAL			11,639.69	100.00%

Fuente: Adaptado de Estadística de Operación 2016 COES, págs. 24-28.

CAPÍTULO IV

RESULTADOS Y DISCUSIÓN

4.1. INDICADORES DE CALIDAD DE PRODUCTO-FRECUENCIA EN EL SEIN DE LOS AÑOS 2013, 2015 y 2016.

Dentro de los objetivos planteados, fue evaluar la mejora en la calidad de frecuencia en el sistema a través de los indicadores de calidad de producto frecuencia variaciones sostenidas y variaciones súbitas de frecuencia, para ello la información fue recopilada directamente de las empresas de generación.

INDICADOR DE VARIACIONES SOSTENIDAS DE FRECUENCIA

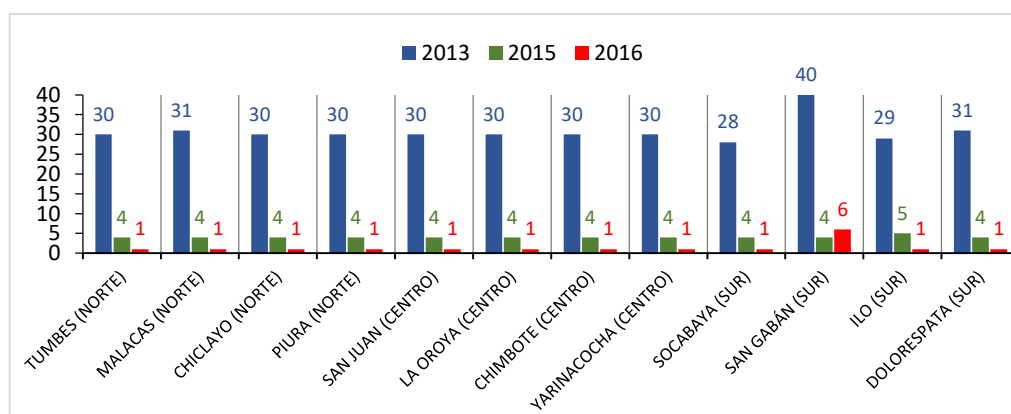
En la Tabla **14**, se observa una disminución en la transgresiones al parámetro de variaciones sostenidas de frecuencia, registrándose un promedio en el SEIN de 31, 4 y 1 en los años 2013, 2015 y 2016, respectivamente, lo que representa una disminución en el 2015 de -86.72% respecto al año 2013, en el año 2016 una disminución de -95.39% respecto al año 2013, y una disminución medio anual 2013-2016 en -64.15%, lo que implica que la operación del sistema eléctrico en los últimos dos años 2015 y 2016 ha mejorado notablemente manteniéndose la frecuencia eléctrica dentro de los márgenes de operación normal del sistema, y por ende ha mejorado la calidad de producto frecuencia.

Tabla 14: Variaciones sostenidas de frecuencia.

PUNTO DE MEDICIÓN	ZONA	2013	2015	2016	2015/2013	2016/2013	2016/2015
TUMBES	NORTE	30	4	1	-86.67%	-96.67%	-75.00%
MALACAS	NORTE	31	4	1	-87.10%	-96.77%	-75.00%
CHICLAYO	NORTE	30	4	1	-86.67%	-96.67%	-75.00%
PIURA	NORTE	30	4	1	-86.67%	-96.67%	-75.00%
SAN JUAN	CENTRO	30	4	1	-86.67%	-96.67%	-75.00%
LA OROYA	CENTRO	30	4	1	-86.67%	-96.67%	-75.00%
CHIMBOTE	CENTRO	30	4	1	-86.67%	-96.67%	-75.00%
YARINACOCHA	CENTRO	30	4	1	-86.67%	-96.67%	-75.00%
SOCABAYA	SUR	28	4	1	-85.71%	-96.43%	-75.00%
SAN GABÁN	SUR	40	4	6	-90.00%	-85.00%	50.00%
ILO	SUR	29	5	1	-82.76%	-96.55%	-80.00%
DOLORESPATA	SUR	31	4	1	-87.10%	-96.77%	-75.00%
PROMEDIO TOTAL		31	4	1	-86.72%	-95.39%	-65.31%

Elaboración: Propia.

Gráfico 5: Variaciones sostenidas de frecuencia.



Elaboración: Propia.

En el Gráfico 5, se muestra la evolución histórica del número de veces que la frecuencia eléctrica en intervalos de quince (15) minutos estuvo fuera del margen de tolerancia de $\pm 0.6\%$ (± 0.36 Hz) indicador variaciones sostenidas de frecuencia. Cabe mencionar que según el numeral 5.2.4 de la NTCSE menciona lo siguiente “Se considera que la energía eléctrica es de mala calidad, en cada caso: i) si las Variaciones Sostenidas de Frecuencia se encuentran fuera del rango de tolerancias por un tiempo acumulado superior al uno por ciento (1%) del Período de Medición”, considerando que el control de la calidad de producto frecuencia se lleva a cabo en períodos mensuales cuya medición es permanente durante el año, por lo que el 1% del periodo de medición anual es de 351

($1\% \cdot 4 \cdot 24 \cdot 365$) superior al valor máximo registrado en el SEIN lo que significa que existió transgresión al parámetro de variación sostenidas de frecuencia, sin embargo durante el año 2013, 2015 y 2016 no hubo mala calidad de energía eléctrica en el sistema.

VARIACIONES SÚBITAS DE FRECUENCIA

Respecto al indicador de variaciones súbitas de frecuencia, se presenta la Tabla 15 y Gráfico 6, como se puede observar, en el año 2013 se registrándose 19 transgresiones al parámetro de variaciones súbitas de frecuencia, debido a formación del Sistema Aislado conformado con las SS.EE. San Gabán II, Mazuko y Puerto Maldonado y la C.H. San Gabán II. En el año 2015 se registraron 8 variaciones súbitas de frecuencia, siendo éstas registradas en el sistema aislado del área sur conformado por las subestaciones de Ilo.

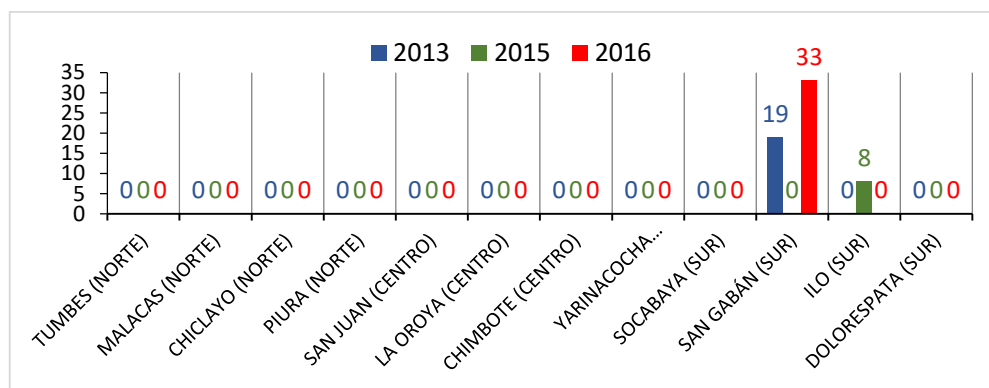
Las estadísticas para el 2016 reportaron treinta y tres (33) transgresiones al parámetro variaciones súbitas de frecuencia, de los cuales siete (7) se registraron debido a fallas ocurrida en las líneas de transmisión San Gabán – Azángaro y Azángaro - San Rafael originándose la formación del Sistema Aislado en el área Sur, y veintiséis (26) variaciones súbitas se reportaron por la formación de sistemas aislados conformados por las subestaciones San Gabán, Mazuco y Puerto Maldonado.

Tabla 15: Variaciones súbitas de frecuencia

PUNTO DE MEDICIÓN	ZONA	2013	2015	2016	2015/2013	2016/2013
TUMBES	NORTE	0	0	0		
MALACAS	NORTE	0	0	0		
CHICLAYO	NORTE	0	0	0		
PIURA	NORTE	0	0	0		
SAN JUAN	CENTRO	0	0	0		
LA OROYA	CENTRO	0	0	0		
CHIMBOTE	CENTRO	0	0	0		
YARINACOCHA	CENTRO	0	0	0		
SOCABAYA	SUR	0	0	0		
SAN GABÁN	SUR	19	0	33	-100.00%	73.68%
ILO	SUR	0	8	0		
DOLORESPATA	SUR	0	0	0		
TOTAL PROMEDIO		2	1	3	-57.89%	73.68%

Elaboración: Propia

Gráfico 6: Variaciones súbitas de frecuencia.



Elaboración: Propia.

ANÁLISIS:

La frecuencia eléctrica medidos en periodos de 15 minutos se mantuvo en el mayor tiempo posible dentro del margen de ± 0.36 Hz, oscilando fuera de este límite, 31 veces en promedio en el 2013, 4 veces en promedio el 2015 y 1 en promedio en el 2016, como se puede apreciar este indicador de variaciones sostenidas de frecuencia tuvo una disminución medio anual 2013-2016 de -64.15% como se muestra en el Gráfico 5, y respecto al indicador variaciones súbitas de frecuencia estos no se reportaron en todo el sistema durante los tres últimos años 2013, 2015 y 2016 sin embargo si se registraron en sistemas aislados del área sur San Gabán e Ilo.

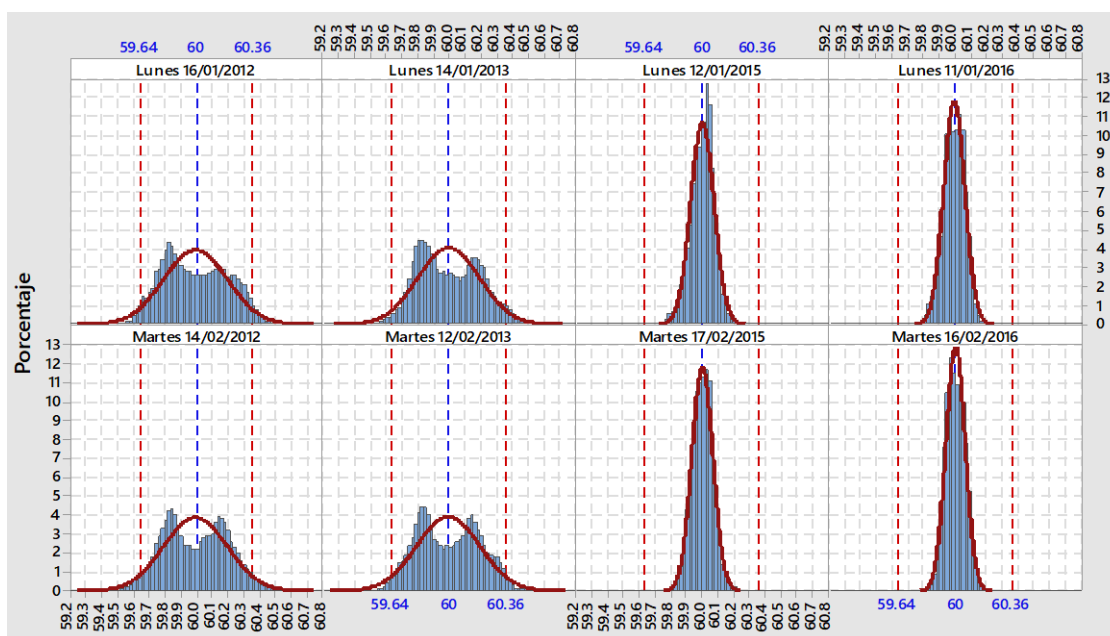
Los reportes de los indicadores de calidad de producto frecuencia en el SEIN a partir de la entrada en vigencia del vigente marco regulatorio de regulación primaria de frecuencia muestra una mejora significativa en la calidad de frecuencia eléctrica del sistema y por ende el beneficio de a la población peruana y el correcto funcionamiento de los equipos eléctricos del sistema de potencia.

DISTRIBUCIÓN DE LA FRECUENCIA ELÉCTRICA DEL SISTEMA

Para corroborar la mejora en la calidad de la frecuencia eléctrica del sistema de potencia a partir de la entrada en vigencia de la actualización del marco regulatorio de regulación primaria de frecuencia se realizó un análisis estadístico a la característica

importante de la evolución de la regulación de la frecuencia del SEIN, para ello se tomaron muestras de datos de la frecuencia eléctrica registrados en periodos de un (01) segundo durante días típicos para cada mes, correspondiente para cada año del 2012, 2013, 2015 y 2016, los criterios de selección de la muestra considera la estacionalidad de días típicos para cada mes y año correspondiente en cantidades similares de datos a fin de evitar sesgar los resultados. En los siguientes gráficos se muestra la distribución de la frecuencia eléctrica del SEIN.

Gráfico 7: Distribución de la frecuencia diaria enero y febrero.



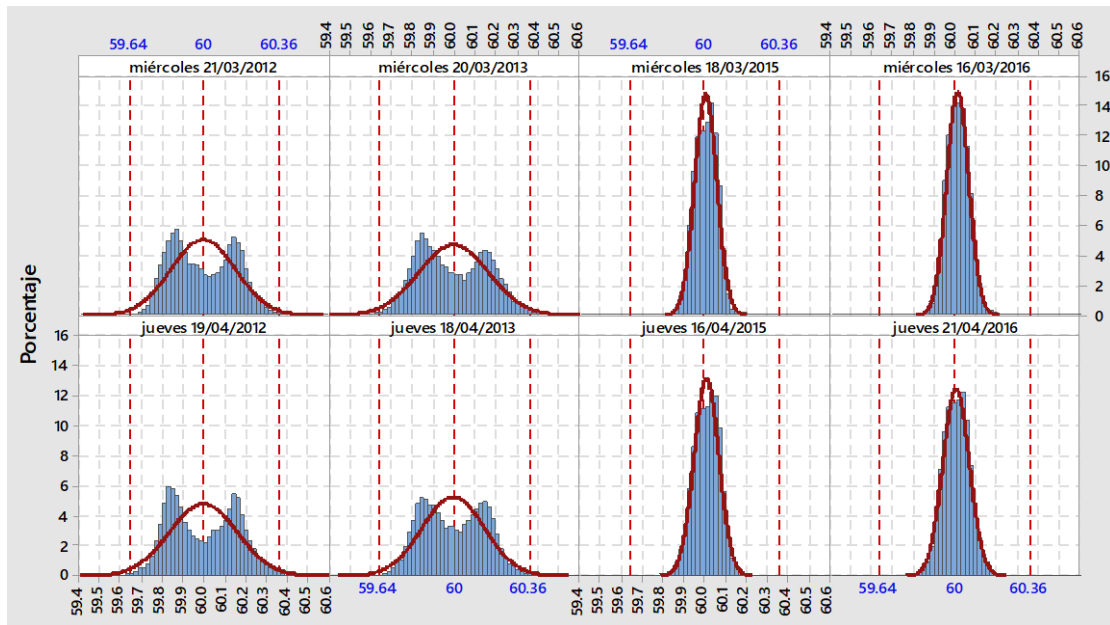
Elaboración: Propia.

Tabla 16: Medidas de posición, dispersión y de forma enero y febrero.

Día	N	Media	Desv.Est.	CoefVar	Asimetría	Curtosis
Lunes 16/01/2012	86400	60.00	0.20	0.34	0.14	-0.96
Lunes 14/01/2013	86400	60.00	0.20	0.33	0.20	-0.80
Lunes 12/01/2015	86400	60.00	0.07	0.12	-0.41	0.68
Lunes 11/01/2016	86400	59.99	0.07	0.11	-0.29	0.32
Martes 14/02/2012	86400	60.00	0.20	0.34	0.04	-0.74
Martes 12/02/2013	86400	60.00	0.20	0.34	0.05	-0.80
Martes 17/02/2015	86400	60.00	0.07	0.11	-0.09	0.82
Martes 16/02/2016	86400	60.00	0.06	0.10	0.15	0.07

Elaboración: Propia.

Gráfico 8: Distribución de la frecuencia diaria marzo y abril.



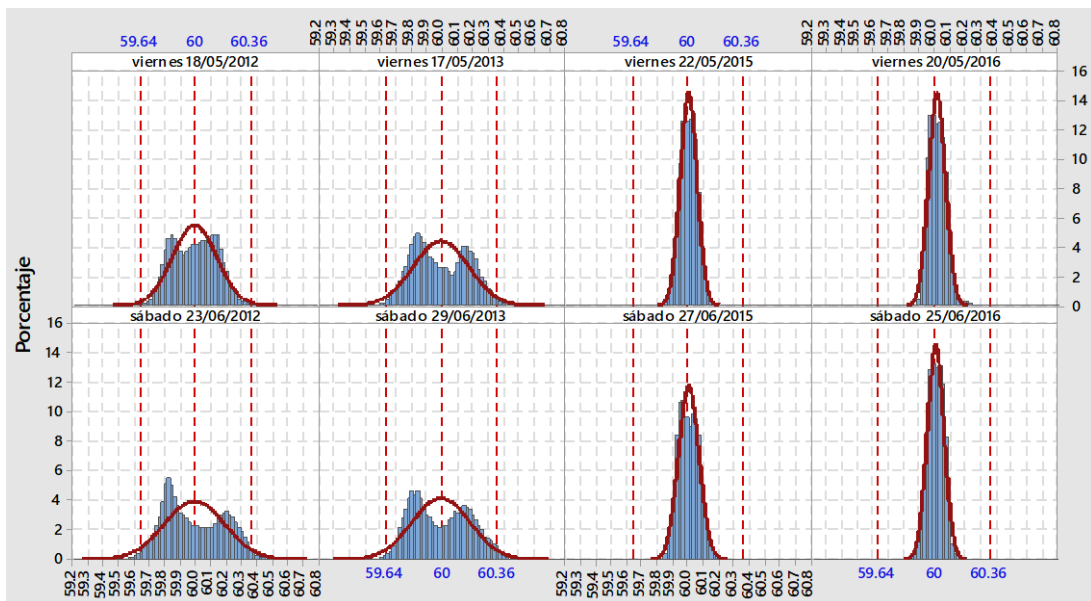
Elaboración: Propia.

Tabla 17: Medidas de posición, dispersión y de forma marzo y abril.

Día	N	Media	Desv.Est.	CoefVar	Asimetría	Curtosis
miércoles 21/03/2012	86400	60.00	0.16	0.26	0.13	-1.05
miércoles 20/03/2013	86400	60.00	0.17	0.28	0.20	-0.86
miércoles 18/03/2015	86400	60.01	0.05	0.09	-0.01	0.36
miércoles 16/03/2016	86400	60.01	0.05	0.09	-0.02	2.02
jueves 19/04/2012	86400	60.00	0.17	0.27	0.11	-1.05
jueves 18/04/2013	86400	60.00	0.15	0.25	0.11	-0.91
jueves 16/04/2015	86400	60.01	0.06	0.10	-0.14	0.05
jueves 21/04/2016	86400	60.00	0.06	0.11	-0.26	1.50

Elaboración: Propia.

Gráfico 9: Distribución de la frecuencia diaria mayo y junio.



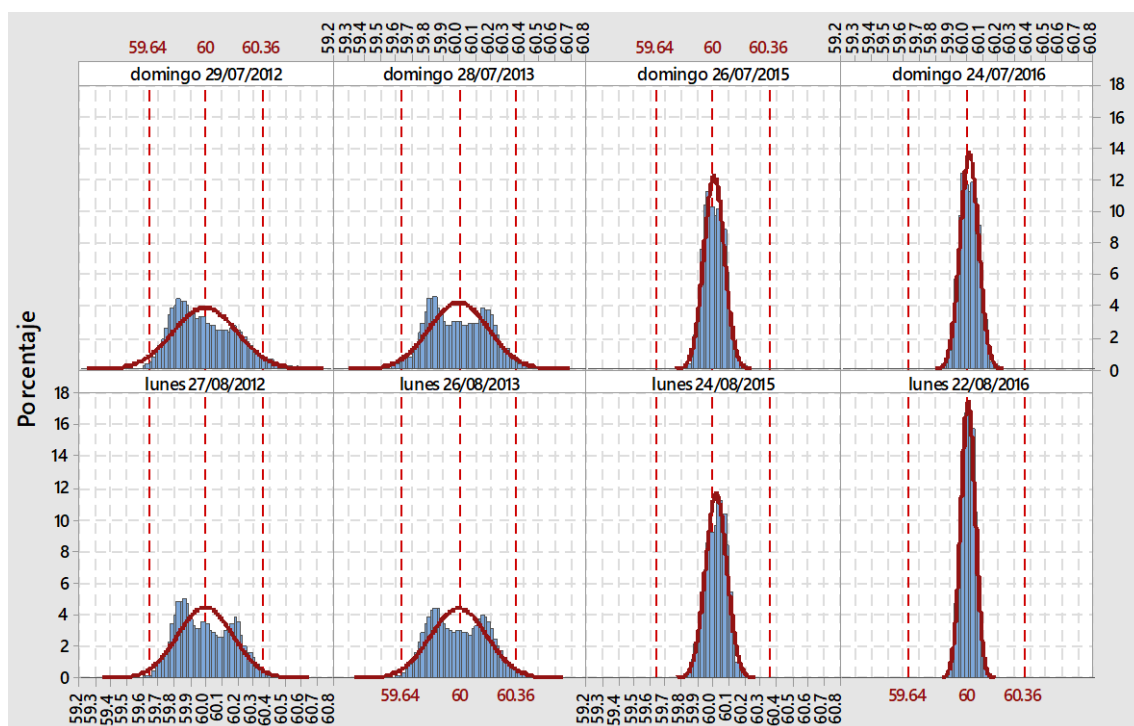
Elaboración: Propia.

Tabla 18: Medidas de posición, dispersión y de forma mayo y junio.

Día	N	Media	Desv.Est.	CoefVar	Asimetría	Curtosis
viernes 18/05/2012	86400	60.00	0.15	0.24	0.04	-0.77
viernes 17/05/2013	86400	60.00	0.18	0.30	0.14	-1.01
viernes 22/05/2015	86400	60.00	0.06	0.09	0.00	0.05
viernes 20/05/2016	86400	60.01	0.06	0.09	0.48	0.62
sábado 23/06/2012	86400	60.00	0.20	0.33	0.21	-0.98
sábado 29/06/2013	86400	60.00	0.19	0.32	0.17	-1.00
sábado 27/06/2015	86400	60.00	0.07	0.11	0.24	-0.07
sábado 25/06/2016	86400	60.00	0.05	0.09	-0.03	1.01

Elaboración: Propia.

Gráfico 10: Distribución de la frecuencia diaria julio y agosto.



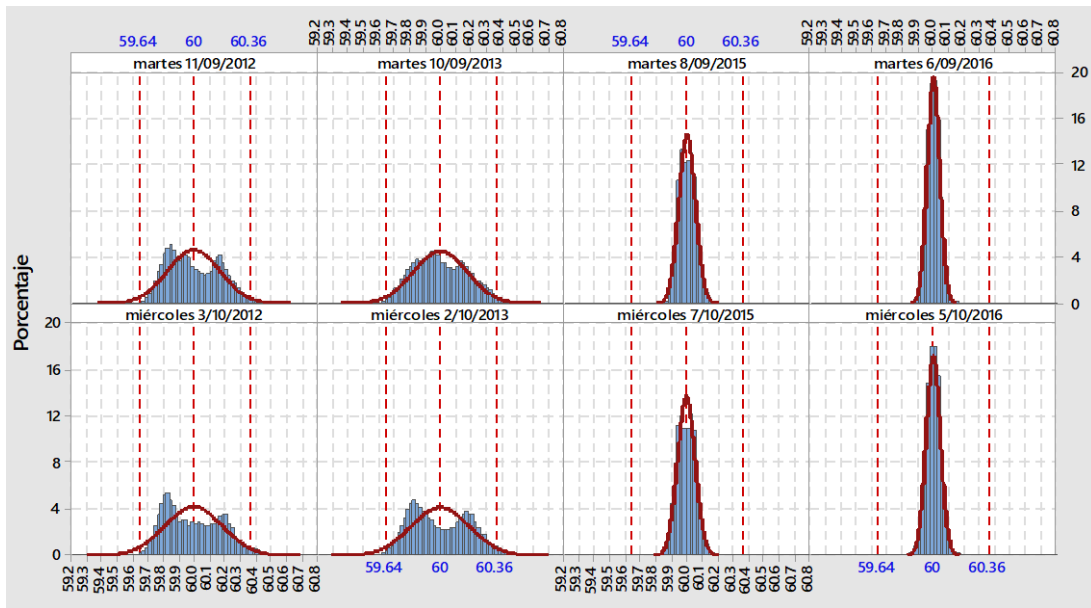
Elaboración: Propia.

Tabla 19: Medidas de posición, dispersión y de forma julio y agosto.

Día	N	Media	Desv.Est.	CoefVar	Asimetría	Curtosis
domingo 29/07/2012	86400	60.00	0.20	0.34	0.49	-0.31
domingo 28/07/2013	86400	60.00	0.19	0.31	0.14	-0.83
domingo 26/07/2015	86400	60.01	0.06	0.11	0.12	0.02
domingo 24/07/2016	86400	60.01	0.06	0.10	0.05	-0.07
lunes 27/08/2012	86400	60.00	0.18	0.29	0.21	-0.79
lunes 26/08/2013	86400	60.00	0.18	0.30	0.13	-0.82
lunes 24/08/2015	86400	60.02	0.07	0.11	-0.11	0.04
lunes 22/08/2016	86400	60.00	0.05	0.08	0.14	1.09

Elaboración: Propia.

Gráfico 11: Distribución de la frecuencia diaria setiembre y octubre.



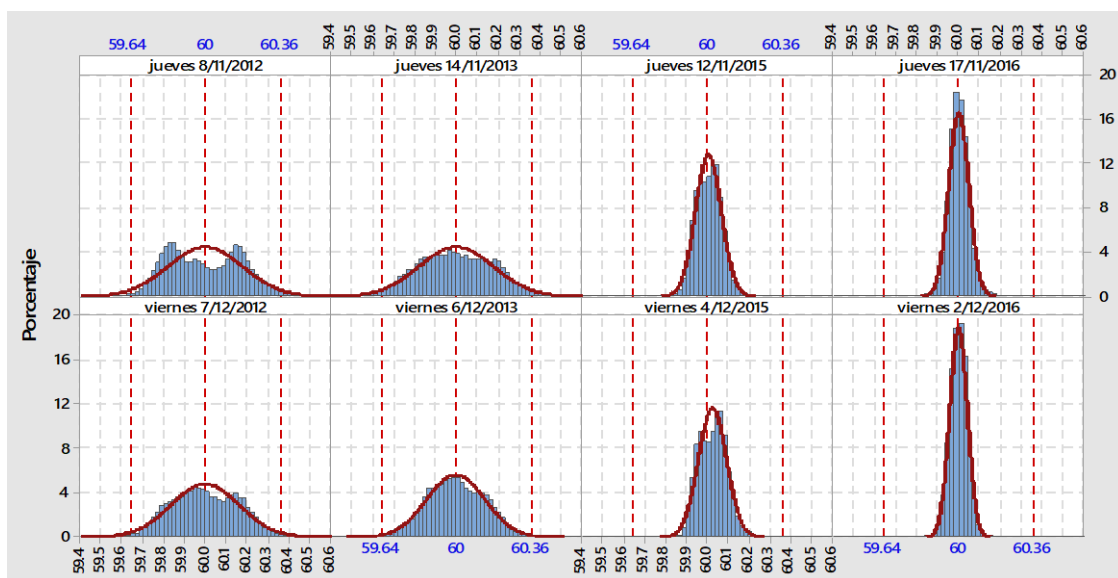
Elaboración: Propia.

Tabla 20: Medidas de posición, dispersión y de forma setiembre y octubre.

Día	N	Media	Desv.Est.	CoefVar	Asimetría	Curtosis
martes 11/09/2012	86400	60.00	0.17	0.29	0.23	-0.84
martes 10/09/2013	86400	60.00	0.18	0.29	0.15	-0.63
martes 8/09/2015	86400	60.01	0.05	0.09	0.25	-0.02
martes 6/09/2016	86400	60.00	0.04	0.07	0.26	0.97
miércoles 3/10/2012	86400	60.00	0.19	0.32	0.36	-0.72
miércoles 2/10/2013	86400	60.00	0.19	0.32	0.22	-0.93
miércoles 7/10/2015	86400	60.00	0.06	0.10	0.12	-0.24
miércoles 5/10/2016	86400	60.00	0.05	0.08	0.01	2.93

Elaboración: Propia.

Gráfico 12: Distribución de la frecuencia diaria noviembre y diciembre.



Elaboración: Propia.

Tabla 21: Medidas de posición, dispersión y de forma noviembre y diciembre.

Día	N	Media	Desv.Est.	CoefVar	Asimetría	Curtosis
jueves 8/11/2012	86400	60.00	0.18	0.30	0.17	-0.90
jueves 14/11/2013	86400	60.00	0.18	0.30	0.08	-0.56
jueves 12/11/2015	86400	60.01	0.06	0.10	0.03	0.18
jueves 17/11/2016	86400	60.00	0.05	0.08	0.35	2.35
viernes 7/12/2012	86400	60.00	0.17	0.28	0.02	-0.46
viernes 6/12/2013	86400	60.00	0.14	0.23	-0.01	-0.41
viernes 4/12/2015	86400	60.03	0.07	0.11	0.14	-0.10
viernes 2/12/2016	86400	60.00	0.04	0.07	0.11	2.84

Elaboración: Propia.

ANÁLISIS: Para los años 2012 y 2013 la distribución de la frecuencia eléctrica nos muestra que no tienen una dispersión normal (forma de campana) alrededor del valor central de la media con una desviación típica de 0.18 Hz para los años 2012 y 2013. A diferencia que para los años 2015 y 2016 tuvieron una distribución similar a una forma de campana con una desviación típica que bordea el valor de 0.055 Hz en promedio.

Para los días evaluados, en los años 2012 y 2013 el coeficiente de variación es de 0.3% en promedio respecto al valor de 60 Hz, y para los años 2015 y 2016 el coeficientes de variación es en promedio 0.10 % y 0.09%, respectivamente, esto indica que la frecuencia eléctrica en el SEIN durante los años 2012 y 2013 no estuvieron concentrados en torno al valor de referencia de 60 Hz registrándose una dispersión de la frecuencia con una variación de 0.3% superior a la variación en los años 2015 y 2016, lo que significa una mayor concentración en los últimos años en torno a su valor de referencia.

Tabla 22: Promedio anual de coeficiente de variación.

Descripción	Media Hz	Desv.Est. Hz	CoefVar %	Descripción	Media Hz	Desv.Est. Hz	CoefVar %
Promedio 2012	60.00	0.18	0.30	Promedio 2015	60.01	0.06	0.10
Promedio 2013	60.00	0.18	0.30	Promedio 2016	60.00	0.05	0.09

Elaboración: Propia.

En cuanto a la forma de la distribución de la frecuencia eléctrica de los días típicos evaluados, se afirma que en mayor medida suelen ser asimétricas a la derecha y en menor cantidad asimétrica a la izquierda, lo que significa que muchas veces la frecuencia

eléctrica del SEIN se mantuvo en valores bajos de 60 Hz y pocas veces se mantuvieron superior al valor de referencia de 60 Hz. En cuanto al valor de la curtosis en los años 2012 y 2013 se observan que fueron inferiores al valor cero (platicúrtica), lo que significa que el grado de concentración fueron en menor frecuencia relativa (achatamiento) y mayor distribución a lo largo (mayor anchura), a diferencia que para los años 2015 y 2016 en mayoría de las veces tuvieron una distribución casi normal (leptocúrtica) valores mayores a cero, cuya distribución de la frecuencia eléctrica fue con menor anchura de lo normal (menor cola) y con mayor frecuencia (mayor apuntada).

Las gráficas de distribución de días típicos de la frecuencia eléctrica diaria para los doce meses para los años evaluados 2012, 2013, 2015 y 2016 y las medidas de posición, medidas de dispersión y medidas de forma, nos han permitido establecer, que con la entrada en vigencia del marco regulatorio de Regulación Primaria de Frecuencia desde julio del 2014, se ha logrado tener menor rango de variación de la frecuencia eléctrica en el SEIN, lo que significa que el sistema eléctrico es más estable y seguro dado que se mantiene la mayor parte del tiempo dentro de la frecuencia de operación normal.

4.2. EVALUACIÓN CASUÍSTICA DE LA RESPUESTA DE REGULACIÓN PRIMARIA DE FRECUENCIA ANTE UNA FALLA EN EL SEIN.

El vigente marco regulatorio respecto a Regulación Primaria de Frecuencia se dio a partir del 01 de julio del 2014, buscando mejorar en el aspecto técnico la respuesta del servicio complementario de Regulación Primaria de Frecuencia y así mejorar la calidad y seguridad de la frecuencia del sistema. La evaluación se realiza para los años 2013, 2015 y 2016 considerando que en el año 2014 los agentes del SEIN entraron en un proceso de adecuación de sus instalaciones para el cumplimiento del servicio.

A continuación, se presenta los principales cambios en el aspecto técnico que surgieron debido a la actualización del esquema de Regulación Primaria de Frecuencia:

Cambio en la prestación del servicio: Antes de la entrada en vigencia de la actualización del marco regulatorio, la prestación del servicio complementario de Regulación Primaria de Frecuencia, se daba por las empresas generadoras de manera voluntaria y con libre capacidad de oferta de reserva previa evaluación y calificación del comportamiento y de la respuesta ante variaciones bruscas de frecuencia de las unidades de generación solicitados, por un consultor especializado en el tema y por un agente del COES.

En el vigente esquema de Regulación Primaria de Frecuencia, este servicio es prestado de manera obligatorio por todas las centrales de generación con capacidad mayores a 10 MW, exonerando a las centrales con recursos energéticos renovables cuya fuente de energía primaria sea eólico, solar o mareomotriz. Así mismo la reserva rotante destinada a cada unidad generadora para RPF es fijada mediante un estudio anual aprobado por el OSINERGMIN.

Cambio en la magnitud de reserva rotante para RPF: En el marco regulatorio anterior la reserva rotante para RPF era determinado por el COES mediante el programa denominado MAP-COES (Módulo de Asignación Probabilístico) teniendo en cuenta el valor máximo de riesgo de falla (Probabilidad de no satisfacer la demanda en un tiempo determinado), la metodología que se presentaba para calcular la reserva de RPF, y dentro de la reserva rotante calculada no se realiza una distinción de los porcentajes que corresponden tanto para RPF como para RSF.

De acorde al marco teórico expuesto la reserva rotante para RPF y reserva rotante para RSF comprenden mecanismos de control y tiempos de respuestas diferentes, debido a que la activación de la RSF es poder liberar a la RPF, por lo que son reservas distintas y

complementarias, sin embargo, por lo mencionado en el marco regulatorio anterior no se realizaba una distinción de estas.

En el esquema vigente, la reserva rotante para RPF es fijado como un porcentaje a todas las centrales generadoras responsables de brindar el servicio para periodos de avenida y estiaje este valor es determinado mediante un estudio anual elaborado por el COES que posteriormente es aprobado por el OSINERGMIN.

Para el año 2016, se ha determinado que el porcentaje de la magnitud de reserva para la RPF, tiene valores diferenciados para avenida (meses de enero a mayo y diciembre) (3.1%) y estiaje (meses de junio a noviembre) (2.0%).

Tabla 23: Magnitud de Reserva Rotante Para la RPF.

Periodo	2013	2015	2016	2017
Avenida	variable	2.6%	3.1 %	3.0%
Estiaje	variable	2.0%	2.0 %	2.4%

Fuente: Resoluciones OSINERGMIN. Fijación de Reserva Rotante.

Cambio en la Banda Muerta y Estatismo: En el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional la configuración de los parámetros de la banda muerta y del estatismo han surgido grandes cambios con el fin de establecer nuevos criterios que permitan la mejora en la respuesta de Regulación Primaria de Frecuencia. En el cuadro siguiente se presentan los detalles de los parámetros técnicos para RPF.

Tabla 24: Banda muerta y estatismo en el SEIN.

DESCRIPCIÓN	Al 31 de Junio 2014 (*)	Al 4 de agosto del 2016 (**)	Vigente (***)
BANDA MUERTA	Inferior al 0.1% (0.06 Hz)	±0,03% (±0,018 Hz)	±0,05% (± 0,030 Hz)
ESTATISMO (%)	Entre el 0 y el 6%	De 4% a 5%.	De 4% a 5%.

(*) Vigente al 31 de junio del 2014

(**) Vigente desde del 01.07.2014 al 04 de agosto del 2016

(***) Vigente desde el 05 de agosto de 2016 (Resolución N° 195-2016-OS/CD).

Elaboración: Propia.

Cambio en la característica de respuesta de RPF: En el esquema anterior la característica de respuesta de regulación primaria de frecuencia estaba definido por la acción automática e inmediata de los reguladores de velocidad de los grupos generadores, ante cambios súbitos en la frecuencia en un lapso de 0 a 10 segundos.

En el esquema vigente de RPF (procedimiento técnico PR-21 del COES), la característica de respuesta debe iniciar en los 5 primeros segundos y llegar a su valor de aporte asignado antes de los 30 segundos, después de ocurrido el evento, luego la reserva asignada debe ser sostenible 30 segundos adicionales a partir de ello podrá descender en 15% y ser sostenible por 10 minutos.

4.2.1. FALLAS EVALUABLES DE UNIDADES DE GENERACIÓN.

Para la evaluación fue necesario realizar una comparación del comportamiento de frecuencia durante los eventos que hayan causado un desequilibrio entre la oferta y demanda de potencia y que fue necesario la activación de los reguladores de velocidad para el aporte de reserva rotante de RPF, para lo cual se tomó en consideración eventos en los cuales se presentó pérdida de generación con la condición de no haber activado el ERACMF, en ese sentido, se realizó la comparación de los años 2013, 2015 y 2016.

Los eventos considerados para la evaluación de la regulación primaria de frecuencia para los años 2013, 2015 y 2016 se muestran en las siguientes tablas.

Tabla 25: Fallas evaluables de unidades de generación – 2013.

Evento	Fecha	Hora	Descripción	Potencia desconectada (MW)
1-2013	10/01/2013	10:04:38	Desconexión de la unidad TG1 de la C.T. Kallpa	178.80
2-2013	04/11/2013	07:44:15	Desconexión de la unidad TG12 de la C.T. Fenix	100.00
3-2013	08/12/2013	08:51:04	Desconexión de la C.H. Chimay	150.00
4-2013	01/09/2013	16:19:12	Desconexión de la unidad TV21 de la C.T. Ilo 2.	135.00
5-2013	31/01/2013	16:28:31	Desconexión de la C.H. San Gabán II.	111.08

Fuente: Recuperado de “Eventos Relevantes” www.coes.org.pe.

Tabla 26: Fallas evaluables de unidades de generación - 2015

Evento	Fecha	Hora	Descripción	Potencia desconectada (MW)
1-2015	12/09/2015	17:26:29	Desconexión de la unidad TG2 de la C.T. Chilca 1	174.70
2-2015	22/10/2015	12:08:34	Desconexión del grupo G4 de la C.H. Mantaro	107.39
3-2015	23/03/2015	14:09:31	Desconexión de la unidad TG1 de la C.T. Santo Domingo de los Olleros	151.27
4-2015	10/06/2015	23:59:09	Desconexión de la unidad TG3 y TV de la C.T. Kallpa	149.80
5-2015	17/06/2015	02:45:39	Desconexión del grupo G3 de la C.H. Mantaro	86.20

Fuente: Informe de evaluación de cumplimiento de RPF - www.coes.org.pe.

Tabla 27: Fallas evaluables de unidades de generación – 2016.

Evento	Fecha	Hora	Descripción	Potencia desconectada (MW)
1-2016	30/09/2016	05:57:07	Desconexión de la unidad TG42 de la C.T. Ilo4-Nodo Energético Planta Ilo.	180.00
2-2016	29/08/2016	03:38:35	Desconexión del grupo G2 de la C.H. Mantaro.	106.65
3-2016	30/08/2016	17:47:45	Desconexión del grupo G3 de la C.H. Cerro del Águila.	158.00
4-2016	01/10/2016	11:05:18	Desconexión de la unidad TG43 de la C.T. Ilo 4.	202.00
5-2016	14/10/2016	17:57:12	Desconexión de la unidad TG3 de la C.T. Chilca1.	169.41

Fuente: Informe de evaluación de cumplimiento de RPF - www.coes.org.pe.

4.2.2. EVALUACIÓN DE REGULACIÓN PRIMARIA DE FRECUENCIA DEL EVENTO 01.

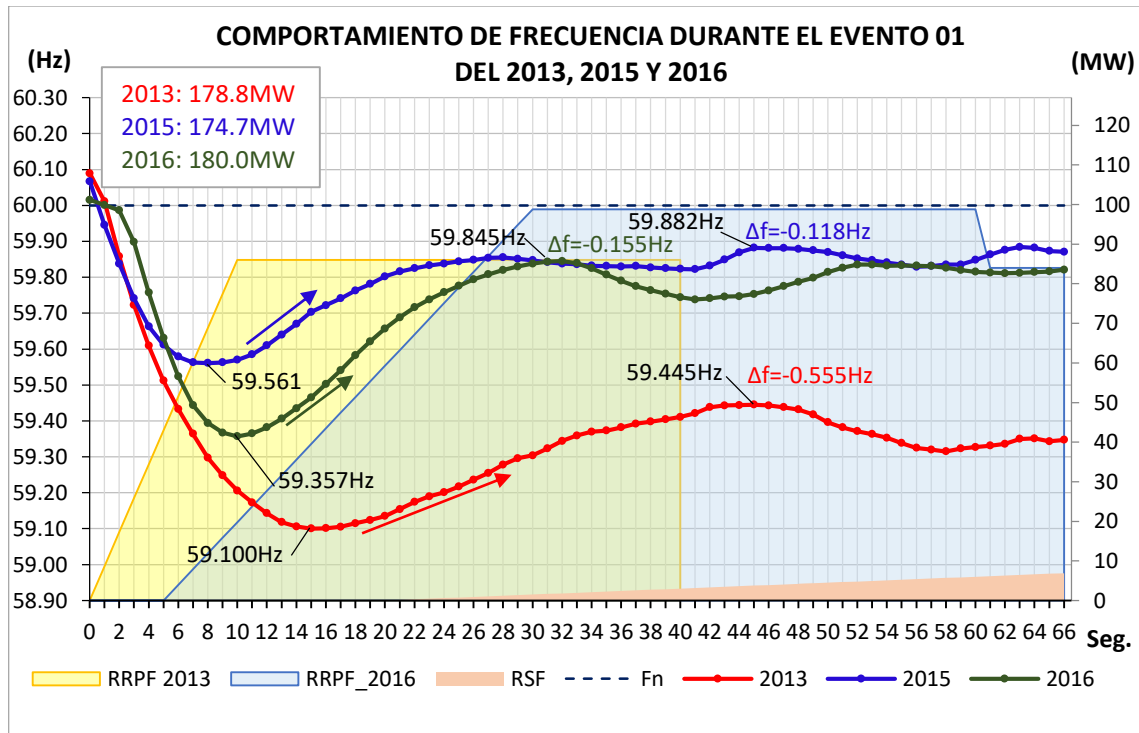
Para el evento 01 se ha considerado la desconexión de generación de 178.8 MW de la unidad TG1 de la C.T. Kallpa para el año 2013, 174.7 MW de la unidad TG2 de la C.T. Chilca 1 para el año 2015 y 180 MW de la unidad TG42 de la C.T. Ilo 4 para el año 2016.

A consecuencia de la desconexión de 178.8 MW del 10 de enero del 2013 en horas de media demanda (10:04:38), se observa una caída de la frecuencia en el SEIN desde el instante de ocurrido el evento ($t=0$) descendiendo desde 60.089 Hz hasta 59.1 Hz en un tiempo de 15 segundos, luego por acción del aporte de reserva rotante programado de 86 MW de regulación primaria de frecuencia la frecuencia se incrementó hasta 59.445 Hz con un error (Δf) de -0.555 Hz respecto a la frecuencia nominal durante un tiempo de 45 segundos.

La desconexión de 174.7 MW del 12 de setiembre del 2015 en horas de media demanda (17:26:29), provocó una caída gradual de la frecuencia en el SEIN desde el instante de ocurrido el evento ($t=0$) desde 60.067 Hz hasta 59.561 Hz en un tiempo de 08 segundos, luego por acción del aporte de reserva rotante de RPF de 98.79 MW de potencia, la frecuencia del SEIN se incrementó hasta 59.882 Hz con un error (Δf) de -0.118 Hz respecto a la frecuencia nominal durante un tiempo de 45 segundos.

El comportamiento de frecuencia en el SEIN durante la desconexión de 180 MW de potencia del 30 de setiembre del 2016 en horas de mínima demanda (05:57:07) se muestra en el Gráfico 13, donde se observa una caída gradual de la frecuencia en el SEIN desde el instante de ocurrido el evento ($t=0$) desde 60.015 Hz hasta 59.561 Hz en un tiempo de 10 segundos, luego por acción del aporte de reserva rotante de RPF de 98.28 MW de potencia, la frecuencia del SEIN se incrementó hasta 59.845 Hz con un error (Δf) de -0.155 Hz respecto a la frecuencia nominal durante un tiempo de 32 segundos.

Gráfico 13: Evento 01 del 2013, 2015 y 2016.



Elaboración: Propia

Tabla 28: Registro de frecuencia durante el evento 01 del 2013, 2015 y 2016.

DESCRIPCIÓN	2013	2015	2016	2015/2013	2016/2013
Potencia desconectada (MW)	178.80	174.70	180.00	-2.29%	0.67%
Reserva para RPF (MW)	86.000	98.790	98.280	14.87%	14.28%
Frecuencia en hora de falla (t=0) (Hz)	60.089	60.067	60.015	-	-
Frecuencia mínima (Hz)	59.100	59.561	59.357	-	-
Caída de frecuencia (Hz)	0.989	0.506	0.658	-48.84%	-33.47%
Tiempo en mínima frecuencia (seg.)	15	08	10	-46.67%	-33.33%
Frecuencia máxima de RPF (Hz)	59.445	59.882	59.845	-	-
Tiempo en frecuencia máx. de RPF (seg.)	45	45	32	0.00%	-28.89%
Error Δf (Hz)	-0.555	-0.118	-0.155	-78.74%	-72.07%

Elaboración: Propia.

ANÁLISIS: En el Gráfico 13 se muestra el comportamiento de la frecuencia del SEIN del evento 01 del 2013, 2015 y 2016, en donde se observa que ante una desconexión de potencia en el 2015 inferior en -2.29% respecto a la potencia desconectada en el 2013, la caída de frecuencia en el SEIN tuvo una disminución de -48.84% y el tiempo hasta llegar a mínima frecuencia también disminuyó en -46.67%, así mismo por acción de regulación primaria de frecuencia se incrementó hasta alcanzar una mejora en la frecuencia del evento 01 del 2015 en -78.74% respecto al error registrado del evento 01 del 2013.

Para el evento 01 del 2016 la potencia desconectada analizada fue superior en 0.67% respecto a la potencia desconectada del evento 01 del 2013 que fue de 178.8 MW, en la Gráfico 13 se observa que la caída de frecuencia del SEIN y el tiempo en llegar hasta el valor mínimo de frecuencia del evento 01 del 2016 respecto al evento 01 del 2013, tuvieron una disminución en -33.47% y -33.33%, respectivamente, así mismo debido a la acción de regulación primaria de frecuencia el error Δf y el tiempo, del evento 2016 respecto al evento del 2013, tuvieron una disminución de -72.07% y -28.89%, respectivamente.

Cabe señalar que la regulación primaria de frecuencia en los eventos analizados 01-del 2015 y 2016 respecto al evento 01 del 2013, tuvieron una mejora significativa en la rapidez (mayor pendiente y menor tiempo de respuesta) y menor error de frecuencia Δf

respecto a la nominal. Por lo mencionado en los eventos evaluados se observa una mejora en la respuesta de RPF.

4.2.3. EVALUACIÓN DE REGULACIÓN PRIMARIA DE FRECUENCIA DEL EVENTO 02.

Para el evento 02 se ha considerado la desconexión de generación de 100 MW de la unidad TG12 de la C.T. Fénix para el año 2013, 107.4 MW del grupo G4 de la C.H. Mantaro para el año 2015 y 106.7 MW del grupo G2 de la C.H. Mantaro para el año 2016.

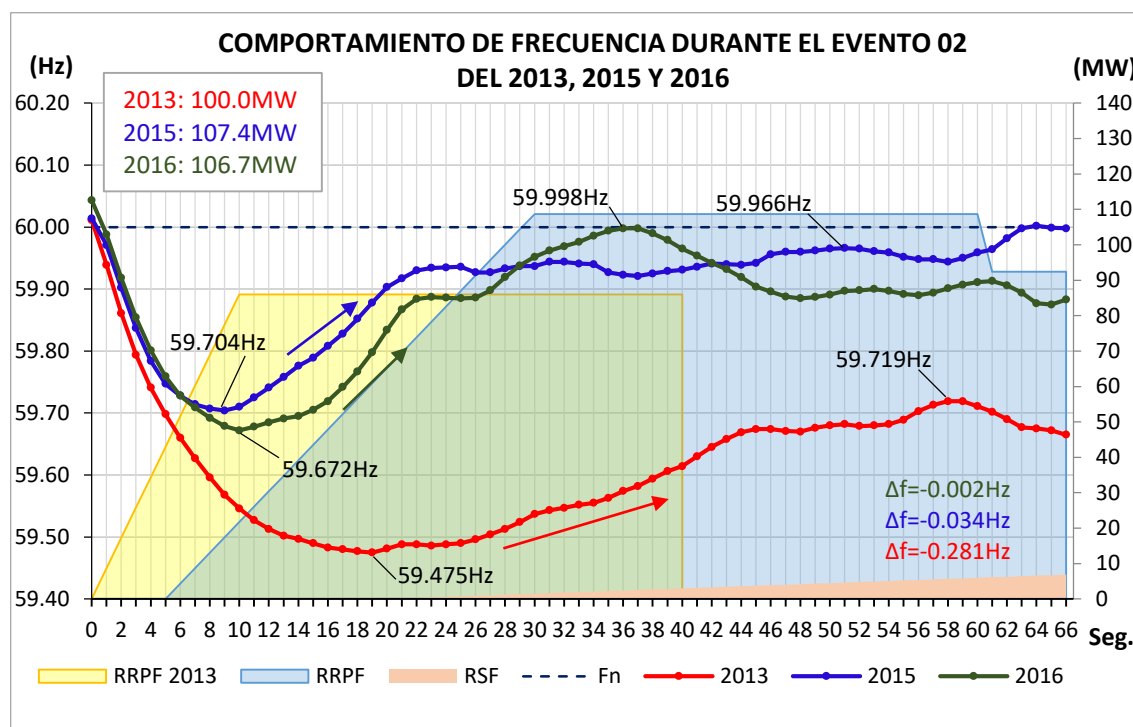
A consecuencia de la desconexión de 100 MW del 04 de noviembre del 2013 en horas de mínima demanda (07:44:15), se observa una caída de la frecuencia en el SEIN desde el instante de ocurrido el evento ($t=0$) descendiendo desde 60.011 Hz hasta 59.475 Hz en un tiempo de 19 segundos, luego por acción del aporte de reserva rotante programado de 86 MW de regulación primaria de frecuencia la frecuencia se incrementó hasta 59.719 Hz con un error (Δf) de -0.281 Hz respecto a la frecuencia nominal durante un tiempo de 58 segundos.

La desconexión de 107.39 MW del 22 de octubre del 2015 en horas de media demanda (12:08:34), provocó una caída gradual de la frecuencia en el SEIN desde el instante de ocurrido el evento ($t=0$) desde 60.014 Hz hasta 59.704 Hz en un tiempo de 09 segundos, luego por acción del aporte de reserva rotante de RPF de 108.674 MW de potencia, la frecuencia del SEIN se incrementó hasta 59.966 Hz con un error (Δf) de -0.034 Hz respecto a la frecuencia nominal, durante un tiempo de 51 segundos.

El comportamiento de frecuencia en el SEIN durante la desconexión de 106.65 MW de potencia del 29 de agosto del 2016 en horas de mínima demanda (03:38:35) se muestra en la Gráfico 14, donde se observa una caída gradual de la frecuencia en el SEIN desde el instante de ocurrido el evento ($t=0$) desde 60.043 Hz hasta 59.672 Hz en un

tiempo de 10 segundos, luego por acción del aporte de reserva rotante de RPF de 83.99 MW de potencia, la frecuencia del SEIN se incrementó hasta 59.998 Hz con un error (Δf) de -0.002 Hz respecto a la frecuencia nominal durante un tiempo de 36 segundos.

Gráfico 14: Evento 02 del 2013, 2015 y 2016.



Elaboración: Propia

Tabla 29: Registro de frecuencia durante el evento 02 del 2013, 2015 y 2016.

DESCRIPCIÓN	2013	2015	2016	2015/2013	2016/2013
Potencia desconectada (MW)	100.00	107.39	106.65	7.39%	6.65%
Reserva para RPF (MW)	86.000	108.674	83.990	26.37%	-2.34%
Frecuencia en hora de falla (t=0) (Hz)	60.011	60.014	60.043	-	-
Frecuencia mínima (Hz)	59.475	59.704	59.672	-	-
Caída de frecuencia (Hz)	0.536	0.310	0.371	-42.16%	-30.78%
Tiempo en mínima frecuencia (seg.)	19	09	10	-52.63%	-47.37%
Frecuencia máxima de RPF (Hz)	59.719	59.966	59.998	-	-
Tiempo en frecuencia máx. de RPF (seg.)	58	51	36	-12.07%	-37.93%
Error Δf (Hz)	-0.281	-0.034	-0.002	-87.90%	-99.29%

Elaboración: Propia.

ANÁLISIS: En el Gráfico 14, se muestra el comportamiento de la frecuencia del SEIN del evento 02 del 2013, 2015 y 2016, en donde se observa que ante una desconexión de potencia en el 2015 superior en 7.39% respecto a la potencia desconectada en el 2013 que fue 100 MW, la caída de frecuencia en el SEIN tuvo una disminución de -42.16% y el

tiempo hasta llegar a mínima frecuencia también disminuyó en -52.63%, así mismo por acción de regulación primaria de frecuencia se incrementó hasta alcanzar una mejora en la frecuencia del evento 02 del 2015 en -87.90% respecto al error registrado del evento 02 del 2013.

Para el evento 02 del 2016 la potencia desconectada analizada fue superior en 6.65% respecto a la potencia desconectada del evento 02 del 2013 que fue de 100 MW, en el Gráfico 14, se observa que la caída de frecuencia del SEIN y el tiempo en llegar hasta el valor mínimo de frecuencia del evento 02 del 2016 respecto al evento 02 del 2013, tuvieron una disminución en -30.78% y -47.37%, respectivamente, así mismo debido a la acción de regulación primaria de frecuencia el error de frecuencia Δf y el tiempo, del evento 2016 respecto al evento del 2013, tuvieron una disminución significativa de -99.29% y -37.93%, respectivamente.

Cabe señalar que la regulación primaria de frecuencia en los eventos analizados 02 del 2015 y 2016 respecto al evento 02 del 2013, tuvieron una mejora significativa en la rapidez (mayor pendiente y menor tiempo de respuesta) y menor error de frecuencia Δf respecto a la nominal. Por lo mencionado en los eventos evaluados se observa una mejora en la respuesta de RPF.

4.2.4. EVALUACIÓN DE REGULACIÓN PRIMARIA DE FRECUENCIA DEL EVENTO 03.

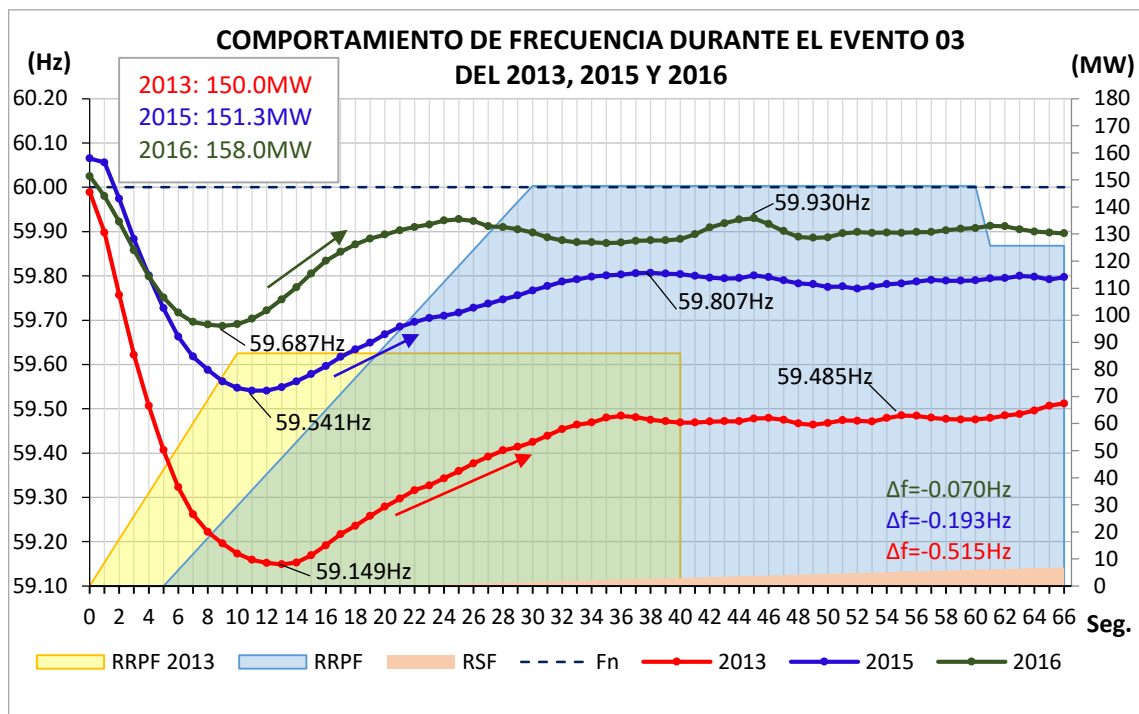
Para el evento 03 se ha considerado la desconexión de generación de 150 MW de la C.H. Chimay para el año 2013, 151.27 MW de la unidad TG1 de la C.T. Santo Domingo de los Olleros para el año 2015, y 158 MW del grupo G3 de la C.H. Cerro del Águila para el año 2016.

A consecuencia de la desconexión de 150 MW del 08 de diciembre del 2013 en horas de media demanda (08:51:04), se observa una caída de la frecuencia en el SEIN desde el instante de ocurrido el evento ($t=0$) descendiendo desde 59.989 Hz hasta 59.149 Hz en un tiempo de 13 segundos, luego por acción del aporte de reserva rotante programado de 86 MW de regulación primaria de frecuencia la frecuencia se incrementó hasta 59.485 Hz con un error (Δf) de -0.515 Hz respecto a la frecuencia nominal durante un tiempo de 55 segundos.

La desconexión de 151.27 MW del 23 de marzo del 2015 en horas de media demanda (14:09:31), provocó una caída gradual de la frecuencia en el SEIN desde el instante de ocurrido el evento ($t=0$) desde 60.065 Hz hasta 59.541 Hz en un tiempo de 11 segundos, luego por acción del aporte de reserva rotante de RPF de 147.8 MW de potencia, la frecuencia del SEIN se incrementó hasta 59.807 Hz con un error (Δf) de -0.193 Hz respecto a la frecuencia nominal, durante un tiempo de 38 segundos.

El comportamiento de frecuencia en el SEIN durante la desconexión de 158 MW de potencia del 30 de agosto del 2016 en horas de media demanda (17:47:45), se muestra en el Gráfico 15, donde se observa una caída gradual de la frecuencia en el SEIN desde el instante de ocurrido el evento ($t=0$) desde 60.025 Hz hasta 59.687 Hz en un tiempo de 09 segundos, luego por acción del aporte de reserva rotante de RPF de 107.67 MW de potencia, la frecuencia del SEIN se incrementó hasta 59.930 Hz con un error (Δf) de -0.070 Hz respecto a la frecuencia nominal durante un tiempo de 45 segundos.

Gráfico 15: Evento 03 de los años 2013, 2015 y 2016.



Elaboración: Propia.

Tabla 30: Registro de frecuencia durante el evento 03 del 2013, 2015 y 2016.

DESCRIPCIÓN	2013	2015	2016	2015/2013	2016/2013
Potencia desconectada (MW)	150.00	151.27	158.00	0.85%	5.33%
Reserva para RPF (MW)	86.000	147.800	107.670	71.86%	25.20%
Frecuencia en hora de falla (t=0) (Hz)	59.989	60.065	60.025	-	-
Frecuencia mínima (Hz)	59.149	59.541	59.687	-	-
Caída de frecuencia (Hz)	0.840	0.524	0.338	-37.62%	-59.76%
Tiempo en mínima frecuencia (seg.)	13	11	09	-15.38%	-30.77%
Frecuencia máxima de RPF (Hz)	59.485	59.807	59.930	-	-
Tiempo en frecuencia máx. de RPF (seg.)	55	38	45	-30.91%	-18.18%
Error Δf (Hz)	-0.515	-0.193	-0.070	-62.52%	-86.41%

Elaboración: Propia.

ANÁLISIS: En el Gráfico 15, se muestra el comportamiento de la frecuencia del evento 03 del 2013, 2015 y 2016, en donde se observa que ante una desconexión de potencia en el 2015 superior en 0.85% respecto a la potencia desconectada en el 2013 de 150 MW, la caída de frecuencia en el SEIN tuvo una disminución de -37.62% y el tiempo hasta llegar a mínima frecuencia también disminuyó en -15.38%, así mismo por acción de regulación primaria de frecuencia se incrementó alcanzando una mejora en la frecuencia del evento 03 del 2015 en -62.52% respecto al error registrado del evento 03 del 2013.

Para el evento 03 del 2016 la potencia desconectada analizada fue superior en 5.33% respecto a la potencia desconectada del evento 03 del 2013 que fue de 150 MW, en el Gráfico 15, se observa que la caída de frecuencia del SEIN y el tiempo en llegar hasta el valor de mínima de frecuencia del evento 03 del 2016 respecto al evento 02 del 2013, tuvieron una disminución en -59.76% y -30.77%, respectivamente, así mismo debido a la acción de regulación primaria de frecuencia el error de frecuencia Δf y el tiempo, del evento 2016 respecto al evento del 2013, tuvieron una disminución significativa de -86.41% y -18.18%, respectivamente.

Cabe señalar que la regulación primaria de frecuencia en los eventos analizados 03-del 2015 y 2016 respecto al evento 03 del 2013, tuvieron una mejora significativa en la rapidez (mayor pendiente y menor tiempo de respuesta) y menor error de frecuencia Δf respecto a la nominal. Por lo mencionado en los eventos evaluados se observa una mejora en la respuesta de RPF.

4.2.5. EVALUACIÓN DE REGULACIÓN PRIMARIA DE FRECUENCIA DEL EVENTO 04.

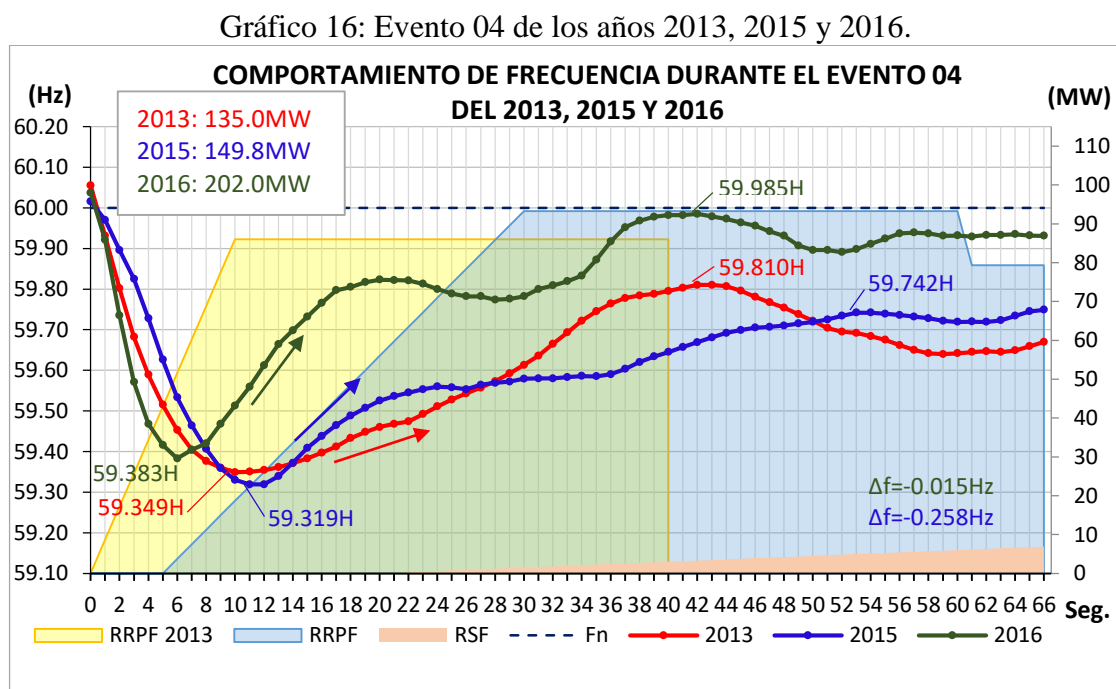
Para el evento 04 se ha considerado la desconexión de generación de 135 MW de la unidad TV21 C.T. Ilo 2 para el año 2013, 149.80 MW de la unidad TG3 y TV de la C.T. Kallpa para el año 2015, y 202 MW de la unidad TG43 de la C.T. Ilo 4 para el año 2016.

A consecuencia de la desconexión de 135 MW del 01 de setiembre del 2013 en horas de media demanda (16:19:12), se observa una caída de la frecuencia en el SEIN desde el instante de ocurrido el evento ($t=0$) desde 60.055 Hz hasta 59.349 Hz en 10 segundos, luego por acción del aporte de reserva rotante programado de 86 MW de

regulación primaria de frecuencia la frecuencia se incrementó hasta 59.810 Hz con un error (Δf) de -0.190 Hz respecto a la frecuencia nominal durante un tiempo de 42 seg.

La desconexión de 149.80 MW del 10 de junio del 2015 en horas de mínima demanda (23:59:09), provocó una caída gradual de la frecuencia en el SEIN desde el instante de ocurrido el evento ($t=0$) desde 60.016 Hz hasta 59.319 Hz en un tiempo de 11 segundos, luego por acción del aporte de reserva rotante de RPF de 93.29 MW de potencia, la frecuencia del SEIN se incrementó hasta 59.742 Hz con un error (Δf) de -0.258 Hz respecto a la frecuencia nominal, durante un tiempo de 53 segundos.

El comportamiento de frecuencia en el SEIN durante la desconexión de 202 MW de potencia del 01 de octubre del 2016 en horas de media demanda (11:05:18), se muestra en el Gráfico 16, donde se observa una caída gradual de la frecuencia en el SEIN desde el instante de ocurrido el evento ($t=0$) desde 60.037 Hz hasta 59.383 Hz en 06 seg., luego por acción del aporte de reserva rotante de RPF de 111.86 MW de potencia, la frecuencia del SEIN se incrementó hasta 59.985 Hz con un error (Δf) de -0.015 Hz respecto a la frecuencia nominal durante 42 segundos.



Elaboración: Propia.

Tabla 31: Registro de frecuencia durante el evento 04 del 2013, 2015 y 2016.

DESCRIPCIÓN	2013	2015	2016	2015/2013	2016/2013
Potencia desconectada (MW)	135.00	149.80	202.00	10.96%	49.63%
Reserva para RPF (MW)	86.000	93.290	111.860	8.48%	30.07%
Frecuencia en hora de falla (t=0) (Hz)	60.055	60.016	60.037	-	-
Frecuencia mínima (Hz)	59.349	59.319	59.383	-	-
Caída de frecuencia (Hz)	0.706	0.697	0.654	-1.27%	-7.37%
Tiempo en mínima frecuencia (seg.)	10	11	06	10.00%	-40.00%
Frecuencia máxima de RPF (Hz)	59.810	59.742	59.985	-	-
Tiempo en frecuencia máx. de RPF (seg.)	42	53	42	26.19%	0.00%
Error Δf (Hz)	-0.19	-0.258	-0.015	35.79%	-92.11%

Elaboración: Propia.

ANÁLISIS: En el Gráfico 16, se muestra el comportamiento de la frecuencia del SEIN del evento 04 del 2013, 2015 y 2016, en donde se observa que ante una desconexión de potencia en el 2015 superior en 10.96% respecto a la potencia desconectada en el 2013 de 135 MW, la caída de frecuencia en el SEIN se disminuyó en -1.27% y el tiempo hasta llegar a mínima frecuencia se incrementó en 10%, así mismo por acción de regulación primaria de frecuencia el error de frecuencia Δf no alcanzo una mejora en el evento 04 del 2015 respecto al error del evento 04 del 2013 que fue superior en 35.79%, sin embargo se observa que luego de la caída de frecuencia hasta su valor mínimo, la respuesta de regulación primaria de frecuencia tiende a incrementar con mayor rapidez (mayor pendiente) respecto a la respuesta del 2013, luego de un tiempo de 24 segundos la frecuencia tiende a disminuir similar al comportamiento de la frecuencia del evento 2016, esto implica que durante el aporte de reserva rotante por parte de algunas unidades generadoras responsables de brindar el servicio complementario de regulación primaria de frecuencia no cumplieron con aportar la reserva de 2.6% y 3.1% designados para el evento 2015 y 2016, así mismo debido a que el evento ocurrió en horas de mínima demanda (23:59) hubo menor inercia y menor amortiguamiento del sistema así como la reserva rotante para RPF que fue 93.29 MW.

Para el evento 04 del 2016 la potencia desconectada fue superior en 49.63% respecto a la potencia desconectada del evento 04 del 2013 de 135 MW, en el Gráfico 16, se observa que la caída de frecuencia del SEIN y el tiempo en llegar hasta el valor de mínima de frecuencia del evento 04 del 2016 respecto al evento 04 del 2013, tuvieron una disminución en -7.37% y -40%, respectivamente, así mismo debido a la acción de regulación primaria de frecuencia el error de frecuencia Δf , del evento 2016 respecto al evento del 2013, tuvo una disminución significativa de -92.11%.

Cabe señalar que la regulación primaria de frecuencia en los eventos analizados 04-del 2015 y 2016 respecto al evento 04 del 2013, tuvieron una mejora significativa en la rapidez (mayor pendiente y menor tiempo de respuesta), lo que significa que hubo una mejora en la respuesta de RPF.

4.2.6. EVALUACIÓN DE REGULACIÓN PRIMARIA DE FRECUENCIA DEL EVENTO 05.

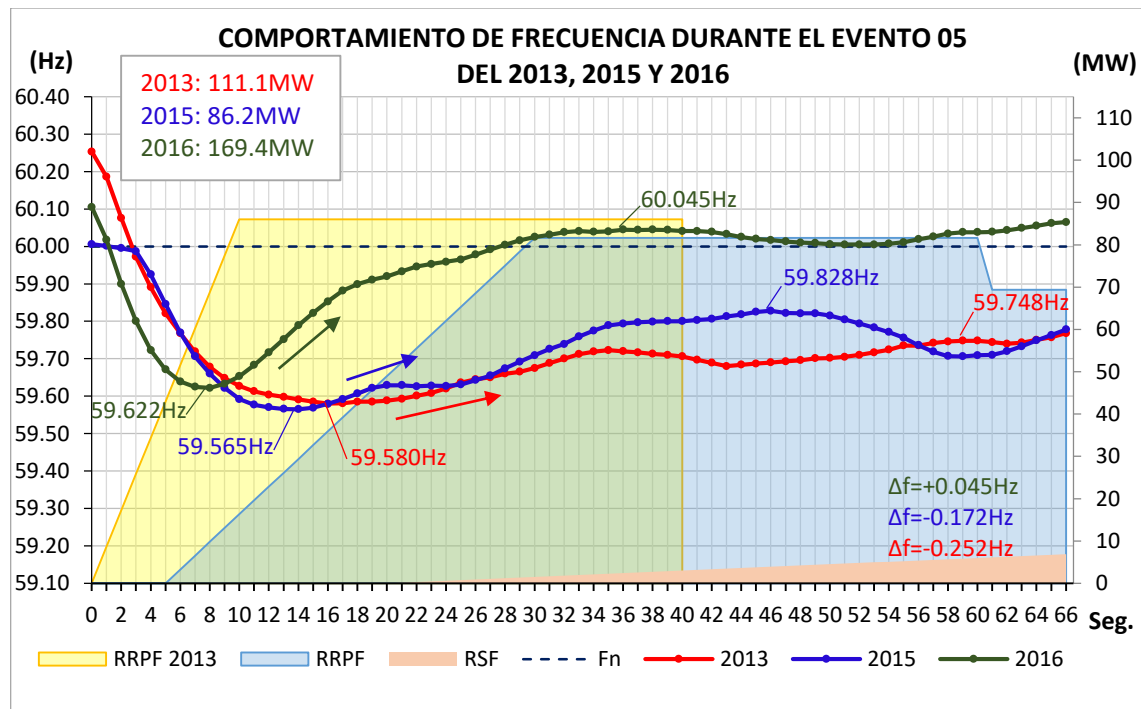
Para el evento 05 se ha considerado la desconexión de generación de 111.08 MW de la C.H. San Gabán II para el año 2013, 86.20 MW del grupo G3 de la C.H. Mantaro para el año 2015, y 169.41 MW de la unidad TG3 de la C.T. Chilca 1 para el año 2016.

A consecuencia de la desconexión de 111.08 MW del 31 de enero del 2013 en horas de media demanda (16:28:31), se observa una caída de la frecuencia en el SEIN desde el instante de ocurrido el evento ($t=0$) descendiendo desde 60.253 Hz hasta 59.580 Hz en un tiempo de 16 segundos, luego por acción del aporte de reserva rotante programado de 86 MW de regulación primaria de frecuencia la frecuencia se incrementó hasta 59.748 Hz con un error (Δf) de -0.252 Hz respecto a la frecuencia nominal durante un tiempo de 59 segundos.

La desconexión de 86.20 MW del 17 de junio del 2015 en horas de mínima demanda (02:45:39), provocó una caída gradual de la frecuencia en el SEIN desde el instante de ocurrido el evento ($t=0$) desde 60.006 Hz hasta 59.565 Hz en un tiempo de 14 segundos, luego por acción del aporte de reserva rotante de RPF de 81.610 MW de potencia, la frecuencia del SEIN se incrementó hasta 59.828 Hz con un error (Δf) de -0.172 Hz respecto a la frecuencia nominal, durante un tiempo de 46 segundos.

El comportamiento de frecuencia en el SEIN durante la desconexión de 169.41 MW de potencia del 14 de octubre del 2016 en horas de media demanda (17:57:12), se muestra en el Gráfico 17, donde se observa una caída gradual de la frecuencia en el SEIN desde el instante de ocurrido el evento ($t=0$) desde 60.105 Hz hasta 59.622 Hz en un tiempo de 08 segundos, luego por acción del aporte de reserva rotante de RPF de 114.340 MW de potencia, la frecuencia del SEIN se incrementó hasta 60.045 Hz con un error (Δf) de +0.045 Hz respecto a la frecuencia nominal durante un tiempo de 36 segundos.

Gráfico 17: Evento 05 de los años 2013, 2015 y 2016.



Elaboración: Propia.

Tabla 32: Registro durante el evento 05 del 2013, 2015 y 2016.

DESCRIPCIÓN	2013	2015	2016	2015/2013	2016/2013
Potencia desconectada (MW)	111.08	86.20	169.41	-22.40%	52.51%
Reserva para RPF (MW)	86.000	81.610	114.340	-5.10%	32.95%
Frecuencia en hora de falla (t=0) (Hz)	60.253	60.006	60.105	-	-
Frecuencia mínima (Hz)	59.580	59.565	59.622	-	-
Caída de frecuencia (Hz)	0.673	0.441	0.483	-34.47%	-28.23%
Tiempo en mínima frecuencia (seg.)	16	14	08	-12.50%	-50.00%
Frecuencia máxima de RPF (Hz)	59.748	59.828	60.045	-	-
Tiempo en frecuencia máx. de RPF (seg.)	59	46	36	-22.03%	-38.98%
Error Δf (Hz)	-0.252	-0.172	0.045	-31.75%	-117.86%

Elaboración: Propia.

ANÁLISIS: En el Gráfico 17, se muestra el comportamiento de la frecuencia del SEIN del evento 05 del 2013, 2015 y 2016, en donde se observa que ante una desconexión de potencia en el 2015 inferior en -22.4% respecto a la potencia desconectada en el 2013 que fue 111.08 MW, la caída de frecuencia en el SEIN tuvo una disminución de -34.47% y el tiempo hasta llegar a mínima frecuencia también disminuyó en -12.5%, así mismo por acción de regulación primaria de frecuencia se incrementó hasta alcanzar una mejora en la frecuencia del evento 05 del 2015 en -31.75% respecto al error registrado del evento 05 del 2013.

Para el evento 05 del 2016 la potencia desconectada analizada fue superior en 52.51% respecto a la potencia desconectada del evento 05 del 2013, en el Gráfico 17 y Tabla 32, se observa que la caída de frecuencia del SEIN y el tiempo en llegar hasta el valor de mínima de frecuencia del evento 05 del 2016 respecto al evento 05 del 2013, tuvieron una disminución en -28.23% y -50%, respectivamente, así mismo debido a la acción de regulación primaria de frecuencia el error de frecuencia Δf en el evento 2016 respecto al evento del 2013, tuvo una disminución significativa en más del 100% llevando a la frecuencia por encima de su valor nominal con una disminución de tiempo de -38.98%.

Cabe señalar que la regulación primaria de frecuencia en los eventos analizados 05-del 2015 y 2016 respecto al evento 05 del 2013, tuvieron una mejora significativa en la rapidez (mayor pendiente y menor tiempo de respuesta) y menor error de frecuencia Δf respecto a la nominal. Por lo mencionado en los eventos evaluados se observa una mejora en la respuesta de RPF.

4.3. EVALUACIÓN ECONÓMICA DE LA RESERVA ROTANTE DE REGULACIÓN PRIMARIA DE FRECUENCIA.

A continuación, se presenta los principales cambios en el aspecto económico que surgieron por la actualización del esquema de Regulación Primaria de Frecuencia:

Compensación económica del servicio RPF: Antes de la entrada en vigencia de la actualización del marco regulatorio, la prestación del servicio complementario de Regulación Primaria de Frecuencia se encontraba sujeto a una compensación económica a todas las unidades de generación seleccionadas para tal fin, por el resto de los generadores que no regulen frecuencia.

El costo de energía regulante para la regulación primaria se encontraba dada por la diferencia entre el costo marginal de la energía para ese periodo, sin considerar la reserva por RPF, y el costo variable de la máquina de menor costo variable de la lista de mérito asignada para dar reserva rotante:

$$Cue_i = [Cmg_i - Cvum_i] \quad \dots (Ec. 23)$$

Donde:

Cue_i : Costo unitario de energía regulante calculado para cada periodo "i".

Cmg_i : Costo marginal de la energía para el periodo "i".

$Cvum_i$: Costo variable de la máquina de menor costo variable de la lista de méritos a la que se ha asignado la reserva rotante.

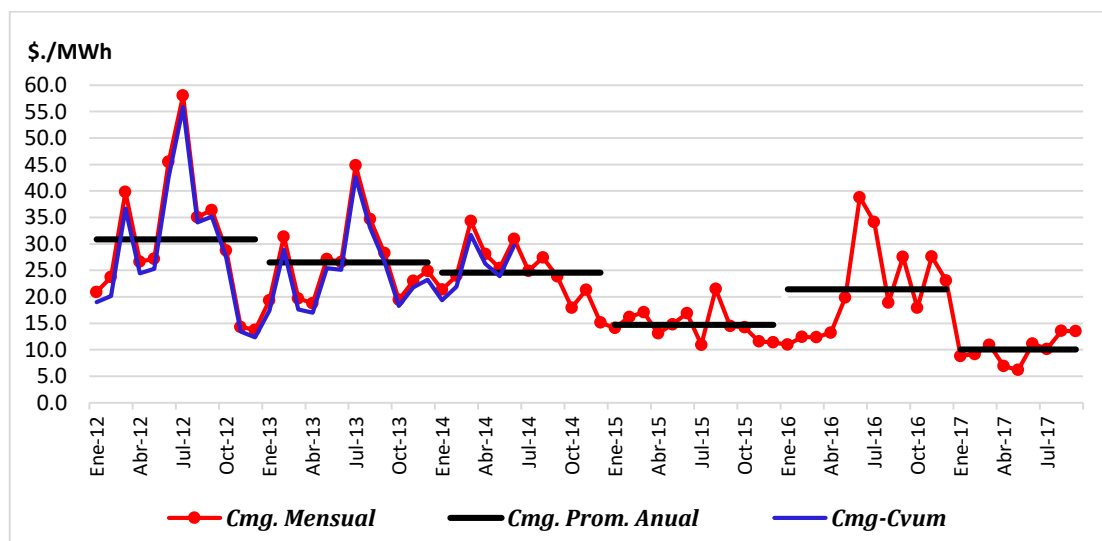
Cabe señalar que la compensación económica se daba por la reserva rotante ejecutada para RPF de manera mensual.

En el vigente marco regulatorio numeral 6.2.2 de la NTCOTRSI se establece un esquema distinto del anterior, estableciéndose que la Regulación Primaria de Frecuencia es un servicio obligatorio y permanente, no sujeto a compensación y debe ser prestado por todas las centrales de generación cuya potencia sea mayor a 10 MW. Quedando exoneradas de tal obligación, las centrales de generación con Recursos Energéticos Renovables (RER) cuya fuente de energía primaria sea eólico, solar o mareomotriz.

4.3.1. COSTOS DE ENERGÍA REGULANTE Y COSTO MARGINAL DEL SEIN.

En el Gráfico 18, se muestra la evolución del costo de energía regulante (Cmg-Cvum) con el cual fue efectuada la valorización de la reserva rotante de Regulación Primaria de Frecuencia hasta antes de la entrada en vigencia de la actualización del marco regulatorio, además se presenta la evolución del costo marginal promedio ponderado mensual del sistema (Cmg) en barra de referencia del SEIN (barra santa rosa 220 Kv), desde enero del 2012 hasta julio del 2017.

Gráfico 18: Costo marginal y costo de energía regulante de RPF.
(santa rosa 220 Kv)



Fuente: Adaptado de costo marginal ponderado mensual COES, (2017).

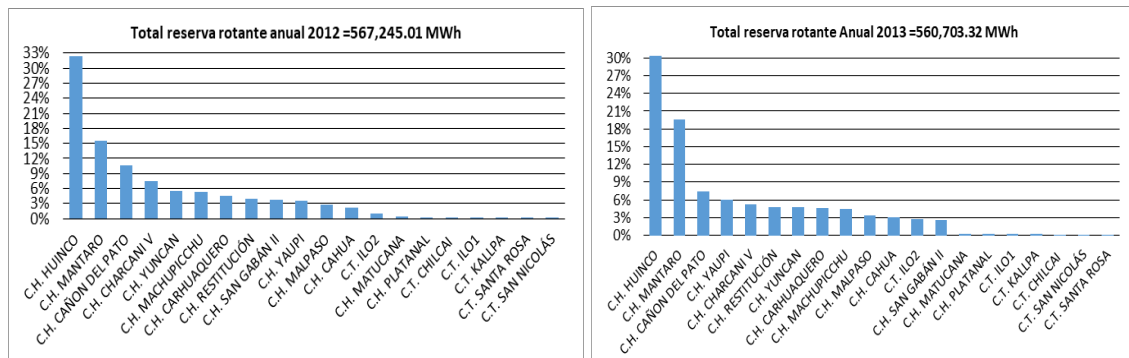
Se puede apreciar que existe una relación muy estrecha entre el costo marginal del sistema y el costo unitario de energía regulante, debido a que el costo unitario de energía regulante se encontraba determinado entre la diferencia del costo marginal y el costo variable de la máquina de menor costo variable de las unidades calificadas, y dentro de ellas las centrales hidroeléctricas representan las de menor costo variable ya su operación es muy baja en comparación con las centrales térmicas.

Para el caso de evaluación el costo marginal del mercado spot del SEIN y el costo unitario de energía regulante tuvieron valores significativos para los años 2012, 2013 y 2014 con un promedio anual de 30.86 \$./MWh, 26.52 \$./MWh y 24.57 \$./MWh, respectivamente, luego a la entrada en vigencia del nuevo marco regulatorio de regulación primaria de frecuencia los costos marginales del sistema tuvieron valores bajos a diferencia del año 2016 que tuvo un promedio anual de 21.41 \$./MWh.

4.3.2. RESERVA ROTANTE PARA REGULACIÓN PRIMARIA DE FRECUENCIA.

En los Gráfico 19, se muestra la reserva rotante de regulación primaria de frecuencia ejecutada y reconocida para los años 2012 y 2013, en todos los casos, las tres primeras centrales que mayor participación tuvieron fueron, la central hidroeléctrica Huinco con una mayor participación de 32.5% y 30.4%, luego la central hidroeléctrica de Mantaro con 15.4% y 19.6% y seguidamente la central hidroeléctrica Cañon del Pato con 10.7% y 7.4%, de los años 2012 y 2013, respectivamente, adicionalmente se observa también que durante estos años las centrales hidroeléctricas tuvieron una mayor participación con 98.17% y 96.81% de reserva rotante para RPF a diferencia de las centrales termoeléctricas que tuvieron una proporción menor con 1.83% y 3.19%, en los años 2012 y 2013 respectivamente.

Gráfico 19: Participación en la Reserva Rotante para la Regulación Primaria de Frecuencia Ejecutada del 2012 y 2013.



Elaboración: Propia.

CÁLCULO DE LA RESERVA ROTANTE PARA LA REGULACIÓN PRIMARIA DE FRECUENCIA DE LOS AÑOS 2015 Y 2016

Se ha determinado la reserva rotante de RPF del SEIN para los años 2015 y 2016, considerando el margen de reserva de 2.6% y 2.0% para el periodo de avenida y estiaje del año 2015, y 3.1% y 2.0% para el periodo de avenida y estiaje del año 2016, respectivamente (ver Tabla 23 “Magnitud de Reserva Rotante para RPF”), así mismo para cálculo, se obtuvieron los registros de generación ejecutada de las centrales eléctricas responsables de realizar la regulación primaria de frecuencia, estos datos fueron emitidos y publicados oficialmente cada mes por el COES en su página web.

En base a la ecuación de restricción del despacho económico de la reserva rotante para RPF ecuación (24) y (25), se procedió a determinar la disponible que pudo entregar la unidad generadora en cada periodo de tiempo, luego se determinó el margen de reserva rotante que dejó de generar la unidad de generación como la diferencia entre la potencia máxima que pudo generar ($Disponible\ MW_{i,t}$) y la potencia de generación ejecutada en bornes de generación en cada periodo de tiempo ($Generación_{i,t}$).

Asignación de la RRPF en el despacho Económico desde el 01 julio del 2015 al 04 de agosto del 2016 (no vigente).

$$Generación_{i,t} \leq (Disponible\ MW_{i,t}) * (1 - [\frac{\%RPrimaria_{i,t}}{100}]) \quad \dots (Ec. 24)$$

Asignación de la RRPF en el despacho Económico a partir del 05 de agosto del 2016 (vigente).

$$\frac{P_{mínima_i}}{1 - \%RA/100} \leq Generación_{i,t} \leq \frac{Disponible\ MW_{i,t}}{1 + \frac{\%RA}{100}} \quad \dots (Ec. 25)$$

Donde:

Generación_{i,t}: Variable de decisión que indica el nivel de generación en MW de la unidad generadora *i* para el periodo de optimización *t*.

Disponible MW_{i,t} : Potencia máxima (MW) que puede entregar una unidad de generación “*i*” para el Despacho Económico para el periodo de optimización *t*. La potencia máxima se determina tomando en cuenta todo aquello que cause una reducción de la Potencia Efectiva, tales como: condiciones hidrológicas y ambientales del día previo al Despacho Económico, Indisponibilidades parciales u otros similares.

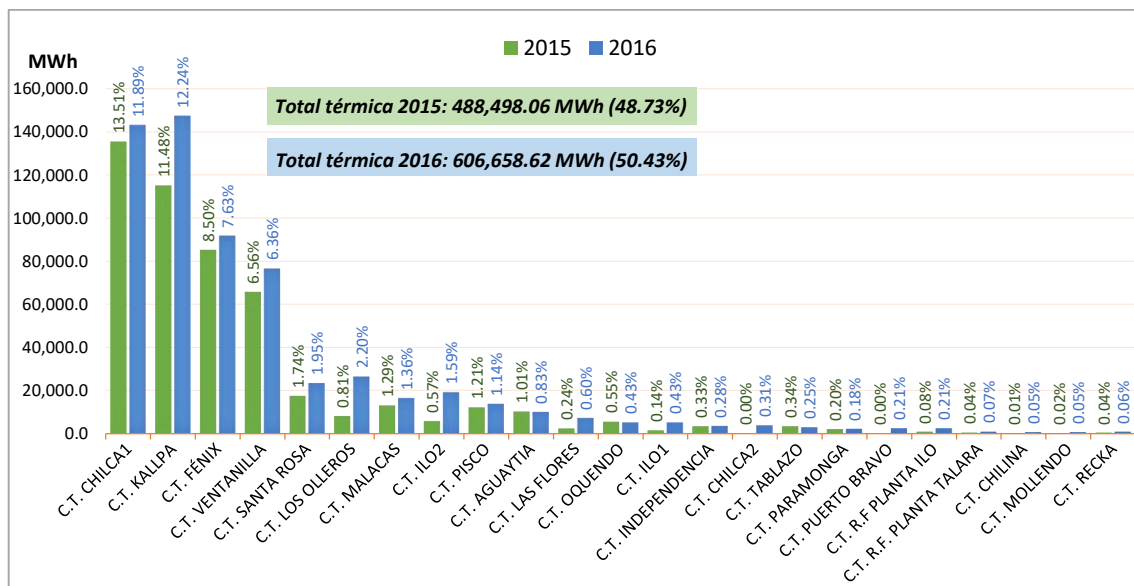
%RPrimaria_{i,t}: Valor en porcentaje (%) de la reserva primaria asignada a la unidad generadora “*i*” para el periodo de optimización “*t*”.

%RA : Reserva primaria asignada a la unidad de generación, determinado en un estudio anual efectuado por el COES y aprobado por el OSINERGMIN, expresado en %.

P_{mínima_i} : Potencia mínimo o mínimo técnico de la unidad de generación *i*.

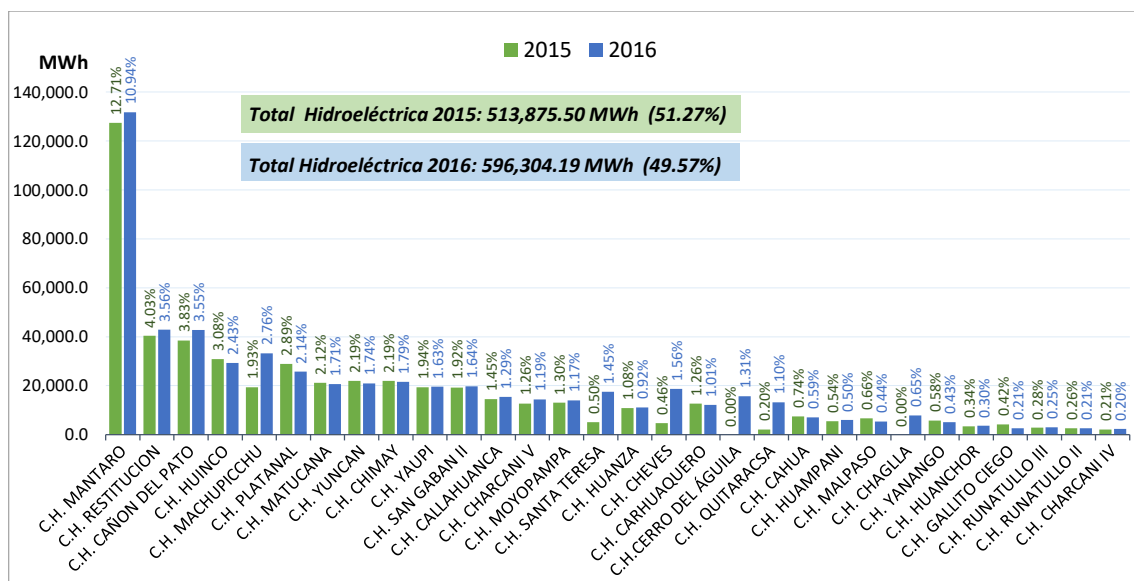
En los Gráfico 20 y Gráfico 21, se presenta la participación de centrales térmicas e hidroeléctricas en la reserva rotante para RPF ejecutada de los años 2015 y 2016.

Gráfico 20: Participación en la reserva rotante de centrales térmicas 2015 y 2016.



Elaboración: Propia.

Gráfico 21: Participación en la reserva rotante de centrales hidroeléctricas 2015 y 2016.



Elaboración: Propia.

Entre las centrales térmicas e hidroeléctricas de mayor relevancia en la participación de la reserva rotante para la RPF durante los dos últimos años 2015 y 2016 fueron: las C.T. Chilca1 con 13.51% y 11.89%, C.T. kallpa con 11.48% y 12.24%, C.T. Fénix con 8.5% y 7.63%, C.T. Ventanilla con 6.56% y 6.36%, seguidamente entre las centrales hidroeléctricas se destaca la C.H. Mantaro con 12.71% y 10.94%, de la reserva total ejecutada de 1,002,373.56 MWh y 1,202,962.80 MWh para el 2015 y 2016,

respectivamente. Por otro lado, en los últimos años se observa una mayor participación de centrales a nivel del SEIN (ver Gráfico **20**Gráfico **21**) a diferencia de los años 2012 y 2013 (ver Gráfico **19**), Esto significa que el sistema provee de mayor reserva rotante distribuido en gran medida del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional.

Adicionalmente, se ha determinado que en el año 2015 la reserva rotante ejecutada por las centrales hidroeléctricas fue superior en 2.53% de la reserva rotante ejecutada por las centrales termoeléctricas, lo contrario sucedió en el 2016 registrando una mayor participación de las centrales térmicas superior en 0.86% a la reserva rotante ejecutada por las centrales hidroeléctricas.

En el escenario del marco regulatorio anterior (antes del 01 de julio del 2014) la reserva rotante para RPF ejecutada fue producto de una decisión libre y voluntario de la prestación del servicio por parte de las unidades de generación, lo que significa que podían administrar y comercializar su energía de manera oportuna, y en mayoría, las centrales hidráulicas optaron por brindar el margen de reserva sujeto a una remuneración a un costo unitario aproximado al costo marginal del mercado spot.

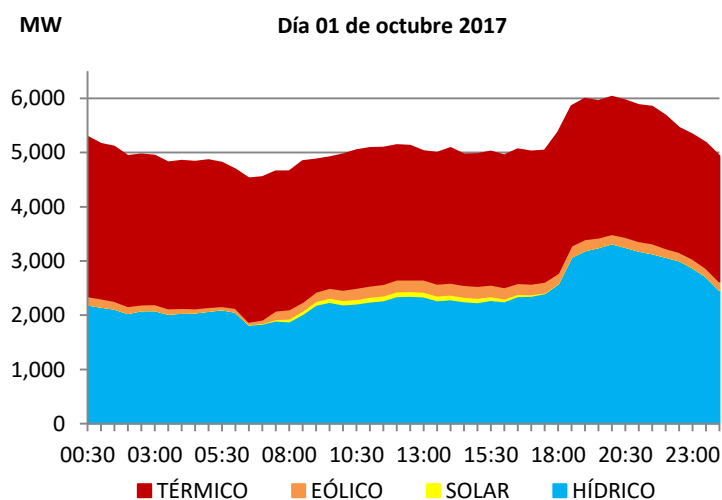
El marco normativo vigente Resolución Directoral N° 069-2011-EM/DGE y Procedimiento N° 21, respecto a la reserva rotante inciden de manera negativa a las unidades de generación, efectuando un reparto inequitativo en la asignación del margen de reserva rotante, para corroborar la información solo basta con observar los Gráfico **20** y Gráfico **21**, en la cual se aprecia la participación en la reserva rotante para RPF de los años 2015 y 2016.

INFLUENCIA DE LA CARACTERÍSTICA OPERACIÓN EN LA PÉRDIDA DEL COSTO DE OPORTUNIDAD.

Cabe señalar que todas las centrales de generación no operan con la misma tecnología, y por lo tanto, el impacto de prestar el servicio de RPF con el esquema vigente de manera obligatoria y con los márgenes de reserva rotante establecidos anualmente no es lo mismo para cada una de ellas, por su características propias de operación, siendo las menos perjudicadas las centrales hidroeléctricas, debido a que durante las horas de mínima y media demanda (23:00 a 18:00 horas) mantienen y contribuyen el margen de reserva rotante para la RPF de su capacidad disponible, sin embargo, el recurso hídrico dejado de turbinar es aprovechado en las horas de máxima demanda (18.00 a 23:00 horas) por cuestiones de optimización en el despacho económico. Lo afirmado se puede corroborar observando el Gráfico 22 abajo.

por otro lado, las centrales térmicas por su característica propia de operación y de despacho son directamente las más perjudicadas, debido a que no logran recuperar toda la energía posible que hayan dejado de generar para la RPF, y a la vez que no es reparada con algún beneficio o remuneración económica.

Gráfico 22: Generación eléctrica del SEIN por tipo de generación.



Fuente: (Informe de evaluación de operación diaria COES, 2017).

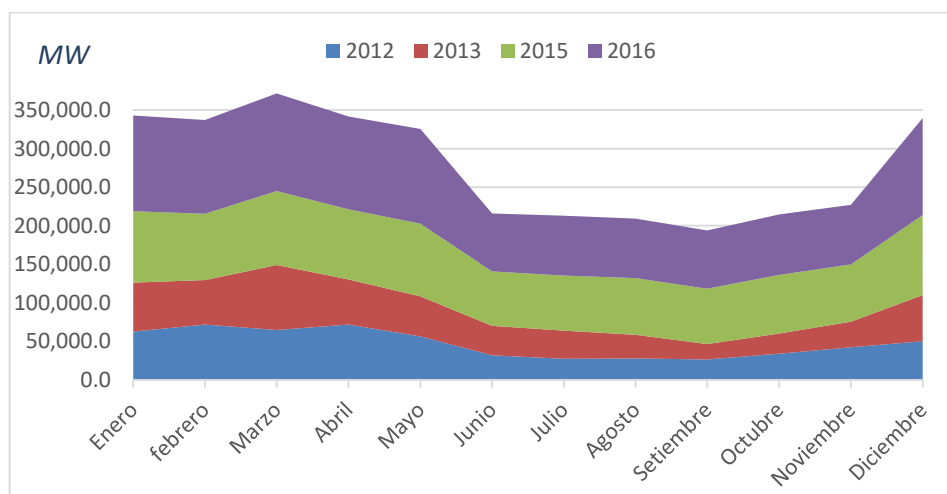
En la Tabla 33, se muestra la reserva para RPF ejecutada mensual de los años 2012, 2013, 2015 y 2016.

Tabla 33: Reserva Rotante para la RPF Mensual Ejecutada (MWh).

Mes	2012	2013	2015	2016	2015/2013	2016/2012
Enero	62,723.2	63,339.8	92,617.9	124,419.1	46.2%	98.4%
febrero	71,744.1	57,886.7	85,975.1	121,764.3	48.5%	69.7%
Marzo	64,705.8	84,535.0	95,915.4	126,653.9	13.5%	95.7%
Abril	71,810.3	58,509.4	90,852.7	120,527.1	55.3%	67.8%
Mayo	56,446.2	51,946.0	94,163.2	122,916.1	81.3%	117.8%
Junio	31,690.1	38,501.3	70,551.4	75,326.4	83.2%	137.7%
Julio	27,518.3	36,247.6	71,742.7	77,394.4	97.9%	181.2%
Agosto	27,585.6	30,771.1	73,843.6	77,247.1	140.0%	180.0%
Setiembre	26,690.1	19,579.8	72,184.1	75,379.4	268.7%	182.4%
Octubre	33,899.6	26,252.6	76,032.0	78,322.1	189.6%	131.0%
Noviembre	42,207.2	33,180.7	74,613.0	77,359.2	124.9%	83.3%
Diciembre	50,224.4	59,953.4	103,882.5	125,653.7	73.3%	150.2%
Total	567,245.0	560,703.3	1,002,373.6	1,202,962.8	78.77%	112.07%

Elaboración: Propia.

Figura 37: Perfil de la Reserva Rotante Para la RPF Anual.



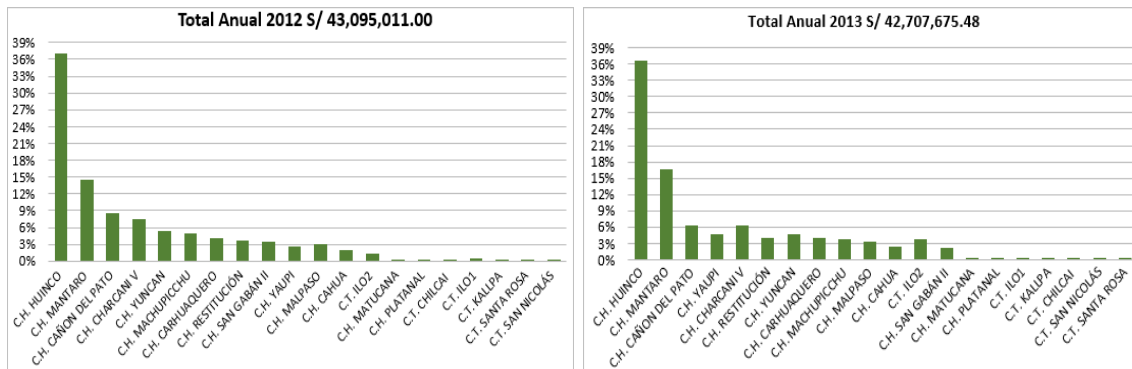
Elaboración: Propia.

4.3.3. COMPENSACIÓN ECONÓMICA DE LA RESERVA ROTANTE PARA LA RPF.

En el Gráfico 23, se observa el porcentaje de pago correspondiente a cada central de generación por la reserva rotante ejecutada para la RPF de los años 2012 y 2013, respectivamente, en mayor proporción la C.H. Huinco con un 37.1% de total de S/

43,095,011 en el 2012, y 36.6% del total anual de S/ 42,707,675 en el 2013, seguidamente la C.H. de Mantaro que es la segunda en importancia percibiendo el 14.5% en el 2012 y el 16.6% en el 2013.

Gráfico 23: Porcentaje anual del pago por RPF 2012.



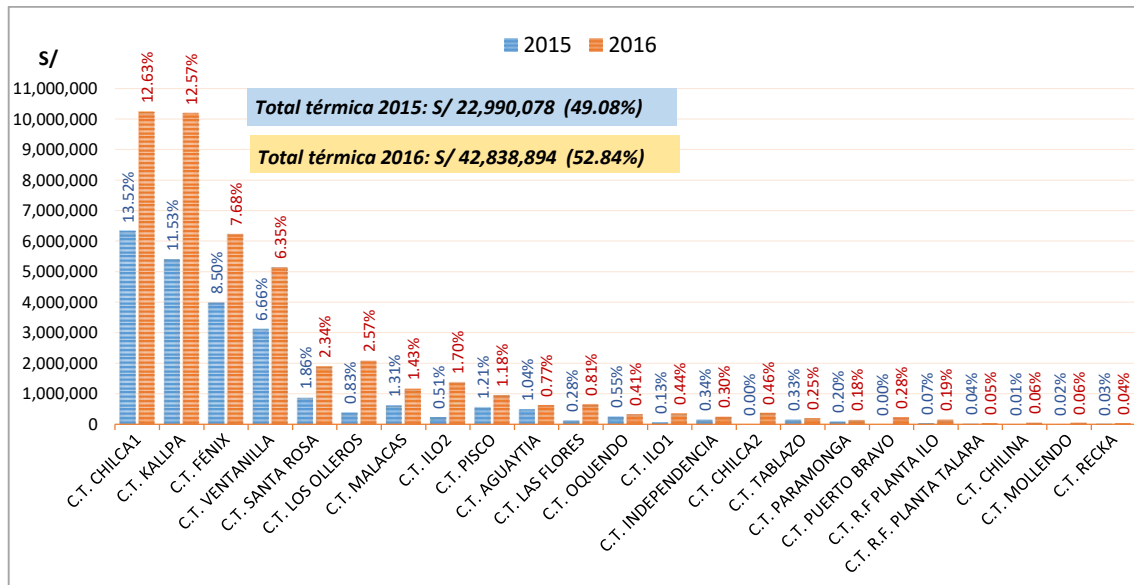
Elaboración: Propia.

Teniendo en consideración que en un mercado libre la transacción de energía se da a un precio pactado de común acuerdo, y que esta, se encuentra definido en sus respectivos contratos de suministro de energía, el costo de oportunidad de la reserva rotante para la regulación primaria de frecuencia asignado a las unidades de generación para los años 2015 y 2016 se realizó en el mercado spot del SEIN en base a la ecuación (3), debido a que en este mercado las generadoras que produjeron más energía que la que retiran sus clientes venden sus excedentes en el mercado spot a otros generadores deficitarios al costo marginal de corto plazo.

$$\text{Costo de Oportunidad} = \text{Reserva Rotante para RPF (MWh)} * \text{Costo Marginal (S//MWh)} \quad (1)$$

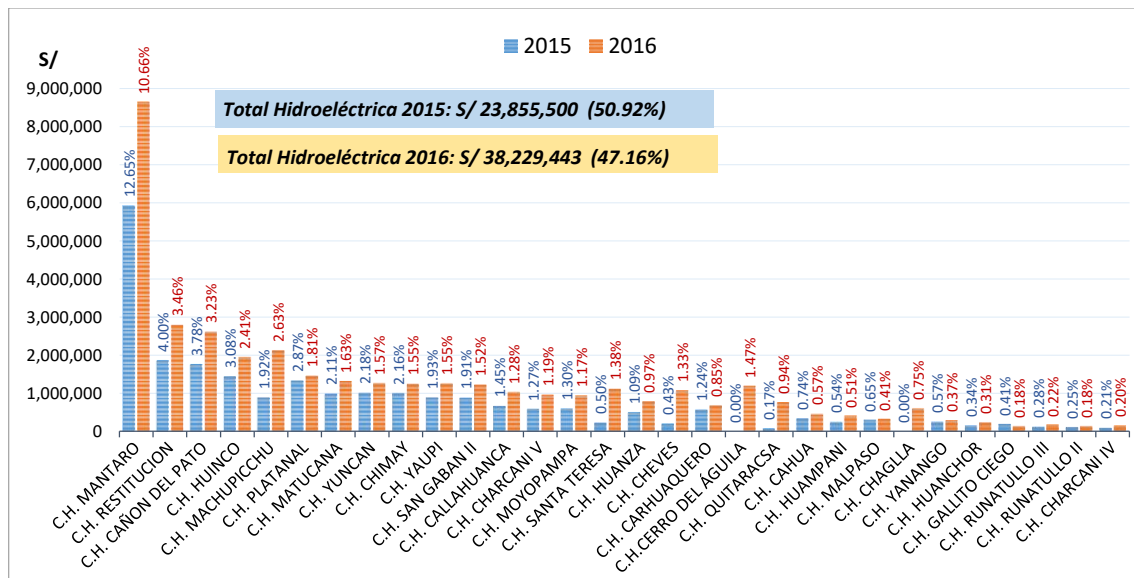
A continuación, se muestra la Reserva Rotante para la Regulación Primaria de frecuencia valorizado al costo marginal del SEIN, de las centrales térmicas e hidroeléctricas responsables de brindar el servicio de RPF. Estos montos indican la pérdida de ingresos por la pérdida del costo de oportunidad por dejar de producir la energía activa para mantener la Reserva Rotante para la RPF.

Gráfico 24: Costo de oportunidad de centrales térmicas.



Elaboración: Propia.

Gráfico 25: Costo de oportunidad de centrales hidroeléctricas.



Elaboración: Propia.

En el Gráfico 24 “Costo de oportunidad de centrales térmicas.”, se muestra la pérdida de ingresos por pérdida del costo de oportunidad en el mercado spot del SEIN del año 2015 y 2016, como se puede observar existe un impacto significativo, perjudicando económicamente en las centrales térmicas, entre ellas se destacan las C.T. Chilca 1, C.T. Kallpa, C.T. Fénix y seguidamente la C.T. Ventanilla, las cuales experimentaron una

pérdida económica superior en el 2016 que el 2015, esto debido a la disminución de los costos marginales del SEIN (ver Gráfico 18).

En el Gráfico 25 “Costo de oportunidad de centrales hidroeléctricas.”, se destaca principalmente a la C.H. de Mantaro que aparentemente refleja una disminución significativa de sus ingresos por la pérdida de costo de oportunidad en el mercado spot del SEIN, sin embargo según el análisis realizado en el ITEM “INFLUENCIA DE LA CARACTERÍSTICA OPERACIÓN EN LA PÉRDIDA DEL COSTO DE OPORTUNIDAD”, se podría indicar que las centrales hidroeléctricas no son afectadas económicamente en la disminución de sus ingresos por pérdida de costo de oportunidad, debido a que durante el tiempo en las horas de máxima demanda y temporadas de estiaje logran aprovechar todo el recurso hídrico dejado de turbinar, por las característica propias de operación en el despacho económico.

Tabla 34: Cuadro comparativo de la RRPF y Costo Anual.

	2012		2013		2015		2016	
	RRPF	Monto Compensado	RRPF	Monto Compensado	RRPF	C.O.	RRPF	C.O.
	MWh	S/	MWh	S/	MWh	S/	MWh	S/
Termoeléctrica	10,407	1,046,206	17,869	1,831,037	488,498	22,990,078	606,659	42,838,894
Hidroeléctrica	556,838	42,048,805	542,835	40,876,638	513,875	23,855,500	596,304	38,229,443
TOTAL	567,245	43,095,011	560,703	42,707,675	1,002,374	46,845,578	1,202,963	81,068,337

RRPF: Reserva Rotante para la Regulación Primaria de Frecuencia.

C.O. Costo de Oportunidad.

Elaboración: Propia.

Tabla 35: Incremento Porcentual del Costo y la RRPF.

	Incremento de la RRPF (%)			Incremento de costo de la RRPF (%)		
	2015/2013	2016/2012	2016/2015	2015/2013	2016/2012	2016/2015
Termoeléctricas	2633.81%	5729.37%	24.19%	1155.58%	3994.69%	86.34%
Hidroeléctricas	-5.33%	7.09%	16.04%	-41.64%	-9.08%	60.25%
TOTAL	78.77%	112.07%	20.01%	9.69%	88.12%	73.05%

Elaboración: Propia.

De los cálculos efectuados se observa que en el año 2015 la Reserva Rotante para la Regulación Primaria de Frecuencia ejecutada por las unidades de generación entre

termoeléctricas e hidroeléctricas del SEIN fue aproximadamente 1,002,374 MWh superior en 78.77% respecto a la RRPf en el año 2013 que fue 567,245 MWh, así mismo en el 2016 la Reserva Rotante fue superior en más del 100% respecto al año 2012, Esto significa que la actualización del marco regulatorio de Regulación Primaria de Frecuencia conlleva una mayor reserva distribuida a nivel del SEIN, producto de ello en los últimos años se ha visto una mayor participación de las centrales térmicas como se puede observar en la Tabla 34 y Tabla 35.

El costo de oportunidad en el mercado spot del SEIN de la Reserva Rotante para la Regulación Primaria de Frecuencia se muestra en la Tabla 32. En el 2015 el costo de oportunidad tuvo un incremento en 9.69% respecto al año 2013, y en el año 2016 tuvo un incremento de 88.12% respecto al año 2012. Estos costos reflejan claramente una disminución en sus ingresos de las centrales eléctricas responsables de realizar la Regulación Primaria de Frecuencia por la pérdida de costo de oportunidad en el mercado spot del SEIN.

Considerando lo establecido por la Norma Técnica para la Coordinación de la Operación en Tiempo Real de los Sistemas Interconectados en su acápite “6.3.1 REGULACIÓN DE FRECUENCIA” establece que los titulares de generación son responsables de la Regulación de Frecuencia del Sistema bajo las directivas del Coordinador y las disposiciones de la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos. Por lo que los costos mostrados en la Tabla 34 refleja claramente mayores costos de la Regulación Primaria de Frecuencia debido a la actualización de marco normativo de Regulación Primaria de Frecuencia. “NTCOTRSI R. D 069-2011-EM/DGE y Procedimiento Técnico N° 21 del COES-SINAC Resolución N° 195-2016-OS/CD”.

CONCLUSIONES

PRIMERO: Se evaluó y analizó el impacto técnico y económico en el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional del marco regulatorio vigente de Regulación Primaria de Frecuencia, a través de los indicadores de calidad de frecuencia, respuesta de la Regulación Primaria de Frecuencia, magnitud del margen de Reserva Rotante y costo de oportunidad (costo del servicio), resultando que, con la actualización desde julio del 2014 del marco regulatorio de Regulación Primaria de Frecuencia, Resolución Directoral N° 069-2011-EM/DGE y Procedimiento Técnico COES PR-21 “Reserva Rotante para Regulación Primaria de Frecuencia”, la calidad de frecuencia y la seguridad del sistema mejoró significativamente, como se puede apreciar en las Tabla 13,14 (variaciones sostenidas y súbitas de frecuencia), Gráficos 7,8,9,10,11 y 12 (Distribución de la frecuencia diaria de los años 2012, 2013, 2015 y 2016), así como en los gráficos 13, 14, 15, 16 y 17 (Respuestas de la Regulación Primaria de Frecuencia ante un desbalance generación-demanda en el SEIN). Las mejoras en la calidad y seguridad del sistema dieron lugar a una mayor reserva distribuida a nivel del SEIN a mayor costo del servicio de RPF, de acuerdo a la Tabla 32 (cuadro comparativo de la RRPf y costo anual).

SEGUNDO: La evaluación muestra, que con la actualización del marco regulatorio de Regulación Primaria de Frecuencia desde julio del 2014, mejoró los indicadores de calidad de producto-frecuencia en el sistema, oscilando fuera del margen de variaciones sostenidas (± 0.36 Hz), 31 veces en promedio en el 2013, 4 en promedio en el 2015 y 1 en promedio en el 2016 (ver Gráfico 5: variaciones sostenidas de frecuencia), así mismo, la distribución de la frecuencia eléctrica del sistema tuvo una disminución en cuanto a la desviación típica de 0.18 Hz a 0.055 Hz en promedio (ver Gráficos 7, 8, 9 10, 11 y 12), lo que representa una mejora en la calidad de la frecuencia eléctrica a nivel del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional, es decir que el sistema es más estable y seguro, lo cual

refleja que el usuario final goza de una buena calidad de energía y por ende el buen funcionamiento de los equipos eléctricos del sistema de potencia.

TERCERO: La evaluación de la Respuesta de Regulación Primaria de Frecuencia ante una desconexión de generación en el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional, nos muestra una mejora en la rapidez y tiempo de respuesta, esto significa que hay una mejoría en cuanto a la frecuencia mínima alcanzada (error de frecuencia), incrementando la calidad de frecuencia ante un evento de desbalance generación – demanda, esto se puede apreciar en los Gráficos 13, 14, 15, 16 y 17 y sus respectivas tablas de resumen.

CUARTO: La actualización del marco regulatorio de Regulación Primaria de Frecuencia desde julio del 2014, conlleva una mayor reserva rotante disponible y distribuida a nivel del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional brindando mayor seguridad al sistema. De acuerdo al Gráfico 19 (Reserva Rotante para la Regulación Primaria de Frecuencia de los años 2012 y 2013) y Gráficos 20 y 21 (Reserva Rotante para RPF para los años 2015 y 2016), La reserva rotante en energía ejecutado en los años 2015 y 2016 fueron de 1,002,374 MWh y 1,202,963 MWh, respectivamente, superiores en 78.77% y 112.07 % respecto a los años 2013 y 2012 que fueron 560,703 MWh, 567,245 MWh, respectivamente.

QUINTO: El costo de oportunidad en el mercado spot del SEIN refleja el costo de la Reserva Rotante para la Regulación Primaria de frecuencia. De la evaluación realizada se ha determinado que el servicio de Regulación Primaria de Frecuencia vigente es más caro que el esquema anterior, sin embargo, ha implicado una mejoría en la calidad de producto frecuencia. En el 2015 el costo de oportunidad fue de S/ 46,845,578 superior en 9.69% respecto al año 2013, y en el año 2016 el costo de oportunidad fue de S/ 81,068,337 superior en 88.12% respecto al año 2012 (ver Tabla 32 y 33: cuadro comparativo de la

RRPF y costo anual). Por otro lado, las centrales de generación con el vigente marco regulatorio de Regulación Primaria de Frecuencia desde julio del 2014, se ven afectadas económicamente por la pérdida de costo de oportunidad que refleja claramente una disminución en sus ingresos, de acuerdo al Gráfico 24 (costo de oportunidad de centrales térmicas), se aprecia que inciden principalmente en las centrales térmicas de mayor capacidad, entre ellas se destacan las C.T. Chilca 1 (807.5 MW), C.T. Kallpa (865 MW), C.T. Fénix (570 MW) y seguidamente la C.T. Ventanilla (479.3 MW) , cabe indicar, que las centrales hidráulicas se ven menos perjudicadas, debido a su características propias en el despacho (ver Gráfico 22: Generación eléctrica del SEIN por tipo de generación), por lo que se podría mencionar que aparentan una pérdida de costo de oportunidad y entre ellas se destacaría la C.H. Mantaro (678.7 MW) y C.H. Restitución (219.4 MW), como se aprecia en el Gráfico 25: Costo de oportunidad de centrales hidroeléctricas).

RECOMENDACIONES

PRIMERO: Al analizar la Respuesta de la Regulación Primaria de Frecuencia ante una desconexión de generación en el SEIN, se ha podido observar que, durante el periodo de regulación, la frecuencia tiende a mantenerse y/o a disminuir unos segundos luego del inicio del aporte de reserva rotante, esto significa que algunas centrales de generación no logran tener un desempeño eficiente en la característica de respuesta de la RPF exigida, por lo que se sugiere al ente regulador supervisar y organizar estrategias para dar seguridad en el fiel cumplimiento de la Regulación Primaria de Frecuencia.

SEGUNDO: Es evidente que el vigente marco regulatorio de Regulación Primaria de Frecuencia viene causando un impacto negativo en el aspecto económico, y un reparto y asignación de la reserva rotante inequitativo, lo que representa un detalle desfavorable en los grandes inversionistas en generación, por lo que a fin de continuar el desarrollo de este aspecto se sugiere recoger nuevas experiencias en otros países que podrían dar buenos resultados.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Alvarez Vengoa, E. (2017). El Control de los Sistemas de Generación. Gestión de Operaciones. Puno, Perú.
- Arias, F. G. (2012). Introducción a la Metodología Científica. El Proyecto de Investigación . Venezuela: Episteme C.A.
- Chapman, S. J. (2012). Máquinas eléctricas. México: McGRAW-HILL/INTERAMERICANA EDITORES, S.A. DE C.V.
- COES SINAC (2017). Informe de la Evaluación de la Operación Diaria. Obtenido de : <http://www.coes.org.pe/Portal/PostOperacion/Reportes/Ieod>
- COES SINAC. (2017). Glosario y Definiciones. Obtenido de <http://www.coes.org.pe/portal/>
- COES SINAC. Reportes de Sistemas Aislados e Indicadores de Calidad de Frecuencia NTCSE Correspondiente a cada mes, Lima- Perú.
- COES SUR. (2000). Selección de Unidades de Generación Para La Regulación Primaria y Secundaria de Frecuencia del SIS. Informe Final N° 418-DO-COES SUR/2000.
- Gómez Expósito, A. (2002). Analisis y Operación de Sistemas de Energía Electrica. Sevilla. Recuperado de Sistemas de Protección, Estabilidad en Frecuencia: https://eva.fing.edu.uy/pluginfile.php/125367/mod_folder/content/0/2016%20Marterial.%20Curso%20ESEP%20y%20CAPSEP.%20Frecuencia.pdf?forcedownload=1.
- Gresia Munayco, A. A. (2016). Análisis de Sistema Eléctrico de Potencia II - EE354"M" Regulación de Frecuencia. Obtenido de: <https://es.scribd.com/doc/313735104/Regulacion-de-Frecuencia>
- Huaman M., A. (2016). Operación de centrales por criterios técnicos y desempeño del SEIN. Lima, Perú.
- Huamán Muchica, A. (2016). Curso Operación y Despacho en Tiempo Real de Sistemas Eléctricos de Potencia. Lima, Perú.
- Huaman Muchica, A. E. (2012). Control Automático de la Generación en el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional. XIX CONIMERA. Lima.
- Kundur, P. (1994). Power System Stability and Control. New York: McGraw-Hill.

- Ledesma, P. (2008). Regulación de frecuencia y potencia. Madrid.
- Lopez, J. M. (2016). La Competencia y el Mercado de Corto Plazo. 6° EXPO ENERGÍA PERÚ. Lima, PERÚ.
- Los Expertos en Mercados xm. (2007). Estudio de la Reserva Rotante y La Regulación de Frecuencia en el SEIN. Lima.
- Los Expertos en Mercados xm. (2007). Conceptos Básicos de Frecuencia. Lima. Recuperado de: <https://es.scribd.com/document/340037959/conceptos-basicos-frecuencia-pdf>
- Norma Técnica De Calidad De Los Servicios Eléctricos. (1997). Decreto Supremo N° 020-97-EM. Ministerio de Energía y Minas. Lima, Perú.
- Oyanguren Ramirez, F. J. (2007). El Comercializador Como Agente De Competencia En El Mercado Eléctrico Peruano. Tesis para optar el Grado de Magíster en Economía. Lima, Perú.
- OSINERGMIN, (2014). Propuesta de Procedimiento Técnico N° 22 "Reserva Rotante para Regulación Secundaria de Frecuencia", Informe N° 0027-2014-GART, Lima, Perú.
- Palomino Narvaez, C. J., & Pumay Melgarejo, P. E. (2014). Estudio de la Proyección de la Reserva de Generación de Energía Eléctrica para Confiabilidad del Ssistema Interconectado del Perú. Informe para obtener el Título de Ingeniero en Energía. Nuevo Chimbote, Perú.
- Procedimiento N° 10 COES SINAC, (2016). Valorización de las Tránsferencias de Energía Activa. Lima, Perú.
- Procedimiento N° 21 COES SINAC. (2017). Reserva Rotante para la Regulación Primaria de Frecuencia. Lima, Perú.
- Procedimiento N° 22 COES SINAC. (2017). Reserva Rotante para Regulación Secundaria de Frecuencia. Lima, Perú.
- Red Eléctrica de España. (2017). Red Eléctrica de España. Obtenido de operacion-del-sistema-electrico: <http://www.ree.es/es/actividades/operacion-del-sistema-electrico>

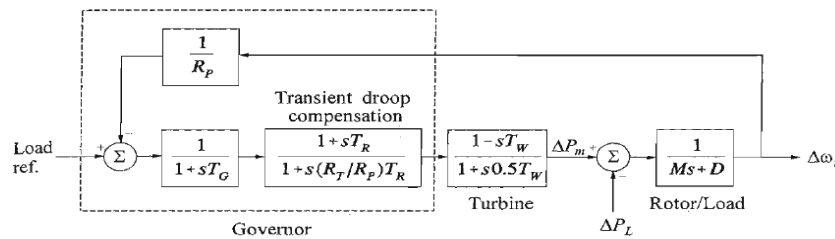
- Rodriguez Castillo, D. A. (2008). Criterios, Metodología y Desarrollo de un Esquema de Rechazo de Carga por Mínima Frecuencia para el Sistema Eléctrico Peruano. Tesis. Lima, Perú.
- Rosales Garrido, J. I. (2016). Determinación de Parámetros de Regulador de Tensión, Regulador de Velocidad y PSS de Unidades Generadoras de Central Hidroeléctrica Carena, Santiago de Chile.
- Saadat, H. (2010). Power System Analysis. New York.
- Sánchez Quispe, F., & Triveño Ramos, J. P. (2012). Propuesta de Método Para Determinar La Reserva Rotante De Energía En El SEIN. Tesis. Cusco, Perú.
- Trujillo Soto, J., (2016). Simulación del Control Potencia -Frecuencia en un Sistema Eléctrico de Potencia en Matlab. Trabajo de Fin de Grado, Universidad de Sevilla.
- Tecsup. (sf). Control de Potencia Activa y Frecuencia, Curso Virtual Sistemas Eléctricos de Potencia.
- Tellez Ramirez, E. (S/F). Calidad de la Energía. Programa de Ahorro De Energia. Colombia.
- Umetzu Caballero, S. (2011). Evaluación del Impacto en el Costo Marginal Obtenido por la Inyección de 2GW al SEIN. Informe de Tesis. Puno, Perú.
- Wood, A. J., Wollenberg, B. F., & Sheblé, G. B. (2014). Power Generation, Operation, and Control. New York.
- www.coes.org.pe/portal/
- <http://www.osinergmin.gob.pe/>
- Zárate Céspedes, R., & Ramírez Arcelles, R. (2011). Esquema de Rechazo Automático de Carga por Mínima Frecuencia y su Impacto Sobre la Estabilidad del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional. Lima.

ANEXOS

ANEXO A: SIMULACIÓN DE RESPUESTA DE LA REGULACIÓN PRIMARIA DE FRECUENCIA.

El presente anexo persigue alcanzar una simulación del control de Regulación Primaria de Frecuencia, así como los efectos de los parámetros técnicos y su análisis frente a una perturbación de demanda. Para ello, se emplea la herramienta Simulink de Matlab 2016. Se consideró los modelos matemáticos teóricos que representan el comportamiento dinámico en la regulación primaria de frecuencia de las unidades de generación hidráulicas y termoeléctricas. Cabe señalar que los modelos matemáticos fueron considerados del libro “Power System Stability and Control” cuyo autor es “Prabha Kundur”.

Figura A.1: Diagrama de bloque de una unidad hidroeléctrica.



Typical values:

$$R_p = 0.05 \quad T_G = 0.2 \text{ s} \quad M = 6.0 \text{ s} \quad D = 1.0$$

$$T_W = 1.0 \text{ s} \quad R_T = 0.38 \quad T_R = 5.0 \text{ s}$$

Fuente: (Kundur, 1994, pág. 599). Power System Stability and Control.

Donde:

T_W : Es la constante de tiempo del agua, el cual representa el tiempo requerido para acelerar la columna de agua desde el reposo hasta la velocidad (valor típico $T_W = 1 \text{ s}$).

R_p : Es la pendiente de velocidad en estado estacionario (valor típico $R_p = 0.05$).

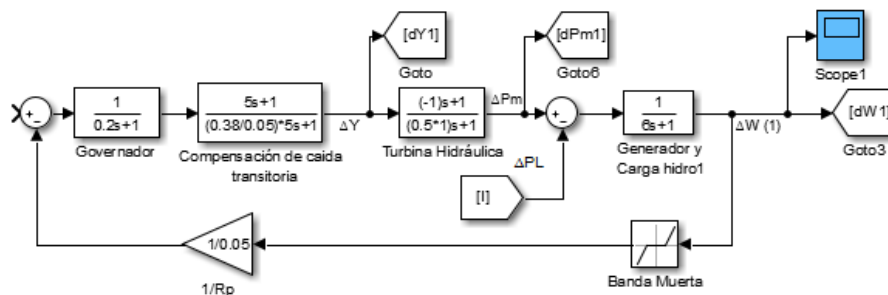
T_G : Es la constante de tiempo del gobernador (valor típico $T_G = 0.2 \text{ s}$).

T_R : Tiempo de reset de la compensación transitoria (valor típico $T_R = 5 \text{ s}$).

R_T : Es la pendiente de velocidad transitorio (valor típico $R_T = 0.38$).

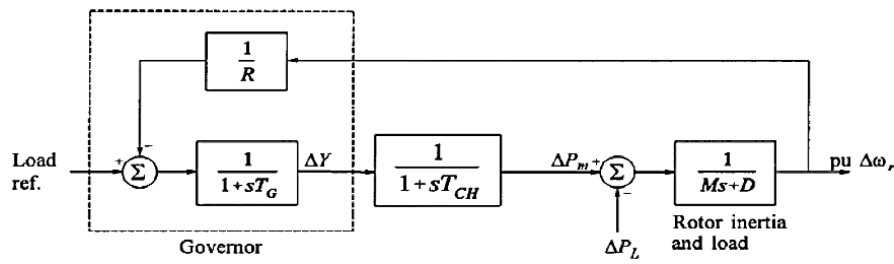
D : Es el coeficiente de amortiguación de la carga (valor típico $D = 1$).

Figura A.2: Representación de la unidad hidráulica en Simulink de Matlab.



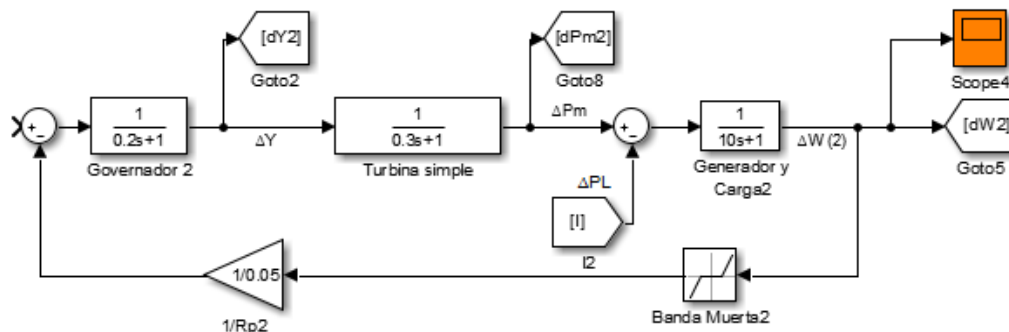
Elaboración: Propia

Figura A.3: Diagrama de bloque de una unidad térmica sin recalentamiento



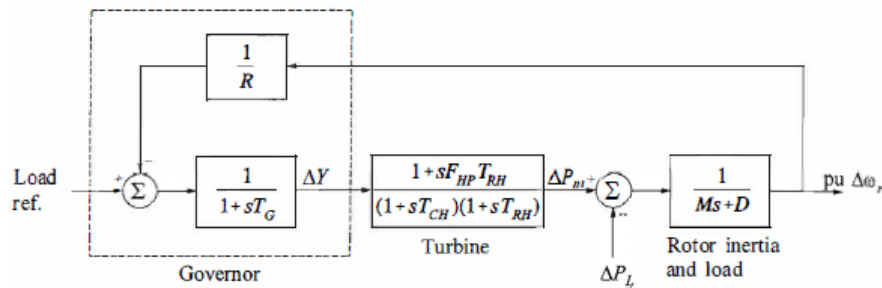
Fuente: (Kundur, 1994). Power System Stability and Control.

Figura A.4: Representación de la unidad térmica sin recalentamiento en Matlab.



Elaboración: Propia

Figura A.5: Diagrama de bloque de una unidad termoeléctrica con recalentamiento



Typical values:

$$\begin{array}{cccc}
 R = 0.05 & T_G = 0.2 \text{ s} & F_{HP} = 0.3 & T_{RH} = 7.0 \text{ s} \\
 T_{CH} = 0.3 \text{ s} & F_{LP} = 0.7 & M = 10.0 \text{ s} & D = 1.0
 \end{array}$$

Fuente: (Kundur, 1994, pág. 598). Power System Stability and Control.

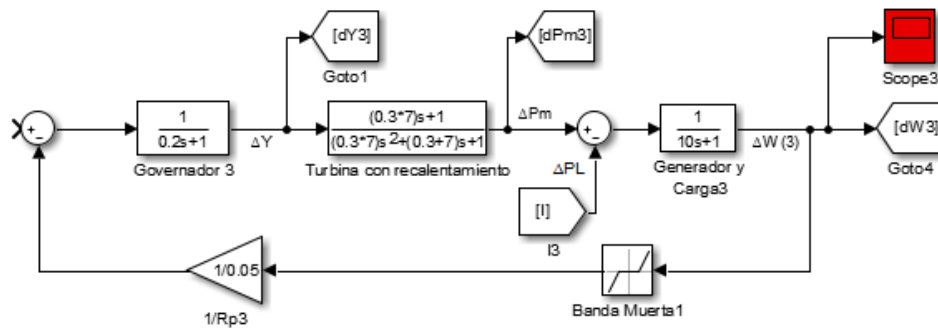
Donde:

F_{HP} : Fracción de vapor en alta presión (valor típico $F_{HP} = 0.3$)

T_{RH} : Constante de tiempo del recalentador (valor típico $T_{RH} = 7 \text{ s}$)

T_{CH} : Constante de tiempo de la cámara de vapor (valor típico $T_{CH} = 0.3 \text{ s}$)

Figura A.6: Representación de la unidad termoelectrica con recalentamiento en Matlab.

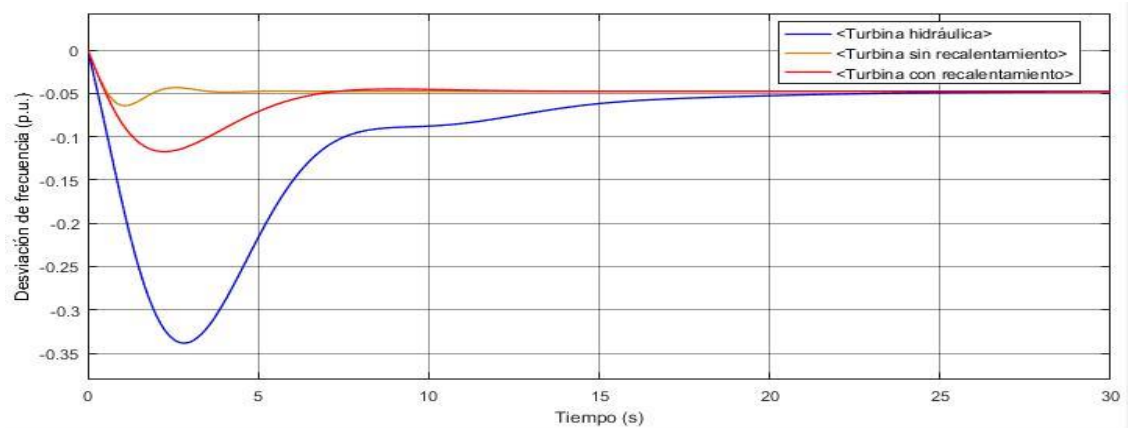


Elaboración: Propia.

COMPARACIÓN DE RESPUESTA DE DISTINTOS TIPOS DE GENERACIÓN

En la Figura A.7, se muestra el comportamiento de la desviación de la frecuencia tras una perturbación de un escalón en la demanda para las unidades de generación hidráulicas, térmicas con recalentamiento y térmicas sin recalentamiento para un mismo valor de estatismo de 5%. Cabe señalar que solo está entrando el control de regulación primaria de frecuencia que genera un error en régimen permanente que da lugar a la regulación secundaria.

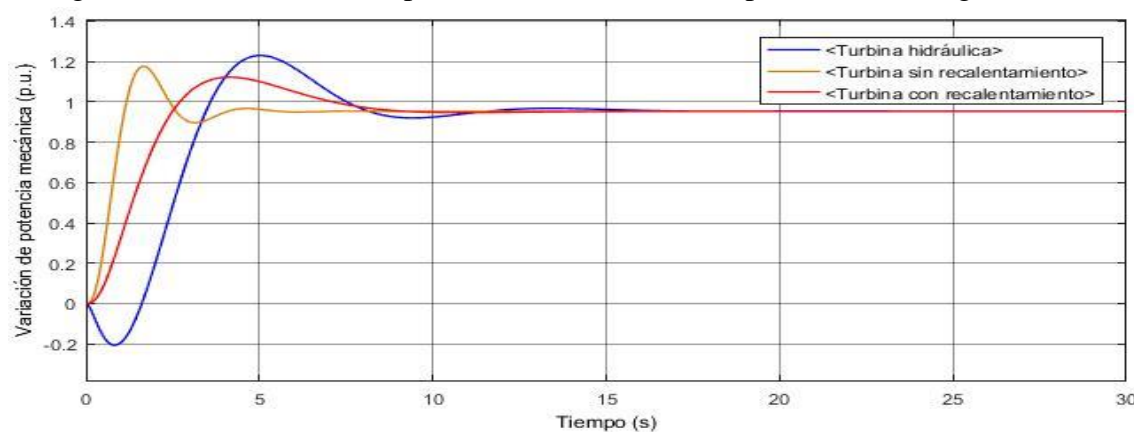
Figura A.7: Desviación de la frecuencia de 03 tipos de unidades de generación.



Elaboración: Propia.

En la figura, se puede observar que las centrales hidráulicas y las centrales térmicas con recalentamiento son las que presentan una respuesta más lenta y con menor oscilaciones al inicio de la regulación, y las centrales térmicas de ciclo simple son las que responden más rápido per en la respuesta de la regulación. Las características de la respuesta, varían dependiendo de muchos factores y además del tipo de planta, los controles de la planta y el modo de operación.

Figura A.8: Variación de la potencia mecánica de 03 tipos unidades de generación.



Elaboración: Propia.

En la figura se presenta el cambio en la potencia mecánica generada ante una variación de un escalón en la demanda. Se aprecia que al inicio existe una caída en la potencia mecánica que se opone a la respuesta, lo que refleja el fenómeno en el comportamiento de las turbinas hidráulicas (inercia del agua) y constantes de turbinamiento.

EFFECTOS EN LA REGULACIÓN PRIMARIA DE FRECUENCIA EN EL SISTEMA ELÉCTRICO INTERCONECTADO NACIONAL.

A continuación, se presenta la simulación del modelo matemático para una central hidráulica considerando los cambios efectuados a las unidades de generación del SEIN en los parámetros técnicos de Banda Muerta y Estatismo, modificatorias mediante los procedimientos técnico del COES PR-21.

Tabla A.1: Parámetros técnicos de los reguladores de velocidad en el SEIN.

DESCRIPCIÓN	Al 31 de Junio 2014 (*)	Al 4 de agosto del 2016 (**)	Vigente (***)
BANDA MUERTA	Inferior al 0.1% (0.06 Hz)	±0,03% (±0,018 Hz)	±0,05% (± 0,030 Hz)
ESTATISMO (%)	Entre el 0 y el 6%	De 4% a 5%.	De 4% a 5%.

(*) Vigente al 31 de junio del 2014

(**) Vigente desde del 01.07.2014 al 04 de agosto del 2016

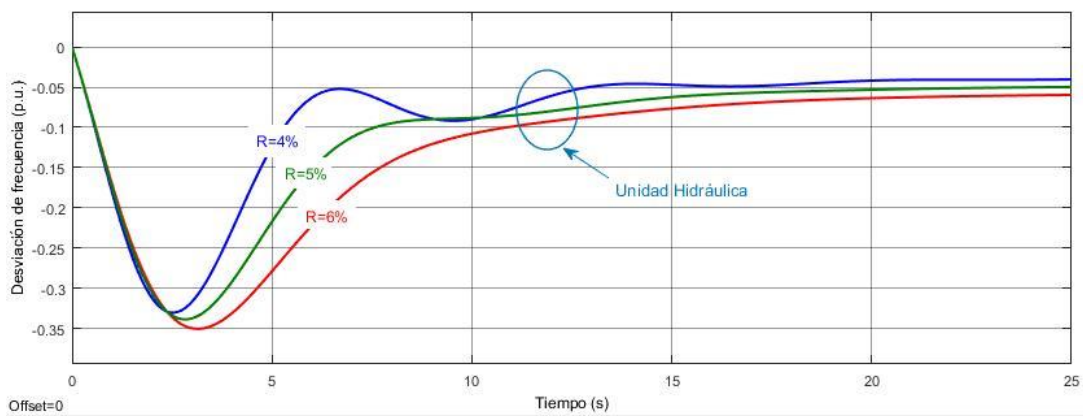
(***) Vigente desde el 05 de agosto de 2016 (Resolución N° 195-2016-OS/CD).

Elaboración: Propia.

Frente a una variación de un escalón en la demanda, la frecuencia cae en picada luego, por acción del control de regulación primaria al detectar que la frecuencia se encuentra fuera del margen de tolerancia de banda muerta, tiende a emitir una señal de variación en la válvula variando el flujo de caudal de entrada a la turbina (ver Figura

A.11) de esta manera se logra un incremento en la potencia mecánica de salida regulando la frecuencia.

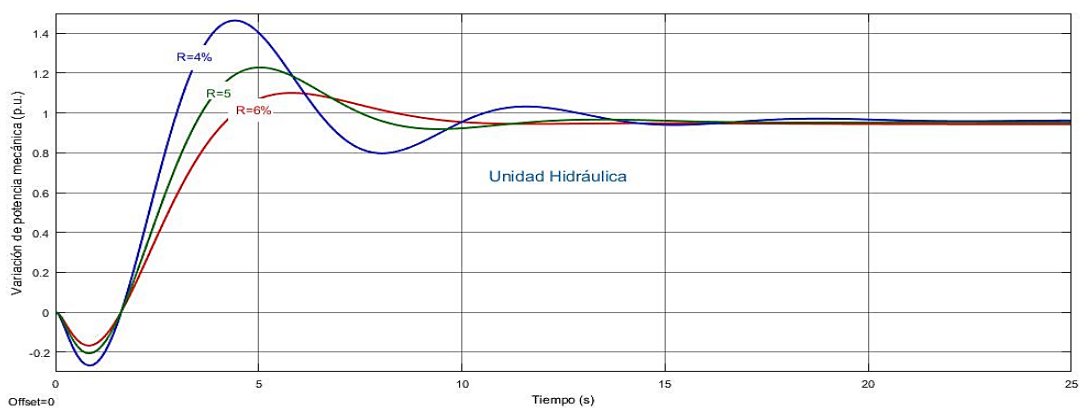
Figura A.9: Desviación de la frecuencia de una unidad hidráulica considerando los parámetros técnicos del SEIN.



Elaboración: Propia.

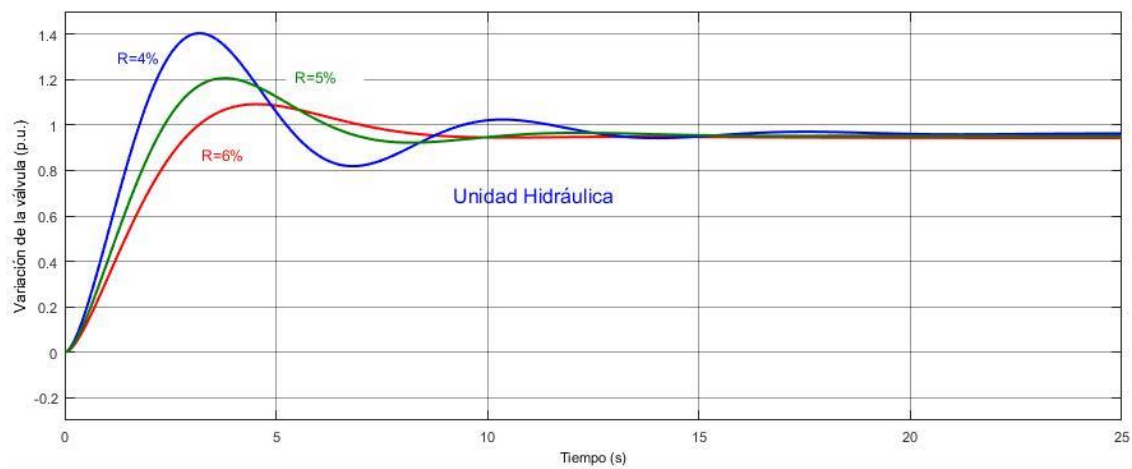
En la figura, se observa el comportamiento de la desviación de la frecuencia ante una variación de un escalón unitario en la demanda ante distintas configuraciones del estatismo en una central hidráulica. A medida que el estatismo aumenta el error de estado estacionario tiende a aumentar y presenta menor oscilaciones al inicio, debido a su característica frecuencia-potencia negativa de la unidad, la unidad que tiene mayor estatismo contribuye con menor porcentaje de potencia, y la unidad con menor estatismo contribuye a la regulación primaria de frecuencia con mayor porcentaje de potencia. Para valores mayores de estatismo se observa que presenta menos oscilaciones, sin embargo, aumenta el error respecto al valor de referencia. Por otro lado, para valores menores del estatismo el error de frecuencia disminuye logrando una frecuencia más cercana al valor nominal.

Figura A.10: Variación de la potencia mecánica en una unidad hidráulica considerando los parámetros técnicos del SEIN.



Elaboración: Propia.

Figura A.11: Variación en la apertura de la válvula en una unidad hidráulica considerando los parámetros técnicos del SEIN.

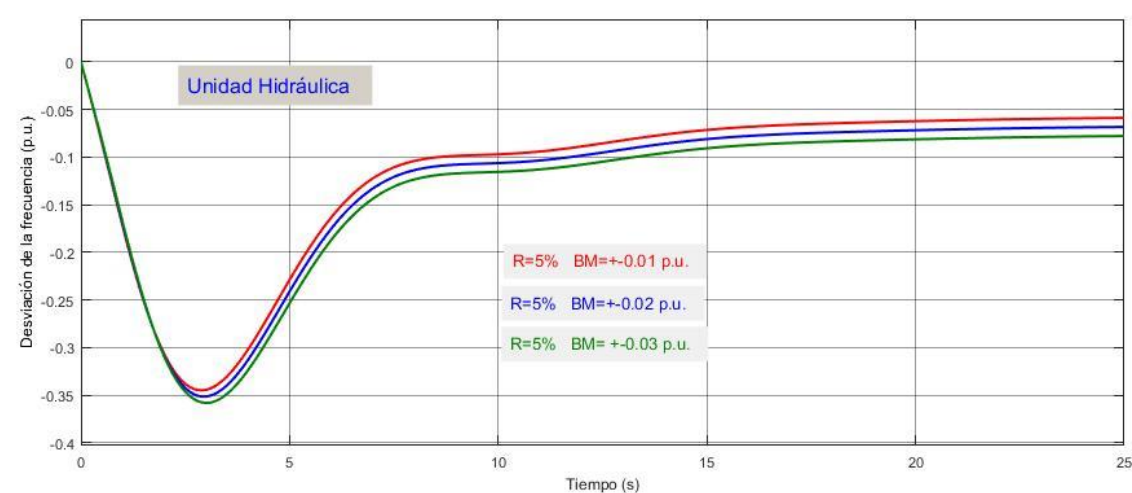


Elaboración: Propia.

EFECTO DE LA BANDA MUERTA EN LA REGULACIÓN PRIMARIA DE FRECUENCIA

En la Figura, se muestra el efecto de la banda muerta en la variación de la frecuencia de una unidad hidráulica para una constante de estatismo de 5%.

Figura A.12: Efecto de la Banda Muerta en una unidad de generación hidráulica.



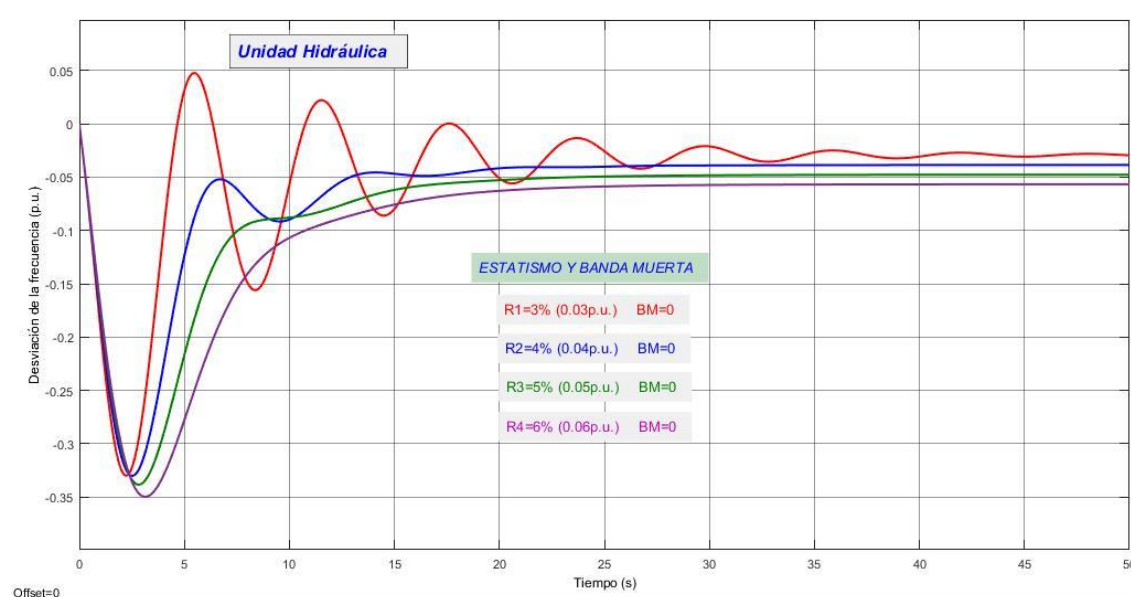
Elaboración: Propia.

Ante un incremento en la demanda que genere una caída de la frecuencia, el parámetro de banda muerta está relacionado directamente en la zona de actuación del regulador de velocidad. Valores superiores de banda muerta genera una respuesta tardo del regulador y valores menores de banda conllevan una acción rápida de los reguladores de velocidad llevando la frecuencia lo más cercado a su valor de referencia.

EFECTO DEL ESTATISMO EN LA REGULACIÓN PRIMARIA DE FRECUENCIA

A continuación, se analiza el efecto del parámetro del estatismo en el comportamiento de la frecuencia. Se realizó la simulación del modelo teórico para una unidad de generación hidráulica con constantes del estatismo (R) de 3%, 4%, 5% Y 6%, con una banda muerta de 0%, de esta manera se garantiza la acción inmediata del regulador de velocidad con característica frecuencia-potencia negativa.

Figura A.13: Efecto del estatismo en una unidad de generación hidráulica.



Elaboración: Propia.

En la Figura 13, se puede observar que el parámetro del estatismo tiene una influencia directa en la respuesta transitoria y en el error de estado estacionario, un menor estatismo en la unidad de generación contribuye con un porcentaje mayor en la potencia, y un mayor estatismo contribuye con menor porcentaje de potencia, esto debido a su pendiente de la característica frecuencia-potencia negativa. Para valores elevados de la constante de regulación el sistema tendrá una respuesta poco oscilatoria, aunque también aumentará la desviación final en frecuencia frente al valor de referencia. Por otra parte, para valores de R reducidos la ganancia del sistema aumentara, logrando con ello una frecuencia más cercana al valor nominal. Esta disminución del error lleva consigo inevitablemente que el sistema tenga una respuesta transitoria menos amortiguada (Referencia: Trujillo Soto A., 2016).

ANEXO B: EJEMPLO DE CÁLCULO DE LA RESERVA ROTANTE PARA LA REGULACIÓN PRIMARIA DE FRECUENCIA Y SU VALORIZACIÓN.

A continuación, se presenta el cálculo del margen de reserva rotante para Regulación Primaria de Frecuencia ejecutado por la Central Hidroeléctrica Mantaro del 01 de enero del 2016.

Para lograr con el objetivo planteado se obtuvo los registros de generación eléctrica en bornes del generador, estos datos fueron emitidos y publicados oficialmente cada mes por el COES en su página web:

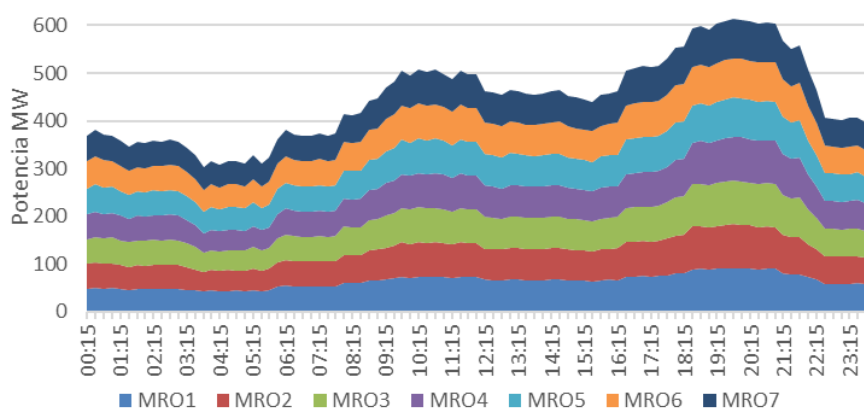
<http://www.coes.org.pe/Portal/PostOperacion/ValorizacionTransferencias/ValorizacionTransferenciaEP>

Tabla B.1: Registro de generación de la C.H. Mantaro del 01/06/2016 en MW.

Hora	Potencia	Hora	Potencia	Hora	Potencia	Hora	Potencia	Hora	Potencia	Hora	Potencia
00:15	368.85	04:15	307.52	08:15	412.29	12:15	462.85	16:15	461.25	20:15	607.59
00:30	381.82	04:30	315.74	08:30	415.60	12:30	459.04	16:30	505.58	20:30	603.39
00:45	370.34	04:45	314.36	08:45	442.81	12:45	453.80	16:45	510.43	20:45	605.21
01:00	368.79	05:00	311.11	09:00	447.51	13:00	464.01	17:00	513.97	21:00	603.00
01:15	357.59	05:15	329.16	09:15	470.03	13:15	462.52	17:15	512.20	21:15	567.46
01:30	346.38	05:30	310.00	09:30	481.34	13:30	456.89	17:30	515.73	21:30	551.23
01:45	355.32	05:45	321.76	09:45	503.92	13:45	455.68	17:45	529.70	21:45	557.35
02:00	352.62	06:00	361.67	10:00	495.81	14:00	457.50	18:00	552.22	22:00	507.23
02:15	359.30	06:15	380.11	10:15	507.84	14:15	461.14	18:15	555.31	22:15	465.78
02:30	356.15	06:30	371.11	10:30	501.55	14:30	463.62	18:30	593.95	22:30	405.22
02:45	361.17	06:45	367.80	10:45	507.29	14:45	452.09	18:45	598.53	22:45	405.00
03:00	356.59	07:00	368.02	11:00	498.24	15:00	448.33	19:00	592.08	23:00	400.97
03:15	342.74	07:15	373.81	11:15	488.35	15:15	444.30	19:15	602.67	23:15	405.17
03:30	326.73	07:30	368.13	11:30	504.69	15:30	440.00	19:30	608.58	23:30	407.38
03:45	302.00	07:45	372.54	11:45	498.24	15:45	453.36	19:45	613.05	23:45	395.34
04:00	314.92	08:00	414.83	12:00	497.30	16:00	457.99	20:00	611.06	00:00	358.52

Elaboración: Propia.

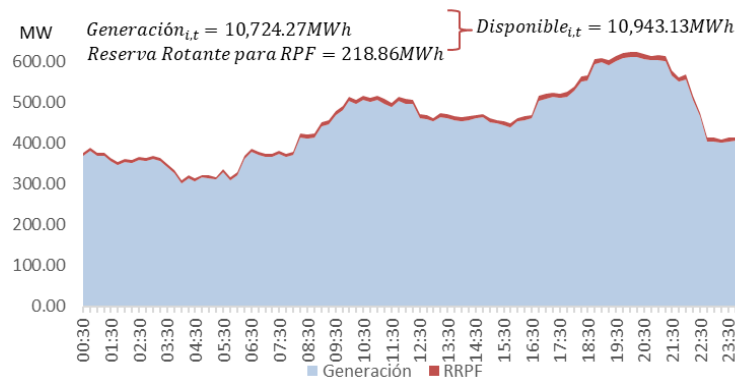
Figura B.1: Perfil de generación día 01/06/2016 10,724.27 MWh.



Elaboración: Propia.

En base a la ecuación 24 de restricción en el despacho económico de la reserva rotante para regulación primaria de frecuencia , se procedió a determinar la potencia disponible que pudo entregar la unidad generadora en cada periodo de tiempo, luego se determinó el margen de reserva rotante que dejó de generar entre la potencia (*Disponible MW_{i,t}*) y la potencia de generación ejecutada (*Generación_{i,t}*).

Figura B.2: Reserva Rotante para Regulación Primaria de Frecuencia – 01/6/2016.



Elaboración: Propia.

La valorización de la Reserva Rotante para la Regulación Primaria de Frecuencia para la C.H. de Mantaro correspondiente al día 01 de junio del 2016 fue de 14,593.26 Soles, el cual corresponde el costo de oportunidad en el mercado spot del SEIN. Cabe indicar que el caculo se efectuó mediante la siguiente ecuación:

$$Costo de Oportunidad = Reserva Rotante para RPF (MWh) * Costo Marginal (S//MWh) \dots (2)$$

Tabla B.2: Valorización de la Reserva Rotante para RPF al Costo Marginal.

Generación MWh	Reserva Rotante Para RPF MWh	Generación Disponible MWh	Costo Marginal S/ /MWh	Costo de oportunidad S/
10,724.27	218.86	10,943.13	66.6785	14,593.26

Elaboración: Propia.

El costo marginal promedio correspondiente al 01 de junio del 2016 fue obtenido del Informe COES/D/DO/STR-INF-056-2016 que contiene la Valorización de las Transferencias de Energía Activa correspondiente al mes de junio de 2016.

<http://www.coes.org.pe/Portal/PostOperacion/ValorizacionTransferencias/ValorizacionTransferenciaEP>

ANEXO C: CAMBIOS EN LA NTCOTRSI INICIALMENTE APROBADO Y SU MODIFICATORIA, RESPECTO A REGULACIÓN PRIMARIA DE FRECUENCIA.

<p>R.D. N° 014-2005-EM/DGE (Vigente hasta el 30 de junio de 2014)</p> <p>6.2 RESERVA ROTANTE</p>	<p>R.D. N° 069-2011-EM/DGE (Vigente del 01 de Julio del 2014 en adelante)</p> <p>Modificación del ítem 6.2.1, 6.2.2 y 6.2.3 sobre Reserva Rotante de numeral 6.2</p>	<p>ANÁLISIS</p>
<p>6.2.1 El COES establecerá la Reserva Rotante como criterio de seguridad, y servirá para atender las necesidades de Regulación Primaria y Regulación Secundaria de Frecuencia, teniendo en cuenta el valor máximo de Riesgo de Falla permisible para la operación del Sistema. Este riesgo de falla debe considerar el parque generador y los sistemas de transmisión. El valor máximo de Riesgo de Falla será definido por la Dirección, a más tardar el 10 de diciembre de cada año; para tal efecto, anualmente la DCOES presentará una propuesta sustentada a más tardar el 31 de octubre de cada año, debiendo ser aprobado a más tardar el 10 de diciembre, y entrar en vigencia el 1 de enero del siguiente año.</p> <p>6.2.2 El Coordinador dispondrá la operación de las unidades generadoras considerando en todo momento la Reserva Rotante distribuida y calculada por la DOCOES.</p> <p>6.2.3 El Riesgo de Falla del Sistema considerado en la programación de la operación de la DCOES será inferior al valor máximo fijado, y la Reserva Rotante ejecutada en todo momento</p>	<p>“6.2.1 El COES programará la operación del SEIN considerando la Reserva Rotante requerida para atender las necesidades de regulación de frecuencia. Para tal efecto el COES propondrá anualmente al OSINERGMIN la magnitud total de reserva requerida a más tardar el 31 de octubre, para su aprobación a más tardar el 10 de diciembre, para entrar en vigencia el 01 de enero del siguiente año. Esta magnitud será sustentada mediante un estudio elaborado por el COES conforme a la metodología establecida para tal fin.”</p> <p>“6.2.2 La Regulación Primaria de Frecuencia es un servicio obligatorio y permanente, no sujeto a compensación y debe ser prestado por todas las centrales de generación cuya potencia sea mayor a 10 MW. Quedarán exoneradas de tal obligación, las centrales de generación con Recursos Energéticos</p>	<p>En la modificación del numeral 6.2.1 sobre la reserva rotante se establece una metodología distinta sobre la determinación de la reserva rotante para regulación primaria de frecuencia, cuya magnitud es calculado mediante un estudio efectuado el COES y entra en vigencia el 01 de enero de cada año.</p> <p>Por lo que para los años 2013, 2015 y 2016 las magnitudes de reserva rotante tuvieron valores diferentes para regulación primaria de frecuencia.</p> <p><i>*Cabe mencionar que no es un objetivo planteado evaluar las metodologías aplicadas para la determinación de la magnitud de la reserva rotante para cada año. Por lo mencionado dicho análisis se efectúa para la obtención y evaluación de información.</i></p> <p>En el nuevo esquema de regulación primaria de frecuencia (numeral 6.2.2) se establece un servicio obligatorio para todas las centrales mayores a 10 MW y no sujeto a compensación económica, exonerando a las centrales RER. A diferencia del esquema anterior en cuyo procedimiento del COES N° 22 (no vigente), este</p>
<p style="text-align: right;">Continúa...</p>		

<p>será la establecida por el COES, los niveles de Riesgo de Falla y Reserva Rotante serán fiscalizados por el OSINERG.</p>	<p>Renovables (PER) cuya fuente de energía primaria sea eólica, solar o mareomotriz.</p> <p>La magnitud total de la reserva requerida para la Regulación Primaria de Frecuencia, se determinará como aquella que permita alcanzar el valor mínimo de la sumatoria de: (a) el incremento en el costo de operación del SEIN por reserva y, (b) el costo de la energía no suministrada (ENS) por eventos intempestivos que originen desequilibrios relevantes entre la generación y demanda eléctrica.”</p> <p>“6.2.3 La Regulación Secundaria de Frecuencia constituye un servicio voluntario y será compensado conforme a lo que establezca el procedimiento técnico del COES sobre reserva rotante en el SEIN. En el caso que la magnitud de reserva ofertada voluntariamente para la Regulación Secundaria de Frecuencia sea insuficiente, el COES asignará con carácter obligatorio dicha reserva a las unidades generadoras que reúnan las condiciones para tal fin, de acuerdo al referido procedimiento.”</p> <p>Se Incluye el numeral 6.2.4</p> <p>“6.2.4 El COES elaborará el procedimiento técnico que establece la metodología, los criterios y condiciones bajo las cuales se determine la magnitud de la Reserva Rotante para la Regulación Primaria de Frecuencia y para la Regulación</p>	<p>servicio era voluntario con libre capacidad de oferta de potencia para RPF previa evaluación y calificación por orden de mérito, además este servicio se encontraba sujeto a compensación económica por las centrales de generación que no realizaban RPF a las centrales que proporcionaban reserva rotante para dicho servicio.</p> <p>A efecto de la implementación del numeral 6.2.4 sobre reserva rotante para RPF y RSF el COES dispone con dos nuevos procedimientos vigentes, RESERVA ROTANTE PARA REGULACIÓN PRIMARIA DE FRECUENCIA PR-21 y RESERVA ROTANTE PARA REGULACIÓN SECUNDARIA DE FRECUENCIA PR-22, en los cuales se establece los criterios y</p>
---	---	--

Continua...

<p style="text-align: center;">ANEXO Nº 1 DEFINICIONES</p> <p>26. Regulación Primaria de Frecuencia. Se refiere a la acción automática e inmediata de los reguladores de velocidad de los grupos generadores, ante cambios súbitos en la frecuencia en un lapso de 0 a 10 segundos. Tiene como objeto absorber los desequilibrios entre la oferta y demanda del Sistema para tratar de mantener la frecuencia en un nivel o rango determinado. La variación de carga de la central debe ser sostenible al menos durante los siguientes 30 segundos;</p> <p>27. Regulación Secundaria de Frecuencia. Se refiere a la acción automática o manual sobre el regulador de velocidad de un grupo generador, que complementa la acción de la Regulación Primaria de Frecuencia. Tiene como objeto equilibrar la oferta y la demanda, manteniendo el valor de la frecuencia dentro de límites permisibles, mientras se recupera la reserva rotante de las unidades que participan de la regulación primaria de frecuencia, en tanto se recupera carga, y/o se reasignan de manera óptima los recursos de generación para satisfacer la demanda. Esta regulación debe ser sostenible al menos durante 30 minutos;</p>	<p>Secundaria de Frecuencia. Este procedimiento será aprobado por OSINERGMIN.”</p> <p style="text-align: center;"><u>Se modifica las definiciones del Anexo N° 1</u> ANEXO Nº 1 DEFINICIONES</p> <p>“26. Regulación Primaria de Frecuencia. Se refiere a la acción automática e inmediata de los reguladores de velocidad de los grupos generadores, ante cambios súbitos en la frecuencia. Tiene como objeto absorber los desequilibrios entre la oferta y demanda del SEIN para tratar de mantener la frecuencia en un nivel o rango determinado. Esta regulación debe ser sostenible al menos durante 30 segundos.”</p> <p>“27. Regulación Secundaria de Frecuencia. Se refiere a la acción automática o manual sobre el valor de referencia del regulador de velocidad de los grupos generadores, destinada a compensar el error final de frecuencia. Permite reestablecer la frecuencia a su valor nominal y recuperar la reserva rotante asociada a la regulación primaria de frecuencia. Esta regulación debe ser sostenible al menos durante 30 minutos.”</p>	<p>metodología para la prestación del servicio complementario de regulación de frecuencia.</p> <p>En la nueva definición vigente de Regulación Primaria de Frecuencia no menciona al tiempo que deben iniciar el aporte de reserva rotante ante cambios súbitos en la frecuencia, sin embargo en el procedimiento técnico 21 vigente (descrito en el párrafo precedente) establece en el numeral 7.2 que la potencia asignada a una Unidad de Generación para RPF debe comenzar a ser aportada en los 5 primeros segundos y llegar a su valor de aporte asignado antes de los 30 segundos después de ocurrido dicho Evento. <i>Por lo mencionado, existe un cambio en el tiempo de aporte de reserva rotante para RPF de 5 segundos.</i></p>
--	--	--

Elaboración: Propia.

ANEXO D: RESOLUCIÓN DIRECTORAL N° 069-2011-EM/DGE.

El Peruano
Lima, sábado 20 de agosto de 2011



NORMAS LEGALES

448719

EDUCACION

Designan Asesor del Viceministerio de Gestión Institucional**RESOLUCIÓN MINISTERIAL
N° 0444-2011-ED**

Lima, 19 de agosto de 2011

CONSIDERANDO:

Que, mediante Resolución Ministerial N° 0138-A-2007-ED, se designó a doña María Loreto Urday Sepúlveda, como Asesora del Viceministerio de Gestión Institucional, cargo considerado de confianza;

Que, la citada funcionaria ha formulado su renuncia al cargo que venía desempeñando;

De conformidad con lo previsto en la Ley N° 27594, Ley que regula la participación del Poder Ejecutivo en el nombramiento y designación de funcionarios; en la Ley N° 29158, Ley Orgánica del Poder Ejecutivo; en el Decreto Ley N° 25762, modificado por la Ley N° 26510; y en el Decreto Supremo N° 006-2006-ED;

SE RESUELVE:

Artículo 1°.- Aceptar la renuncia formulada por la señora María Loreto Urday Sepúlveda, Asesora del Viceministerio de Gestión Institucional, cargo considerado de confianza, dándosele las gracias por los servicios prestados.

Artículo 2°.- Designar al señor Willy Arturo Olivera Absi, como Asesor del Viceministerio de Gestión Institucional, cargo considerado de confianza.

Regístrese, comuníquese y publíquese.

PATRICIA SALAS O'BRIEN
Ministra de Educación

680586-1

Designan Director General de Tecnologías Educativas**RESOLUCIÓN MINISTERIAL
N° 0445-2011-ED**

Lima, 19 de agosto de 2011

CONSIDERANDO:

Que, mediante Resolución Ministerial N° 0311-2011-ED, se encargó con efectividad al 18 de julio de 2011, a don Marco Antonio Briones Gutiérrez, las funciones de Director General de Tecnologías Educativas, dependiente del Viceministerio de Gestión Pedagógica del Ministerio de Educación, cargo considerado de confianza;

Que, el numeral 5) del artículo 25° de la Ley N° 29158, Ley Orgánica del Poder Ejecutivo, establece entre otras funciones de los Ministros de Estado el designar y remover a los titulares de los cargos de confianza del Ministerio;

De conformidad con lo previsto en la Ley N° 27594, Ley que regula la participación del Poder Ejecutivo en el nombramiento y designación de funcionarios; en la Ley N° 29158, Ley Orgánica del Poder Ejecutivo; en el Decreto Ley N° 25762, modificado por la Ley N° 26510; y en el Decreto Supremo N° 006-2006-ED;

SE RESUELVE:

Artículo 1°.- Dar por concluido el encargo de funciones de Director General de Tecnologías Educativas, dependiente del Viceministerio de Gestión Pedagógica del

Ministerio de Educación, cargo considerado de confianza, al señor Marco Antonio Briones Gutiérrez, dándosele las gracias por los servicios prestados.

Artículo 2°.- Designar al señor Marco Antonio Briones Gutiérrez, como Director General de Tecnologías Educativas, dependiente del Viceministerio de Gestión Pedagógica del Ministerio de Educación, cargo considerado de confianza.

Regístrese, comuníquese y publíquese.

PATRICIA SALAS O'BRIEN
Ministra de Educación

680586-2

ENERGIA Y MINAS

Modifican la Norma Técnica para la Coordinación de la Operación en Tiempo Real de los Sistemas Interconectados - Reserva Rotante**RESOLUCIÓN DIRECTORAL
N° 069-2011-EM/DGE**

Lima, 18 de agosto de 2011

CONSIDERANDO:

Que, de acuerdo con lo establecido en el artículo 12° de la Ley N° 28832, una de las finalidades del Comité de Operación Económica del Sistema (COES) es la coordinación de la operación de corto, mediano y largo plazo del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) al mínimo costo, preservando la seguridad del Sistema y el mejor aprovechamiento de los recursos energéticos;

Que, conforme a lo establecido en el literal b) del artículo 13° de la Ley N° 28832, una de las funciones de interés público del COES es la elaboración de los Procedimientos en materia de operación del SEIN, para su aprobación por OSINERGMIN;

Que, mediante Resolución Directoral N° 014-2005-EM/DGE, publicada el 3 de marzo de 2005, se aprobó la Norma Técnica para la Coordinación de la Operación en Tiempo Real de los Sistemas Interconectados, cuyo objeto es establecer las obligaciones del Coordinador de la Operación en Tiempo Real de los Sistemas Interconectados, actualmente a cargo del COES, y de los Integrantes del mismo, con relación a los procedimientos de operación en tiempo real de dichos sistemas;

Que, la referida Norma Técnica, establece lineamientos basados en la probabilidad de fallas intempestivas de unidades de generación para determinar la Reserva Rotante para atender las necesidades de regulación de frecuencia del SEIN;

Que, de la experiencia de aplicación del Procedimiento Técnico del COES que desarrolla la metodología establecida bajo dichos lineamientos, denominado "Reserva Rotante en el Sistema Interconectado Nacional", se ha determinado la necesidad de actualizarlos, a fin de considerar adecuados criterios técnicos y económicos en la determinación de la reserva rotante para la regulación de frecuencia;

Que, resulta necesario modificar la Norma Técnica para la Coordinación de la Operación en Tiempo Real de los Sistemas Interconectados, sobre aspectos referidos a la Reserva Rotante, con el objeto de viabilizar la actualización de la referida metodología, obtenida a través de estudios recientes;

De conformidad con la atribución a que se refiere el inciso u) del artículo 64° del Reglamento de Organización y Funciones del Ministerio de Energía y Minas, aprobado por Decreto Supremo N° 031-2007-EM;

SE RESUELVE:

Artículo 1°.- Modifíquese los numerales 6.2.1, 6.2.2 y 6.2.3 del numeral 6.2 sobre Reserva Rotante de la Norma Técnica para la Coordinación de la Operación en Tiempo

Continua... 149

448720



NORMAS LEGALES

El Peruano

Lima, sábado 20 de agosto de 2011

Real de los Sistemas Interconectados, aprobada por Resolución Directoral N° 014-2005-EM/DGE, por el texto de los numerales siguientes:

“6.2.1 El COES programará la operación del SEIN considerando la Reserva Rotante requerida para atender las necesidades de regulación de frecuencia. Para tal efecto el COES propondrá anualmente al OSINERGMIN la magnitud total de reserva requerida a más tardar el 31 de octubre, para su aprobación a más tardar el 10 de diciembre, para entrar en vigencia el 01 de enero del siguiente año. Esta magnitud será sustentada mediante un estudio elaborado por el COES conforme a la metodología establecida para tal fin.”

“6.2.2 La Regulación Primaria de Frecuencia es un servicio obligatorio y permanente, no sujeto a compensación y debe ser prestado por todas las centrales de generación cuya potencia sea mayor a 10 MW. Quedarán exoneradas de tal obligación, las centrales de generación con Recursos Energéticos Renovables (RER) cuya fuente de energía primaria sea eólica, solar o mareomotriz.

La magnitud total de la reserva requerida para la Regulación Primaria de Frecuencia, se determinará como aquella que permita alcanzar el valor mínimo de la sumatoria de: (a) el incremento en el costo de operación del SEIN por reserva y, (b) el costo de la energía no suministrada (ENS) por eventos intempestivos que originen desequilibrios relevantes entre la generación y demanda eléctrica.”

“6.2.3 La Regulación Secundaria de Frecuencia constituye un servicio voluntario y será compensado conforme a lo que establezca el procedimiento técnico del COES sobre reserva rotante en el SEIN. En el caso que la magnitud de reserva ofertada voluntariamente para la Regulación Secundaria de Frecuencia sea insuficiente, el COES asignará con carácter obligatorio dicha reserva a las unidades generadoras que reúnan las condiciones para tal fin, de acuerdo al referido procedimiento.”

Artículo 2°.- Inclúyase en el numeral 6.2 sobre Reserva Rotante de la Norma Técnica para la Coordinación de la Operación en Tiempo Real de los Sistemas Interconectados, aprobada por Resolución Directoral N° 014-2005-EM/DGE, el numeral 6.2.4 con el texto siguiente:

“6.2.4 El COES elaborará el procedimiento técnico que establece la metodología, los criterios y condiciones bajo las cuales se determine la magnitud de la Reserva Rotante para la Regulación Primaria de Frecuencia y para la Regulación Secundaria de Frecuencia. Este procedimiento será aprobado por OSINERGMIN.”

Artículo 3°.- Modifíquese las definiciones del Anexo N° 1 de la Norma Técnica para la Coordinación de la Operación en Tiempo Real de los Sistemas Interconectados, aprobada por Resolución Directoral N° 014-2005-EM/DGE, por el texto de las definiciones siguientes:

“26. Regulación Primaria de Frecuencia. Se refiere a la acción automática e inmediata de los reguladores de velocidad de los grupos generadores, ante cambios súbitos en la frecuencia. Tiene como objeto absorber los desequilibrios entre la oferta y demanda del SEIN para tratar de mantener la frecuencia en un nivel o rango determinado. Esta regulación debe ser sostenible al menos durante 30 segundos.”

“27. Regulación Secundaria de Frecuencia. Se refiere a la acción automática o manual sobre el valor de referencia del regulador de velocidad de los grupos generadores, destinada a compensar el error final de frecuencia. Permite reestablecer la frecuencia a su valor nominal y recuperar la reserva rotante asociada a la regulación primaria de frecuencia. Esta regulación debe ser sostenible al menos durante 30 minutos.”

Disposiciones Transitorias

Primera .- La presente Resolución entrará en vigencia a partir de la entrada en vigencia de la modificación del Procedimiento Técnico del COES “Reserva Rotante en el Sistema Interconectado Nacional”.

Segunda .- Dentro del plazo de 90 días de publicada la presente Resolución Directoral, el COES presentará su propuesta de modificación del Procedimiento Técnico del COES “Reserva Rotante en el Sistema Interconectado Nacional”, para su aprobación por OSINERGMIN.

Regístrese, comuníquese y publíquese.

ROBERTO TAMAYO PEREYRA
Director General
Dirección General de Electricidad

680371-1

INTERIOR

Dan por concluida designación de Asesor del Gabinete de Asesores de la Alta Dirección del Ministerio

RESOLUCIÓN MINISTERIAL
N° 0913-2011-IN

Lima, 19 de agosto de 2011

CONSIDERANDO:

Que, mediante Resolución Ministerial N° 0877-2011-IN, del 3 de agosto de 2011, se designó al señor Alberto PERALTA HUATUCO, en el cargo público de confianza de Asesor II, Nivel F-5, del Gabinete de Asesores de la Alta Dirección del Ministerio del Interior; siendo pertinente dar por concluida dicha designación;

De conformidad con lo dispuesto en la Ley N° 29158 - Ley Orgánica del Poder Ejecutivo, la Ley N° 27594 - Ley que regula la Participación del Poder Ejecutivo en el Nombramiento y Designación de Funcionarios Públicos, la Ley N° 29334 - Ley de Organización y Funciones del Ministerio del Interior, el Reglamento de Organización y Funciones del Ministerio del Interior, aprobado por Decreto Supremo N° 004-2005-IN, modificado por Decreto Supremo N° 003-2007-IN; y, el Reglamento de la Carrera Administrativa, Decreto Supremo N° 005-90-PCM;

SE RESUELVE:

Artículo Único.- Dar por concluida la designación del señor Alberto PERALTA HUATUCO, en el cargo público de confianza de Asesor II, Nivel F-5, del Gabinete de Asesores de la Alta Dirección del Ministerio del Interior.

Regístrese, comuníquese y publíquese.

OSCAR VALDÉS DANCUART
Ministro del Interior

680554-1

Aceptan renuncia de Director General de la Dirección General de Control de Servicios de Seguridad, Control de Armas, Municiones y Explosivos de Uso Civil

RESOLUCIÓN MINISTERIAL
N° 0914-2011-IN

Lima, 19 de agosto de 2011

CONSIDERANDO:

Que, mediante Resolución Ministerial N° 037-2011-IN, del 11 de enero de 2011, se designó al. señor General ®

150

ANEXO E: RESERVA ROTANTE PARA LA REGULACIÓN PRIMARIA DE FRECUENCIA EJECUTADA Y COSTO DE OPORTUNIDAD EN EL MERCADO SPOT DEL SEIN.

Tabla E.1: Reserva Rotante Ejecutado de Centrales Térmicas Responsables de Realizar la Regulación Primaria de Frecuencia - 2015 MWh.

CENTRAL	POT. (MW)	Ene-15	Feb-15	Mar-15	Abr-15	May-15	Jun-15	Jul-15	Ago-15	Set-15	Oct-15	Nov-15	Dic-15	Total MWh	Part. %
C.T. CHILCAI	805.7	12,872.9	11,575.7	12,538.0	12,177.7	11,633.8	10,802.7	10,958.1	9,814.8	9,765.5	11,421.4	10,345.0	11,530.6	135,436.4	13.51%
C.T. KALLPA	866.8	4,556.5	7,507.4	10,434.6	7,111.2	9,677.0	8,442.9	12,081.6	11,217.9	10,129.7	10,567.5	10,066.8	13,233.9	115,027.0	11.48%
C.T. FÉNIX	570.0	9,618.0	8,321.9	9,511.0	9,034.0	9,916.1	7,899.4	6,911.6	3,861.6	6,689.4	5,404.3	3,512.1	4,475.0	85,154.4	8.50%
C.T. VENTANILLA	478.1	7,088.3	3,536.1	6,737.5	3,597.5	3,700.0	5,294.7	5,356.2	6,818.1	5,779.0	6,364.8	5,486.6	5,983.8	65,742.5	6.56%
C.T. SANTA ROSA	417.6	1.7	1,975.7	1,657.2	1,346.6	2,181.5	1,547.6	253.3	2,657.7	1,665.1	1,323.4	1,082.1	1,780.5	17,472.3	1.74%
C.T. MALACAS	104.4	1,022.6	868.3	1,034.3	809.0	1,144.6	1,148.8	773.5	1,261.2	1,183.4	1,246.9	1,123.3	1,330.9	12,946.8	1.29%
C.T. PISCO	70.3	947.0	676.8	1,113.8	992.9	1,114.5	968.6	1,052.1	1,037.1	865.0	1,053.3	1,004.6	1,267.7	12,093.4	1.21%
C.T. AGUAYTIA	176.3	721.6	657.5	793.1	742.8	877.8	561.2	505.1	1,370.3	973.0	949.4	735.6	1,271.7	10,159.1	1.01%
C.T. LOS OLLEROS	201.5	0.1	226.6	416.1	33.0	44.1	116.4	1,265.9	1,518.9	1,018.1	1,495.2	1,046.4	961.3	8,142.0	0.81%
C.T. ILO2	141.9	133.3	0.0	235.4	0.0	217.2	0.0	69.3	0.0	395.5	1,113.6	1,294.2	2,235.8	5,694.4	0.57%
C.T. OQUENDO	29.4	531.4	458.4	514.3	505.2	460.7	405.2	430.8	404.8	416.1	427.8	401.4	542.8	5,498.8	0.55%
C.T. TABLAZO	26.4	425.6	408.8	327.3	354.1	163.8	184.4	223.5	219.7	271.8	264.8	261.8	254.8	3,360.5	0.34%
C.T. INDEPENDENCIA	22.5	392.9	309.2	270.3	255.0	346.9	306.7	203.9	326.8	223.3	231.4	208.5	219.7	3,294.4	0.33%
C.T. LAS FLORES	196.8	0.0	61.3	216.6	0.0	0.0	107.4	29.9	1,003.5	172.3	247.2	205.2	312.6	2,356.0	0.24%
C.T. PARAMONGA	12.7	212.8	187.2	145.8	229.8	170.8	177.2	146.3	178.5	34.6	171.1	147.1	161.2	1,962.4	0.20%
C.T. ILO1	106.3	0.0	16.3	54.7	22.7	153.1	7.3	78.0	38.5	210.5	265.5	89.8	451.2	1,387.6	0.14%
C.T. R.F PLANTA ILO	497.0	19.3	29.8	1.0	43.2	15.8	64.1	36.4	7.4	297.4	53.9	70.2	134.3	773.0	0.08%
R.F. PLANTA ETEN	223.3		Sin Operación Comercial					242.1	44.1	251.9	3.5	54.6	11.1	607.3	0.06%
R.F. PLANTA TALARA	188.6	36.9	25.1	3.2	27.0	0.5	22.4	0.6	0.7	215.1	0.0	55.5	19.1	406.0	0.04%
C.T. RECKA	178.8		Sin Operación Comercial							200.5	1.9	61.3	95.5	359.3	0.04%
C.T. MOLLENDO	25.1	0.0	3.4	4.4	3.4	16.2	10.3	7.0	14.7	36.9	46.8	22.0	7.8	172.7	0.02%
C.T. MAPLE ETANOL	16.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.2	13.2	86.9	27.8	21.7	149.8	0.01%
C.T. CHILINA	50.3	0.0	5.9	2.9	5.7	8.6	0.3	1.7	11.8	24.6	29.5	14.1	42.2	147.4	0.01%
C.T. SAN NICOLÁS	64.0	0.0	7.2	5.4	0.4	5.7	10.2	1.6	17.5	49.4	1.6	2.4	10.2	111.8	0.01%
C.T. TUMBES	15.9	10.3	0.0	0.0	0.0	1.1	1.7	0.0	9.7	13.0	0.4	3.0	3.6	42.8	0.00%
TOTAL MWh	11,639.7	38,591.1	36,858.7	46,017.0	37,291.0	41,849.9	38,079.4	40,628.6	41,835.5	40,894.2	42,771.9	37,321.5	46,359.2	488,498.1	48.73%

Elaboración: Propia.

Tabla E.2: Reserva Rotante Ejecutado de Centrales Hidroeléctricas Responsables de Realizar la Regulación Primaria de Frecuencia - 2015 MWh.

CENTRAL	POT. MW	Ene-15	Feb-15	Mar-15	Abr-15	May-15	Jun-15	Jul-15	Ago-15	Set-15	Oct-15	Nov-15	Dic-15	Total MWh	Part. %
C.H. MANTARO	678.71	12,704.59	11,535.75	8,312.05	12,439.67	12,890.67	8,993.11	9,895.60	9,645.15	9,652.44	9,169.24	9,370.49	12,816.53	127,425.29	12.71%
C.H. RESTITUCION	219.44	4,111.79	3,733.07	2,517.18	3,896.46	4,011.95	2,866.15	3,214.96	2,887.11	3,176.38	2,968.18	3,058.12	3,921.54	40,362.88	4.03%
C.H. CAÑON DEL PATO	265.57	4,576.53	4,240.09	4,425.46	4,180.41	4,509.12	2,046.09	1,474.49	1,522.96	1,661.55	2,343.28	2,822.49	4,600.51	38,402.98	3.83%
C.H. HUINCO	267.83	2,927.10	2,783.94	3,689.12	3,320.95	2,649.26	1,983.61	2,102.48	2,150.15	2,137.39	2,261.70	1,977.22	2,843.81	30,826.71	3.08%
C.H. PLATANAL	222.50	4,211.38	3,704.35	4,128.22	3,905.32	3,141.57	1,382.38	1,232.15	1,138.38	1,046.70	1,124.39	1,264.43	2,669.18	28,948.46	2.89%
C.H. YUNCAN	136.69	2,649.71	2,403.02	2,649.32	2,475.56	2,591.87	1,200.64	1,059.16	1,223.06	838.80	880.91	1,515.54	2,489.08	21,976.65	2.19%
C.H. CHIMAY	154.77	2,905.84	2,554.42	2,865.08	2,804.18	2,741.58	1,220.95	812.98	679.57	754.34	923.96	1,153.89	2,547.14	21,963.92	2.19%
C.H. MATUCANA	137.02	2,403.94	2,272.93	2,500.61	2,449.93	2,155.78	1,369.39	1,258.08	1,228.88	1,197.83	1,271.94	1,198.27	1,898.92	21,206.50	2.12%
C.H. YAUPI	113.69	2,135.51	1,897.19	2,135.77	2,068.23	2,141.30	1,293.34	1,156.25	1,251.48	861.99	1,046.10	1,330.30	2,092.91	19,410.37	1.94%
C.H. MACHUPICCHU	168.83	1,665.14	1,496.27	1,684.44	1,744.68	1,265.98	1,016.38	698.48	1,663.28	1,350.84	1,478.58	2,077.25	3,240.14	19,381.47	1.93%
C.H. SAN GABAN II	115.73	2,149.29	1,943.91	2,144.16	2,048.19	2,150.28	1,278.57	937.38	1,033.88	945.03	1,070.52	1,385.11	2,133.03	19,219.36	1.92%
C.H. CALLAHUANCA	84.17	1,447.51	1,290.00	1,429.96	1,450.92	1,480.81	1,029.05	1,031.72	1,012.53	937.21	1,040.69	988.58	1,382.82	14,521.80	1.45%
C.H. MOYOPAMPA	69.15	1,256.29	1,134.76	1,268.02	1,235.50	1,259.05	916.35	975.56	960.58	910.60	934.04	918.90	1,270.40	13,040.04	1.30%
C.H. CHARCANI V	146.58	1,106.31	957.81	1,689.41	1,168.30	1,187.98	879.53	908.66	909.28	880.15	908.90	879.64	1,188.83	12,664.79	1.26%
C.H. CHARUAQUERO	94.53	1,599.75	1,494.53	1,580.89	1,554.42	1,619.94	1,084.52	563.71	271.80	177.37	392.14	955.33	1,351.16	12,645.57	1.26%
C.H. HUANZA	98.32	707.06	540.42	1,069.65	970.00	967.75	846.60	899.24	942.53	932.24	987.02	927.00	1,076.06	10,865.57	1.08%
C.H. CAHUA	45.38	849.98	752.79	774.29	797.38	890.02	545.19	551.36	374.20	348.44	333.90	462.91	783.49	7,463.93	0.74%
C.H. MALPASO	48.02	623.20	731.61	897.64	869.58	718.22	272.31	425.40	264.07	372.67	289.47	388.39	757.41	6,609.96	0.66%
C.H. YANANGO	43.11	702.53	632.48	713.34	768.82	733.09	330.74	221.19	225.73	197.57	227.34	356.49	664.26	5,773.58	0.58%
C.H. HUAMPANI	30.85	550.92	483.84	409.48	563.21	469.05	438.04	438.99	438.01	429.82	439.99	415.15	356.97	5,433.47	0.54%
C.H. SANTA TERESA	89.85			Sin Operación Comercial					825.27	704.48	834.74	971.52	1,725.28	5,061.29	0.50%
C.H. CHEVES	176.35			Sin Operación Comercial					243.96	717.77	977.41	575.15	2,140.44	4,654.74	0.46%
C.H. GALLITO CIEGO	38.15	514.31	469.89	527.86	609.06	454.34	170.15	157.68	170.60	153.96	195.49	252.86	511.39	4,187.57	0.42%
C.H. HUANCHOR	19.77	362.43	178.43	360.63	358.34	372.04	246.84	250.68	244.83	240.46	251.47	233.86	339.25	3,439.25	0.34%
C.H. RUNATULLO III	19.97	312.51	344.33	373.94	371.81	385.28	150.94	91.85	57.77	74.63	97.39	198.52	367.96	2,826.92	0.28%
C.H. RUNATULLO II	19.97	350.25	339.15	368.44	372.38	319.36	107.28	62.21	32.74	47.80	65.77	166.93	326.48	2,558.76	0.26%
C.H. LAS PIZARRAS	19.20	375.35	320.29	369.57	308.70	368.01	175.59	81.52	44.71	32.34	58.35	125.95	207.56	2,467.92	0.25%
C.H. CHARCANI IV	15.30	188.97	157.66	225.49	205.39	205.30	150.72	154.86	153.39	149.04	147.03	146.67	202.46	2,086.97	0.21%
C.H. QUITARACSA	117.78			Sin Operación Comercial											
C.H. PIÁS	11.99	229.30	204.08	218.29	221.18	170.71	120.14	141.24	92.86	45.73	52.27	82.13	129.48	1,707.41	0.17%
C.H. POECHOS II	10.00	71.85	131.64	170.98	178.42	182.46	127.13	79.59	87.64	101.81	86.50	54.96	78.08	1,351.03	0.13%
C.H. HUASAHUASI II	10.05	191.60	177.54	183.99	175.40	157.97	64.09	46.49	34.83	25.81	44.07	80.00	156.20	1,338.01	0.13%
C.H. ARICOTA I	22.50	70.20	126.24	133.01	49.34	73.98	92.55	105.51	110.29	105.81	90.23	68.22	141.66	1,167.04	0.12%
C.H. ARICOTA II	12.40	75.70	83.94	82.14	0.00	48.61	73.58	84.60	86.69	80.89	74.54	64.85	83.11	838.64	0.08%
TOTAL MWh	3,724.14	54,026.82	49,116.36	49,898.44	53,561.71	52,313.30	32,471.93	31,114.05	32,008.16	31,289.87	33,260.10	37,291.47	57,523.28	513,875.50	51.27%

Elaboración: Propia.

Tabla E.3: Costo de Oportunidad de Reserva Rotante Ejecutado de Centrales Térmicas Responsables de la Regulación Primaria de Frecuencia - 2015 en S/

CENTRAL	Ene-15	Feb-15	Mar-15	Abr-15	May-15	Jun-15	Jul-15	Ago-15	Set-15	Oct-15	Nov-15	Dic-15	Total S/	%
C.T. CHILCA1	555,531.3	581,243.5	663,096.9	499,065.7	544,766.3	580,865.1	382,531.0	682,918.6	455,965.9	534,867.7	404,639.9	448,522.4	6,334,014.3	13.52%
C.T. KALLPA	196,634.2	376,964.9	551,855.5	291,428.9	453,135.0	453,977.4	421,749.7	780,545.6	472,973.1	494,876.7	393,758.9	514,778.5	5,402,678.6	11.53%
C.T. FÉNIX	415,067.2	417,861.0	503,006.9	370,230.2	464,330.5	424,753.7	241,273.0	268,692.4	312,338.1	253,083.0	137,375.8	174,070.1	3,982,081.8	8.50%
C.T. VENTANILLA	305,894.5	177,556.0	356,324.1	147,432.8	173,254.9	284,696.6	186,977.9	474,405.2	269,832.4	298,062.7	214,603.8	232,761.6	3,121,802.5	6.66%
C.T. SANTA ROSA	72.2	99,204.1	87,643.8	55,184.2	102,149.9	83,214.7	8,842.5	184,925.3	77,744.5	61,975.4	42,327.0	69,257.4	872,541.0	1.86%
C.T. MALACAS	44,128.7	43,599.4	54,700.6	33,154.2	53,598.0	61,768.7	27,003.2	87,757.9	55,254.6	58,391.1	43,935.9	51,771.5	615,063.8	1.31%
C.T. PISCO	40,867.3	33,984.7	58,906.5	40,689.3	52,186.1	52,082.9	36,726.1	72,162.4	40,390.5	49,327.3	39,293.0	49,313.1	565,929.1	1.21%
C.T. AGUAYTIA	31,141.9	33,014.3	41,946.0	30,442.5	41,101.7	30,177.0	17,632.0	95,347.3	45,428.9	44,459.1	28,771.1	49,467.9	488,929.7	1.04%
C.T. LOS OLLEROS	4.1	11,376.6	22,005.4	1,353.1	2,066.6	6,258.0	44,189.4	105,684.9	47,537.0	70,019.6	40,930.8	37,392.5	388,818.1	0.83%
C.T. ILO2	5,752.7	-	12,450.4	-	10,172.6	-	2,420.5	-	18,467.9	52,148.4	50,623.3	86,968.5	239,004.2	0.51%
C.T. OQUENDO	22,930.6	23,015.9	27,201.2	20,704.2	21,573.7	21,786.8	15,037.2	28,163.2	19,427.5	20,032.9	15,701.3	21,115.9	256,690.5	0.55%
C.T. TABLAZO	18,368.4	20,527.0	17,310.2	14,510.5	7,671.5	9,916.5	7,802.5	15,283.3	12,690.4	12,401.1	10,241.2	9,911.4	156,634.1	0.33%
C.T. INDEPENDENCIA	16,954.3	15,526.8	14,296.8	10,449.2	16,244.7	16,489.2	7,116.1	22,736.2	10,424.2	10,834.6	8,156.7	8,545.1	157,774.1	0.34%
C.T. LAS FLORES	-	3,080.0	11,453.9	-	-	5,772.8	1,042.9	69,822.3	8,047.0	11,577.2	8,027.6	12,160.0	130,983.8	0.28%
C.T. PARAMONGA	9,184.7	9,398.4	7,712.6	9,417.9	7,999.4	9,527.2	5,106.2	12,421.8	1,615.4	8,011.7	5,752.0	6,270.9	92,418.2	0.20%
C.T. ILO1	1.9	819.0	2,891.8	930.3	7,168.0	391.4	2,724.3	2,678.1	9,830.0	12,431.7	3,510.9	17,551.3	60,928.7	0.13%
C.T. R.F PLANTA ILO	834.1	1,496.8	54.2	1,770.8	739.3	3,448.4	1,272.1	515.7	13,884.5	2,523.2	2,747.4	5,225.4	34,512.0	0.07%
R.F. PLANTA ETEN	-	-	-	-	-	-	8,451.1	3,069.3	11,761.8	165.1	2,134.9	432.6	26,014.8	0.06%
R.F. PLANTA TALARA	1,591.0	1,259.9	168.7	1,104.6	22.9	1,201.9	22.3	46.5	10,044.4	-	2,172.6	743.9	18,378.6	0.04%
C.T. RECKA	-	-	-	-	-	-	-	-	9,363.5	91.2	2,396.7	3,716.7	15,568.1	0.03%
C.T. MOLLENDO	-	169.7	230.2	138.9	757.9	551.6	243.0	1,024.0	1,723.1	2,190.2	860.1	305.2	8,193.7	0.02%
C.T. MAPLE ETANOL	-	-	-	-	-	-	-	11.7	614.8	4,068.0	1,089.0	846.0	6,629.5	0.01%
C.T. CHILINA	-	296.9	155.7	233.6	403.8	18.2	60.8	819.9	1,146.6	1,383.7	550.5	1,639.7	6,709.5	0.01%
C.T. SAN NICOLÁS	-	363.8	287.1	16.5	265.3	549.9	56.0	1,218.1	2,305.4	77.1	94.8	398.4	5,632.4	0.01%
C.T. TUMBES	443.9	-	-	-	52.4	91.6	-	676.7	609.3	18.5	116.5	138.5	2,147.4	0.00%
TOTALS/	1,665,402.8	1,850,758.4	2,433,698.5	1,528,257.7	1,959,660.6	2,047,539.5	1,418,280.0	2,910,926.6	1,909,420.9	2,003,017.2	1,459,811.8	1,803,304.3	22,990,078.3	49.08%

Elaboración: Propia.

Tabla E.4: Costo de Oportunidad de la Reserva Rotante de Centrales Hidroeléctricas Responsables de Realizar el Servicio de Regulación Primaria de Frecuencia - 2015 en S/

CENTRAL	Ene-15	Feb-15	Mar-15	Abr-15	May-15	Jun-15	Jul-15	Ago-15	Set-15	Oct-15	Nov-15	Dic-15	Total S/	%
C.H. MANTARO	548,268.1	579,235.7	439,599.3	509,801.5	603,618.2	483,561.8	345,439.5	671,112.8	450,688.6	429,396.9	366,522.2	498,544.0	5,925,788.5	12.65%
C.H. RESTITUCION	177,444.8	187,445.8	133,126.2	159,684.6	187,863.3	154,113.5	112,228.9	200,886.0	148,310.6	139,000.3	119,616.8	152,541.9	1,872,262.6	4.00%
C.H. CAJON DEL PATO	197,500.8	212,904.5	234,049.2	171,321.2	211,144.0	110,018.5	51,472.0	105,968.3	77,580.8	109,736.0	110,400.5	178,952.9	1,771,048.6	3.78%
C.H. HUINCO	126,319.5	139,787.6	195,106.2	136,098.7	124,054.2	106,659.1	73,394.0	149,607.9	99,798.5	105,915.7	77,338.0	110,620.0	1,444,699.4	3.08%
C.H. PLATANAL	181,742.6	186,003.6	218,328.9	160,047.6	147,107.1	74,331.1	43,012.5	79,208.7	48,872.1	52,655.6	49,457.6	103,827.2	1,344,594.5	2.87%
C.H. YUNCAN	114,348.3	120,661.0	140,114.6	101,453.3	121,366.9	64,558.5	36,973.6	85,100.8	39,164.9	41,253.0	59,279.5	96,821.4	1,021,095.8	2.18%
C.H. CHIMAY	125,401.8	128,262.9	151,525.3	114,920.7	128,377.3	65,650.6	28,379.6	47,284.7	35,221.6	43,269.3	45,133.9	99,079.9	1,012,507.5	2.16%
C.H. MATUCANA	103,742.5	114,128.9	132,249.8	100,402.6	100,946.4	73,632.4	43,917.6	85,506.0	55,928.5	59,565.3	46,869.6	73,865.1	990,754.7	2.11%
C.H. YAUPI	92,158.2	95,261.9	112,954.6	84,760.0	100,268.5	69,542.9	40,362.8	87,078.5	40,247.7	48,989.0	52,034.1	81,411.1	905,069.3	1.93%
C.H. MACHUPICCHU	71,859.2	75,131.1	89,085.1	71,500.5	59,280.6	54,650.9	24,382.9	115,731.3	63,073.1	69,242.3	81,250.8	126,036.8	901,224.5	1.92%
C.H. SAN GABAN II	92,752.9	97,608.2	113,398.2	83,938.6	100,689.0	68,748.9	32,722.5	71,937.8	44,125.1	50,132.7	54,177.9	82,971.6	893,242.4	1.91%
C.H. CALLAHUANCA	62,467.5	64,773.8	75,626.1	59,461.4	69,340.5	55,332.4	36,015.5	70,451.8	43,759.8	48,735.9	38,667.9	53,789.8	678,422.4	1.45%
C.H. MOYOPAMPA	54,215.4	56,978.8	67,061.8	50,633.1	58,956.0	49,272.1	34,055.3	66,837.5	42,517.5	43,741.0	35,942.1	49,416.8	609,627.4	1.30%
C.H. CHARCANI V	47,743.1	48,093.9	89,347.6	47,879.2	55,628.4	47,292.5	31,719.8	63,267.7	41,095.8	42,564.0	34,406.5	46,243.5	595,282.0	1.27%
C.H. CARHUACHUQUERO	69,037.3	75,043.7	83,608.5	63,703.2	75,855.0	58,314.8	19,678.3	18,912.2	8,281.9	18,364.0	37,367.3	52,558.2	580,724.5	1.24%
C.H. HUANZA	30,513.4	27,135.8	56,570.8	39,752.3	45,316.0	45,521.7	31,390.9	65,581.3	43,527.7	46,222.3	36,259.3	41,857.3	509,648.7	1.09%
C.H. CAHUA	36,680.8	37,799.1	40,949.6	32,678.2	41,675.9	29,315.1	19,247.1	26,037.1	16,269.0	15,636.6	18,106.5	30,476.5	344,871.6	0.74%
C.H. MALPASO	26,894.1	36,735.6	47,473.5	35,637.2	33,631.2	14,642.2	14,849.9	18,373.7	17,400.7	13,555.9	15,191.8	29,462.0	303,847.7	0.65%
C.H. YANANGO	30,317.7	31,758.2	37,726.5	31,507.7	34,327.7	17,783.7	7,721.5	15,706.4	9,224.8	10,646.3	13,944.0	25,838.8	266,503.2	0.57%
C.H. HUAMPANI	23,775.1	24,294.9	21,656.2	23,081.3	21,963.6	23,553.4	15,324.5	30,477.0	20,069.0	20,604.6	16,238.5	13,885.4	254,923.6	0.54%
C.H. SANTA TERESA	Sin Operación Comercial													
C.H. CHEVES	Sin Operación Comercial													
C.H. GALLITO CIEGO	22,195.2	23,594.0	27,917.0	24,960.3	21,274.7	9,148.8	5,504.2	11,870.5	7,188.6	9,154.8	9,890.6	19,892.3	192,591.0	0.41%
C.H. HUANCHOR	15,640.6	8,959.4	19,072.6	14,685.3	17,421.1	13,272.4	8,750.7	17,035.4	11,227.3	11,776.5	9,147.3	13,196.4	160,185.0	0.34%
C.H. RUNATULLO III	13,486.4	17,289.8	19,776.8	15,237.3	18,040.9	8,116.0	3,206.2	4,019.3	3,484.5	4,560.7	7,765.1	14,313.3	129,296.2	0.28%
C.H. RUNATULLO II	15,114.9	17,029.3	19,485.6	15,260.9	14,954.2	5,768.3	2,171.5	2,277.9	2,231.9	3,080.0	6,529.3	12,699.4	116,603.2	0.25%
C.H. LAS PIZARRAS	16,198.1	16,082.5	19,545.5	12,651.0	17,232.3	9,441.5	2,845.7	3,110.7	1,510.1	2,732.3	4,926.5	8,073.6	114,349.8	0.24%
C.H. CHARCANI IV	8,155.0	7,916.3	11,925.5	8,417.3	9,613.4	8,104.4	5,406.0	10,672.6	6,958.7	6,885.3	5,737.1	7,875.2	97,666.9	0.21%
C.H. QUITARACA	Sin Operación Comercial													
C.H. PIAS	9,895.5	10,247.5	11,544.4	9,064.2	7,993.4	6,450.2	4,930.4	6,461.0	2,135.3	2,448.0	3,212.4	5,036.7	79,429.1	0.17%
C.H. POECHOS II	3,100.6	6,609.7	9,042.6	7,312.1	8,543.7	6,835.9	2,778.2	6,097.7	4,753.5	4,050.6	2,149.6	3,037.0	64,311.5	0.14%
C.H. HUASHUASI II	8,268.6	8,914.6	9,730.7	7,188.3	7,997.1	3,446.3	1,622.9	2,423.3	1,205.3	2,063.8	3,129.3	6,076.1	61,466.3	0.13%
C.H. ARICOTA I	3,029.5	6,338.6	7,034.7	2,021.9	3,464.3	4,976.7	3,683.3	7,673.8	4,940.3	4,225.4	2,668.5	5,510.2	55,567.2	0.12%
C.H. ARICOTA II	3,266.8	4,215.0	4,343.9	-	2,276.1	3,956.6	2,953.4	6,031.6	3,776.8	3,490.7	2,536.4	3,232.9	40,080.1	0.09%
TOTALS/	2,331,534.0	2,466,241.4	2,638,977.3	2,195,061.4	2,449,621.2	1,746, 023.4	1,086,141.3	2,227,138.7	1,460,977.0	1,557,576.1	1,458,637.9	2,237,570.4	23,855,500.1	50.92%

Elaboración: Propia.

Tabla E.5: Reserva Rotante Ejecutado de Centrales Térmicas Responsables de Realizar la Regulación Primaria de Frecuencia – 2016 en MWh.

CENTRAL TÉRMICA	POTENCIA (MW)	Ene-16	Feb-16	Mar-16	Abr-16	May-16	Jun-16	Jul-16	Ago-16	Set-16	Oct-16	Nov-16	Dic-16	Total MWh	Part. %
C.T. KALLPA	866.8	14,919.3	15,124.5	14,398.4	12,906.7	17,017.2	11,166.3	11,175.9	9,622.5	9,912.1	8,314.3	8,468.9	14,269.3	147,295.3	12.24%
C.T. CHILCA1	805.7	9,289.4	11,450.1	13,845.6	12,634.6	17,262.5	11,322.6	11,577.4	11,170.6	8,801.9	9,457.1	11,197.6	14,985.4	142,994.7	11.89%
C.T. FÉNIX	570.0	8,097.9	7,764.2	5,356.6	8,055.3	12,304.8	3,347.3	3,569.9	8,065.5	6,568.1	8,224.7	8,004.9	12,400.3	91,759.5	7.63%
C.T. VENTANILLA	478.1	7,766.4	7,838.7	7,683.4	7,573.5	6,102.8	2,901.0	5,836.1	5,981.7	6,529.8	5,298.7	5,495.0	7,521.2	76,528.3	6.36%
C.T. LOS OLLEROS	201.5	1,187.2	1,295.0	2,330.9	522.1	2,958.2	2,692.4	2,812.0	2,406.1	2,489.6	2,032.6	2,604.5	3,106.1	26,436.8	2.20%
C.T. SANTA ROSA	417.6	1,789.5	2,693.1	766.2	1,264.6	2,739.5	3,763.5	2,983.2	850.3	1,927.5	557.7	2,010.8	2,054.6	23,400.3	1.95%
C.T. ILO2	141.9	2,692.6	156.4	1,366.5	1,732.8	2,027.4	1,370.5	1,798.8	1,817.4	1,731.2	1,329.3	1,381.4	1,715.0	19,119.2	1.59%
C.T. MALACAS	104.4	1,565.1	1,361.7	1,365.7	1,389.6	1,475.1	1,260.1	1,309.2	1,244.3	1,195.2	1,318.2	1,111.2	1,817.2	16,412.7	1.36%
C.T. PISCO	70.3	988.4	1,289.3	1,195.7	1,438.8	1,572.9	941.4	987.9	1,014.9	905.9	1,055.3	982.0	1,386.7	13,759.2	1.14%
C.T. AGUAYTIA	176.3	2,397.3	1,366.8	1,038.2	1,130.7	979.3	1,229.2	471.8	311.1	206.4	539.4	324.4	-	9,994.6	0.83%
C.T. LAS FLORES	196.8	404.0	505.3	473.9	164.8	-	1,563.3	1,321.7	242.4	730.1	216.5	1,010.4	607.8	7,240.0	0.60%
C.T. ILO1	106.3	1,084.9	948.6	286.3	138.0	268.7	531.4	517.5	670.9	398.5	134.3	143.0	80.2	5,202.2	0.43%
C.T. OQUENDO	29.4	440.1	537.3	622.7	542.2	365.2	-	366.4	399.0	416.0	421.6	400.3	634.7	5,145.6	0.43%
C.T. CHILCA2	114.0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
C.T. INDEPENDENCIA	22.5	369.1	330.4	267.5	187.8	170.3	242.4	313.9	325.9	315.3	258.1	282.1	363.5	3,426.3	0.28%
C.T. TABLAZO	26.4	353.8	180.3	355.5	358.1	401.4	240.7	223.3	184.9	142.3	150.1	156.3	202.0	2,948.5	0.25%
C.T. PUERTO BRAVO	631.8	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
C.T. R.F. PLANTA ILO	497.0	1,092.3	112.2	18.0	5.6	112.9	7.4	191.1	380.9	406.2	168.8	9.3	-	2,504.8	0.21%
C.T. PARAMONGA	12.7	230.0	237.6	229.7	255.4	252.3	182.4	161.5	160.7	112.4	160.6	132.0	99.5	2,214.0	0.18%
C.T. R.F. PLANTA TALARA	188.6	636.2	22.2	32.3	50.0	32.6	-	21.3	21.3	10.4	-	21.9	-	848.1	0.07%
C.T. RECKA	178.8	520.3	136.9	7.2	12.8	-	20.8	9.7	3.8	-	-	1.2	43.2	755.9	0.06%
C.T. CHILINA	50.3	92.7	67.7	10.9	7.7	51.6	56.2	63.5	91.8	83.0	22.4	70.0	33.0	650.4	0.05%
C.T. MOLLENDO	25.1	150.3	75.8	10.9	11.3	77.9	53.2	37.8	59.7	27.2	7.8	81.9	54.9	648.6	0.05%
C.T. SAN NICOLÁS	64.0	277.0	13.1	5.3	-	-	31.6	33.7	1.7	7.4	-	-	5.8	375.5	0.03%
C.T. ILO4	610.7	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
C.T. R.F. PLANTA ETEN	223.3	88.2	-	32.6	-	22.4	1.2	0.1	2.7	19.4	19.0	0.0	28.6	214.3	0.02%
C.T. TUMBES	15.9	66.9	11.5	5.4	-	-	1.6	10.2	-	-	0.0	0.3	-	95.8	0.01%
C.T. R.F. PUCALLPA	40.6	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
C.T. MAPLE ETANOL	16.1	15.7	0.0	0.4	-	-	-	-	-	-	-	-	-	16.0	0.00%
C.T. R.F. PUERTO MALDONADO	18.3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	6.3	0.00%
TOTAL MWh	6,901.0	56,514.4	53,518.5	51,705.8	50,382.3	67,108.2	44,295.3	46,838.2	45,060.2	43,366.8	40,221.2	44,982.2	62,665.5	606,658.6	50.43%

Elaboración: Propia.

Tabla E.6: Reserva Rotante Ejecutado de Centrales Hidroeléctricas Responsables de la Regulación Primaria de Frecuencia – 2016 en MWh.

CENTRAL HIDRÁULICA	POT. MW	Ene-16	Feb-16	Mar-16	Abr-16	May-16	Jun-16	Jul-16	Ago-16	Set-16	Oct-16	Nov-16	Dic-16	Total MWh	Part. %
C.H. MANTARO	678.71	15,139.1	14,377.3	15,487.7	15,067.1	13,076.7	8,361.4	8,819.8	8,265.5	7,534.2	8,323.4	6,875.8	10,333.2	131,661.2	10.94%
C.H. RESTITUCION	219.44	4,945.5	4,706.4	5,057.5	4,969.5	4,244.2	2,700.2	2,793.5	2,719.7	2,458.9	2,754.6	2,190.3	3,293.8	42,834.0	3.56%
C.H. CANON DEL PATO	265.57	5,802.3	5,323.0	5,763.8	5,636.3	4,121.5	1,770.9	1,464.5	1,602.5	1,889.3	1,924.6	2,411.5	5,028.0	42,738.1	3.55%
C.H. MACHUPICCHU	168.83	3,946.9	3,666.1	3,930.9	3,721.5	3,820.7	1,625.2	1,908.9	1,630.5	1,335.0	2,089.3	1,793.7	3,743.2	33,211.9	2.76%
C.H. HUINCO	267.83	2,863.9	2,939.8	4,010.7	2,744.5	2,452.3	1,762.1	1,976.8	2,010.2	1,915.4	1,946.3	1,866.0	2,742.0	29,230.1	2.43%
C.H. PLATANAL	222.50	2,810.0	4,182.2	4,981.2	4,401.0	2,296.1	926.7	877.9	880.6	905.9	1,047.2	966.7	1,444.9	25,720.3	2.14%
C.H. CHIMAY	154.77	3,346.7	3,051.3	3,329.3	2,925.3	1,686.5	738.5	612.3	554.7	654.5	1,076.6	1,044.1	2,493.9	21,513.5	1.79%
C.H. YUNCAN	136.69	2,947.8	2,903.0	3,015.4	2,634.4	1,450.3	978.9	869.0	746.6	1,082.7	1,169.8	827.4	2,266.1	20,891.3	1.74%
C.H. MATUCANA	137.02	2,191.5	2,249.9	2,829.8	2,689.2	1,930.8	1,160.7	1,117.3	1,116.4	1,088.1	1,167.8	1,173.8	1,888.1	20,603.3	1.71%
C.H. SAN GABAN II	115.73	2,530.6	2,438.2	2,612.0	2,530.7	1,983.6	1,040.7	843.7	555.7	773.3	996.3	951.9	2,446.4	19,703.2	1.64%
C.H. YAUPI	113.69	2,472.6	2,210.2	2,391.8	2,286.1	1,838.0	1,202.9	1,001.7	884.3	1,164.8	1,262.4	884.1	1,986.4	19,585.2	1.63%
C.H. CHEVES	176.35	2,158.1	2,968.7	3,510.1	3,126.6	1,656.5	789.5	579.5	435.5	484.7	812.6	843.0	1,374.3	18,739.3	1.56%
C.H. SANTA TERESA	89.85	2,103.1	1,944.3	2,072.6	1,986.9	1,996.1	870.6	1,001.8	850.8	688.0	1,076.4	922.5	1,987.3	17,500.5	1.45%
C.H. CERRO DEL ÁGUILA	513.84	Sin Operación Comercial													
C.H. CALLAHUANCA	84.17	1,665.3	1,543.5	1,630.2	1,648.0	1,646.1	982.4	996.7	975.8	937.8	960.9	956.7	1,535.4	15,478.8	1.29%
C.H. CHARCANI V	146.58	1,425.6	1,635.2	1,449.0	1,378.9	1,425.4	879.4	909.2	890.7	947.9	979.9	948.2	1,449.2	14,318.6	1.19%
C.H. MOYOPAMPA	69.15	1,509.1	1,366.2	1,483.7	1,453.9	1,484.3	940.9	960.2	940.1	915.8	943.5	746.1	1,292.6	14,036.4	1.17%
C.H. QUITARACSA	117.78	1,577.7	1,923.1	2,211.3	2,196.8	1,241.7	328.4	483.7	483.7	440.1	595.5	492.2	1,281.5	13,255.7	1.10%
C.H. CARHUAQUERO	94.53	1,541.4	1,974.5	2,109.4	2,044.4	1,824.0	715.3	301.5	136.9	215.4	299.2	105.3	833.1	12,100.6	1.01%
C.H. HUANZA	98.32	1,243.6	787.4	975.2	667.6	993.1	745.5	834.3	817.7	890.2	941.4	965.2	1,246.7	11,107.7	0.92%
C.H. CHAGLLA	460.70	Sin Operación Comercial													
C.H. CAHUA	45.38	735.8	960.5	529.5	875.0	854.8	418.3	348.2	337.5	358.0	403.5	391.3	859.0	7,071.3	0.59%
C.H. HUAMPANI	30.85	690.7	478.2	521.0	675.9	670.3	417.9	420.5	414.9	401.4	414.9	411.9	492.1	6,009.9	0.50%
C.H. MALPASO	48.02	631.8	715.0	848.0	794.4	315.9	330.4	280.2	307.2	262.2	339.2	278.9	246.3	5,349.4	0.44%
C.H. YANANGO	43.11	768.6	826.3	785.1	717.5	474.7	225.3	194.6	128.6	104.5	252.0	134.8	524.2	5,136.3	0.43%
C.H. HUANCHOR	19.77	282.4	231.5	421.1	439.4	453.0	253.4	232.6	230.2	225.3	232.0	239.2	371.4	3,611.7	0.30%
C.H. RUNATULLO III	19.97	470.0	443.9	473.2	391.5	217.0	78.8	65.7	56.8	61.3	184.7	160.7	425.9	3,029.4	0.25%
C.H. RUNATULLO II	19.97	421.7	442.3	446.0	288.0	155.4	55.7	42.3	37.8	42.5	142.0	126.1	364.8	2,564.6	0.21%
C.H. GALLITO CIEGO	38.15	458.8	474.3	482.7	278.4	139.6	67.8	85.4	96.8	90.1	72.2	83.7	220.3	2,550.2	0.21%
C.H. CHARCANI IV	15.30	244.0	232.1	244.7	234.3	233.0	147.9	152.9	148.2	158.7	162.6	155.5	241.0	2,354.9	0.20%
C.H. LAS PIZARRAS	19.20	259.2	395.2	439.6	435.0	305.0	116.2	47.9	31.7	36.4	55.1	24.4	148.0	2,293.8	0.19%
C.H. PÍAS	11.99	190.2	224.5	271.0	264.0	222.4	92.0	46.9	29.1	39.2	94.2	51.6	204.8	1,729.9	0.14%
C.H. ARICOTA I	22.50	175.1	166.0	178.0	171.0	173.9	109.9	106.0	105.7	96.4	87.5	104.8	164.5	1,638.7	0.14%
C.H. POECHOS II	10.00	73.6	142.4	144.9	207.5	221.9	87.1	71.5	74.5	78.4	73.7	16.3	20.5	1,212.2	0.10%

Continúa...

C.H. HUASAHUASI II	10.05	160.0	207.1	189.1	148.9	83.4	36.9	21.1	25.4	70.0	29.7	91.3	1,098.6	0.09%
C.H. ARICOTA II	12.40	122.4	116.2	122.6	114.9	119.8	73.3	52.2	69.1	68.4	66.3	92.3	1,090.9	0.09%
C.H. CHANCAY	20.00			Sin Operación Comercial				173.9	141.0	186.7	159.8	314.0	975.4	0.08%
C.H. RUCUY	20.00			Sin Operación Comercial				121.6	136.3	156.9	151.8	248.0	814.7	0.07%
TOTAL MWh	4,738.68	67,904.7	68,245.8	74,948.2	70,144.8	55,807.9	31,031.0	30,556.2	32,186.9	38,100.9	32,377.0	62,988.2	596,304.2	49.57%

Elaboración: Propia.

Tabla E.7: Costo de Oportunidad de la Reserva Rotante de Centrales Térmicas Responsables de Realizar el Servicio de Regulación Primaria de Frecuencia - 2016 en S/.

CENTRAL	Ene-16	Feb-16	Mar-16	Abr-16	May-16	Jun-16	Jul-16	Ago-16	Set-16	Oct-16	Nov-16	Dic-16	Total S/	%
C.T. KALLPA	568,960.5	662,789.0	592,418.7	560,307.2	1,142,776.3	1,426,891.8	1,281,780.8	618,288.1	929,584.1	501,538.9	797,696.8	1,106,490.7	10,189,522.8	12.57%
C.T. CHILCA1	354,261.6	501,768.9	569,674.0	548,495.5	1,159,249.9	1,446,864.6	1,327,831.5	717,762.2	825,460.2	570,476.7	1,054,718.5	1,162,017.2	10,238,580.7	12.63%
C.T. FÉNIX	308,819.9	340,245.7	220,394.5	349,698.1	826,320.0	427,739.6	409,439.0	518,243.6	615,972.3	496,134.9	753,994.1	961,561.6	6,228,563.3	7.68%
C.T. VENTANILLA	296,179.2	343,510.5	316,134.0	328,781.8	409,825.4	370,702.9	669,351.1	384,355.2	612,379.1	319,630.1	517,582.3	583,216.0	5,151,647.5	6.35%
C.T. LOS OLLEROS	45,273.2	56,749.8	95,905.4	22,666.2	198,657.3	344,054.5	322,514.0	154,601.5	233,485.0	122,613.8	245,322.7	240,853.8	2,082,697.4	2.57%
C.T. SANTA ROSA	68,243.6	118,016.2	31,525.1	54,897.6	183,967.6	480,918.5	342,148.5	54,632.7	180,768.2	33,641.6	189,398.6	159,321.7	1,897,479.6	2.34%
C.T. ILO2	102,685.3	6,853.4	56,224.3	75,223.1	136,146.0	175,135.4	206,311.7	116,773.9	162,352.3	80,183.9	130,120.4	132,987.6	1,380,997.3	1.70%
C.T. MALACAS	59,686.4	59,670.8	56,191.5	60,324.6	99,055.9	161,029.4	150,158.5	79,949.9	112,089.8	79,519.3	104,669.6	140,913.9	1,163,259.5	1.43%
C.T. PISCO	37,694.6	56,501.9	49,198.9	62,463.2	105,625.9	120,292.2	113,304.4	65,210.4	84,953.1	63,659.1	92,494.3	107,530.7	958,928.7	1.18%
C.T. AGUAYTIA	91,423.6	59,895.0	42,717.5	49,086.1	65,765.1	157,075.6	54,106.1	19,990.9	19,356.6	32,536.6	30,554.0	-	622,507.0	0.77%
C.T. LAS FLORES	15,405.6	22,142.7	19,500.0	7,152.2	-	199,766.6	151,582.4	15,578.5	68,471.4	13,057.3	95,166.9	47,130.7	654,954.3	0.81%
C.T. ILO1	41,374.8	41,568.3	11,778.9	5,992.4	18,042.7	67,906.0	59,355.5	43,107.7	37,375.1	8,100.2	13,467.4	6,215.6	354,284.6	0.44%
C.T. OQUEENDO	16,783.0	23,546.2	25,621.2	23,537.3	24,524.6	-	42,027.6	25,640.1	39,014.3	25,434.0	37,709.2	49,216.1	333,053.6	0.41%
C.T. CHILCA2	-	-	-	-	-	115,600.5	73,043.7	999.8	39,414.5	13,604.0	64,648.2	64,934.4	372,245.2	0.46%
C.T. INDEPENDENCIA	14,076.4	14,480.4	11,007.6	8,151.6	11,437.2	30,972.2	36,004.7	20,939.5	29,566.2	15,568.5	26,570.2	28,188.5	246,963.2	0.30%
C.T. TABLAZO	13,490.8	7,899.0	14,626.1	15,545.9	26,955.6	30,754.0	25,611.1	11,882.0	13,341.3	9,051.4	14,726.8	15,660.7	199,544.7	0.25%
C.T. PUERTO BRAVO	-	-	-	-	61,323.1	59,332.4	46,724.3	-	-	3,972.5	36,734.7	22,085.1	230,171.9	0.28%
C.T. R.F PLANTA ILO	41,654.5	4,917.1	740.0	244.8	7,582.6	951.1	21,917.9	24,475.5	38,096.5	10,183.1	878.2	-	151,641.3	0.19%
C.T. PARAMONGA	8,769.9	10,411.1	9,451.7	11,085.8	16,945.8	23,311.4	18,521.1	10,325.1	10,536.8	9,686.9	12,431.9	7,713.8	149,191.2	0.18%
R.F. PLANTA TALARA	24,261.3	971.3	1,328.4	2,169.0	2,191.6	-	2,438.3	1,368.1	978.8	-	2,063.6	-	37,770.5	0.05%
C.T. RECKA	19,843.3	6,000.7	297.5	553.8	-	2,657.4	1,113.7	243.8	-	-	117.3	3,346.1	34,173.5	0.04%
C.T. CHILINA	3,536.5	2,966.5	446.8	333.6	3,464.8	7,179.9	7,282.7	5,895.8	7,784.5	1,353.8	6,593.0	2,557.7	49,395.7	0.06%
C.T. MOLLEDO	5,730.0	3,319.6	449.3	490.5	5,233.9	6,793.6	4,339.4	3,835.1	2,547.1	472.9	7,711.8	4,254.3	45,177.4	0.06%
C.T. SAN NICOLÁS	10,564.3	573.0	217.7	-	-	4,033.1	3,868.4	107.4	689.4	-	-	450.1	20,503.4	0.03%
C.T. ILO4	-	-	-	-	-	-	-	-	-	14,369.0	831.8	8,560.2	23,761.1	0.03%

Continúa...

C.T. R.F. PLANTA ETEN	3,365.3	-	1,340.1	-	1,505.3	158.7	15.4	170.9	1,816.8	1,144.4	3.1	2,220.5	11,740.3	0.01%
C.T. TUMBES	2,549.4	502.8	222.3	-	-	208.3	1,166.2	-	-	0.3	28.3	-	4,608.1	0.01%
C.T. R.F. PUCALLPA	-	-	-	-	-	-	-	955.5	781.5	216.4	702.6	1,683.9	4,339.8	0.01%
C.T. MAPLE ETANOL	597.3	0.4	14.5	-	-	-	-	-	-	-	-	-	612.2	0.00%
R.F. PUERTO MALDONADO	-	-	-	-	-	-	-	-	227.6	86.4	12.6	181.9	508.6	0.00%
TOTAL	2,155,230.1	2,345,300.3	2,127,426.0	2,187,200.3	4,506,596.7	5,660,329.7	5,371,958.1	2,895,333.2	4,067,042.5	2,426,235.9	4,236,948.6	4,859,292.6	42,838,894.1	52.84%

Elaboración: Propia.

Tabla E.8: Costo de Oportunidad de la Reserva Rotante de Centrales Hidroeléctricas Responsables de Realizar el Servicio de Regulación Primaria de Frecuencia - 2016 en S/

CENTRAL HIDRÁULICA	Ene-16	Feb-16	Mar-16	Abr-16	May-16	Jun-16	Jul-16	Ago-16	Set-16	Oct-16	Nov-16	Dic-16	Total S/	%
C.H. MANTARO	577,343.2	630,045.3	637,240.6	654,095.3	878,156.5	1,068,467.7	1,011,553.4	531,097.9	706,577.7	502,089.7	647,638.5	801,267.4	8,645,573.2	10.66%
C.H. RESTITUCION	188,601.3	206,243.4	208,090.9	215,736.5	285,014.1	345,045.5	320,382.2	174,755.4	230,604.8	166,161.6	206,305.1	255,409.0	2,802,359.8	3.46%
C.H. CAÑON DEL PATO	221,275.0	233,264.1	237,151.4	244,683.4	276,778.0	226,291.5	167,960.8	102,970.9	177,185.5	116,094.2	227,147.1	389,884.1	2,620,686.1	3.23%
C.H. MACHUPICCHU	150,520.0	160,655.4	161,738.2	161,559.2	256,575.0	207,680.5	218,933.7	104,765.1	125,201.6	126,029.3	168,952.5	290,258.4	2,132,868.9	2.63%
C.H. HUINCO	109,217.8	128,828.1	165,019.1	119,146.6	164,680.8	225,173.9	226,727.6	129,163.7	179,631.2	117,407.6	175,765.4	212,621.0	1,953,382.7	2.41%
C.H. PLATANAL	107,162.8	183,271.2	204,948.7	191,056.9	154,194.7	118,414.6	100,683.2	56,584.1	84,953.9	63,171.1	91,056.2	112,041.9	1,467,539.3	1.81%
C.H. CHIMAY	127,627.9	133,716.9	136,982.6	126,993.1	113,254.7	94,367.7	70,221.1	35,641.3	61,384.9	64,940.7	98,343.7	193,381.4	1,256,855.8	1.55%
C.H. YUNCAN	112,417.6	127,216.9	124,066.6	114,366.1	97,390.7	125,088.4	99,668.3	47,971.8	101,538.5	70,564.1	77,937.5	175,717.3	1,273,943.9	1.57%
C.H. MATUCANA	83,574.1	98,595.2	116,431.0	116,745.1	129,661.4	148,318.6	128,141.5	71,736.3	102,041.3	70,443.6	110,558.9	146,407.4	1,322,654.5	1.63%
C.H. SAN GABAN II	96,507.8	106,848.3	107,471.8	109,864.4	133,209.1	132,984.9	96,770.5	35,706.6	72,522.6	60,098.5	89,656.5	189,698.1	1,231,339.1	1.52%
C.H. YAUPI	94,294.0	96,856.6	98,411.6	99,243.1	123,428.2	153,712.4	114,892.1	56,818.5	109,240.0	76,148.9	83,272.2	154,031.0	1,260,348.7	1.55%
C.H. CHEVES	82,300.1	130,097.1	144,423.6	135,733.6	111,242.0	100,886.5	66,465.7	27,984.3	45,455.1	49,018.5	79,405.1	106,569.9	1,079,581.6	1.33%
C.H. SANTA TERESA	80,203.3	85,205.5	85,276.5	86,256.9	134,048.7	111,246.6	114,903.6	54,667.0	64,521.2	64,933.4	86,890.3	154,104.8	1,122,257.9	1.38%
C.H. CERRO DEL ÁGUILA	-	-	-	-	-	-	-	213,383.6	266,249.5	200,063.6	177,010.4	338,476.8	1,195,183.9	1.47%
C.H. CALLAHUANCA	63,507.0	67,638.5	67,075.8	71,541.5	110,539.6	125,541.2	114,312.6	62,699.0	87,949.6	57,963.0	90,115.0	119,062.7	1,037,945.4	1.28%
C.H. CHARCANI V	54,366.0	71,659.7	59,617.6	59,860.8	95,721.0	112,379.8	104,273.2	57,234.1	88,894.1	59,111.2	89,311.8	112,375.7	964,804.8	1.19%
C.H. MOYOPAMPA	57,550.4	59,869.4	61,046.8	63,117.3	99,679.9	120,228.2	110,125.5	60,405.1	85,887.3	56,915.7	70,278.0	100,231.4	945,335.0	1.17%
C.H. QUITARACSA	60,168.3	84,275.4	90,983.1	95,366.5	83,385.0	41,964.4	55,475.5	31,081.5	41,269.6	35,922.8	46,364.5	99,370.9	765,627.6	0.94%
C.H. CARHUAQUERO	58,783.3	86,527.3	86,792.9	88,753.7	122,488.4	91,409.2	34,582.0	8,797.2	20,201.3	18,048.9	9,917.3	64,602.1	690,903.7	0.85%
C.H. HUANZA	47,424.2	34,504.4	40,123.4	28,983.2	66,687.7	95,260.1	95,689.6	52,543.8	83,485.0	56,785.3	90,912.1	96,672.1	789,070.9	0.97%
C.H. CHAGLLA	-	-	-	-	-	-	-	-	49,265.8	85,719.9	89,161.8	382,208.8	606,356.3	0.75%
C.H. CAHUA	28,059.6	42,089.1	21,785.5	37,984.9	57,404.6	53,448.6	39,934.4	21,686.2	33,575.6	24,342.1	36,852.7	66,608.9	463,772.3	0.57%
C.H. HUAMPANI	26,338.7	20,957.5	21,436.6	29,343.8	45,015.7	53,402.7	48,225.9	26,660.8	37,648.6	25,029.9	38,802.1	38,156.9	411,019.2	0.51%
C.H. MALPASO	24,093.8	31,331.0	34,888.9	34,486.0	21,212.0	42,226.7	32,131.4	19,740.5	24,586.1	20,461.9	26,267.0	19,102.3	330,527.5	0.41%

Continúa...

C.H. YANANGO	29,309.7	36,211.2	32,304.4	31,150.1	31,881.1	28,796.5	22,318.6	8,262.8	9,804.2	15,200.7	12,695.1	40,646.2	298,580.5	0.37%
C.H. HUANCHOR	10,768.1	10,146.2	17,328.0	19,076.7	30,418.2	32,387.1	26,673.4	14,792.5	21,132.6	13,996.8	22,534.4	28,802.5	248,056.4	0.31%
C.H. RUNATULLO III	17,925.3	19,452.9	19,467.7	16,994.3	14,569.6	10,069.7	7,540.2	3,651.1	5,745.8	11,138.9	15,134.8	33,024.6	174,714.8	0.22%
C.H. RUNATULLO II	16,080.3	19,380.7	18,352.3	12,502.5	10,437.0	7,112.1	4,854.7	2,431.5	3,986.0	8,563.4	11,878.8	28,288.9	143,868.1	0.18%
C.H. GALLITO CIEGO	17,496.1	20,786.7	19,859.0	12,084.5	9,377.1	8,668.9	9,795.9	6,221.8	8,446.7	4,358.0	7,887.2	17,081.9	142,063.9	0.18%
C.H. CHARCANI IV	9,303.7	10,169.1	10,066.1	10,173.1	15,649.3	18,899.6	17,538.3	9,524.7	14,885.5	9,809.2	14,642.1	18,687.6	159,348.4	0.20%
C.H. LAS PIZARRAS	9,883.4	17,317.8	18,088.0	18,884.9	20,481.8	14,855.0	5,497.4	2,039.1	3,412.3	3,324.7	2,297.9	11,474.5	127,556.8	0.16%
C.H. PÍAS	7,254.4	9,839.6	11,149.5	11,462.7	14,932.9	11,756.8	5,378.6	1,871.9	3,671.9	5,681.8	4,861.7	15,877.4	103,739.1	0.13%
C.H. ARICOTA I	6,675.8	7,273.4	7,323.3	7,424.8	11,676.6	14,038.5	12,160.5	6,791.3	9,045.1	5,275.3	9,868.3	12,759.5	110,312.5	0.14%
C.H. POECHOS II	2,805.4	6,241.3	5,962.1	9,008.3	14,899.8	11,130.8	8,203.7	4,785.2	7,354.6	4,443.9	1,534.6	1,587.9	77,957.8	0.10%
C.H. HUASAHUASI II	6,101.6	9,076.5	7,782.2	6,465.8	5,598.3	4,709.7	4,101.5	1,352.9	2,382.9	4,221.6	2,795.2	7,080.2	61,668.5	0.08%
C.H. ARICOTA II	4,669.4	5,092.2	5,044.0	4,989.6	8,047.6	9,370.8	8,412.2	3,353.5	6,479.9	4,126.8	6,241.4	7,156.2	72,983.6	0.09%
C.H. CHANCAY	-	-	-	-	-	-	-	11,173.3	13,225.7	11,260.1	15,050.0	24,351.5	75,060.6	0.09%
C.H. RUCUY	-	-	-	-	-	-	-	7,813.5	12,777.9	9,465.8	14,302.2	19,234.5	63,593.8	0.08%
TOTAL S/	2,589,609.5	2,990,684.2	3,083,729.6	3,045,135.2	3,747,737.0	3,965,335.2	3,504,538.8	2,068,159.8	3,002,221.9	2,298,332.6	3,049,645.4	4,884,313.8	38,229,443.0	47.16%

Elaboración: Propia.

ANEXO F: REGISTRO DE FRECUENCIA DIARIA DE LOS EVENTOS EVALUADOS PARA LOS AÑOS 2013, 2015 Y 2016.

Gráfico F.1.: Registro de Frecuencia Diaria del 10/01/2013: Evento 01-2013 Desconexión de la Unidad TG1 de la C.T. Kallpa a las 10:04:38 con 178.80 MW.

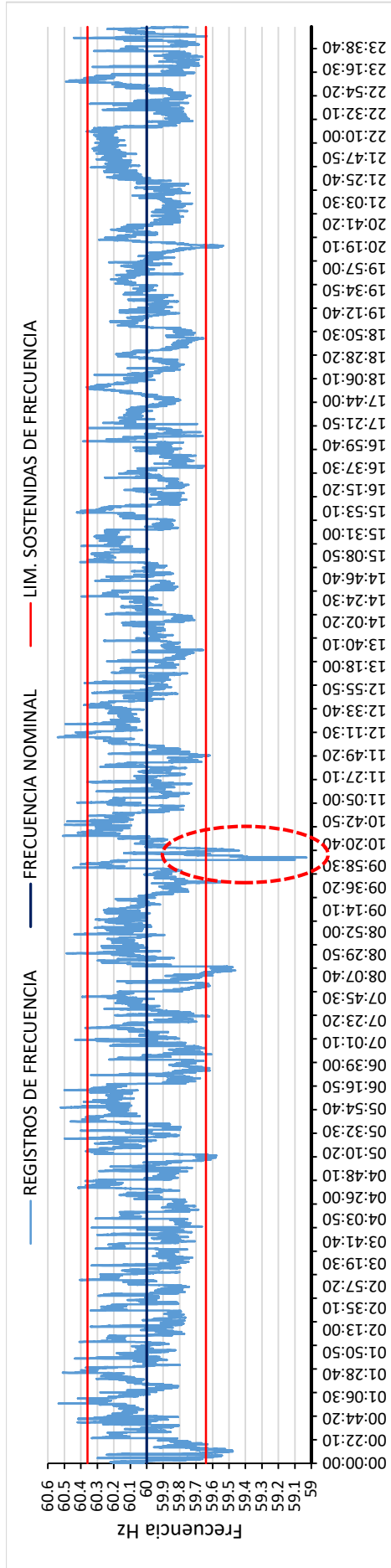
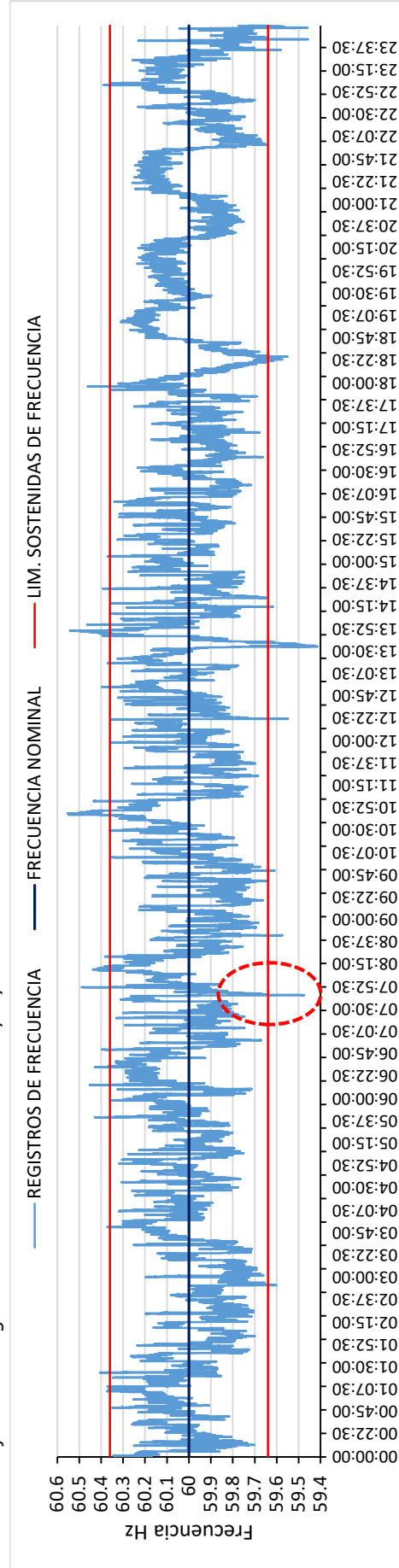


Gráfico F.2.: Registro de Frecuencia Diaria del 04/11/2013: Evento 02-2013 Desconexión de la Unidad TG12 de la C.T. Fénix a las 07:44:15 con 170 MW.



Fuente: COES SINAC_Consulta Frecuencia Diaria NTCSE "<http://www.coes.org.pe/Portal/Operacion/CaractsEIN/ConsultaFrecuenciaDiariaNTCSE>"

Gráfico F.3: Registro de Frecuencia Diaria del 08/12/2013: Evento 03-2013 Desconexión de la C.H. Chimay a las 08:51:04 con 150 MW.

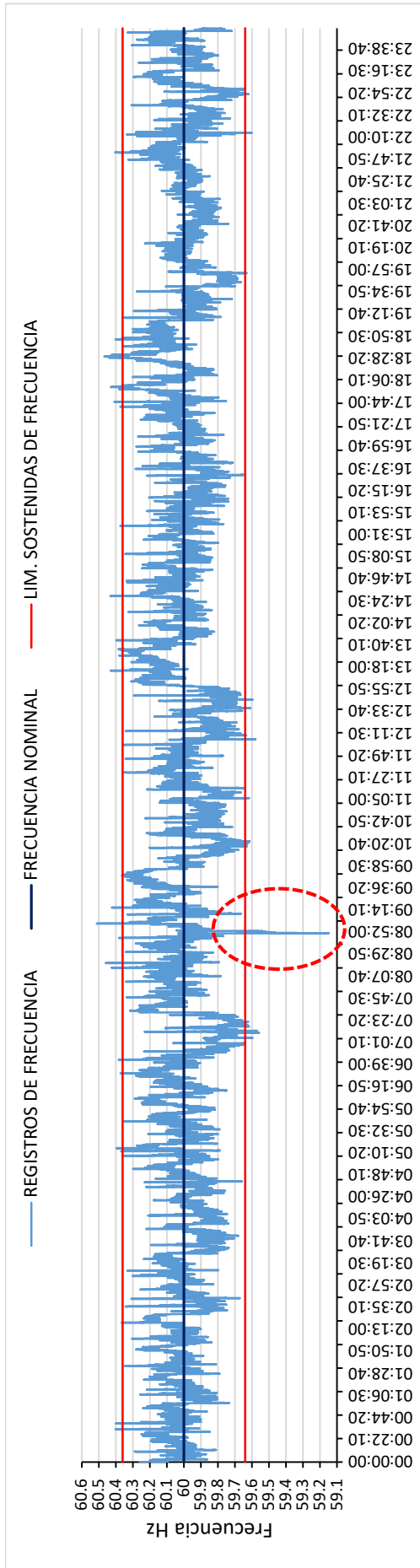
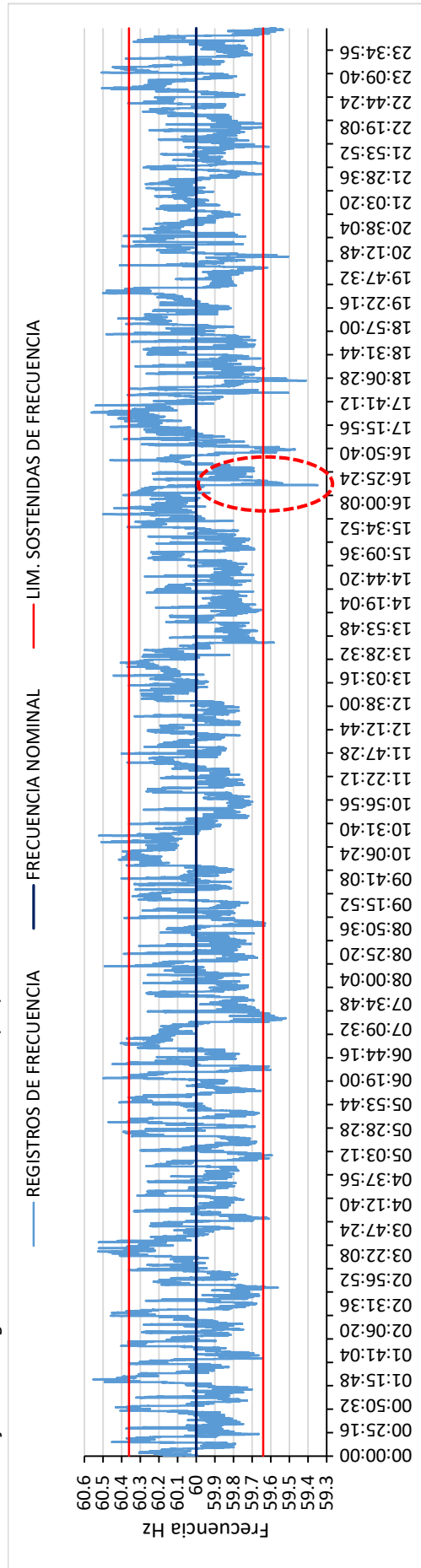
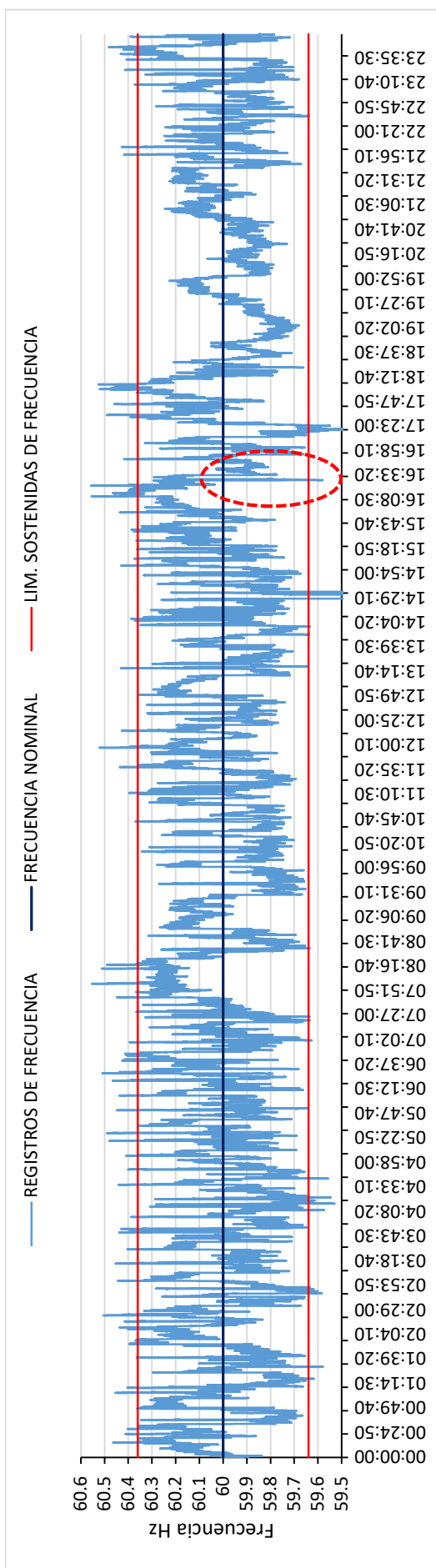


Gráfico F.4: Registro de Frecuencia Diaria del 01/09/2013: Evento 04-2013 Desconexión de la Unidad TV21 de la C.T. Ilo 2 a las 16:19:12 con 135 MW.



Fuente: COES SINAC_Consulta Frecuencia Diaria NTCSE: <http://www.coes.org.pe/Portal/Operacion/CaractSEIN/ConsultaFrecuenciaDiariaNTCSE>

Gráfico F.5: Registro de Frecuencia Diaria del 31/01/2013: Evento 05-2013 Desconexión de la C.H. San Gabán II a las 16:28:31 con 111.8 MW.



Fuente: COES SINAC_ Consulta Frecuencia Diaria NTCSE: <http://www.coes.org.pe/Portal/Operacion/CaractSEIN/ConsultaFrecuenciaDiariaNTCSE>

Gráfico F.6: Registro de Frecuencia Diaria del 12/09/2015: Evento 01-2015 Desconexión de la Unidad TG2 de la C.T. Chilca 1 a las 17:26:29 con 174.7 MW.

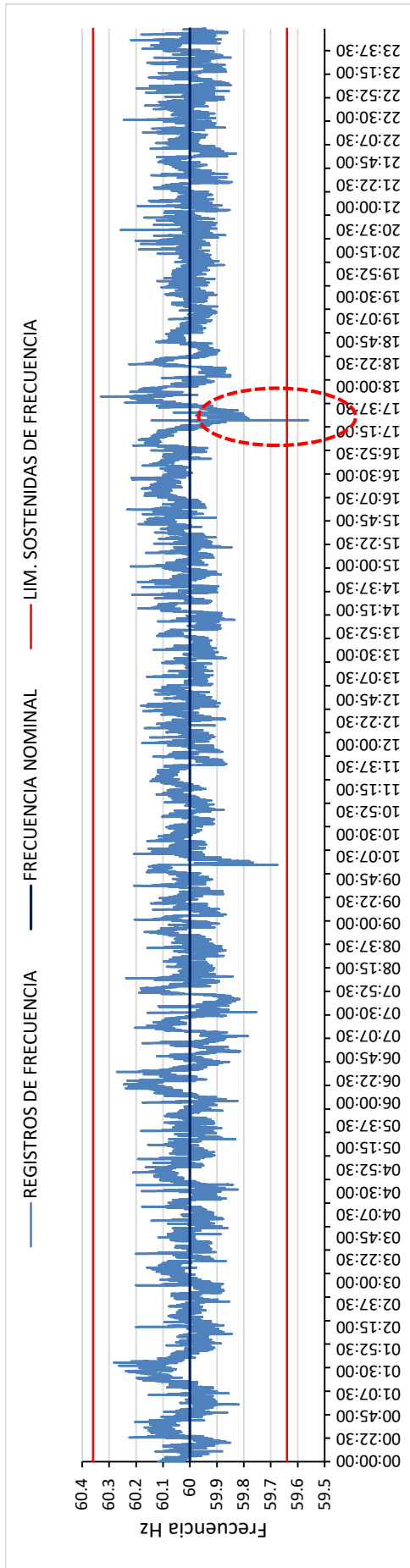
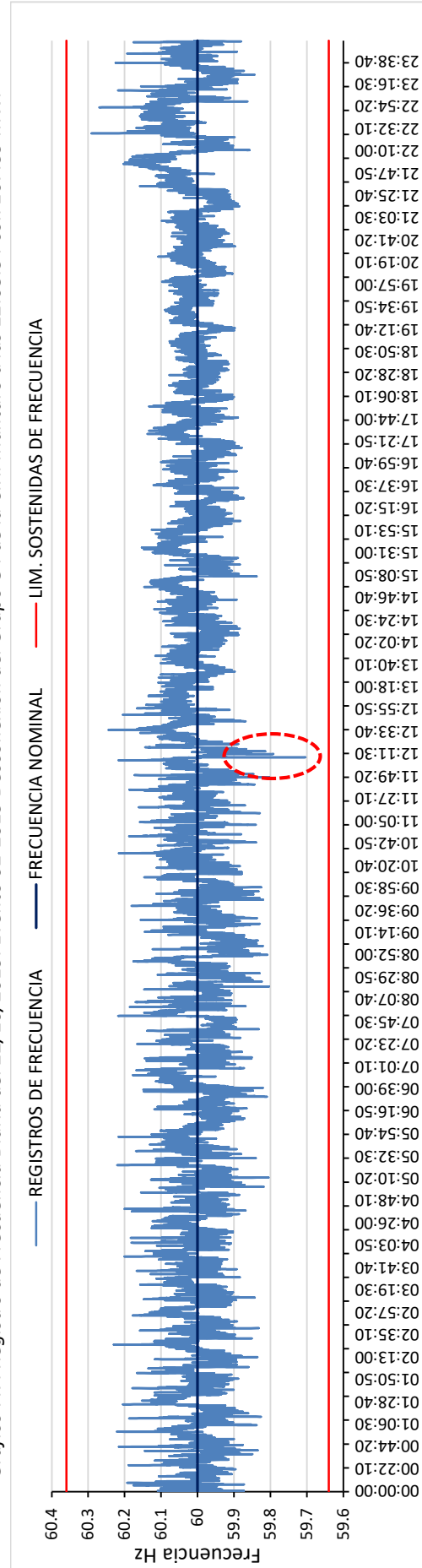


Gráfico F.7: Registro de Frecuencia Diaria del 22/10/2015: Evento 02-2015 Desconexión del Grupo G4 de la C.H. Mantaro a las 12:08:34 con 107.39 MW.



Fuente: COES SINAC_ Consulta Frecuencia Diaria NTCSE: <http://www.coes.org.pe/Portal/Operacion/CaractSEIN/ConsultaFrecuenciaDiariaNTCSE>

Gráfico F.8: Registro de Frecuencia Diaria 23/03/2015: Evento 03-2015 Desconexión de la Unidad TG1 de la C.T. Santo Domingo de los Olteros 14:09:31 de 151.27 MW.

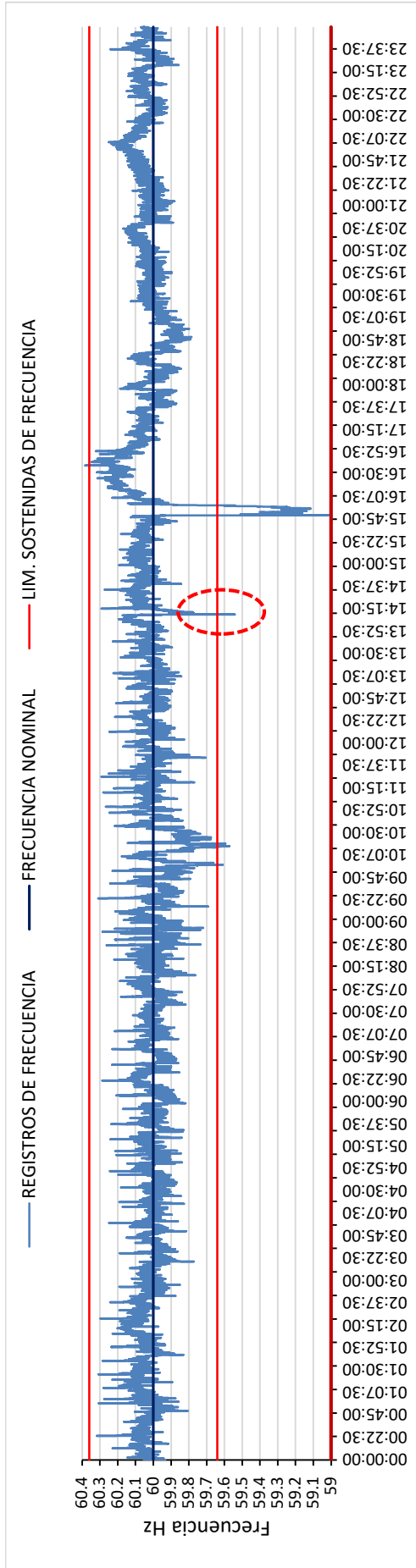
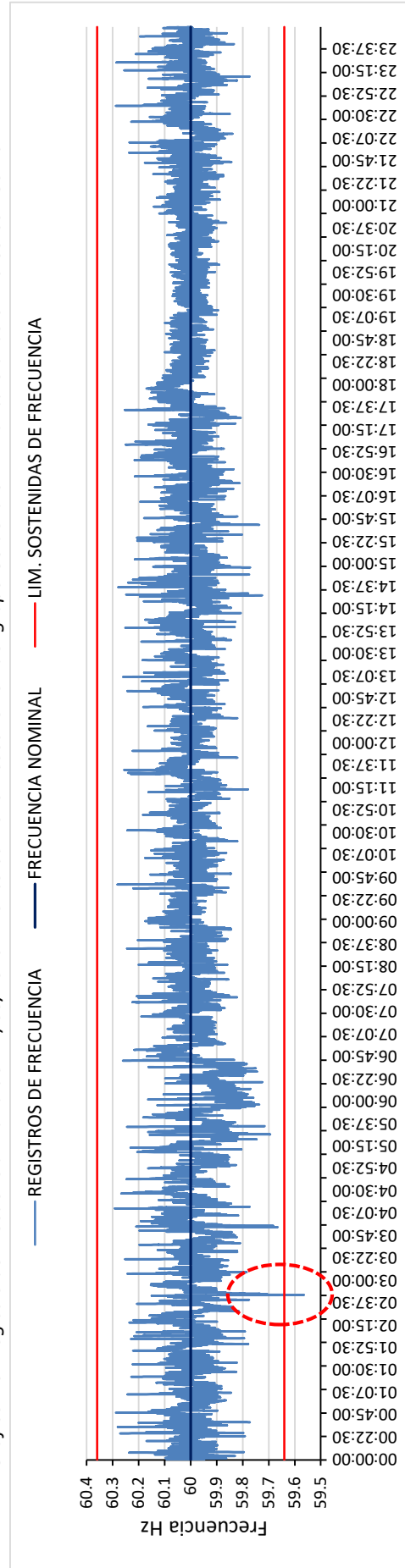


Gráfico F.9: Registro de Frecuencia Diaria del 17/06/2015: Evento 05-2015 Desconexión del grupo G3 de la C.H. Mantaro a las 02:45:39 con 86.20 MW.



Fuente: COES SINAC Consulta Frecuencia Diaria NTCSE: <http://www.coes.org.pe/Portal/Operacion/CaractSEIN/ConsultaFrecuenciaDiariaNTCSE>

Gráfico F.10: Registro de Frecuencia Diaria del 30/09/2016: Evento 01-2016 Desconexión de la Unidad TG42 de la C.T. Ilo 4 a las 05:57:07 con 180 MW.

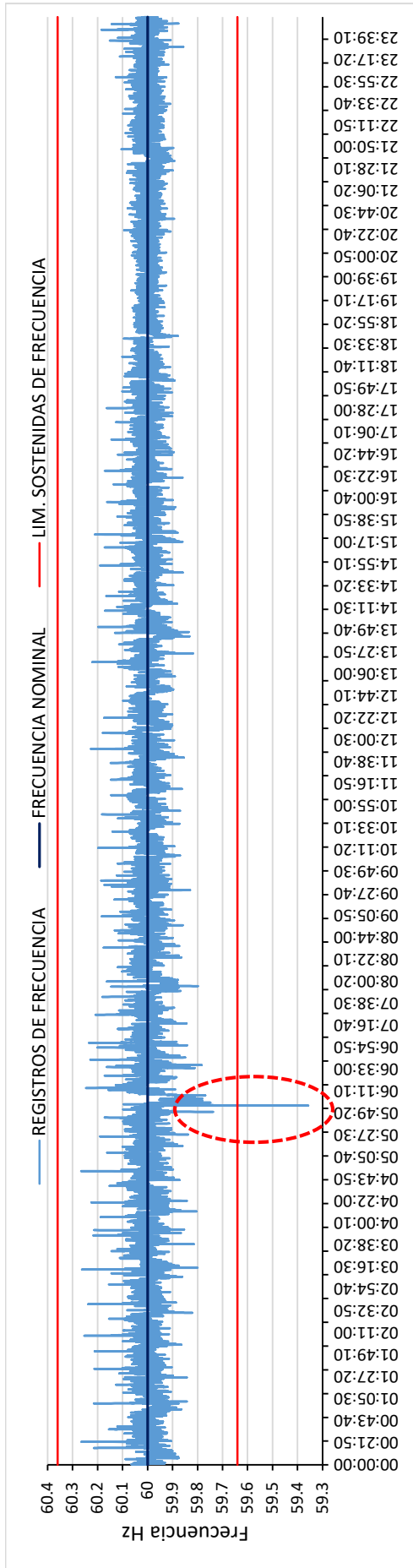
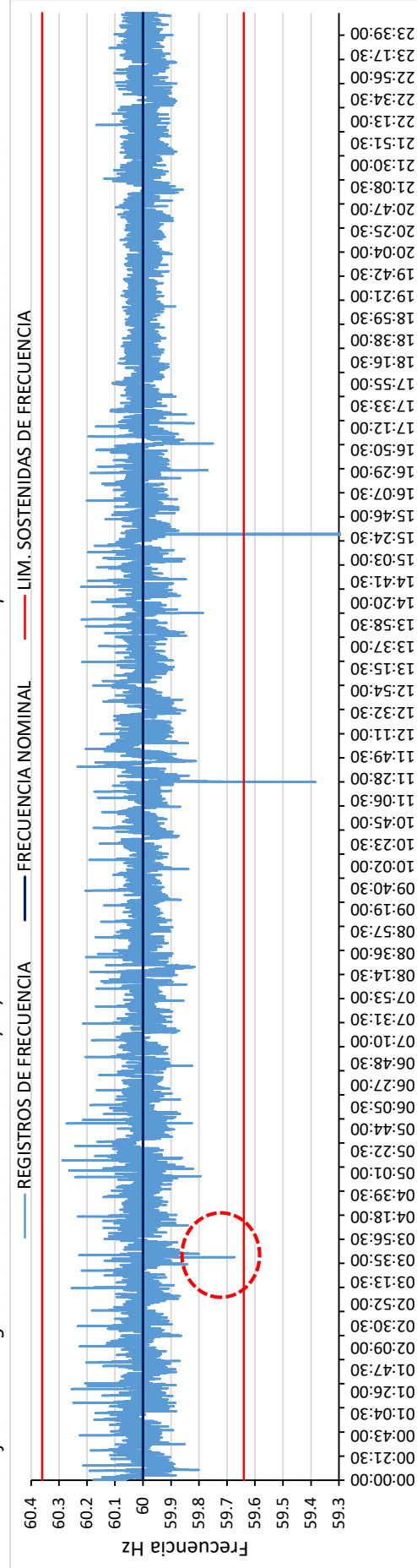


Gráfico F.11: Registro de Frecuencia Diaria del 29/08/2016: Evento 02-2016 Desconexión del Grupo G2 de la C.H. Mantaro a las 03:38:35 con 106.65 MW.



Fuente: COES SINAC_Consulta Frecuencia Diaria NTCSE: <http://www.coes.org.pe/Portal/Operacion/CaractSEIN/ConsultaFrecuenciaDiariaNTCSE>

Gráfico F.12: Registro de Frecuencia Diaria del 30/08/2016: Evento 03-2016 Desconexión del Grupo G3 de la C.H. Cerro del Águila a las 17:47:45 con 158 MW.

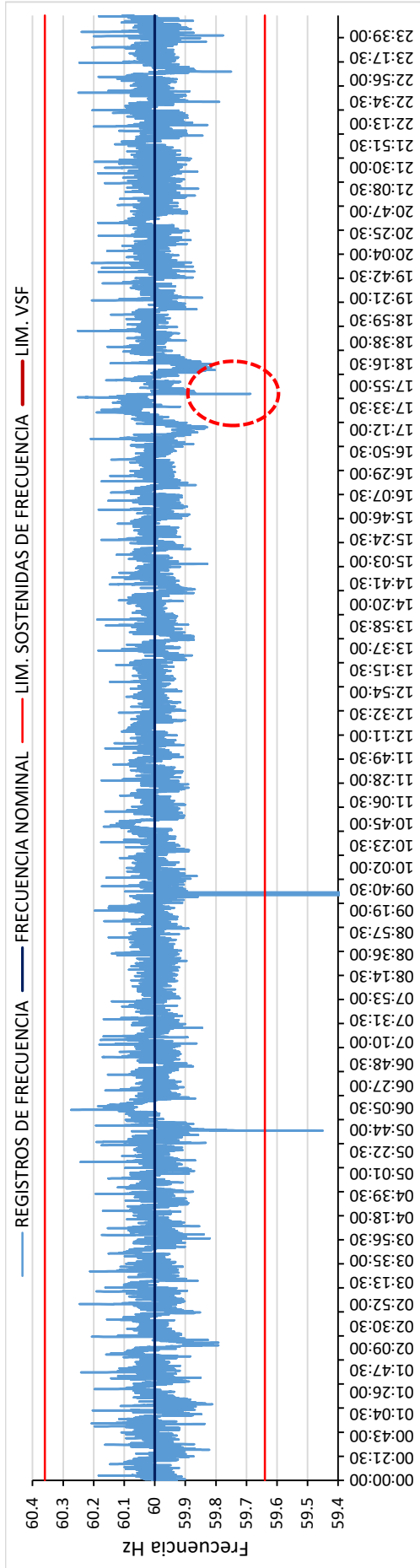
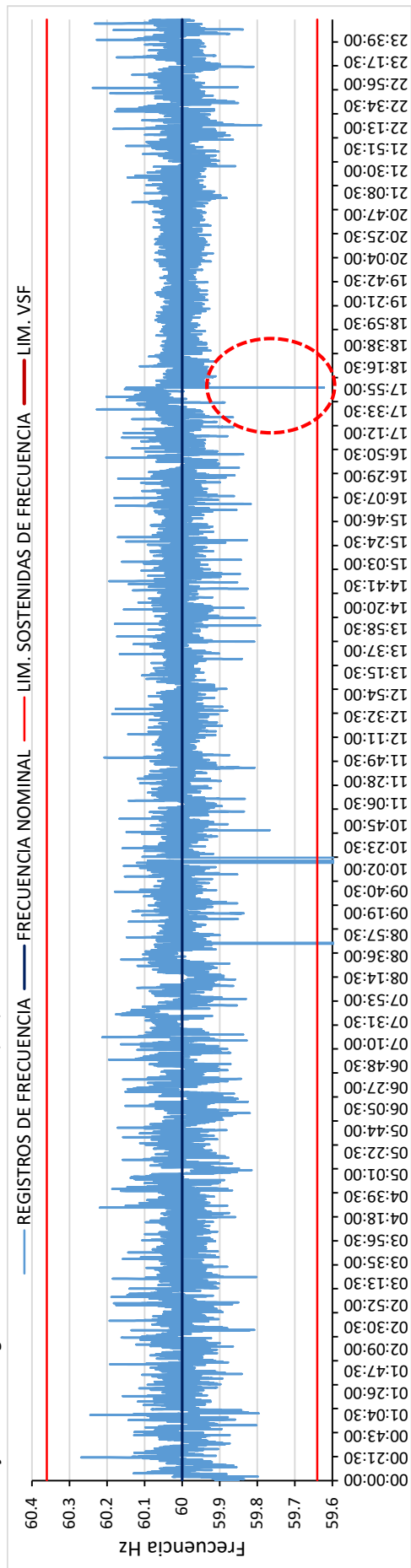
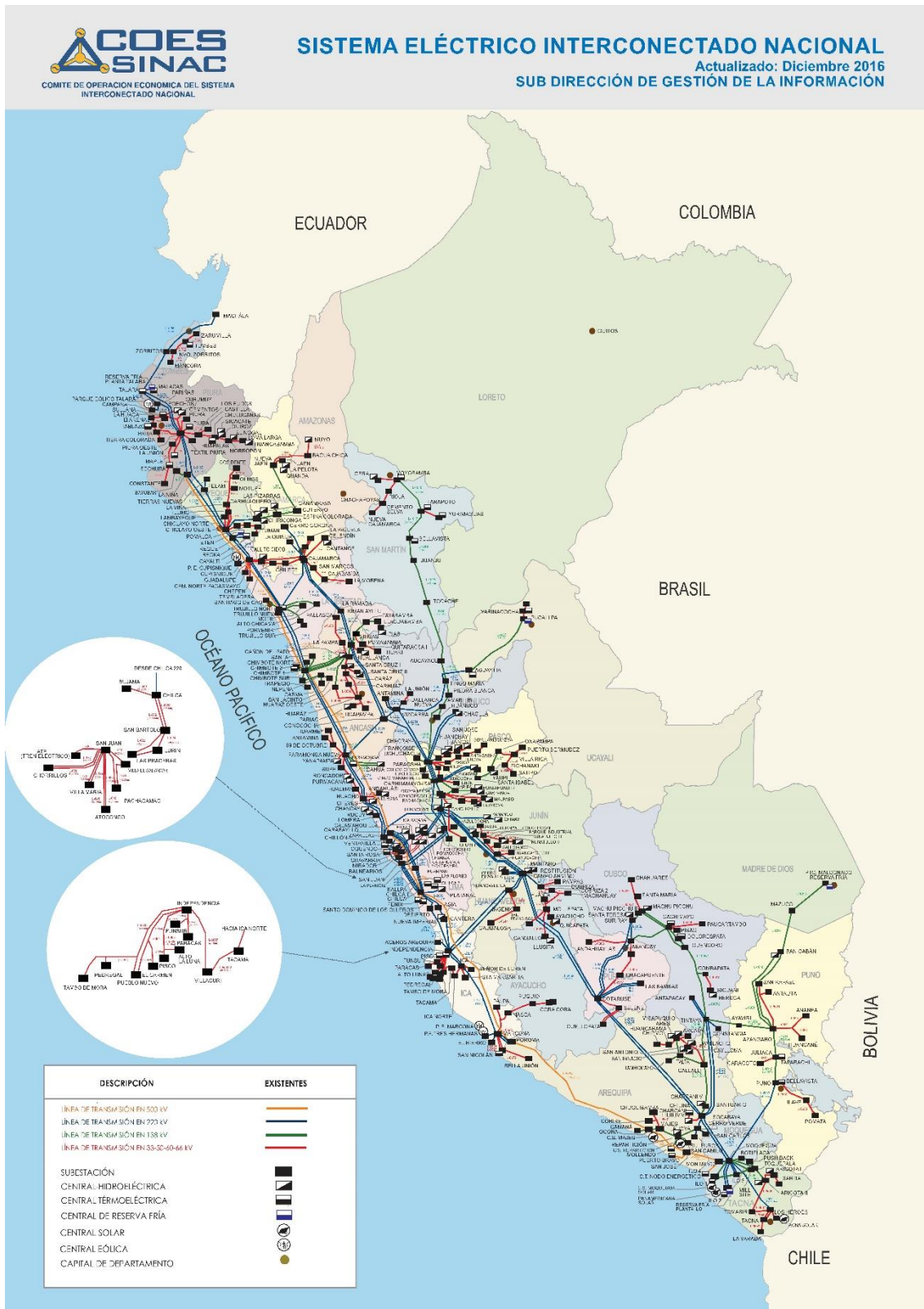


Gráfico F.13: Registro de Frecuencia Diaria del 14/10/2016: Evento 05-2016 Desconexión de la Unidad TG3 de la C.T. Chilca 1 a las 17:57:12 con 169.41 MW.



Fuente: COES SINAC_ Consulta Frecuencia Diaria NTCSE: <http://www.coes.org.pe/Portal/Operacion/CaractSEIN/ConsultaFrecuenciaDiariaNTCSE>

ANEXO G: MAPA SISTEMA ELÉCTRICO INTERCONECTADO NACIONAL.



Fuente: <http://www.coes.org.pe/Portal/Operacion/CaractSEIN/MapaSEIN>

ANEXO H: PROCEDIMIENTO TÉCNICO N° 21 DEL COES SINAC..

COES SINAC	PROCEDIMIENTO TÉCNICO DEL COMITÉ DE OPERACIÓN ECONÓMICA DEL SINAC	PR – 21
RESERVA ROTANTE PARA REGULACIÓN PRIMARIA DE FRECUENCIA		
<ul style="list-style-type: none"> • Aprobado por Osinergmin, mediante Resolución N° 195-2016-OS/CD publicado el 04 de agosto de 2016. • Modificado por Osinergmin, mediante Resolución N° 269-2016-OS/CD publicado el 30 de diciembre de 2016. 		

1. OBJETIVO

Establecer los criterios y metodología para la determinación, asignación, programación y evaluación de desempeño de la Reserva Rotante del SEIN asociada a la Regulación Primaria de Frecuencia (RPF).

2. BASE LEGAL

El presente Procedimiento se rige por las siguientes disposiciones legales y sus respectivas normas concordantes, modificatorias y sustitutorias:

- 2.1 Ley N° 28832 – Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica.
- 2.2 Decreto Ley N° 25844 – Ley de Concesiones Eléctricas;
- 2.3 Decreto Supremo N° 027-2008-EM – Reglamento del Comité de Operación Económica del Sistema (COES);
- 2.4 Decreto Supremo N° 009-93-EM – Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas;
- 2.5 Decreto Supremo N° 020-97-EM – Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos (NTCSE);
- 2.6 Resolución Directoral N° 014-2005-EM/DGE – Norma Técnica para la Coordinación de la Operación en Tiempo Real de los Sistemas Interconectados (NTCOTRSI).

3. PRODUCTOS

- 3.1 Informe anual que determine la magnitud de RPPF a ser asignada en la programación de mediano y corto plazo.
- 3.2 Informe mensual de evaluación del cumplimiento del servicio de RPF por parte de las Unidades de Generación.
- 3.3 Reporte del cumplimiento diario del servicio de RPF por parte de las Unidades de Generación, que incluye la evaluación de dato inconsistente.

4. ABREVIATURAS Y DEFINICIONES

- 4.1 Para la aplicación del presente Procedimiento, los términos en singular o plural que se inicien con mayúscula se encuentran definidos en el “Glosario de Abreviaturas y Definiciones Utilizadas en los Procedimientos Técnicos del COES-SINAC”, aprobado mediante Resolución Ministerial N° 143-2001- EM/VME o la que lo sustituya; así como en la normativa citada en la Base Legal.
- 4.2 En todos los casos, cuando se citen procedimientos técnicos o cualquier otro dispositivo legal en el presente Procedimiento, se entenderá que incluyen sus normas modificatorias y sustitutorias.

5. RESPONSABILIDADES

5.1 Del COES:

- 5.1.1 Proponer anualmente al Osinergmin la magnitud de RPPF requerida por el SEIN, mediante un estudio que considere criterios técnicos y económicos, de acuerdo a la metodología contenida en el ANEXO 1.
- 5.1.2 Asignar la magnitud de RPPF aprobada por el Osinergmin en los programas de mediano y corto plazo de la operación del SEIN.
- 5.1.3 Emitir un informe mensual de evaluación del cumplimiento del servicio de RPF por parte de las Unidades de Generación a los Integrantes y al Osinergmin.
- 5.1.4 Mantener actualizadas la tasa de fallas de las Unidades de Generación y de las instalaciones de transmisión del SEIN de acuerdo al ANEXO 1.
- 5.1.5 Impartir en tiempo real las instrucciones operativas necesarias para mantener la RPPF asignada.
- 5.1.6 Mantener el registro histórico de las variables asociadas a la RPF establecidas en el presente Procedimiento.
- 5.1.7 Definir los requisitos técnicos mínimos de los equipos de registro de frecuencia y potencia que se requieran para el seguimiento de la prestación del servicio de RPF.
- 5.1.8 Elaborar el reporte del cumplimiento diario del servicio de RPF.

5.2 De los Integrantes del COES:

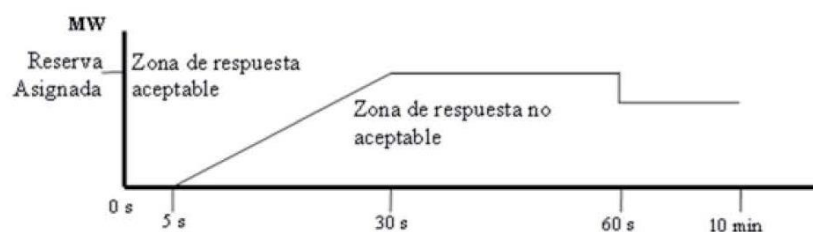
- 5.2.1 Contribuir con la RPF de manera obligatoria y permanente en la magnitud requerida, de acuerdo con las exigencias del SEIN.
- 5.2.2 Contar, mantener y calibrar los equipos de registro de frecuencia y potencia que se requieran para permitir el seguimiento del desempeño de la RPF de acuerdo al numeral 7.3 del presente Procedimiento. Este numeral no será de aplicación para aquellas Unidades o Centrales de Generación cuya obligación de brindar el servicio de RPF esté siendo realizada por otra.
- 5.2.3 Mantener actualizados los datos técnicos de las Unidades de Generación del SEIN, establecidos en el presente Procedimiento.
- 5.2.4 Mantener el estatismo, banda muerta y otros parámetros del regulador de velocidad establecidos en el presente Procedimiento. Caso contrario, será considerado como un incumplimiento al presente Procedimiento y se informará al Osinergmin.
- 5.2.5 Comunicar al COES toda variación en sus instalaciones que afecte el servicio de RPF.
- 5.2.6 Remitir diariamente al COES los registros de frecuencia y potencia establecidas en el numeral 7.3 del presente Procedimiento Técnico de acuerdo a los formatos, medios y plazos que establezca el COES.

6. CRITERIOS REFERIDOS A LA RPF

- 6.1 Cuando se formen temporalmente áreas aisladas del SEIN por mantenimientos o contingencias, el COES programará y/o designará en tiempo real el mismo porcentaje de reserva para RPPF utilizado para el SEIN a las Unidades de Generación en cada área aislada. Cuando el COES lo considere necesario, podrá definir nuevos porcentajes de reserva para RPF.
- 6.2 La RPF se realiza en forma automática a través del regulador de velocidad. Dicho servicio es de carácter obligatorio para las centrales de generación con potencia mayores a 10 MW y no está sujeto a compensación alguna. Quedan exoneradas de esta obligación, las centrales con RER cuya fuente de energía primaria sea eólica, solar o mareomotriz.

REQUISITOS TÉCNICOS QUE DEBEN CUMPLIR LOS GENERADORES PARA LA RPF

- 7.1 Para prestar el servicio de RPF, las Unidades o Centrales de Generación, deberán cumplir con lo siguiente:
- Operar con el regulador de velocidad en modalidad estatismo (“Droop”), con el limitador del regulador de velocidad al 100% de su apertura y no tener ningún tipo de bloqueo ni limitación.
 - Su estatismo permanente, deberá ser ajustable dentro de un rango de 4% a 5%. El COES establecerá el ajuste de estatismo de las Unidades de Generación del SEIN dentro del estudio establecido en el numeral 6.2.1 de la NTCOTRSI. El estatismo de las Unidades o Centrales de Generación que prestan servicio de RPF por otras unidades deberá ser ajustable dentro de un rango de 2% a 5%
 - Banda muerta, deberá ser ajustada en una magnitud igual o inferior a $\pm 0,05\%$ de la frecuencia de referencia ($\pm 0,030$ Hz)
- 7.2 La respuesta de las Unidades de Generación ante una disminución de frecuencia debe ser la siguiente:
- Tomando la frecuencia de referencia de 60,0 Hz, ante un Evento que ocasione un déficit de generación (tiempo = cero) igual o mayor a la RPPF del SEIN, la potencia asignada a una Unidad de Generación para RPF debe comenzar a ser aportada en los 5 primeros segundos y llegar a su valor de aporte asignado antes de los 30 segundos después de ocurrido dicho Evento. Durante la operación del sistema, esta potencia asignada para RPF debe ser sostenida hasta por 30 segundos adicionales luego de una falla que provoque un déficit de generación igual al margen asignado para RPF.
 - A partir de los 30 segundos el aporte de RPPF podrá descender en 15%. Esta potencia debe ser sostenible por 10 minutos. Este literal no será exigible a las unidades turbovapor, incluyendo las que forman parte de un ciclo combinado.
 - La siguiente figura resume el cumplimiento de los ítems a) y b) previos.



- 7.3 Cada Unidad de Generación deberá disponer de un sistema de medición que registre continuamente la frecuencia y potencia en bornes de la Unidad de Generación con una resolución mínima de una muestra (01) por segundo con estampado de tiempo, una precisión de 0,5% para la medición de potencia activa y 0,01 Hz para la frecuencia. Tal información deberá mantenerse almacenada como mínimo para una ventana móvil de treinta (30) días. La Sincronización del tiempo, deberá realizarse a través de un GPS.
- 7.4 En caso que un generador decida que todas las unidades generadoras de una Central de Generación de su propiedad sean tratadas como si fuera una sola unidad deberá comunicar por escrito dicha decisión al COES indicando las unidades que deben ser consideradas bajo este supuesto. La reserva asignada para RPF será igual a la sumatoria de las reservas individuales asignadas, pudiendo contar con un solo equipo de medición que cumpla con las condiciones establecidas en el numeral 7.3 y reportar la potencia

3

neta producida por el conjunto de las unidades generadoras.

Los agentes generadores que sean propietarios de unidades con ciclos combinados podrán distribuir el total de la RPF asignada por el COES entre las turbinas de gas que componen el ciclo si eso facilita la operación del conjunto. Para tal fin, el Integrante deberá comunicar al COES la forma en la que prestará el servicio de RPF, a más tardar el 1 de noviembre y/o 1 de mayo de cada año, para su aplicación en los periodos de avenida y estiaje respectivamente.

En el caso que un Generador considere que sus unidades no cuentan con las condiciones técnicas, u otras razones justificadas, para participar en el servicio de RPF, deberá someter sus unidades a la "Prueba para verificar que los generadores cumplan con los requisitos para la RPF" (ANEXO 7), con la finalidad de confirmar la mencionada imposibilidad. Para el caso de las unidades que por otras razones justificadas deleguen el servicio de RPF a otras unidades, las referidas pruebas servirán para obtener los modelos matemáticos de sus reguladores de velocidad que permitan mejorar la información técnica por parte del COES para la elaboración de sus Estudios bianuales.

En caso de imposibilidad técnica u otras razones justificadas, el Generador deberá prestar el servicio a través de otra Central de Generación que puede que ser de su titularidad o de otra empresa de generación, el COES deberá autorizar esta delegación informando al respecto a Osinergmin; en el primer caso el Generador deberá informar al COES de este hecho y en segundo caso los involucrados deberán remitir por escrito al COES una comunicación conjunta en la que se exprese la conformidad de las partes. En caso una unidad que preste el servicio de otra unidad que está imposibilitada de hacerlo, deberá realizar los ajustes en los parámetros pertinentes del regulador de velocidad, a fin de asumir la porción reserva asignada de la unidad que no brinda el servicio de RPF, lo cual deberá ser puesto en conocimiento del COES.

El COES deberá establecer si la delegación del servicio no afectará la RPF del SEIN, para lo cual deberá elaborar un Estudio cada dos (02) años donde se establezca la magnitud máxima de potencia destinada a RPF que puede ser delegada, sin que ésta afecte la referida prestación a nivel de SEIN, el cual será presentado a Osinergmin conforme se establece en el ANEXO 7.

En el caso que la imposibilidad técnica pueda ser superada por modificaciones o actualizaciones en los equipos del Agente Generador, éste deberá presentar el plazo en que adecuará sus equipos para superar tal imposibilidad técnica, según se estipula en el ANEXO 7.

Para efectos de evaluación, el Titular de la instalación que presta el servicio de RPF por otras unidades deberá entregar los registros de frecuencia y potencia establecidas en el numeral 7.3 del presente Procedimiento de sus Unidades y/o Central de Generación que efectuó el servicio de RPF, con el cual se verificará el cumplimiento del numeral 11.2 del presente Procedimiento. En caso de incumplimiento, se aplicará la misma calificación tanto a la central que presta el servicio de RPF como a la central cuya obligación está siendo asumida por éste.

- 7.5 Se calificará con incumplimiento igual a 1.0 a la central cuya obligación está siendo asumida por otra Unidad o Central de Generación, cuando ésta última no hubiese operado en el periodo de evaluación.

8. INFORMACIÓN TÉCNICA QUE DEBEN ENTREGAR LOS GENERADORES DEL SEIN REFERIDA A

LA RPF

- 8.1 La información mínima que deberá ser proporcionada por el Generador, sin perjuicio de que el COES solicite información adicional, deberá incluir lo siguiente:
 - a) La información técnica del fabricante, incluyendo especificaciones técnicas y planos;
 - b) Identificación de la máquina;
 - c) Características generales del regulador (marca y tipo, año de fabricación del sistema de control, esquema de control);
 - d) Banda muerta (rango de ajuste y calibración actual);
 - e) Estatismo transitorio y permanente (rango de ajuste y calibración actual);
 - f) Tiempo de establecimiento (tiempo que transcurre desde la ocurrencia de una perturbación hasta que el valor de potencia de generación entra al rango del $\pm 10\%$ del valor final);
 - g) Características del sistema de medición y registro de la frecuencia y potencia.
 - h) Los modelos matemáticos y parámetros ajustados en diagrama de bloque, así como la documentación técnica que permita verificar y/o efectuar simulaciones dinámicas del desempeño de los sistemas de control de velocidad en concordancia con lo dispuesto en el numeral 1.4.5 de la NTCOTRSI.
- 8.2 Otra información que a criterio del COES considere necesaria, tales como: planos, diagramas funcionales, memorias de cálculo, protocolos de ensayo, catálogos de fabricantes y documentación técnica adicional
- 8.3 La información mencionada en el anterior numeral 8.1 deberá ser actualizada cada vez que se efectúe una modificación y/o ampliación de equipos y/o instalaciones que afecten los parámetros de ajuste de los controladores de las Unidades de Generación.

9. PROGRAMACION DE LA RPF EN EL DESPACHO ECONÓMICO

- 9.1 En las restricciones del Despacho Económico, para cada período medio horario de la programación diaria, se incluirá el porcentaje de RPF asignado a cada una de las Unidades de Generación comprendidas dentro del alcance del numeral 6.2 del presente Procedimiento de acuerdo a la fórmula

$$\frac{P_{mínima_i}}{1 - \%RA/100} \leq Generación_{i,t} \leq \frac{Disponible\ MW_{i,t}}{1 + \%RA} \dots \dots (1)$$

Donde

Generación_{i,t} : Variable de decisión que indica el nivel de generación en MW de la Unidad Generadora i para el período de optimización t.

Disponible MW_{i,t} : Potencia máxima (en MW) que puede entregar una Unidad de Generación "i" para el Despacho Económico para el período de optimización t. La potencia máxima se determinará tomando en cuenta todo aquello que cause una reducción de la Potencia Efectiva, tales como: condiciones hidrológicas y ambientales del día previo al Despacho Económico, Indisponibilidades parciales u otros similares.

% RA : Reserva primaria asignada a la Unidad de Generación, determinado en el estudio anual indicado en el numeral 5.1.1

expresado en %.

$P_{\text{mínima}}$: Potencia mínima o mínimo técnico de la Unidad de Generación "i".

10. OPERACIÓN EN TIEMPO REAL

10.1 Operación en Estado Normal

Si durante la Operación en Tiempo Real una Unidad de Generación quedara imposibilitada, parcial o totalmente, para realizar RPF, el Generador reportará inmediatamente dicha Indisponibilidad al COES. Asimismo, informará la causa y tiempo estimado para superar la deficiencia. Este reporte no exime al Generador de la aplicación de los numerales 11.2 y 11.3 del presente Procedimiento.

10.2 Operación en Estado de Emergencia

10.2.1 En Estado de Emergencia, las Unidades de Generación deberán seguir prestando el servicio de RPF.

10.2.2 En Estado de Emergencia, el COES podrá adoptar las acciones que considere más adecuadas para la RPF, pudiendo incluso no asignar reserva o apartarse del Despacho Económico.

11. EVALUACION DEL DESEMPEÑO DEL SERVICIO DE RPF

11.1 Seguimiento del comportamiento de la frecuencia

11.1.1 En tiempo real el COES evaluará la tendencia de la evolución de la frecuencia. Esta medición permitirá indicar la disponibilidad promedio de la RPF con la que cuenta el SEIN, al compararla con la máxima desviación de frecuencia que agota la totalidad de la reserva primaria, de acuerdo a la fórmula (2).

$$\Delta f_{\text{max}} = \frac{\%E_n \times \%RA \times 60}{10000} + BM_n \dots \dots \dots (2)$$

Donde

Δf_{max} : Escalón de la variación de frecuencia que agota su reserva asignada.

$\%E_n$: Estatismo fijado por el COES para las Unidades de Generación del sistema expresado en %.

BM_n : Banda muerta establecida en el literal c) del numeral 7.1 del presente Procedimiento.

11.2 Evaluación del cumplimiento de la RPF

El COES efectuará una evaluación del cumplimiento del servicio de RPF de todas las Unidades de Generación y/o central que operaron con la obligación de prestar dicho servicio para todos los días del mes, excepto a aquellas cuya obligación fueron asumidas por otros, de acuerdo a los términos establecidos en el numeral 7.4

Para dicho efecto, el COES primero evaluará la información reportada con el objeto de verificar la consistencia de la información, luego identificará la presencia de una falla

evaluable conforme al numeral

11.2.2. En caso se determine una falla evaluable, se aplicará la metodología establecida en el numeral 11.2.4; de lo contrario, aplicará la metodología establecida en el numeral 11.2.3. Este proceso se encuentra desarrollado en el ANEXO 5.

No se efectuará la evaluación de la RPF a las unidades que estén realizando pruebas de Potencia Efectiva y Rendimiento por aplicación del Procedimiento Técnico del COES N° 17 “Determinación de la Potencia Efectiva y Rendimiento de las Unidades de Generación Termoeléctrica” y del Procedimiento Técnico del COES N° 18 “Determinación de la Potencia Efectiva de las Centrales Hidroeléctricas”. Asimismo, no se efectuará la evaluación de la RPF a aquellas unidades que se encuentren variando su potencia de generación por disposición del COES.

El COES no considerará para la evaluación de RPF los periodos en los cuales las centrales de pasada tienen un caudal de ingreso equivalente a una potencia menor o igual a su mínimo técnico, siempre que el Titular de la central demuestre con información hidrológica proveniente de una estación de medición de caudal del recurso hidráulico que utiliza la planta.

11.21 Evaluación de la información reportada

La información reportada de los equipos de medición detallados en el numeral 7.3 del presente Procedimiento será evaluada según la metodología establecida en el ANEXO 2. En caso que las Unidades de Generación acumulen un total de 30 días con datos calificados como inconsistentes en los últimos dos meses anteriores al mes en evaluación, los días del mes en evaluación que resulten calificadas como datos inconsistentes serán automáticamente considerados como no remitidas y se aplicará lo establecido en el numeral 11.2.5 del presente Procedimiento.

11.22 Determinación de las fallas evaluables

Para determinar si una falla de generación es evaluable, se eligen instantes de tiempo en los cuales se presentaron desconexiones de Unidades de Generación iguales o mayores a la RPPF de dicho instante, donde la frecuencia en los últimos 5 segundos previos a la desconexión fue igual o superior a 60,0 Hz.

11.23 Evaluación en Estado Normal

Para los escenarios en que no exista falla de generación evaluable, la metodología a seguir se encuentra establecida en el ANEXO 3, la cual se denomina Evaluación en Estado Normal.

11.24 Evaluación en Estado de Falla

En caso de determinar que una falla de generación es evaluable se seguirá la metodología que se encuentra establecida en el ANEXO 4, la cual se denomina Evaluación en Estado de Falla.

11.25 Cuando un Generador no remita los registros de los equipos de medición señalados en el numeral 7.3 del presente Procedimiento en el plazo establecido, se considera un nivel de incumplimiento igual a 1.0 por cada día que no remitió dicha información.

11.3 El incumplimiento de una Unidad de Generación o central de generación de la prestación del servicio de RPF, evaluado de acuerdo al numeral 11.2 del presente Procedimiento, será reportado dentro del informe mensual de evaluación del cumplimiento de las Unidades de Generación del servicio de RPF y el Generador titular de la citada unidad deberá aportar un cargo por incumplimiento determinado por la fórmula (3).

$$Cargoinc_i = \left\{ \frac{CostoRSF_{total_mes\ n}}{15} \times \frac{P_{med\ i_mes}}{Dem_{med}(MW)_{mes\ n}} \times \left(\sum_{j=1}^N INC_{dia_j} \right) \right\} + Saldo_{mes\ n-1} \dots (3)$$

Donde:

$$CostoRSF_{total_mes} = \sum_{j=1}^N CostoRSF_{dia_j}$$

- N : Número de días del mes
- CostoRSF_{total_mes n} : Costo total del servicio de RSF del SEIN correspondiente al mes n.
- INC_{dia_j} : Nivel de incumplimiento de la unidad de generación detectado para el día "j"
- P_{med}_{i_mes} : Potencia media de la unidad de generación "i" en el mes n. Este valor se obtiene promediando todos los registros de potencia, incluso los valores cero, entregados al SEIN en el mes n.
- Dem_{med}(MW)_{mes n} : Demanda media del SEIN en el mes n, expresado en MW. Este valor se obtiene promediando todos los registros de demanda registrados en el SEIN en el mes n.
- Saldo_{mes n-1} : Saldo del cargo por incumplimiento del mes anterior.
- CostoRSF_{dia_j} : Costo del servicio de RSF del SEIN del día "j"

Los cargos por incumplimiento determinados para las Unidades de Generación se destinarán a reducir el pago del servicio de RSF del mes en evaluación. Esta reducción aplicará sólo para aquellas Unidades de Generación que tienen la obligación de prestar el servicio de RPF y hasta un límite determinado en función a su cumplimiento mensual del servicio de RPF del mes evaluado según la fórmula (4).

$$Cumpli_{mes} = \sum_{días\ del\ mes} \frac{1 - INC_{dia}}{Total\ días\ del\ mes} \dots \dots (4)$$

Donde:

$$ReduccPagoMax_{mes} = \begin{cases} Cumpli_{mes} \times CostoRSF_{mes} , & Si\ Cumpli_{mes} < 0.85 \\ CostoRSF_{mes} , & Si\ Cumpli_{mes} \geq 0.85 \end{cases}$$

- ReduccPagoMax_{mes} : Reducción máxima de pago por RSF de la Unidad de Generación en aplicación del PR-22.
- CostoRSF_{mes} : Asignación de los costos por el servicio de RSF mensual atribuibles a la Unidad de Generación.
- Cumpli_{mes} : Factor de cumplimiento mensual.

En caso que el cargo total por incumplimiento de las Unidades de Generación sea mayor al monto límite de reducción de pago por el servicio de RSF total de las unidades de generación indicado en el párrafo anterior, este último será cubierto proporcionalmente al cargo por incumplimiento correspondiente a cada Unidad de Generación.

En caso que el cargo total por incumplimiento de las Unidades de Generación sea menor al monto límite de reducción de pago por el servicio de RSF total de las unidades de generación, la reducción de pago por el servicio de RSF se efectuará en proporción al monto límite de reducción de pago por el servicio de RSF de cada unidad de generación

El flujograma del proceso de evaluación del desempeño del servicio de RPF se muestra en el ANEXO 5 de este Procedimiento.

12. HORIZONTE, PERIODICIDAD Y PLAZOS

- 12.1 El informe anual que determina la magnitud de la RPPF se efectuará una vez al año, de acuerdo a los plazos establecidos en el numeral 6.2.1 de la NTCOTRSI.
- 12.2 El informe mensual de evaluación del cumplimiento de las Unidades de Generación frente al servicio de RPF deberá ser emitido dentro de los primeros 10 días hábiles del mes siguiente al de evaluación.
- 12.3 Los reportes de cumplimiento diario del servicio de RPF, serán integrados por semana operativa y serán emitidos los días miércoles, o en caso corresponda, el día hábil siguiente. El horizonte a evaluar será el comprendido entre el sábado y viernes de la semana operativa pasada
- 12.4 Los registros de frecuencia y potencia serán remitidos diariamente al COES por cada Generador Integrante, hasta las 08:00 horas del día siguiente, en el formato y medio establecido por el COES.

DISPOSICIONES TRANSITORIAS

Primera¹: Se considera un periodo transitorio de implementación de la metodología de calificación de cumplimiento en estado normal, para lo cual el valor del parámetro de ajuste “m” especificado en el numeral 3, literal c) del Anexo 3 del presente Procedimiento tendrá los siguientes valores:

Etapas	Cronograma	Parámetro de ajuste “m”
1° etapa	Del 1° al 11° mes de aplicación	∞
2° etapa	Del 12° al 17° mes de aplicación	1,442

Segunda: Hasta que se produzca la interconexión síncrona con Ecuador y Colombia, el valor de banda muerta establecido en el literal c) del numeral 7.1 del presente Procedimiento será igual o inferior a ± 0,0833% de la frecuencia de referencia (± 0,050 Hz).

Tercera: Osinergmin contará con 120 días calendario a partir de la aprobación del presente procedimiento para elaborar el estudio al que se refiere el numeral 2.1 del ANEXO 7.

¹ Disposición modificada mediante Resolución OSINERGMIN N°269-2016-OS/CD publicada el 30 de diciembre de 2016.

Cuarta: El COES presentará a Osinergmin, a más tardar el 15 de diciembre de 2016, el estudio a que se refiere el numeral 7.4 aplicable para los años 2017 – 2018.

Quinta²: Hasta el 30 de junio de 2017, los Generadores tendrán plazo para acreditar ante el COES la imposibilidad técnica para que sus unidades de generación puedan prestar el servicio de RPF.

Sexta: Durante los tres (03) meses posteriores al inicio de la vigencia del presente Procedimiento, los Generadores deberán acreditar ante el COES, la delegación del servicio de RPF a través de otras unidades de generación de su propiedad o de terceros. En el referido periodo deberá acreditarse también, el cumplimiento de los requisitos establecidos en el ANEXO 7.

ÚNICA DISPOSICIÓN COMPLEMENTARIA FINAL

El incumplimiento de las obligaciones previstas en el presente procedimiento deberá ser informado por el COES a Osinergmin en el mes siguiente de identificado, para efectos de iniciar el procedimiento administrativo sancionador a que hubiere lugar y la aplicación de las sanciones previstas en la Escala de Multas y Sanciones de Osinergmin.

² Disposición modificada mediante Resolución OSINERGMIN N°269-2016-OS/CD publicada el 30 de diciembre de 2016.