

UNIVERSIDAD NACIONAL DE SAN ANTONIO ABAD DEL CUSCO  
FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA, MECÁNICA Y MINAS

“CARRERA PROFESIONAL DE INGENIERÍA ELÉCTRICA”



**TESIS:**

**“PROPUESTA DE METODO PARA DETERMINAR LA  
RESERVA ROTANTE DE ENERGIA EN EL SEIN”**

**Presentado por:**

- **Fredy Sánchez Quispe**
- **John Pavel Triveño Ramos**

**Para optar al título de  
Ingeniero Electricista**

**Asesor:**

**Ing. Vladimiro Canal Bravo**

**Tesis Auspiciada por la Universidad Nacional de San Antonio Abad del Cusco**

**CUSCO, PERU  
2012**

## Dedicatoria

A mis padres Félix y Judith por haberme apoyado en todo momento, por sus consejos, sus valores, por la motivación constante que me ha permitido ser una persona de bien, pero más que nada por su amor incondicional. A mis hermanos Rojher, Edith y Zurith por darme el ejemplo de hermanos de quienes aprendí aciertos y de momentos difíciles y a todos aquellos que participaron directa o indirectamente en la elaboración de esta tesis.

¡Gracias a Ustedes!

FREDY

Dedico este trabajo de investigación a mi madre Nebda Ramos Martínez, a mi hermana Paola y a mi padre Juan Pablo quienes siempre me brindaron su apoyo incondicional; así como, a todos mis tíos, primo y amigos incondicionales que permitieron que este trabajo se realice gracias por vuestros consejos.

PAVEL

## **Agradecimiento**

Agradecemos el presente trabajo de investigación a todas aquellas personas que nos apoyaron con la mayor prestancia y desinterés, que sin cuyo apoyo no veríamos nuestros ideales cumplidos.

Atte. Fredy y Pavel

## Índice

Índice.....	4
Índice de Figuras .....	7
Índice de Tablas.....	8
Índice de Abreviaturas .....	9
Presentación.....	10
Introducción .....	11
1. CAPÍTULO I ASPECTOS GENERALES .....	12
1.1. Introducción .....	12
1.2. Descripción del problema .....	13
1.3. Formulación del problema .....	13
1.4. Objetivos .....	14
1.4.1. Objetivo general.....	14
1.4.2. Objetivos específicos .....	14
1.5. Justificación del estudio .....	14
1.6. Alcances y limitaciones de la investigación.....	14
1.7. Hipótesis.....	15
1.7.1. Hipótesis general.....	15
1.7.2. Hipótesis específicas .....	15
1.8. Variables e indicadores .....	15
1.8.1. Variables e indicadores dependientes.....	15
1.8.2. Variables e indicadores independientes .....	15
1.8.3. Variables e indicadores intervinientes.....	15
1.9. Ámbito de estudio y aplicación .....	16
1.10. Antecedentes de estudio .....	16
2. CAPÍTULO II MARCO TEÓRICO.....	18
2.1. Introducción .....	18
2.2. Fases de una contingencia .....	19
2.3. Equilibrio entre Demanda y Generación.....	21
2.4. Control de un sistema de potencia .....	23
2.4.1. Reserva rotante de energía .....	26
2.4.1.1. Niveles de control.....	26
2.4.1.2. Clasificación de la Reserva Rotante de Energía.....	29
2.5. Regulación primaria de frecuencia.....	30

2.5.1.	Fundamentos para la regulación de velocidad .....	30
2.5.2.	Criterios para la regulación primaria de frecuencia.....	32
2.5.3.	Característica de respuesta de la frecuencia.....	33
2.5.4.	Banda muerta.....	34
2.6.	Aspectos económicos de regulación de frecuencia .....	35
2.6.1.	Despacho económico .....	35
2.6.2.	El Perseo.....	36
2.6.2.1.	Esquema funcional del modelo.....	36
2.6.3.	Aspectos económicos en la determinación del margen de reserva requerido	38
3.	CAPÍTULO III EVALUACIÓN DE LA OPERACIÓN DEL SEIN .....	40
3.1.	Introducción .....	40
3.2.	Reserva Rotante de Energía del SEIN .....	40
3.2.1.	Descripción del método aplicado por el COES-SINAC .....	41
3.2.2.	Aplicación de la metodología del COES-SINAC .....	43
3.3.	Unidades del COES-SINAC asignados a la regulación primaria de frecuencia .....	46
3.4.	Análisis de fallas y perturbaciones.....	47
3.4.1.	Consideraciones para el análisis de fallas y perturbaciones.....	48
3.5.	Análisis de la ejecución de la reserva rotante de energía.....	55
4.	CAPÍTULO IV ELABORACIÓN DEL MÉTODO PARA LA DETERMINACIÓN DE LA RESERVA ROTANTE DE ENERGÍA.....	57
4.1.	Introducción .....	57
4.2.	Modelos de aplicación de la reserva rotante de energía a nivel internacional .....	57
4.2.1.	Metodología chilena .....	57
4.2.1.1.	Mercado eléctrico chileno [25] .....	57
4.2.1.2.	Metodología [25].....	58
4.2.2.	Metodología española.....	59
4.2.2.1.	Mercado eléctrico español [26] .....	59
4.2.2.2.	Metodología [26].....	61
4.2.3.	Metodología uruguaya .....	63
4.2.3.1.	Mercado eléctrico uruguayo [27].....	63
4.2.3.2.	Metodología [27].....	64
4.3.	Elaboración del método para determinar la reserva rotante de energía .....	67
4.3.1.	Reserva Rotante destinada a la regulación primaria de frecuencia.....	68
4.3.2.	Costos operativos adicionales por mantener la reserva rotante de energía destinada a la regulación primaria de frecuencia.....	71

4.3.3. Costo de la energía no servida por pérdidas de generación.....	72
5. CAPÍTULO V APLICACIÓN DEL MÉTODO DE LA DETERMINACIÓN DE LA RESERVA ROTANTE DE ENERGÍA EN EL SEIN .....	73
5.1. Introducción .....	73
5.2. Aplicación en el SEIN .....	73
5.3. Respuesta de la reserva rotante de energía para la regulación primaria de frecuencia en el SEIN	85
5.4. Conclusiones y Recomendaciones .....	87
5.4.1. Conclusiones.....	87
5.4.2. Recomendaciones.....	88
Referencias Bibliográficas .....	89

## Índice de Figuras

Figura	2.1 Respuesta del sistema ante una contingencia .....	19
Figura	2.2 Balance de energía en un sistema eléctrico de potencia.....	21
Figura	2.3 Curva de carga diaria.....	23
Figura	2.4 Funciones básicas de control en su sistema de potencia.....	25
Figura	2.5 La frecuencia y las zonas de regulación.....	29
Figura	2.6 Sistema de control de velocidad .....	31
Figura	2.7 Mecanismo de un gobernador de velocidad .....	31
Figura	2.8 Característica de la frecuencia .....	32
Figura	2.9 Característica de respuesta de la frecuencia .....	34
Figura	2.10 Banda muerta en un regulador de velocidad .....	34
Figura	2.11 Esquema funcional del modelo del PERSEO .....	37
Figura	2.12 Opciones de modelamiento de la red .....	38
Figura	2.13 Costo versus reserva del sistema .....	39
Figura	3.1 Líneas de interconexión del SEIN. ....	50
Figura	3.2 Frecuencia del SEIN .....	53
Figura	4.1 Organigrama del método para determinar la reserva rotante para RPF .....	70
Figura	5.1 Curva de la respuesta característica de la frecuencia .....	75
Figura	5.2 Reserva rotante para el escenario avenida máxima 2013.....	81
Figura	5.3 Reserva rotante para el escenario avenida mínima 2013.....	82
Figura	5.4 Reserva rotante para el escenario estiaje máxima 2013.....	82
Figura	5.5 Reserva rotante para el escenario estiaje mínima 2013.....	83
Figura	5.6 Respuesta de la frecuencia del SEIN con la RRE para la RPF actual.....	85
Figura	5.7 Respuesta de la frecuencia del SEIN con la RRE para la RPF propuesta.....	85

## Índice de Tablas

Tabla 3.1	Datos aplicados al modelo del COES-SINAC.....	43
Tabla 3.2	Estados de Operación Modelo COES-SINAC .....	44
Tabla 3.3	Combinaciones de las Unidades .....	45
Tabla 3.4	Índices de Riesgo.....	45
Tabla 3.5	Unidades asignadas por el COES-SINAC para la RRE.....	46
Tabla 3.6	Fallas de unidades de generación térmicas del SEIN.....	49
Tabla 3.7	Fallas de unidades de generación hidráulicas del SEIN .....	49
Tabla 3.8	Líneas de interconexión del SEIN .....	50
Tabla 3.9	Asignación de reserva primaria en el SEIN .....	55
Tabla 5.1	Porcentajes de RRE para el estudio.....	74
Tabla 5.2	Costos Operativos.....	75
Tabla 5.3	La ENS para el caso de avenida máxima 2013 .....	76
Tabla 5.4	La ENS para el caso de avenida mínima 2013.....	76
Tabla 5.6	La ENS para el caso de estiaje máxima 2013 .....	77
Tabla 5.7	La ENS para el caso de estiaje mínima 2013.....	77
Tabla 5.8	La ENS para el caso de avenida máxima 2013 .....	78
Tabla 5.9	La ENS para el caso de avenida mínima 2013.....	78
Tabla 5.10	La ENS para el caso de estiaje máxima 2013 .....	78
Tabla 5.11	La ENS para el caso de estiaje mínima 2013.....	79
Tabla 5.12	Costo de la ENS avenida 2013 máxima .....	79
Tabla 5.13	Costo de la ENS avenida 2013 mínima .....	80
Tabla 5.14	Costo de la ENS estiaje 2013 máxima .....	80
Tabla 5.15	Costo de la ENS estiaje 2013 mínima .....	80
Tabla 5.16	Suma de costos totales para el año 2013.....	83
Tabla 5.17	RRE recomendado para el SEIN.....	84
Tabla 5.18	Carga Dejada de suministrar con la RRE para la RPF actual y la propuesta.....	86

## Índice de Abreviaturas

ACG	Control Automático de Generación
ADME	Administración del Mercado
CFCF	Costo de Falla de Corta Duración
CND	Corporación Nacional para el Desarrollo
CNS	Carga no Servida
COES-SINAC	Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional
CREG	Comisión de Regulación de Energía y Gas
EDAC	Esquema de Desconexión Automática de Carga
ENS	Energía no Servida
ERACMF	Esquema de Rechazo Automático de Carga por Mínima Frecuencia
IEOD	Informe de la Ejecución de la Operación Diaria
NTCSE	Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos
NTOTR	Norma Técnica de Operación en Tiempo Real
OMEL	Operador del Mercado Eléctrico
ORR	Tasa de Reemplazo de Desconexión
PDO	Programa Diario de Operación
PJM	Pennsylvania Jersey Maryland
REE	Red Eléctrica de España
RPF	Regulación Primaria de Frecuencia
RPT	Regulación Primaria Establecida
RRE	Reserva Rotante de Energía
RSF	Regulación Secundaria de Frecuencia
RTF	Regulación Terciaria de Frecuencia
SEIN	Sistema Eléctrico Interconectado Nacional
UCTE	Union for the Coordination of Transmission of Electricity
UTE	Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas
VERPC	Valor Esperado de Racionamiento Programado Condicionado
hrs.op	Horas de Operación
Pot.	Potencia
Id. For.	Indisponibilidad Forzada
Id. Prog.	Indisponibilidad Programada

## **Presentación**

El trabajo de investigación denominado: “Propuesta de método para determinar la reserva rotante de energía en el SEIN”, analiza una problemática del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional de gran importancia, puesto que enfatiza si el método que actualmente es usado por el operador del sistema; COES-SINAC, es el más adecuado para realizar una determinación de la reserva rotante de energía; así mismo, analiza otros métodos empleados en diferentes países los cuales poseen estos servicios complementarios con el objetivo de mejorar la confiabilidad del suministro de energía.

Por lo mencionado anteriormente se presenta este trabajo de investigación al rector de la Universidad Nacional de San Antonio Abad del Cusco, al decano de la Facultad de Ingeniería Eléctrica, Electrónica, Mecánica y Minas, así como, a los docentes de la carrera profesional de Ingeniería Eléctrica, con el fin de que enriquecer y aportar a la investigación, con un tema de actualidad el cual permite desarrollar y aplicar los conocimientos adquiridos durante los años de formación. En el desenvolvimiento de la investigación se fortalecieron conocimientos teóricos y prácticos los cuales se vieron complementados con la investigación y experiencia adquirida y aportada para el logro de este trabajo.

## Introducción

Este trabajo de investigación, consiste en proponer un modelo que determine una reserva rotante de energía adecuado para el control primario de frecuencia en el SEIN. Para lograr este objetivo se plantea un método que calcule este porcentaje, basado en criterios probabilísticos y deterministas, lo que se consigue minimizando la suma del costo de operación del SEIN (mantener la reserva rotante) con la reserva rotante más el costo de la energía no servida para el SEIN. La primera curva queda determinada por el cálculo de costos de producción en que incurre un sistema eléctrico para mantener la reserva rotante, para distintos despachos con diferentes niveles de reserva rotante para cada una de sus unidades y que debe cumplir con los requerimientos de la NTOTR. La segunda curva queda determinada por los costos de la energía no servida, producto de fallas y perturbaciones, considerando los mismos niveles de reserva rotante y los mismos despachos.

La determinación de las curvas corresponde al desarrollo de un procedimiento recursivo, el cual mediante simulaciones dinámicas durante el año de estudio, van modelando el comportamiento del SEIN para diferentes porcentajes de reserva rotante. Una vez que se han generado las curvas con el procedimiento propuesto, se minimiza la curva resultante de la suma de los costos de mantener la reserva rotante y la energía no servida, obteniéndose un valor mínimo económico para un nivel de reserva específico. Este punto mínimo considera aspectos económicos del sistema eléctrico de potencia, como costos de combustibles de las unidades y costos de fallas de corta duración, aspectos técnicos del sistema, potencias máximas y mínimas de las unidades, rangos de operación, aspectos de seguridad e incertidumbre, probabilidades de falla, previsión de demanda y simulaciones sistémicas.

Para la respuesta de la reserva rotante ante una falla o perturbación, se tomará en cuenta la falla de mayor frecuencia y que cause mayor impacto al SEIN, en base a este evento se verificará el comportamiento del SEIN con la reserva rotante actual y con la propuesta con la metodología de la presente investigación.

La aplicación de este método, se lleva a cabo en el sector eléctrico peruano, cabe destacar que se consideró los escenarios de avenida y estiaje en los bloques de máxima y mínima demanda, para el año 2013. En este contexto, el presente trabajo de investigación, pretende despejar dudas y sentar una experiencia práctica sobre la temática de reserva rotante de energía para la regulación primaria de frecuencia que se adecue más a nuestro sistema eléctrico nacional.

# 1. CAPÍTULO I ASPECTOS GENERALES

## 1.1. Introducción

La operación de los sistemas eléctricos de potencia está constantemente expuesta a perturbaciones y fallas durante su operación, puesto que no es factible diseñar y construir un sistema 100% infalible, debido a las características naturales y constructivas de los elementos, que constituyen estos sistemas, siendo imposible el fabricar un producto perfecto e inviable desde el punto de vista económico.

Para el caso del SEIN no es la excepción como todo sistema es susceptible a estos eventos, que se presentan tanto en la operación normal, como ante el registro de contingencias.

Las variaciones en el balance energético (oferta - demanda) de los sistemas de potencia afectan variables eléctricas que son de gran importancia para mantener la estabilidad del sistema como son la frecuencia (Hz) y potencia (MW). En algunos casos y dependiendo de las magnitudes que alcancen dichas variables serán causantes de régimen de operación inseguros para en el SEIN. Estas variables se pueden controlar de manera manual o automática, garantizando así rangos de operación seguros.

Para mantener estables las variaciones del sistema de potencia, la acción de los operadores sobre los controladores de las unidades generadoras, en especial en el control de velocidad y control de tensión, permite mantener la frecuencia (Hz) y potencia (MW); así como otras variables del sistema de potencia dentro de los rangos determinados por el operador; sin embargo, una contingencia de grandes dimensiones, donde las magnitudes de las variaciones resultan altas, dicho control por sí solo no asegura el equilibrio requerido. En estos casos, se requiere recursos adicionales que permitan afrontar los desbalances para no permitir que la contingencia se propague en el sistema eléctrico. Uno de estos recursos adicionales es la RRE cuyo fin es preservar la integridad del sistema eléctrico.

En la presente tesis se analiza el SEIN y se presenta una propuesta de método que determine el adecuado nivel de RRE que garantiza un adecuado control de frecuencia dentro de los niveles de cumplimiento de dicha variable según la NTOTR [1], haciendo uso de criterios probabilísticos y deterministas.

El tema de la RRE para regulación de frecuencia involucra tanto los aspectos técnicos como económicos. En los aspectos técnicos se tienen en cuenta las necesidades y tolerancias del sistema, así como las características propias de los equipos que proveen la regulación de frecuencia. Por su parte, los aspectos económicos consideran los costos que implica suplir el servicio de regulación de frecuencia frente a los beneficios o costos evitados, que experimentan los usuarios.

## 1.2. Descripción del problema

En todo sistema eléctrico de potencia es inevitable la presencia de fallas y perturbaciones que involucran las salidas de cargas importantes y/o generadores, debido a la naturaleza aleatoria en que estas se producen. Lo que ocasiona una demanda no atendida, transgresiones de la calidad de la energía, deterioro del equipamiento del sistema, etc. Por lo cual los operadores y programadores optan por mantener un nivel de RRE para garantizar la normal operación del sistema.

Actualmente el COES-SINAC determina el margen de RRE necesaria para el SEIN, mediante un método determinista (Pennsylvania Jersey Maryland - PJM) [2]; el cual no garantiza el valor necesario que requiere el SEIN para su operación, debido a que la tasa de falla de las unidades de generación y líneas de transmisión están en función a las características técnicas de estos elementos y son estimadas en un principio por el programador pudiendo o no ajustarse a la realidad. Esta metodología aún está en proceso de mejora, por lo que se hace necesaria la implementación de un método más adecuado para determinar la RRE para el SEIN.

Una inadecuada determinación de la RRE, no asegura una respuesta conveniente a los requerimientos del sistema, ocasionando salidas de cargas importantes, variaciones en el normal comportamiento de la frecuencia, también dificulta la reincorporación o recuperación del sistema ante un evento posterior, ocasionando mayores problemas en la operación.

## 1.3. Formulación del problema

El COES-SINAC es el ente encargado de la operación del sistema, que tiene por objetivo mantener un balance entre la oferta y la demanda, garantizando niveles de seguridad y confiabilidad al menor costo de operación que requiere el sistema [1].

El COES-SINAC propone procedimientos técnicos, uno de ellos es el servicio complementario de RRE para la RPF [3], en el cual se usa actualmente un método determinista (PJM) que determina dicho nivel de reserva para el SEIN, brindando las condiciones necesarias para la operación del sistema; sin embargo, surge una importante interrogante:

¿Existe un método más adecuado para determinar la RRE para el SEIN?

Esta interrogante surge ya que la determinación de la RRE actualmente realizada por el COES-SINAC no garantiza una adecuada compatibilidad técnico-económica para la operación del sistema.

Por otra parte, la RPF está siendo asignada a un grupo muy reducido de unidades, lo cual puede deteriorar la calidad de la frecuencia y la seguridad de las áreas del SEIN.

La metodología aplicada en el Perú para reconocer compensaciones es válida solo cuando se determine que efectivamente se restringió la producción de un generador, esto puede no incentivar la prestación de dicho servicio.

## **1.4. Objetivos**

### **1.4.1. Objetivo general**

*Proponer un método para determinar la RRE para la regulación primaria de frecuencia, que garantice la compatibilidad técnico-económica en la operación del SEIN.*

### **1.4.2. Objetivos específicos**

- *Evaluar la operación del SEIN con el actual método de determinación de la RRE del COES-SINAC.*
- *Determinar la relación entre el costo de mantener la RRE y el costo de la energía no servida.*
- *Aplicar el método seleccionado al SEIN.*

## **1.5. Justificación del estudio**

Una RRE debidamente determinada genera un sistema más confiable ante fallas y perturbaciones, que involucren salidas de cargas y/o generadores, reduciendo los efectos que se producen en la operación del sistema y facilitando la recuperación de sus condiciones normales de operación.

Los rechazos de carga, deben ser compensados a un costo de déficit (costo de falla) que es asumido por las empresas suministradoras de energía, cuyos montos son significativos con respecto al costo de operación, pudiendo generar perjuicios irreversibles a las empresas suministradoras.

## **1.6. Alcances y limitaciones de la investigación**

La presente investigación solo está enfocada a la determinación de la RRE a nivel primario sin involucrar la RSF, para el año 2013, puesto que la estructura del SEIN y la demanda varían; es necesario incorporar estos cambios, anualmente o cuando las condiciones del SEIN varíen significativamente para lo cual únicamente se tomará en cuenta el sistema de alta tensión.

Se analizará el sistema desde la perspectiva del COES-SINAC, por lo que el método propuesto deberá ser analizado según la estructura del SEIN a nivel global, pudiendo tomarse como alternativas los métodos deterministas, probabilísticos o híbridos.

## 1.7. Hipótesis

### 1.7.1. Hipótesis general

La propuesta del método para determinar adecuadamente la RRE permitiría desde el punto de vista técnico económico una operación más confiable del SEIN ante contingencias que involucren salidas de cargas y/o generadores.

### 1.7.2. Hipótesis específicas

- *Una evaluación apropiada de la operación del SEIN con el actual método de determinación de la RRE, permitirá conocer en su verdadera magnitud los efectos que producen las perturbaciones en el sistema.*
- *La relación entre los costos de mantener la RRE y el costo de la energía no servida, permitirá conocer las tendencias de su comportamiento, para determinar la RRE.*
- *Una aplicación adecuada del método de determinación de la RRE, contribuirá a la programación de la operación del SEIN haciéndola más confiable.*

## 1.8. Variables e indicadores

### 1.8.1. Variables e indicadores dependientes

<u>Variable</u>	<u>Indicador</u>
Potencia	MW (megavatios)
Frecuencia	Hz (Hertz)

### 1.8.2. Variables e indicadores independientes

<u>Variable</u>	<u>Indicador</u>
Demanda	MW (megavatios)
Fallas	Estadística de fallas (En Generación, salida simple)

### 1.8.3. Variables e indicadores intervinientes

<u>Variable</u>	<u>Indicador</u>
Costo de la energía no servida	US\$ (dólares americanos)
Costo de operación	US\$ (dólares americanos)

## **1.9. Ámbito de estudio y aplicación**

Para poder cumplir con los objetivos de este trabajo, en primer lugar se realizará un análisis documental de la determinación de la RRE en otros países. Como también, la información del COES-SINAC referida a la determinación y evaluación de la RRE en el SEIN.

Todo este análisis se realiza con el objeto de explicar y entender de mejor manera, el método que utiliza actualmente el COES-SINAC y el nuevo método que se propone.

### **1.10. Antecedentes de estudio**

Procedimiento técnico N° 22 del COES-SINAC-SINAC: “Reserva rotante en el sistema interconectado nacional” última modificación julio de 2004. Reglamenta la asignación de la RRE del SEIN para la regulación primaria de la frecuencia en subsistemas temporalmente aislados o sistemas integrados; así como las condiciones que califican a las unidades regulantes, la programación de la RRE, la supervisión del cumplimiento de regulación primaria de frecuencia para cumplir con la NTCSE y la NTOTR vigentes, de igual manera las valorizaciones correspondientes.

Estudio para la operación del SEIN: “Estudio de la reserva rotante y la regulación de frecuencia en el SEIN” realizado por XM de 2007. Este estudio, presenta propuestas metodológicas efectuadas para la determinación, asignación, compensación y cobro de la RRE destinada a la regulación primaria y secundaria de frecuencia en el SEIN.

Tesis de maestría: “Evaluación del margen de reserva en el sector eléctrico peruano” de Johnnathan Joseph Moises Díaz Ávila de 2011. Es un estudio que evalúa la confiabilidad del mercado de generación eléctrico peruano mediante propuestas de cambio en el marco regulatorio actual, con el fin de incrementar la inversión en capacidad por consiguiente lograr un incremento de la oferta de generación y la reserva de generación disponible en el sector y analiza si el sistema cuenta con un margen de reserva confiable.

MATRIZ DE CONSISTENCIA

PROBLEMA	HIPÓTESIS	JUSTIFICACIÓN	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES
<b>FORMULACIÓN DEL PROBLEMA</b>	<b>HIPÓTESIS GENERAL</b>		<b>Conclusiones</b>
¿Existe un método más adecuado para determinar RRE para el SEIN?	La propuesta del método para determinar adecuadamente la RRE permitirá desde el punto de vista técnico económico una operación más confiable del SEIN ante contingencias que involucren salidas de cargas y/o generadores.	Una RRE debidamente determinada genera un sistema más confiable ante fallas y perturbaciones que involucren salidas de cargas y/o generadores, reduciendo los efectos producidos en la operación del sistema y facilitando la recuperación de sus condiciones normales de operación. Los rechazos de carga, deben ser compensados a un costo de déficit (costo de falla) que es asumido por las empresas suministradoras de energía, cuyos montos son significativos con respecto al costo de operación, pudiendo generar perjuicios irreversibles a las empresas suministradoras.	<ol style="list-style-type: none"> <li>Los valores de reserva rotante de energía más adecuados, desde el punto de vista técnico – económico para el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional para el año 2013 son: 243.95 MW, 193.65 MW, 243.95 MW y 210.25 MW para los periodos de avenida máxima, avenida mínima, estiaje máxima y estiaje mínima respectivamente, los cuales han demostrado incrementar la confiabilidad del sistema.</li> <li>El COES programa un total de 86 MW de reserva rotante para la regulación primaria de frecuencia en el presente año; sin embargo, los programas de ejecución muestran, que la reserva rotante ejecutada es de 215 MW aproximadamente, observándose una sobre ejecución de 250%, por lo cual se muestra que efectivamente en el pasado reciente no se ha determinado el valor necesario que garantice mayor confiabilidad al sistema que reduzca los cortes y que al mismo tiempo sea económicamente eficiente.</li> <li>El costo de mantener niveles de reserva rotante se calcula mediante la diferencia de un escenario base y un escenario con un porcentaje de nivel de reserva requerido, el costo aproximado de un incremento de reserva rotante de 1% es aproximadamente 1,5 millones de dólares americanos y tiene una tendencia creciente. Por otra parte, el costo de la energía no servida se calcula mediante simulaciones dinámicas de fallas y está en función a la demanda desconectada, el tiempo de restablecimiento, y el costo de falla de corta duración tiene una tendencia decreciente a medida que se programa mayores niveles de reservas con saltos aproximados de 1,8 millones de dólares americanos por nivel de reserva.</li> <li>La aplicación del método propuesto para determinar el margen de nivel de reserva rotante para el SEIN determina una reserva rotante de 243.95 MW para el año 2013, el cual comparado con la tendencia que presenta la reserva rotante determinada por el COES-SINAC que es de 86 MW para el mismo año, existe un déficit del 283.66 %. Al producirse una falla importante en el SEIN la reserva rotante determinada por el COES-SINAC no responde adecuadamente, mientras que la reserva rotante determinada con el método propuesto garantiza una recuperación de la frecuencia dentro de los rangos de tolerancia establecidos por la norma.</li> <li>El método propuesto se basa en información suministrada por los miembros del COES-SINAC, la cual ya es analizada mediante métodos probabilísticos y procesada mediante un algoritmo recursivo basado en criterios deterministas el cual ofrece un mejor resultado frente al método actualmente usado por el COES-SINAC, con el cual se logra brindar al sistema una mayor confiabilidad.</li> </ol>
<b>OBJETIVO GENERAL</b>	<b>HIPOTESIS ESPECIFICAS</b>		
Proponer un método para determinar la RRE para la regulación primaria de frecuencia, que garantice la compatibilidad técnico-económica en la operación del SEIN.	<ul style="list-style-type: none"> <li>Una evaluación apropiada de la operación del SEIN con el actual método de determinación de la RRE, permitirá conocer en su verdadera magnitud los efectos que producen las perturbaciones en el sistema.</li> <li>La relación entre los costos de mantener la RRE y el costo de la energía no servida permitirá conocer las tendencias de su comportamiento, para la determinar la RRE.</li> <li>Una aplicación adecuada del método de determinación de la RRE, contribuirá a la programación de la operación del SEIN haciéndola más confiable.</li> </ul>		
<b>OBJETIVOS ESPECIFICOS</b>	<b>VARIABLES e INDICADORES</b>	<b>ALCANCES Y LIMITACIONES</b>	
Evaluar la operación del SEIN con el actual método de determinación de la RRE del COES - SINAC.	<b>VARIABLES INDEPENDIENTES</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>Demanda MW</li> <li>Fallas Estadística de fallas</li> </ul>	La presente investigación solo está enfocada a la determinación de la RRE a nivel primario sin involucrar la RSF, para el año 2013, puesto que la estructura del SEIN y la demanda varían; es necesario incorporar estos cambios, anualmente o cuando las condiciones del SEIN varíen significativamente para lo cual únicamente se tomará en cuenta el sistema de alta tensión.	
Determinar la relación entre el costo de mantener la RRE y el costo de la energía no servida.	<b>VARIABLES DEPENDIENTES.</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>Potencia MW</li> <li>Frecuencia Hz</li> </ul>		
Aplicar el método propuesto al SEIN.	<b>VARIABLES INTERVINIENTES.</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>Costo de la energía no servida US\$</li> <li>Costo de operación US\$</li> </ul>		
<b>ESTRUCTURA DE LA INVESTIGACIÓN</b>	<b>METODOLOGÍA</b>		<b>Recomendaciones</b>
	Por la naturaleza del estudio, esta investigación es del tipo Exploratorio, debido a que el objetivo es determinar la reserva rotante desde una nueva perspectiva, con un enfoque diferente y además requiere una recopilación documental y manejo de información referente al problema.	Se analizará el sistema desde la perspectiva del COES-SINAC, por lo que el método propuesto deberá ser analizado según la estructura del SEIN a nivel global, pudiendo tomarse como alternativas los métodos deterministas, probabilísticos o híbridos.	<ol style="list-style-type: none"> <li>Se recomienda actualizar los datos de las potencias efectivas de las centrales, ya que no se está cumpliendo con aportar el 100% de la potencia programada que se tiene como dato en los momentos más críticos de la operación (máxima demanda, ante fallas o cumpliendo con la regulación de frecuencia), esto debido a que las potencias efectivas de las centrales son evaluadas una vez entran en operación, cuando es solicitada por el interesado o mediante sorteo anual por parte del COES-SINAC, en ninguno de estos casos garantiza que estas potencias sean las mismas durante la operación normal, por tanto un sistema que refleje de mejor manera las potencias efectivas de las unidades, mostrará el real comportamiento del sistema, este sistema podría evaluar aportes en generación mensuales máximos para los escenarios de avenida y estiaje.</li> <li>Es necesario e imprescindible que los datos de entrada sean correctos y reales para que el método funcione adecuadamente. Puesto que, el actualizar estos datos de potencia efectiva de las centrales se realizan en función a pruebas costosas, y que además realizar estas pruebas tiene una duración larga, debido a la magnitud de nuestro sistema; esta tesis recomienda utilizar los promedios de las potencias despachadas de los informes de operación histórica que fácilmente se puede obtener de los informes de operación del COES.</li> <li>Adicionalmente, se recomienda realizar un estudio sobre la política energética a largo plazo, que debe seguir el Estado Peruano sobre el Sistema Eléctrico Nacional, con la finalidad de incrementar el margen de reserva de generación, ya que actualmente se está distorsionando el mercado eléctrico con los diversos decretos y mecanismos implementados. Dentro de la cual se podría incluir variables tales como la ubicación de nuevas centrales (densidad de la demanda), el tipo de tecnología y las capacidades requeridas.</li> </ol>

## 2. CAPÍTULO II MARCO TEÓRICO

### 2.1. Introducción

La estabilidad de un sistema de potencia puede ser ampliamente definida como aquella propiedad de un sistema de potencia que permite a este, mantenerse en un estado de operación equilibrado bajo condiciones normales y regresar a un estado aceptable de equilibrio luego de estar sujeto a una perturbación.

En la evaluación de la estabilidad el interés es el comportamiento del sistema cuando éste es sujeto a perturbaciones. La perturbación puede ser pequeña o grande; las perturbaciones pequeñas producen cambios en la forma del diagrama de carga que tiene lugar continuamente y el sistema se ajusta por sí mismo a las condiciones cambiantes. El sistema debe ser capaz de operar bajo estas condiciones y satisfacer adecuadamente el máximo valor de la carga.

El sistema eléctrico además debe ser capaz de sobrevivir a numerosas perturbaciones de naturaleza severa, tales como cortocircuito de una línea transmisión, pérdida de un generador de gran tamaño, carga o la pérdida de una línea de interconexión entre dos subestaciones.

La frecuencia de un sistema es dependiente del balance de la potencia activa, como la frecuencia es un factor común de todo el sistema, un cambio en la demanda de potencia en un punto se refleja en todo el sistema como un cambio en la frecuencia. Debido a que hay varios generadores suministrando potencia al sistema, deben proveerse algunos medios para distribuir los cambios de carga en todas las unidades. El regulador de velocidad en cada unidad de generación provee una función de control primario de velocidad.

Teniendo en cuenta este criterio que se maneja en el sistema, la inclusión de los servicios complementarios en el sistema eléctrico de potencia, dentro de la cual a su vez, se implementa el concepto de RRE, es decir, la suma de las diferencias entre la máxima capacidad de carga de cada una de las unidades en servicio en el sistema y la carga real conectada a cada unidad, en su momento debe ser mayor o igual que la reserva estimada como mínimo para entregar al sistema en caso de que una o varias unidades fallen o la carga predicha presente inexactitudes.

La RRE requerida del sistema es un compromiso técnico económico que busca balancear, dentro de las limitaciones técnicas del equipamiento, el costo de proveer el servicio versus el beneficio del sistema y de los usuarios que obtienen del mismo.

Uno de los aspectos más importantes que se debe considerar para una adecuada respuesta de las unidades es lo relativo a la preservación o mantenimiento de una RRE en línea. Esta debe presentarse en cada momento y debe ser suficiente para garantizar, un adecuado control de generación y un eficaz reemplazo de una cantidad razonable de generación en caso de que ésta se pierda por causa de una falla.

## 2.2. Fases de una contingencia

Como la energía eléctrica no es almacenable en grandes cantidades de forma económica, en cada instante de tiempo se debe producir tanta energía como se demande por parte de los usuarios (generación = demanda + pérdidas). Por otro lado, siempre existe la posibilidad de producirse una contingencia en el sistema; así como también, variaciones imprevistas de la carga, las cuales se solucionan por alguno de los siguientes métodos [4]:

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

El primero es el más importante en el sistema, para lo cual, es necesario programar un exceso de capacidad de generación el cual absorbe en rapidez y magnitud el desbalance producido y es conocida como RRE. Un aumento de flujo de potencia por las interconexiones no es recomendable ya que cualquier incremento toma un tiempo en ser gestionado y obliga desviarse de un acuerdo previamente establecido. La desconexión de carga es la última alternativa por la cual se debe optar, y solo necesaria cuando la integridad del sistema está comprometida [5]. Los esquemas de desconexión de carga están implementados para producirse de forma automática cuando no hay tiempo para una respuesta humana (del operador en tiempo real del sistema).

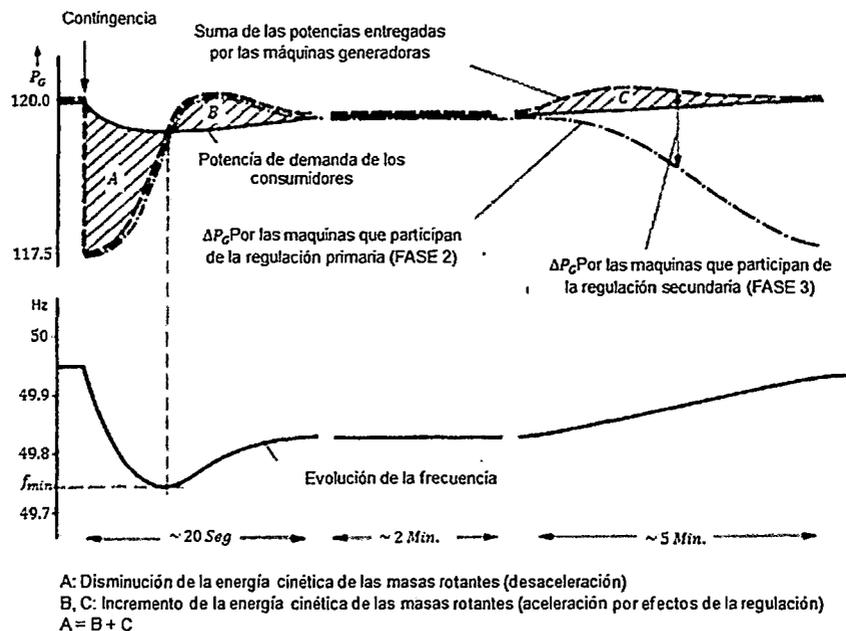


Figura 2.1 Respuesta del sistema ante una contingencia

Fuente: Castillo, Rolando; Optimización conjunta de los servicios de energía y reserva de segundos considerando el comportamiento dinámico del sistema. Tesis Doctoral; Universidad Nacional de San Juan; Argentina 2001.

Al producirse una contingencia se pueden reconocer 4 fases [6], las cuales son:

**Fase 1:** Inmediatamente después de la falla, el déficit de potencia es cubierto con energía electromagnética proveniente de los campos de los generadores y energía cinética cedida por las masas rotantes del sistema: turbinas, generadores, motores sin regulación de velocidad a través de una disminución de su velocidad de rotación. Esta fase finaliza luego de pocos segundos por la acción de la RPF.

**Fase 2:** La disminución de la velocidad de los grupos generadores conduce a una disminución de la frecuencia, lo que activa la RPF. Los reguladores actúan sobre las válvulas de admisión de las turbinas provocando un incremento de la potencia generada. En esta fase participan todos los bloques generadores del sistema interconectado que forman parte de la RPF. Esta fase concluye cuando se alcanza un nuevo estado estacionario (frecuencia constante), con un valor de frecuencia que es menor que el valor inicial alcanzando un valor cuasiestable.

**Fase 3:** Para recuperar el estado de operación normal es necesario que la frecuencia retorne al valor inicial (nominal) y que los flujos de potencia por las interconexiones vuelvan a los valores planificados. Esto se logra a través de la actuación de la RSF. Dependiendo de la normativa de cada sistema, esta fase puede incluir la puesta en marcha de unidades generadoras de arranque rápido (hidráulicas, turbinas de gas) y la desconexión de centrales de bombeo en fase de bombeo y su paso a operación como generador.

**Fase 4:** Luego de la fase 3 se ha restablecido la seguridad del suministro, pero debido a las modificaciones del parque de generación en operación y a la desviación de las potencias generadas por las máquinas respecto a los valores planificados, existe un apartamiento de la condición de operación económica. Es necesario además liberar la RRE para la RPF para tenerla disponible y poder afrontar nuevas contingencias.

Como las contingencias y los desbalances de la generación y la carga son de naturaleza aleatoria. Los sistemas interconectados a través del tiempo han ido innovando diferentes metodologías para determinar el margen necesario que requieren para la RPF de sus sistemas, basándose en diferentes fundamentos teóricos, probabilísticos, deterministas, etc.

Las metodologías se desarrollan para cada sistema en particular, en función de sus diferentes características y cualidades propias de cada sistema como la topología, tipo de mercado, ubicación geográfica, normas de calidad, etc.; por lo que, hoy en día existe gran variedad de metodologías para determinar la reserva rotante sujeta a diferentes condiciones y restricciones, por lo tanto no se puede usar una desarrollada de un sistema, en otro sistema diferente, adaptándose a las características del nuevo sistema.

### 2.3. Equilibrio entre Demanda y Generación

La frecuencia de un sistema eléctrico está estrechamente relacionada con el equilibrio entre generación y carga o también el balance entre la oferta y la demanda. En régimen permanente, todos los generadores síncronos de una red eléctrica funcionan en sincronismo; es decir, la frecuencia de giro de cualquiera de ellos multiplicada por el número de pares de polos es precisamente la frecuencia eléctrica del sistema.

$$F_{Sistema} = F_i * N^{\circ} \text{ Pares de polos}_i \quad (2.1)$$

Dónde:

$F_{Sistema}$  : Frecuencia del Sistema (Hz)  
 $F_i$  : Frecuencia de la unidad generadora i (Hz)

Mientras persiste el régimen permanente, el par acelerante aplicado por cada turbina sobre cada generador síncrono es igual, descontando las pérdidas. Si en un momento dado aumenta la carga, es decir la potencia eléctrica demandada en el sistema, entonces aumenta el par electromagnético en los generadores, estos comienzan a frenarse, y la frecuencia eléctrica disminuye progresivamente.

Otra forma de considerar esta dependencia es en términos de balance energético. Mientras un sistema opera en régimen permanente, la potencia mecánica entrante al sistema desde las turbinas es igual a la potencia eléctrica consumida por las cargas, descontando las pérdidas. Esta relación se muestra gráficamente en la Figura 2.2, si aumenta la potencia eléctrica consumida por las cargas, pero la potencia mecánica aportada por las turbinas permanece constante, el incremento de demanda solo puede obtenerse de la energía cinética almacenada en las máquinas rotativas. La reducción de la energía cinética en los generadores síncronos equivale a la disminución de su velocidad de giro, de modo que cae la frecuencia eléctrica del sistema [7].

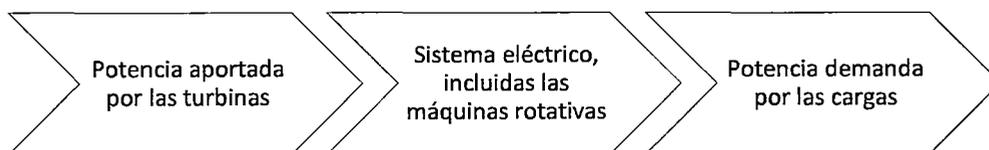


Figura 2.2 Balance de energía en un sistema eléctrico de potencia

Fuente: *Regulación de frecuencia y potencia – Pablo Ledesma – Universidad Carlos III de Madrid 2008*

El COES-SINAC toma en consideración algunas premisas para el balance oferta-demanda en el SEIN [8]:

**Generación termoeléctrica:** Para la generación térmica existente y proyectada se considera que la potencia de la unidad termoeléctrica es afectada por un factor de indisponibilidad el cual se encuentra en un rango de 95% – 98%.

**Generación hidroeléctrica:** Para la generación hidroeléctrica existente y de proyectos se ha estimado el valor de la potencia que puede despachar en la hora punta en las épocas de avenida, estiaje y en máxima demanda, en función a datos históricos y al tipo de generación, es decir, se tenga embalse o no.

**Generación energía renovable:** El aporte de la generación solar RER en hora punta se considera como nula. El aporte de la generación eólica RER en hora punta es un porcentaje de su potencia nominal. El aporte de la generación hidráulica RER en hora punta se considera; en avenida y máxima demanda el 100% de su potencia nominal y en estiaje, solo el 30% de su potencia nominal. El aporte de la generación biomasa en hora punta es considerada al 100 % de su potencia nominal tanto para avenida, estiaje y máxima demanda.

**Mantenimiento:** En todo el período de estimación se considera que la generación indisponible por mantenimientos en la hora de máxima demanda es el 10% de la demanda máxima (hora de punta) tanto en avenida, estiaje en máxima y mínima demanda.

**Demanda:** En base a registros históricos de la máxima demanda mensual del SEIN, se ha estimado factores que relacionan la demanda representativa de la hora de punta en avenida y estiaje. Estos factores son:

- Factor avenida = 0.955 de la máxima demanda.
- Factor estiaje = 0.963 de la máxima demanda.

Estos factores también fueron utilizados para estimar la demanda por zonas en las épocas de avenida y estiaje.

## 2.4. Control de un sistema de potencia

La demanda de potencia, a lo largo de un día es variable, dependiendo del día de la semana considerada, de la estación del año e incluso de la ubicación geográfica en la que se halla situado el sistema. A pesar de estas matizaciones, la curva de carga no varía mucho, presentando puntas y valles; en la curva de la Figura 2.3 se puede distinguir un valor mínimo, la carga de base, y un valor máximo, la punta de carga.

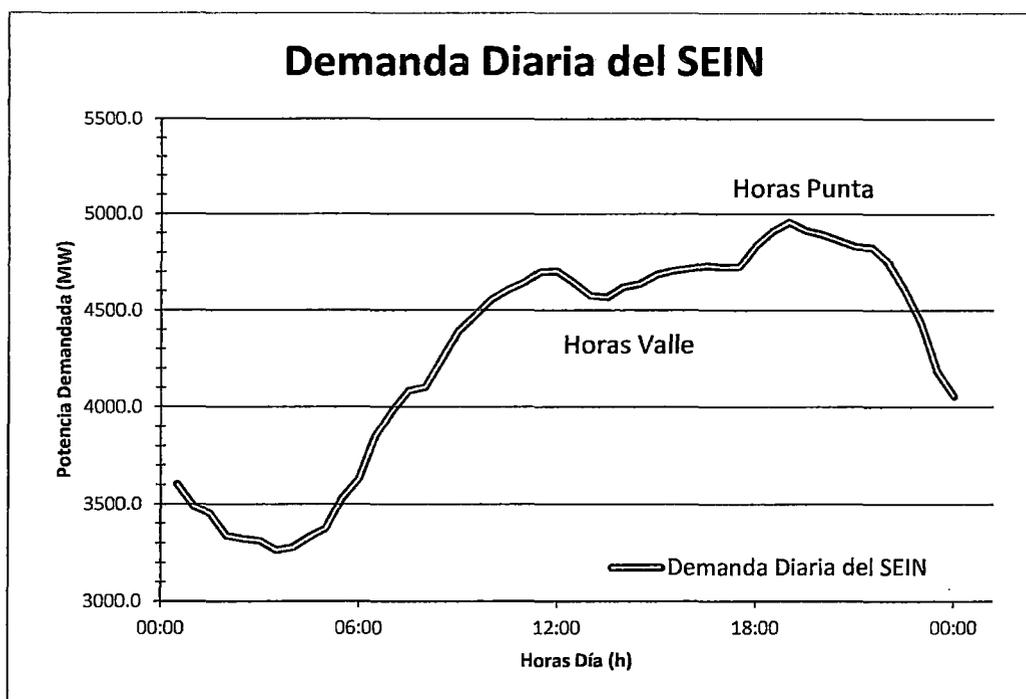


Figura 2.3 Curva de carga diaria

Fuente: COES – SINAC, IEOD del 10 de Julio 2012

Aquí nos surge un problema importante por una parte la demanda de potencia, como queda reflejado en la figura, es muy variable con el tiempo; por otro lado, las grandes centrales productoras de energía eléctrica son poco regulables (el tiempo necesario para colocar en sincronismo un grupo térmico es muy considerable, de forma que las centrales térmicas se consideran prácticamente no regulables), no pudiendo seguir la evolución de la curva de demanda; por último, existe la imposibilidad de obtener un gran almacenamiento de energía eléctrica que permita, cuando sea necesario, disponer de ella. Todas estas limitaciones nos obligan a realizar una previsión de la demanda de potencia para preparar y seleccionar con suficiente antelación los grupos necesarios que cubrirán esta demanda. Por lo que para el caso de la RRE se tomarán en cuenta dos tipos de previsiones en los períodos de avenida y estiaje en máxima y mínima demanda.

Cada tipo de central tendrá una zona o régimen de carga donde será más útil, así de forma resumida el reparto de cargas de sistema de potencia será atendido de la siguiente forma:

- La potencia base será atendida por unidades de regulación muy lenta, cuya potencia de salida se mantendrá sensiblemente constante y que presenten una gran producción de energía eléctrica; dentro de esta categoría se incluyen las centrales térmicas convencionales.
- El exceso de demanda sobre la carga base puede ser atendida por unidades regulables, como pueden ser las centrales hidroeléctricas y, en caso de no existir una generación suficiente de este tipo, por unidades térmicas, estas centrales son más regulables, aunque presentan el inconveniente de no ser grandes productoras de energía.
- Las puntas de carga serán alimentadas por unidades cuya regulación y puesta en marcha sea muy rápida; dentro de esta categoría se encuentran las mini centrales hidroeléctricas y las unidades térmicas con turbina de gas, la potencia que pueden entregar estas unidades es inferior a las restantes.

Cuanto más regulable sea una central, menos potencia puede entregar, así las grandes centrales térmicas no son regulables, y en cambio las pequeñas turbinas de gas alcanzan el sincronismo en poco tiempo. Por lo que se recomienda mantener una cierta generación de RRE; es decir, que la potencia total disponible sea en todo momento superior a la demanda de carga prevista, así se evitarán cortes de suministro del todo indeseados.

Para estudiar la vulnerabilidad de un sistema de potencia frente a cualquier perturbación o contingencia, se hace imprescindible un análisis que contemple una serie de restricciones, como son: los límites de operación que tiene cada componente o aquellas que se derivan de un análisis de seguridad. Las restricciones de seguridad, nunca deben ser violadas si se desea asegurar la continuidad del servicio y el buen funcionamiento del sistema. Así mismo, el cálculo del despacho económico permite determinar la potencia que deben entregar las unidades seleccionadas para atender la carga de forma que el costo de generación sea mínimo, el planteamiento de este problema depende, tal como se ha mencionado en la sección anterior, del tipo de unidades generadores que existan en el sistema, siendo para nuestro caso hidráulicas, térmicas a carbón, gas, diesel, etc.

Para que, en todo momento sea conocida la situación de un sistema eléctrico de potencia, es necesario disponer, de forma permanente, de un conocimiento fiable de la situación real del sistema. Los datos necesarios son obtenidos mediante mediciones del estado de las líneas e interruptores, así como de la potencia activa y reactiva que fluye por cada elemento de la red (sistema de adquisición de datos en tiempo real, SCADA). Las mediciones realizadas son transmitidas a un centro de control, dispuesto para tal fin, siendo inevitable que aparezcan errores debidos a las interferencias en las líneas de comunicación o al ajuste de los aparatos de medida.

La estimación de estado es una operación imprescindible para conocer con precisión y fiabilidad el estado de una red a partir de las mediciones realizadas.

El análisis de seguridad puede dar lugar a ciertos cambios en la estructura de la red, la selección de las unidades generadoras dará la orden de parada y puesta en marcha de los generadores (cuáles serán las unidades más apropiadas para entregar el volumen de energía demandado) y, finalmente, el despacho económico indicará la potencia que debe entregar cada unidad generadora (desde el punto de vista del mayor rendimiento en beneficios).

Esta explicación, se presenta en forma de esquema en la Figura 2.4, muestra de forma orientativa, algunas de las operaciones de control que se realizan en un sistema de potencia. El funcionamiento real es mucho más complejo y exige ciertas operaciones adicionales. Una de las funciones fundamentales y más precisas de un sistema de control, por ejemplo, es la de mantener la frecuencia de operación en todas las unidades generadoras dentro de límites muy estrictos alrededor de la frecuencia principal. El control de la frecuencia es realizado en cada generador por separado y teniendo en cuenta las interacciones con los restantes generadores; su ejecución tiene lugar con intervalos de tiempo que pueden variar entre unos pocos segundos y un minuto. Variaciones en la frecuencia del sistema representarían aumentos o disminuciones de potencias entregadas.

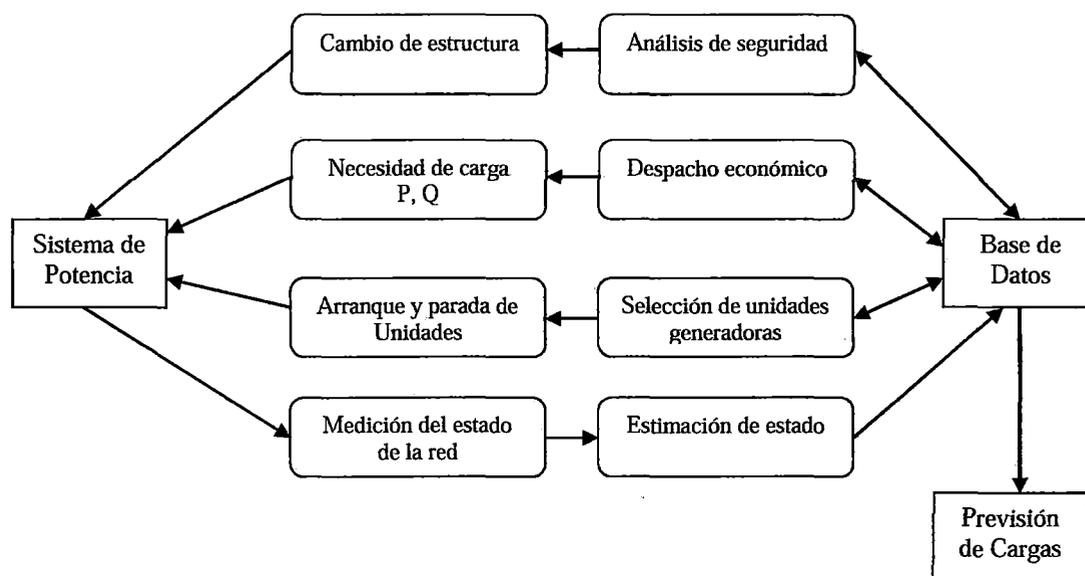


Figura 2.4 Funciones básicas de control en su sistema de potencia

Fuente: *Regulación de frecuencia y potencia* – Pablo Ledesma – Universidad Carlos III de Madrid 2008

La constancia de la frecuencia en sistema interconectado contribuye a lograr el funcionamiento estable de los mismos y facilita su control.

En la red, caídas de frecuencia importantes pueden resultar en corrientes de magnetización altas en motores de inducción y en transformadores. Las caídas de

frecuencia brusca en muchos casos ocasionan la desconexión de carga por el accionamiento de los relés de baja frecuencia [7].

#### 2.4.1. Reserva rotante de energía

La RRE es la diferencia entre la suma de las capacidades disponibles de las unidades generadoras y la suma de la generación programada y está lista para cubrir la demanda eléctrica dentro de los 10 primeros segundos de ocurrido un evento [9], o también descrito como la reserva rotante que se necesita para mantener la estabilidad de frecuencia del sistema en condiciones de funcionamiento de emergencia y los cambios imprevistos en la oferta o demanda.

La RRE es necesaria en sistemas de potencia para asegurar que el sistema es capaz de soportar los cortes repentinos de las unidades de generación y/o aumentos imprevistos de carga sin tener que recurrir a la eliminación de cargas y evitar cortes en cascada. La cantidad de RRE, que se proporcionan se calcula utilizando diferentes criterios como deterministas, probabilísticos, etc.

##### 2.4.1.1. Niveles de control

Los generadores que alimentan la demanda del SEIN regulan la frecuencia mediante los mecanismos de control manuales o automáticos y se realiza de acuerdo a los siguientes tres niveles [9]:

- **Control primario:** Se realiza en las subestaciones o centrales generadoras en forma automática o manual, se destaca por regular la velocidad de los grupos generadores.
- **Control secundario:** Se realiza por medio del ACG, sobre el nivel primario de control, manteniendo el voltaje y la frecuencia dentro de una banda especificada por el nivel terciario de control.
- **Control terciario:** Es el control automático o manual, que realiza el operador del sistema con el objeto de coordinar la operación de las áreas de control para garantizar en lo posible la operación segura y eficiente del sistema, este determina los voltajes para ser fijados en los nodos de cada una de las áreas de control.

En casos de presentarse variaciones fuera de los límites de operación de la frecuencia y niveles bajos de tensión luego de una contingencia, puede ser necesario el deslastre de cargas, que es la desconexión de ciertos tipos de cargas seleccionadas de acuerdo al grado de importancia de estas, dentro del sistema de potencia.

Es imprescindible asignar a ciertos generadores la responsabilidad de responder a las señales enviadas por los mecanismos de control (la asignación de la RRE), con el fin de mejorar las condiciones operativas del sistema, minimizando los efectos producidos en el sistema de potencia ante una contingencia.

Para el operador del sistema el mantener la frecuencia dentro de los estándares de calidad es una tarea importante que consume buena parte de sus esfuerzos. Mantener la frecuencia es un proceso de planeación que involucra el largo y corto plazo con la operación en tiempo real; es una tarea compleja que debe considerar la naturaleza estocástica de los desbalances carga generación.

El control de frecuencia normalmente se realiza mediante la toma de acciones sobre los generadores, ya sea local o remotamente por el operador del sistema. Opcionalmente, la demanda puede participar en el control de frecuencia, como demanda a desconectarse de manera voluntaria que actúa como reserva ante caídas de la frecuencia.

Localmente, los generadores mediante la energía almacenada en el campo magnético y en la inercia de las partes rotantes tratan de mantener la velocidad, y por tanto, la frecuencia del sistema, lo que se puede llamar regulación intrínseca. Dicha habilidad es de respuesta inmediata pero de muy corto alcance, es decir, esta regulación no es suficiente para mantener la frecuencia dentro de los rangos tolerables [9].

Una segunda instancia es el control local mediante el regulador de velocidad (gobernador), el cual toma acciones mecánicas tendientes a mantener la velocidad y por ende, la frecuencia del sistema esta regulación se denomina RPF.

La frecuencia finalmente alcanzada en el equilibrio no corresponde a la frecuencia objetivo del sistema, esto debido a la acción predominantemente proporcional del regulador, por lo tanto no toma acciones sino percibe una variación de velocidad frecuencia, lo cual se observa en la ecuación 2.2 [9].

$$(dp = -kdf) \tag{2.2}$$

Dónde:

dp : variación de potencia activa (MW)

k : constante de inercia

df : variación de frecuencia (Hz)

Los generadores cuentan desde su construcción con un regulador de velocidad, por lo que la regulación primaria puede ser asumida por todos los grupos generadores. Para recuperar nuevamente la frecuencia objetivo del sistema, dentro de las bandas tolerables, es necesario tomar acciones adicionales a la RPF. Dichas acciones se aplican sobre el regulador de velocidad (setting) en otras unidades generadoras con el objeto de que restablezcan la frecuencia objetivo del sistema. Este control puede realizarse mediante el ACG y por razones técnicas y de coordinación es asignado

normalmente a un grupo reducido de unidades. Dicha regulación es conocida como RSF.

Como se mencionó, las acciones de control de frecuencia son tomadas normalmente sobre los reguladores de velocidad; sin embargo, existe por su parte otras respuestas y acciones sobre la demanda y sobre los mismos generadores tendientes a preservar la integridad del sistema y/o la calidad de la frecuencia, como son [9]:

- **Respuesta autorregulante de la carga:** La carga responde a las variaciones de frecuencia normalmente de manera favorable, es decir, a medida que la frecuencia se incrementa la carga aumenta y viceversa. Esta respuesta se origina fundamentalmente en la componente de motores eléctricos utilizados en la industria y el comercio.
- **Deslastre de carga/generación:** Cuando se presentan eventos de gran magnitud no es posible que con los tiempos de respuesta de la reserva destinada a la regulación de frecuencia se preserve el sistema y se mantenga la frecuencia. En estos casos medidas de emergencia son utilizadas, como son el deslastre de carga (rechazo de carga).
- **Deslastre de carga por derivada de frecuencia:** Cuando el evento es de gran magnitud, que originan un rápido cambio de la frecuencia, se puede instalar esquemas que detectan dicha velocidad de cambio de la frecuencia ( $df/dt$ ), dando como resultado la desconexión de magnitudes significativas de la demanda.

En la Figura 2.5, se indican algunos de estos conceptos:

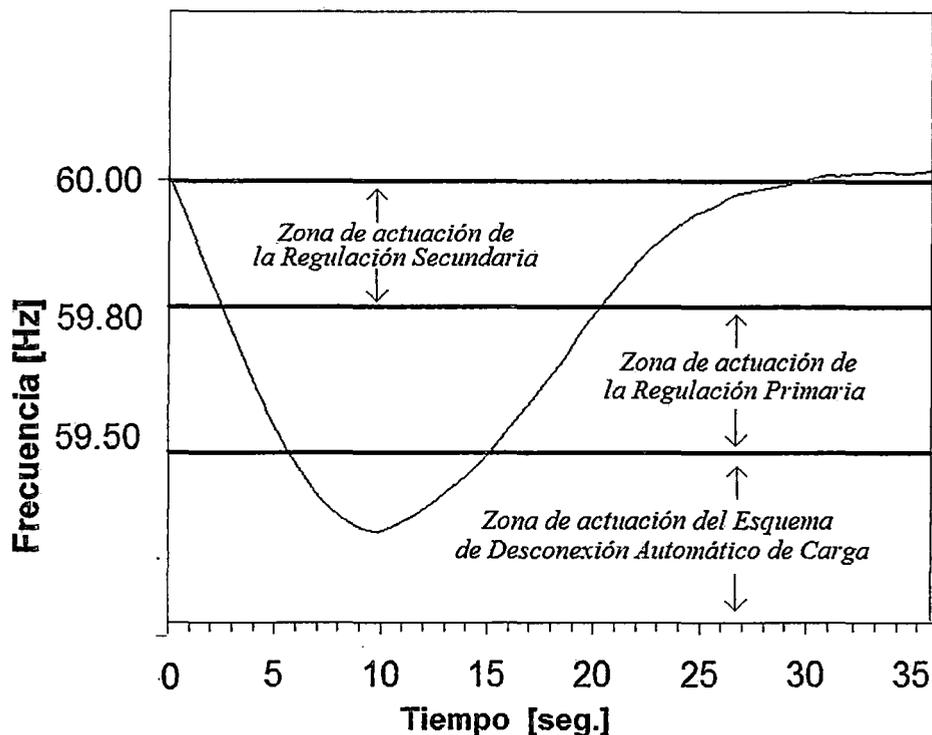


Figura 2.5 La frecuencia y las zonas de regulación  
Fuente: *Expertos en mercados XM*, Estudio de la Reserva Rotante y la Regulación de Frecuencia en el SEIN

Las unidades de generación son normalmente los equipos más restrictivos respecto de las tolerancias a las variaciones de frecuencia. Cuando las incursiones de la frecuencia alcanzan valores peligrosos, los equipos de protección de baja o alta frecuencia aíslan los generadores, lo cual debe ocurrir cuando sea estrictamente necesario. Sería altamente adverso a la integridad del sistema la salida prematura de un generador ante un evento de baja frecuencia, para ello debe prestarse la mayor atención a la coordinación de la operación de los dispositivos de protección versus la integridad de los equipos y la calidad de la frecuencia del sistema.

#### 2.4.1.2. Clasificación de la Reserva Rotante de Energía

##### I. De acuerdo a su rapidez

- **Reserva rápida:** Está a disposición para cubrir el déficit de potencia en los primeros minutos de la falla y debe ser asumida principalmente por las plantas hidráulicas y las térmicas a gas de todas las sub-áreas que integran el sistema interconectado. Transcurridos algunos minutos, el área donde se presentó el problema debe en lo posible cubrir el déficit por sí misma, con sus propios recursos con el fin de descargar a las otras áreas.
- **Reserva lenta:** Esta reserva cubre el déficit de potencia que había sido asumido por la reserva rápida en lo posible con plantas térmicas o con algunas plantas hidráulicas, con el fin de que esta reserva rápida quede libre y pueda

estar a disposición del sistema en caso de nuevas contingencias. El tipo de acceso de reserva lenta que utiliza unidades térmicas puede oscilar entre media hora y 8 horas, dependiendo del estado inicial térmico de las plantas a utilizar. Si es necesario arrancar algunas plantas desde el nivel frío, entonces es lógico que la reserva lenta pueda utilizar plantas que antes no aportaban ninguna reserva rodante.

## II. De acuerdo al orden de actuación

- **Reserva de regulación primaria:** Es la reserva que responde a cambios súbitos de frecuencia en un lapso de 10 segundos. La variación de carga de la planta debe ser sostenible al menos durante los siguientes 30 segundos.
- **Reserva de regulación secundaria:** Es la reserva rodante en las plantas que responden a la variación de generación y que debe estar disponible a los 30 segundos a partir del momento en que ocurra el evento. En esta se encuentra ubicado el ACG y debe poder sostenerse al menos durante los siguientes 30 minutos de tal forma que tome la variación de las generaciones de las plantas que participaron en la regulación primaria.
- **Reserva de regulación terciaria:** Es aquella reserva que permitirá la recuperación de la reserva secundaria, esta deberá estar disponible luego de los 30 minutos de ocurrido el evento, de tal forma, que permita al sistema estar preparado para otra contingencia.

## III. De acuerdo a su magnitud

- **Reserva bruta de energía:** Es el total de energía almacenada en un embalse, desde la cota mínima de captación hasta su valor máximo.
- **Reserva neta de energía:** Es la reserva bruta menos la energía no disponible por cualquier tipo de causa.

## 2.5. Regulación primaria de frecuencia

### 2.5.1. Fundamentos para la regulación de velocidad

Al ocurrir un cambio en el balance entre la generación y la carga, este también produce una variación en la velocidad suficiente para ocasionar una sensibilidad en la frecuencia para compensar exactamente el cambio en la carga; esta condición puede ocasionar que la frecuencia del sistema se desvíe muy lejos de los límites aceptables. Para suspender estas posibles condiciones operativas que colocan en riesgo al sistema, se incrementa un dispositivo de gobernación, el cual tendrá el fin de censar la velocidad de la máquina y ajusta la válvula de entrada al cambio en la salida de la potencia mecánica para compensar los cambios de la carga y retornar la frecuencia al valor nominal. Actualmente, la composición de los gobernadores está basada en mecanismos electrónicos para censar los cambios de la velocidad

de la unidad, y otros mediante una combinación de elementos electrónicos, mecánicos e hidráulicos.

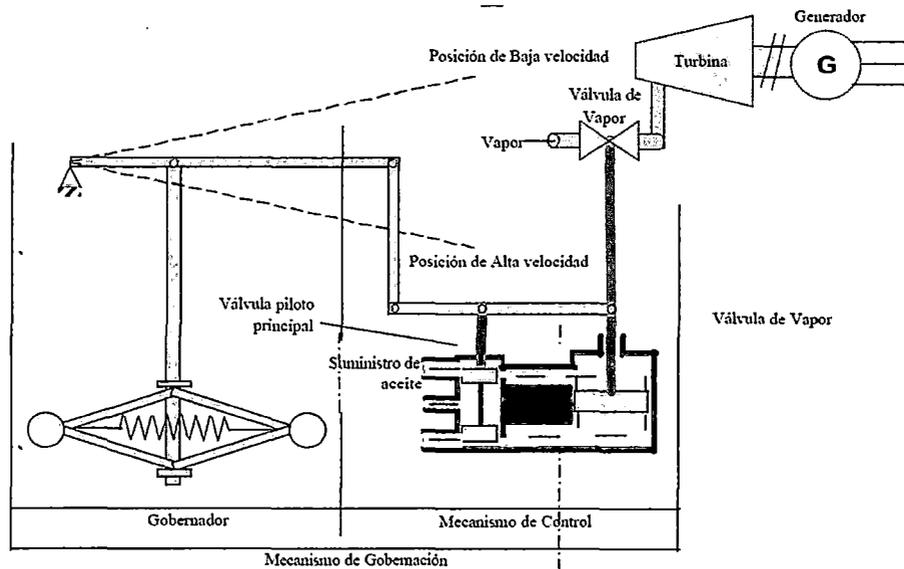


Figura 2.6 Sistema de control de velocidad

Fuente: Control de potencia y frecuencia – Francisco M. Gonzales Longatt enero 2004

El error es definido como la diferencia entre la velocidad real y la deseada o la frecuencia de referencia, en la Figura 2.7 se observa el mecanismo de un gobernador de velocidad.

Figura 10. Gobernador con lazo de retroalimentación de velocidad

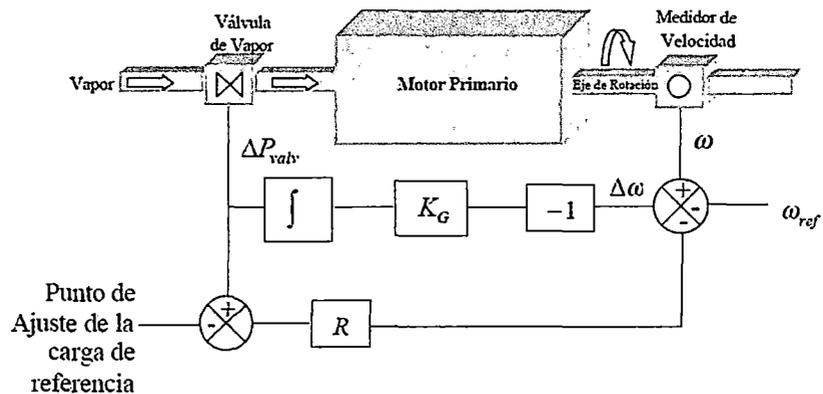


Figura 2.7 Mecanismo de un gobernador de velocidad

Fuente: Control de potencia y frecuencia – Francisco M. Gonzales Longatt enero 2004

La salida del dispositivo sensor o de medición de velocidad  $w$ , se compara con el valor de velocidad de referencia  $W_{ref}$ , para producir la señal de error,  $\Delta W = R - W_{ref}$ . El error de velocidad  $\Delta W$  es negado y amplificado por un constante  $K_G$  e integrado para producir una señal de control,  $\Delta P_{valv} > 0$ , entonces se abre la válvula de vapor. Si por ejemplo, la máquina está girando a la velocidad de referencia  $W_{ref}$ , y la carga eléctrica se incrementa, la velocidad  $W$  caerá por debajo de la regencia y  $\Delta W < 0$ . La acción de la ganancia y del integrador es abrir la válvula, de tal modo que la potencia mecánica a la salida de la turbina se

incrementa y así se incrementará la salida eléctrica del generador y se eleva la velocidad de la máquina  $W$ . En el momento en que la velocidad de la máquina  $W$  es igual a la velocidad de referencia  $W_{ref}$ , la válvula se detiene en la nueva posición (más abierta) para permitir que el complejo turbina generador alimente la carga incrementada [10].

El lazo de retroalimentación que posee una ganancia  $R$  es una característica del gobernador como se observa a continuación en la Figura 2.8. El valor de la ganancia  $R$  determina la pendiente de la curva característica, es decir, define el cambio en la potencia de salida de la unidad ante un cambio dado de la frecuencia; esta curva es comúnmente denominada característica descendiente. Es una práctica común ajustar el valor de la ganancia  $R$  en cada unidad de generación tal que un cambio en la salida de 0 a 100% resultará el mismo cambio de frecuencia para cada unidad. Como resultado un cambio en la carga eléctrica en el sistema será compensado por cambios en la salida de las unidades de generación proporcional a la salida nominal de las diferentes unidades.

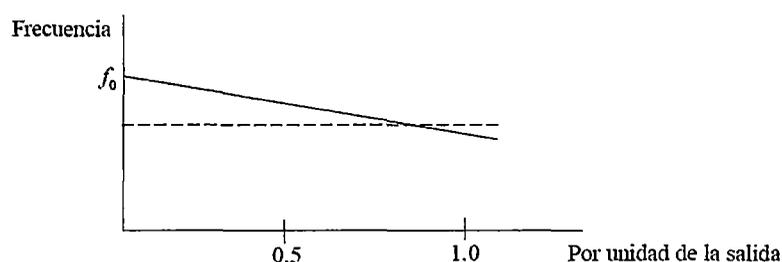


Figura 2.8 Característica de la frecuencia

Fuente: Control de potencia y frecuencia – Francisco M. Gonzales Longatt enero 2004

### 2.5.2. Criterios para la regulación primaria de frecuencia

La RPF es la reacción local de los generadores, a través de los reguladores de velocidad (gobernador), para compensar cambios en la velocidad (frecuencia) cuando su desviación supera una cierta banda. Para que la RPF preste su función adecuadamente, se deben cumplir dos condiciones básicas: que los reguladores de velocidad operen en forma libre en el modo control de velocidad y que los generadores posean reserva para asumir temporalmente cambios en la potencia entregada al sistema.

Es normal considerar que la respuesta para regulación primaria deba estar disponible en los siguientes 10-15 segundos después de ocurrido un evento y ser sostenida hasta los 20-30 segundos. Una prueba de tiempo de establecimiento permite evaluar la respuesta de RPF, al comparar la respuesta en tiempo de la unidad, ante un escalón de frecuencia, contra los límites de una función que representa la respuesta mínima aceptable.

El cumplimiento de la RPF se valora normalmente ante eventos, verificando la respuesta coherente de la generación contra la evolución de la frecuencia del sistema. Adicionalmente, mediante pruebas periódicas se verifica que el estatismo y la banda muerta estén dentro de los rangos exigidos.

Para dar cumplimiento al requerimiento de RPF es necesario que el regulador opere libre y que el recurso de generación cuente con el margen suficiente. En particular existe una cierta aversión por parte de los operadores de las unidades de generación a liberar el regulador, por el temor de daño o incremento de los costos de operación y mantenimiento de sus unidades.

Lo más indicado es repartir la reserva de RPF al mayor número de generadores, en principio a todos:

- La acción conjunta hace que la reserva se entregue más rápidamente, mejorando la calidad de la frecuencia.
- La coordinación de los estatismos garantiza una operación estable de todos los generadores en paralelo aportando a la RPF (2% - 3%).
- Cada generador puede tener un valor de reserva más pequeño, en comparación con compromisos elevados cuando se tiene un número reducido de generadores aportando la RPF.
- Participaciones más pequeñas garantiza una reserva con mayor seguridad, ya que será mucho más probable que cada unidad disponga de ella.
- Se distribuye la reserva por todo el sistema, con lo que se mejora la respuesta ante eventos, especialmente ante condiciones de aislamiento de áreas.

### **2.5.3. Característica de respuesta de la frecuencia**

La característica de respuesta de la frecuencia relaciona la variación en potencia con los cambios en la frecuencia del sistema. Es un efecto combinado de los reguladores de velocidad y de la respuesta autorregulante de la carga.

La característica de respuesta de la frecuencia es una medida de lo robusto de un sistema, indica cuantos Mega Vatios (MW) se requieren para cambiar un décimo de Hertz (Hz).

La característica de respuesta de la frecuencia se estima a partir del registro de eventos sobre el sistema mediante un análisis de los desbalances de potencia contra los cambios de frecuencia, como se muestra en la Figura 2.9 por definición, los cambios de frecuencia se miden una vez se ha dado la respuesta autorregulante de la carga y de los reguladores de velocidad, es decir, antes de iniciar la respuesta de la regulación secundaria [9].

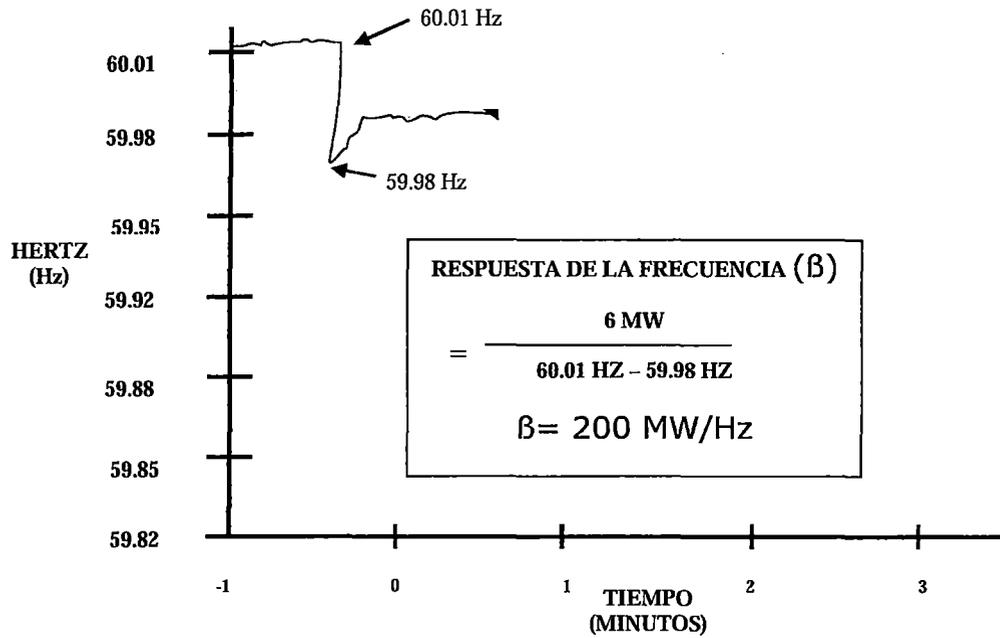


Figura 2.9 Característica de respuesta de la frecuencia  
 Fuente: Expertos en mercados XM, Estudio de la Reserva Rotante y la Regulación de Frecuencia en el SEIN

#### 2.5.4. Banda muerta

El regulador de velocidad tiene un rango de frecuencia para el cual no responde, denominada banda muerta Figura 2.10, en los reguladores modernos esta banda se puede hacer bastante pequeña. La experiencia de la industria recomienda una banda muerta en el rango de 0.03 a 0.04 Hz [9].

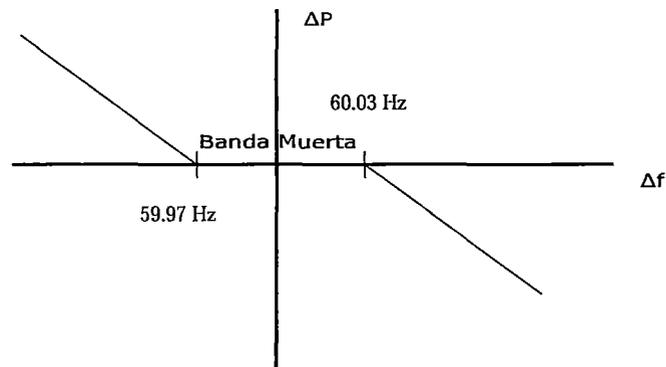


Figura 2.10 Banda muerta en un regulador de velocidad  
 Fuente: Expertos en mercados XM, Estudio de la Reserva Rotante y la Regulación de Frecuencia en el SEIN

$\Delta P$ : Variación de potencia (MW)  
 $\Delta f$ : Variación de frecuencia (Hz)

## 2.6. Aspectos económicos de regulación de frecuencia

Respecto al esquema de compensación y pago del servicio prestado por la reserva de RPF, el mismo depende de la estructura y particularidades de cada mercado. No existe una solución única que pueda ser replicada en cada sistema.

La experiencia internacional muestra una amplia gama de soluciones, desde los que consideran que la regulación de frecuencia no es un servicio separado al de producir energía, hasta aquellos que establecen esquemas competitivos y voluntarios del servicio de regulación primaria y secundaria de frecuencia.

### 2.6.1. Despacho económico

El conocimiento del flujo de cargas en un sistema eléctrico de potencia permite hallar la potencia activa y reactiva que debe entregar cada unidad generadora para atender una demanda de potencia determinada. El reparto de cargas o potencias entre generadores, depende de las condiciones de operación que se impongan. La demanda de potencia en un sistema eléctrico puede ser generada en un elevado número de formas; de todos los posibles repartos de carga interesa aquel que supone un mínimo costo de generación. En el estudio de la operación económica de un sistema eléctrico de potencia, el problema que se plantea es el siguiente: conocida la demanda de potencia total en el sistema averiguar la potencia que debe de entregar cada unidad para que el coste total de generación sea mínimo. Este estudio recibe el nombre de despacho económico.

El funcionamiento de un sistema de potencia requiere una serie de operaciones o funciones de control cuyo número y complejidad dependerá de la dimensión del sistema y del grado de seguridad que se quiera obtener. El despacho económico debe ser considerado como una función a realizar dentro de un conjunto más amplio de operaciones, cuya misión es la de alcanzar la seguridad y calidad de servicio deseado con un mínimo de costo de generación.

Aunque la finalidad última de las empresas es la obtención de unos beneficios, estos siempre deberán pasar ineludiblemente por condicionantes previos. Estos condicionantes seguirán este orden: seguridad, calidad y finalmente economía [11].

- **Seguridad:** La compra, instalación y mantenimiento de equipos de seguridad (interruptores, seccionadores, diferenciales, etc.), siempre suponen un desembolso económico que hay que asumir; aunque esto repercuta en un menor volumen de ingresos, incluso si por afán ahorrativo no se considerará indispensable su colocación, las normas nos recuerdan que nunca podemos prescindir de ellos.

- **Calidad de servicio:** De poco serviría un suministro a más bajo precio, si por ejemplo, de forma repetitiva se produjeran cortes del mismo. Nos interesa un suministro que mantenga la potencia, la tensión y la frecuencia lo más constante posible, así mismo que se asegure una continuidad en el servicio. todo esto conlleva disponer de aislantes acordes para las tensiones empleadas, secciones de conductores aptas para la intensidad de transporte, unos límites de potencias máximas para los alternadores, y de una infraestructura de instalaciones que permitan el flujo de potencia deseado sin sobresaltos.
- **Economía de servicio:** Una vez se han cubierto las necesidades de seguridad, y de calidad de servicio, entonces (y nunca antes), se procederá al despacho económico.
- **En la generación de origen exclusivamente térmico:** Se calcula el reparto de cargas suponiendo que las unidades seleccionadas pueden atender cualquier demanda de potencia, dentro de los límites permitidos para cada unidad. el despacho económico se puede realizar con intervalos de pocos minutos suponiendo que la demanda de potencia se mantiene constante durante cada intervalo.
- **En la generación de origen hidráulico:** Será necesario considerar la disponibilidad de agua para generación en cada central durante el intervalo para el que se realiza el estudio; el proceso de optimización será dinámico y tendrá en cuenta la evolución de la demanda de potencia con el tiempo, de forma que la potencia asignada a cada central para satisfacer la demanda de potencia total no requiera una cantidad de agua superior a la disponible para generación de energía eléctrica.

En el funcionamiento de un sistema eléctrico se debe asegurar la máxima calidad y continuidad en el servicio con un mínimo costo; para conseguir tales fines son necesarias una serie de operaciones de medida, análisis y control, entre los que se encuentra el despacho económico.

## 2.6.2. El Perseo

El Perseo es un modelo matemático y computacional que se elaboró con el objeto de resolver las limitaciones de los modelos utilizados, con anterioridad a la existencia del SEIN, los cuales no se consideraban adecuados para representar las complejidades del sistema hidrotérmico nacional.

### 2.6.2.1. Esquema funcional del modelo

En la Figura 2.11, se muestra el esquema funcional del modelo. Como se aprecia el primer nivel corresponde a la lectura de los archivos de datos, los cuales contienen toda la información relevante que se requiere para representar el sistema energético y eléctrico en el modelo matemático de planificación de la operación hidrotérmica.

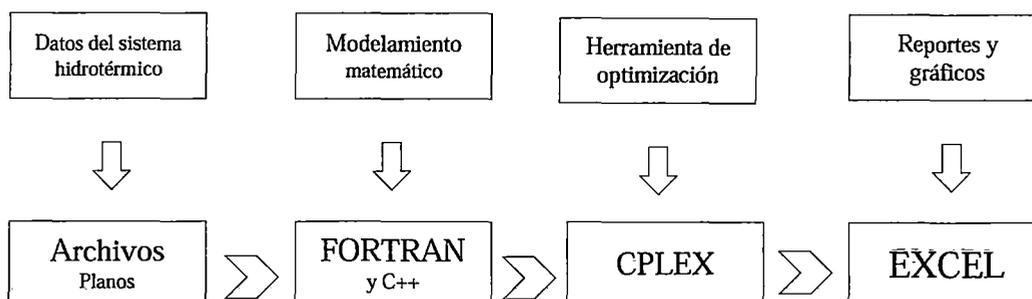


Figura 2.11 Esquema funcional del modelo del PERSEO

*Fuente: OSINERGMIN*

Para efectuar la formulación matemática se han implementado en fortran y C++, un conjunto de rutinas que traducen los datos ingresados en las ecuaciones matemáticas correspondientes.

Una vez efectuado el modelamiento matemático se realiza la llamada a la herramienta de optimización, que en este caso, corresponde al optimizador Cplex. Este optimizador, se encarga de obtener la solución óptima de mínimo costo para cada una de las secuencias hidrológicas evaluadas, para ello dispone de varias técnicas de optimización lineal.

Finalmente, de acuerdo con las opciones de impresión definidas en el archivo correspondiente se generan los reportes con un formato compatible con el Excel.

De acuerdo con los parámetros especificados, y tal como se muestra en la Figura 2.12 siguiente, existen diversas opciones para representar a la red de transmisión eléctrica. En el caso de considerar las pérdidas de transmisión, el modelo dispone de un proceso iterativo de convergencia. Es importante señalar que el problema matemático tiene en gran medida la estructura de un flujo en redes; sin embargo, las ecuaciones que representan al flujo DC constituyen restricciones adicionales que no tienen la estructura de grafos mencionada. Por este motivo, el desempeño de los algoritmos para alcanzar la solución óptima depende en gran medida del tamaño de la red de transmisión que se desea modelar.

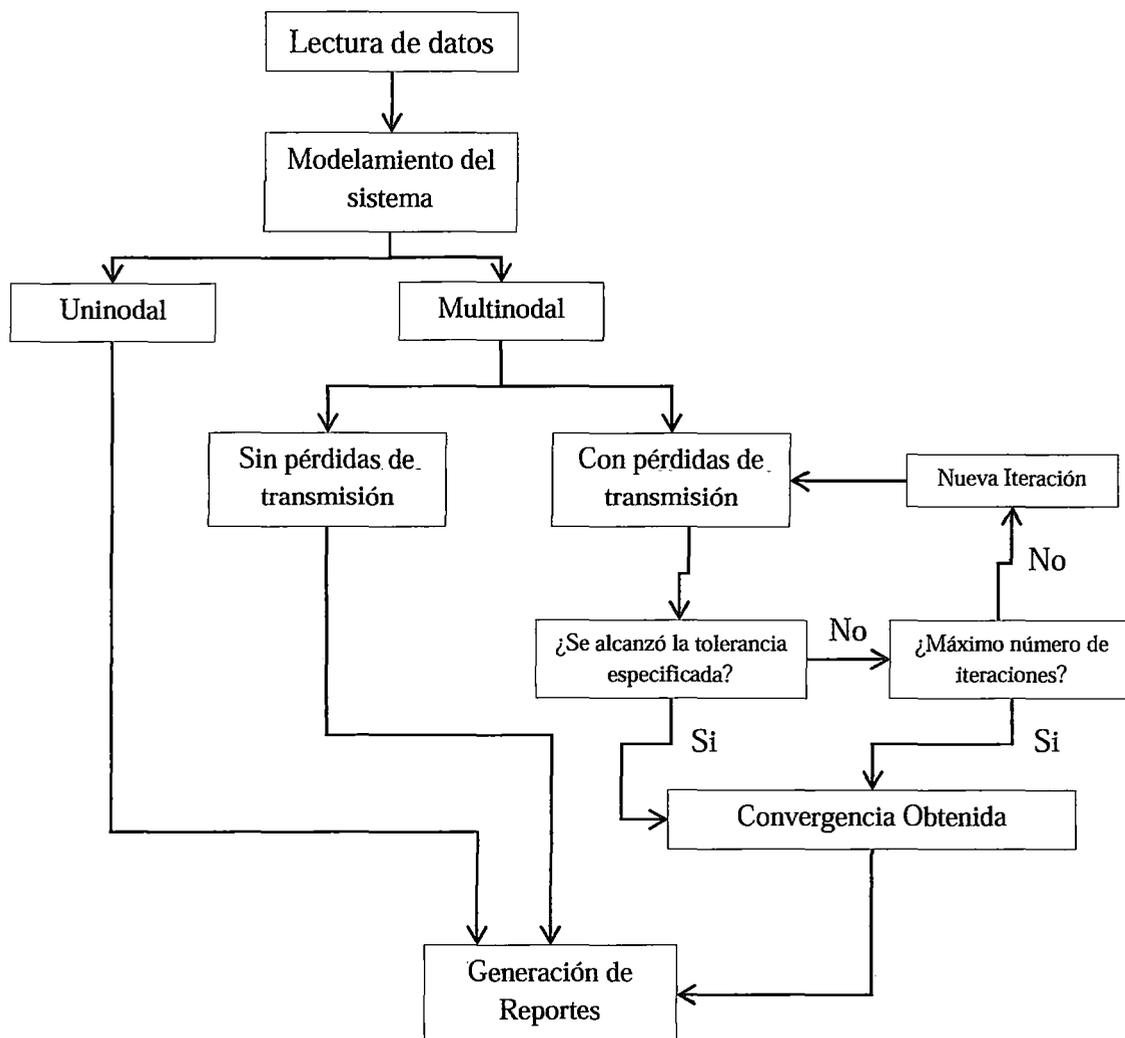


Figura 2.12 Opciones de modelamiento de la red

Fuente: OSINERGMIN

### 2.6.3. Aspectos económicos en la determinación del margen de reserva requerido

Determinar objetiva y analíticamente, el valor económico que mejor se adecue a la RRE requerida para RPF es un tema que a la fecha no se ha justificado completamente. Se puede llegar a indicar que no existe un procedimiento práctico, formal, objetivo y realizable que justifique claramente la derivación del nivel económicamente óptimo de reserva requerida para un sistema. En la práctica, ha sido más la experiencia técnica de la industria la que ha dominado la determinación de la RRE para RPF.

En principio la determinación de la RRE destinada a la RPF debe incluir, además de las consideraciones técnicas, las económicas; el nivel adecuado de reserva que corresponde en teoría, al punto en el cual, el costo marginal de proveer un incremento de reserva igual a la utilidad marginal de la demanda de tener dicho servicio. En términos de costos corresponde al punto en el que se minimiza el costo total, representado en el costo de proveer el servicio más el beneficio, costo

de la ENS para la demanda de tener dicho servicio como se observa en la Figura 2.13.

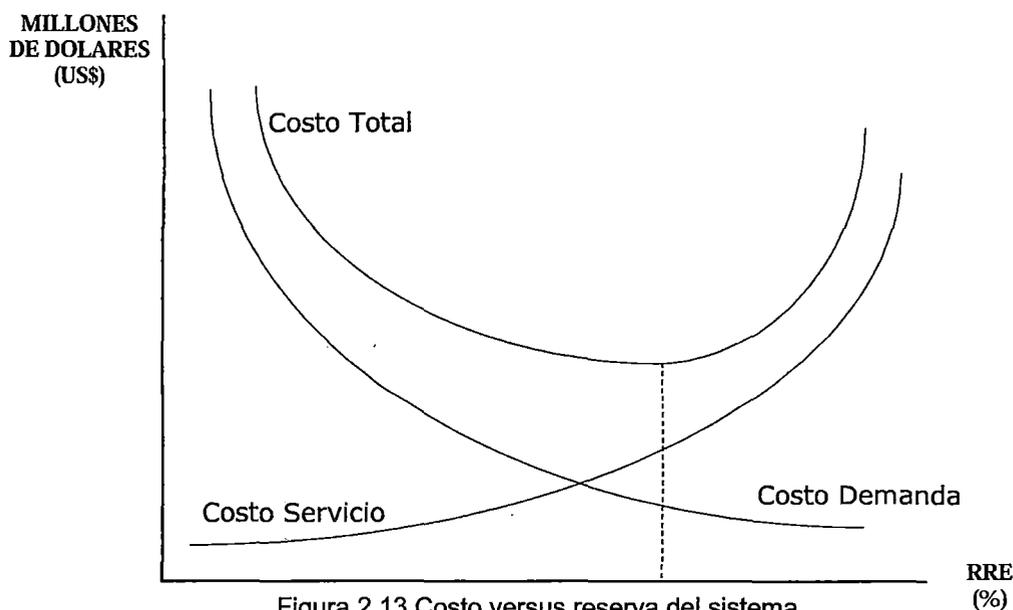


Figura 2.13 Costo versus reserva del sistema

Fuente: *Expertos en mercados XM*, Estudio de la Reserva Rotante y la Regulación de Frecuencia en el SEIN

El costo del servicio de RPF está representado en el costo y/o el pago para los suministradores del mismo. Este costo puede ser un valor administrado, o corresponder a una declaración de costos, o, provenir de la oferta de precio por parte de los proveedores del servicio.

En algunos sistemas se ha incluido en la remuneración de la RRE, la pérdida de oportunidad por no generar o la disminución de la eficiencia por operar en un punto de menor rendimiento, entre otros.

El costo para la demanda corresponde a la utilidad o los costos evitados por obtener un determinado nivel de regulación de frecuencia, ya sea por mal funcionamiento, por deterioro de la calidad de la frecuencia o por cortes del suministro de energía. En la práctica es un tema de la mayor dificultad, ya que la demanda no revela estos costos, por lo que los análisis usualmente se limitan a estimaciones gruesas de la ENS sin considerar otros costos por deterioro de la calidad de la frecuencia.

La demanda puede ser totalmente pasiva, tomadora de precio con curva no elástica, o para los más liberados; considerar la posibilidad de efectuar ofertas por el servicio de RPF. En este último caso, aparece una gran dificultad dada la naturaleza universal del servicio de frecuencia, no es posible ofrecer un servicio diferencial de frecuencia a distintos usuario según su disposición de pago, ya que hay un gran incentivo a que aparezcan los "free raiders" [12].

### 3. CAPÍTULO III EVALUACIÓN DE LA OPERACIÓN DEL SEIN

#### 3.1. Introducción

El presente capítulo realiza una evaluación del sistema eléctrico peruano, el cual ha presentado en el pasado problemas en la confiabilidad de suministro de energía eléctrica, por tanto ha estado asociado a un margen de reserva de generación reducido en diferentes períodos. El estado, en la búsqueda del aseguramiento del suministro de energía eléctrica se vio en la necesidad de implementar una serie de mecanismos orientados a cumplir dicho fin, mecanismos tales como el reconocimiento de costos adicionales en caso de falta de combustible, licitación de reserva fría, RRE, entre otros. La mayor parte de estos mecanismos implementados no han tenido mayor sustento técnico y/o económico, además en algunos casos, como en la remuneración del pago por concepto de capacidad.

La RRE cumple un papel importante en el aseguramiento del suministro de energía al SEIN, bajo esta consideración un análisis actual de las unidades que son consideradas en la programación diaria de la operación del COES-SINAC en el SEIN, que permite ver la participación de estas en el despacho, comprobando así las potencias disponibles de cada unidad generadora. Posteriormente, se realiza la evaluación de la operación del SEIN para así ver el grado de cumplimiento de la potencia suministrada por cada unidad y del margen de RRE a nivel primario, realizándose un balance entre la potencia programada y la ejecutada de cada una de las unidades que estén asignadas, viendo así, cuánto se han desfasado de la programación del COES-SINAC.

Las fallas y perturbaciones que se puedan producir en el sistema y que estas a su vez requieran de una respuesta por parte de las unidades comprometidas en la RRE, requieren un análisis propio que permita evaluar el grado de impacto que estas producen en el sistema. Cabe resaltar que el análisis realizado, está en función a la estadística de fallas para unidades térmicas e hidráulicas del COES-SINAC, y de esta se determinará la unidad de generación cuya desconexión cause mayor perjuicio al SEIN y sea de mayor frecuencia en el período de tiempo analizado.

#### 3.2. Reserva Rotante de Energía del SEIN

La NTOTR de los sistemas interconectados, determina lo siguiente [1]:

- El numeral 6.1 indica que los servicios complementarios, entre los que se incluyen la reserva rotante y la regulación de frecuencia: corresponde al COES-SINAC proponer los procedimientos técnicos en los que se regula el detalle de los mismos, incluyendo el esquema de remuneración a costos eficientes.
- El numeral 6.1.4 establece la obligatoriedad de los suministradores de los servicios complementarios de disponer de los registros que permitan evaluar la prestación de dichos servicios.

- El numeral 6.2 “RRE”, determina que el COES-SINAC establece el requerimiento de RRE para atender la RPF y RSF. Dicha reserva debe ser definida con criterio de seguridad, a partir del máximo riesgo de falla del sistema que debe considerar el parque generador y el sistema de transmisión.
- El máximo riesgo de falla del sistema es un parámetro externo a partir del cual se determina la RRE requerida, según la tasa de fallas forzada de las unidades de generación, programa MAP-COES-SINAC.
- El numeral 6.2.1 establece que la reserva rotante servirá para atender las necesidades de regulación primaria y secundaria de frecuencia y no se menciona reserva diferente a la regulación primaria y secundaria que no se establece, por ejemplo, reserva rotante para restablecer el servicio de regulación secundaria.
- El numeral 6.3 “regulación de frecuencia” establece que los generadores son los responsables de la regulación de frecuencia, con el objeto de cumplir la calidad de la frecuencia establecida en la norma técnica de calidad de los servicios eléctricos. específicamente los siguientes indicadores:
  - Variaciones sostenidas de frecuencia.
  - Variaciones súbitas de frecuencia.
  - Integral de variaciones diarias de frecuencia.

La NTCSE [13] define los rangos de tolerancia para los anteriores indicadores. Los generadores deben pagar por la mala calidad de la frecuencia una compensación a los usuarios que es determinada en función al tiempo y grado la transgresión.

Si las variaciones sostenidas de frecuencia exceden las tolerancias, el coordinador dispondrá las medidas correctivas necesarias para recuperar la frecuencia. Igualmente, el coordinador controlará en el día la integral de variaciones diarias de frecuencia (error de tiempo).

Los procedimientos técnicos del COES-SINAC se centran en la RPF y no hacen clara diferenciación entre la RPF y la RSF, no obstante estar claramente diferenciados en la NTOTR.

### **3.2.1. Descripción del método aplicado por el COES-SINAC**

La metodología usada por el COES-SINAC es de naturaleza estocástica o determinista, basada en el método PJM que tiene las siguientes consideraciones [14]:

- Utiliza un modelo de dos estados para una unidad generadora, un estado de operación y uno de falla.
- Usa una distribución de fallas de naturaleza exponencial.

Se determina las variables de entrada para el cálculo, las cuales son:

- Índice de riesgo; que es la probabilidad de no satisfacer la demanda en un período de tiempo que está directamente relacionado al nivel de seguridad al cual se le quiere mantener al sistema.
- Lead time; es el horizonte temporal mínimo de planeamiento operativo de corto plazo.
- Tasa de falla ( $\lambda$ ); valor numérico determinado por: (número de fallas)/ (horas. Operación), asignada para cada unidad generadora.
- Capacidad máxima disponible de generación (C), se define para cada unidad generadora del SEIN.

Se calcula la probabilidad de cada unidad de encontrarse en el estado de operación ( $P_1(t)$ ) o en el de falla ( $P_2(t)$ ).

$$P_1(t) = 1 - P_2(t) \quad (3.1)$$

$$P_2(t) = \lambda T = ORR \quad (3.2)$$

Luego se determina mediante un algoritmo recursivo, una tabla de reserva versus falla.

De todas las unidades existentes, seleccionaremos una, y hallamos las probabilidades del estado operativo (que son dos, de operación y de falla) de acuerdo a su capacidad, de la unidad como resultado del algoritmo; para ello tenemos que tener en cuenta lo siguiente:

Para  $X \leq 0$ ,  $P'(X) = 1$ , donde:  $P'(X)$  interacciones de la probabilidad de falla.

Para  $X > 0$ ,  $P'(X) = 0$ , si X no existe; si X existe  $P(X)$  se obtiene del último valor de este.

$$P(X) = (1 - ORR) * P'(X) + (ORR) * P'(X - C); \quad (3.3)$$

Además C es el valor de la capacidad de la unidad que se está añadiendo, ahora la primera unidad, se le añade otra unidad de las que quedan; con estas dos realizamos combinaciones de sus capacidades para sus estados operativos; igual que en el caso anterior con cada combinación hallamos sus probabilidades mediante el algoritmo, sin obviar la consideración anterior.

De la misma forma, se añaden las demás unidades de una en una hasta completar todas las unidades, y con esto, obtener múltiples capacidades con sus respectivas probabilidades, formando así una tabla de reserva y riesgo.

Con esa tabla de dos columnas, buscamos en la columna de probabilidades, el valor igual o inferior más próximo al valor de la variable índice de riesgo.

### 3.2.2. Aplicación de la metodología del COES-SINAC

Para explicar de una manera didáctica la metodología aplicada por el COES-SINAC, se realiza con un sistema de 3 unidades generadoras, con los siguientes datos:

Tabla 3.1 Datos aplicados al modelo del COES-SINAC

Nº Unidad	Capacidad (MW)	Tasa de falla (veces/hrs.op.)
Unidad 1	25	0.04
Unidad 2	25	0.04
Unidad 3	50	0.04

Fuente: COES-SINAC

Índice de riesgo: 0.009

Lead time: 30 minutos (0.5 horas)

- Se calcula las probabilidades de estado de cada unidad, ecuación 3.2:

$$\text{Unidad 1: } P_2(t) = 0.04 * 0.5 = 0.02$$

$$\text{Unidad 2: } P_2(t) = 0.04 * 0.5 = 0.02$$

$$\text{Unidad 3: } P_2(t) = 0.04 * 0.5 = 0.02$$

- Se escoge el número asignado a cada unidad para el orden de ingreso de cada unidad al proceso iterativo:

#### Algoritmo recursivo usado por el COES-SINAC:

$$P(X) = (1 - ORR) * P'(X) + (ORR) * P'(X - C); \quad (3.4)$$

Vale decir que ORR, es lo mismo que  $P_2(t)$  (probabilidad de que se encuentre en el estado de falla).

Y hay que inicializar con la regla:

$$P'(X) = 1.0 \text{ Para } X \leq 0, \text{ y } P'(X) = 0 \text{ para } X > 0.$$

- Paso 1:**

Se selecciona la unidad 1 para empezar, veamos sus estados:

Estado de falla: 0 MW

Estado de operación: 25 MW

$$P(0) = (1-0.02)*P'(0) + (0.02)*P'(0-C)$$

$$P(25) = (1-0.02)*P'(25) + (0.02)*P'(25-C)$$

Aquí la unidad nueva (n1) es de 25 MW, por lo que C =25 MW, quedando así:

$$P(0) = (0.98)*P'(0) + (0.02)*P'(-25)$$

$$P(25) = (0.98)*P'(25) + (0.02)*P'(0);$$

Ahora, según la consideración de la metodología, el único  $p'(x)$ , donde  $x$  es mayor a cero, es  $P'(25)$ , observándose que no hay valor anterior a este, por lo que queda igualado a cero, los demás se igualan a 1, por la otra consideración:

Para  $x \leq 0$ ,  $P'(x) = 1$   
 Ahora quedará del siguiente modo:

$$P(0) = (0.98)*(1.0) + (0.02)*(1.0) = 1.0$$

$$P(25) = (0.98)*(0) + (0.02)*(1.0) = 0.02$$

• **Paso 2:**

Se añade la segunda unidad (unidad 2) y primero se halla las posibles combinaciones de sus capacidades:

Tabla 3.2 Estados de Operación Modelo COES-SINAC

Unidad	Estado 1 (falla)	Estado 2 (operación)
Unidad 1	0	25
Unidad 2	0	25

Fuente: COES-SINAC

- 0+0=0
- 0+25=25
- 25+0=25
- 25+25=50

De eso se obtiene 3 combinaciones diferenciadas, y así se obtiene 3 probabilidades:

$$P(0) = (0.98)*P'(0) + (0.02)*P'(0-25)$$

$$P(25) = (0.98)*P'(25) + (0.02)*P'(25-25)$$

$$P(50) = (0.98)*P'(50) + (0.02)*P'(50-25);$$

Nótese que se mantiene el ORR, de 0.02, debido a que la unidad 2 también tiene esta probabilidad y se debe tener en cuenta que  $P'(50)=0$  y  $P'(25)=0.02$  (tomado del paso anterior). De todas las probabilidades quedarán así:

$$P(0) = (0.98)*(1.0) + (0.02)*(1.0) = 1.0$$

$$P(25) = (0.98)*(0.02) + (0.02)*(1.0) = 0.0396$$

$$P(50) = (0.98)*(0) + (0.02)*(0.02) = 0.0004$$

- **Paso 3:**

Se añade la última unidad (unidad 3) y se halla las posibles combinaciones de la capacidad con las capacidades resultantes del paso anterior.

Tabla 3.3 Combinaciones de las Unidades

Unidad	Estado 1	Estado 2	Estado 3
Unidad 1-2	0	25	50
Unidad 3	0	25	-

Fuente: COES-SINAC

- 0+0=0
- 0+50=50
- 25+0=25
- 25+50=75
- 50+0=50
- 50+50=100

De lo anterior se obtiene 5 combinaciones diferenciadas, por lo que se obtendrá 5 probabilidades:

$$\begin{aligned}
 P(0) &= (0.98) \cdot P'(0) + (0.02) \cdot P'(0-50) \\
 P(25) &= (0.98) \cdot P'(25) + (0.02) \cdot P'(25-50) \\
 P(50) &= (0.98) \cdot P'(50) + (0.02) \cdot P'(50-50) \\
 P(75) &= (0.98) \cdot P'(75) + (0.02) \cdot P'(75-50) \\
 P(100) &= (0.98) \cdot P'(100) + (0.02) \cdot P'(100-50); \\
 P(0) &= (0.98) \cdot (1.0) + (0.02) \cdot (1) = 1.0 \\
 P(25) &= (0.98) \cdot (0.0396) + (0.02) \cdot (1) = 0.058808 \\
 P(50) &= (0.98) \cdot (0.0004) + (0.02) \cdot (1) = 0.020392 \\
 P(75) &= (0.98) \cdot (0) + (0.02) \cdot (0.0396) = 0.000792 \\
 P(100) &= (0.98) \cdot (0) + (0.02) \cdot (0.0004) = 0.000008
 \end{aligned}$$

Con el último paso, creamos nuestra tabla de reserva y riesgo, el cual indica la probabilidad de que repentinamente salga fuera de servicio el nivel de potencia correspondiente o más.

Tabla 3.4 Índices de Riesgo

Reserva [MW]	Riesgo
0	1.0
25	0.058808
50	0.020392
75	0.000792
100	0.000008

Fuente: COES-SINAC

De aquí, buscamos el índice de riesgo que es 0.009, sino está el inferior más próximo, que en este caso corresponde a 0.000792, el cual se relaciona 75 MW; el cual para este ejemplo será el nivel de RRE requerida.

Para el caso del SEIN la actual RRE para la RPF determinada es de 86 MW lo que corresponde a una reserva de 1.7 % en relación a la máxima demanda del SEIN para el 10 de julio de 2012 fue de 5030 MW producido a las 19:00 horas.

### 3.3. Unidades del COES-SINAC asignados a la regulación primaria de frecuencia

El COES-SINAC realiza una asignación de la reserva rotante a ciertas unidades, los cuales son:

Tabla 3.5 Unidades asignadas por el COES-SINAC para la RRE

Unidades Asignadas	Pot. Nominal [MW]	Pot. Programada [MW]
Cahua	43.6	4
Carhuaquero	95	5
Cañon del Pato	246.6	14
Charcani v	145.5	8
Gallito Ciego	34	2
Huasahuasi II	10	1(*)
Huinco	258.4	30(*)
Ilo 2	135	5(*)
Ilo 1 TV3	66	4(*)
Machupicchu	90	5
Malpaso	54.4	5
Mantaro	798	17
Restitucion	210.3	6
San Nicolás TV1	20.2	1(*)
San Gabán II	110	5
Yaupi	108	6
Yuncan	130.2	6

(\*) Asignación ocasional, no se programan constantemente

Fuente: COES-SINAC, IEOD

Estas, son las unidades, que el COES-SINAC considera para la asignación de la RPF, la cual tiene una asignación de 86 MW repartidas a estas unidades de generación en forma proporcional y que deben estar disponibles para suplir cualquier eventualidad del sistema. Se resalta que la disposición de estas unidades es distribuida en todo el SEIN con el objetivo de garantizar una respuesta adecuada ante una contingencia.

Otra característica importante es la de los tiempos de respuesta de estas unidades generadoras que estén dentro de la norma técnica del COES- SINAC.

### 3.4. Análisis de fallas y perturbaciones

El análisis de fallas tiene como finalidad evaluar el impacto de una falla o perturbación, estableciendo el efecto de este sobre el comportamiento dinámico de la frecuencia y los criterios que lo definen y sustentan, al integrar el esquema completo de RPF para mejorar la calidad de suministro y brindar seguridad operativa al SEIN en caso de desbalances generación-demanda provocados por dichos eventos en el sistema.

Para las condiciones operativas evaluadas, si el sistema permanece integrado y cuenta con la RRE para la RPF determinada por el COES-SINAC, en coordinación con los esquemas suplementarios, recupera la frecuencia a la banda de operación en tiempos esperados, mejorando sustancialmente los indicadores de calidad de la frecuencia.

Los sistemas de regulación de frecuencia tienen como objetivo mantener la frecuencia muy cerca de los valores nominales minimizando los tiempos de operación que ponen en riesgo los equipos del sistema y las cargas de los usuarios, garantizando calidad de suministro, los sistemas de regulación de frecuencia se fundamentan en RPF ejercida por los reguladores de velocidad de las unidades de generación.

La NTOTR, establece como servicio complementario la RRE y la RPF en lo correspondiente a la regulación primaria y secundaria. Para el servicio de RPF, el COES-SINAC asigna reserva en algunas unidades del sistema, la cual puede resultar insuficiente para recuperar la frecuencia a valores operativos frente a algunos eventos. Por lo tanto, hasta cuando se definan, complementen e implementen los esquemas de regulación de frecuencia, se ha asignado una etapa del ERACMF, denominada de reposición o restitución de la frecuencia, cuya función consiste en desconectar carga adicional cuando la frecuencia permanece por debajo de 59.1 Hz durante más de 30 s o cuando este supere el umbral de los 59 Hz de manera instantánea.

Para efectos de la evaluación del comportamiento dinámico de la frecuencia del SEIN se realiza la simulación de fallas registradas en la operación ante la salida intempestiva de unidades de generación verificación de los resultados con los registros de operación, considerando el modelo unifilar del SEIN (suministrado por el COES-SINAC y aplicado al sistema actual) [9].

El análisis y evaluación del comportamiento de la frecuencia del sistema se realizará en base a fallas de mayor probabilidad de ocurrencia de los años 2010, 2011 y 2012, se considera este período de análisis para las fallas puesto que es una muestra representativa del sistema, que refleja el comportamiento del SEIN en los últimos años y muestra los puntos más sensibles del SEIN.

Se usará también condiciones normales de operación en los períodos hidrológicos de avenida y estiaje, para los bloques de carga de máxima y mínima, y simulando un conjunto de contingencias factibles. De las contingencias analizadas, algunas

servirán para evaluar el comportamiento de la frecuencia en condiciones de operación.

### 3.4.1. Consideraciones para el análisis de fallas y perturbaciones

El comportamiento dinámico de la frecuencia del SEIN se obtiene mediante el análisis de fallas registradas en la operación ante la salida intempestiva de unidades de generación y/o de líneas de transmisión. Se compara y verifica los resultados con los registros de operación. Estos resultados permiten ajustar el modelo de análisis eléctrico en términos de modelo de la carga y respuesta esperada de la RPF en función de la RRE y la velocidad de respuesta de las unidades. Adicionalmente, permite identificar la presencia de oscilaciones de potencia que deben ser caracterizadas.

La NTCSE establece que la frecuencia normal es  $60.0 \pm 0.36$  Hz, tolerando excursiones súbitas entre 59 y 61 Hz, que deben ser corregidas en el término de 1 minuto.

Por lo tanto, la calidad del suministro desde el punto de vista de la frecuencia se evalúa por la transgresión a las tolerancias indicadas, que para el caso de variaciones sostenidas expresadas como porcentaje de la frecuencia nominal del SEIN no deben superar el 0.6% en períodos de 15 minutos, y que para el caso de las VSF no deben superar la franja de 1 Hz, alrededor de los 60 Hz en mediciones con intervalos de un minuto. Ambos indicadores se definen en función de la frecuencia instantánea. Las variaciones súbitas de frecuencia se calculan como la raíz cuadrada de la integral de la frecuencia instantánea al cuadrado, en un minuto, menos la frecuencia nominal, con resultado en Hz.

El COES-SINAC realiza el cálculo de las tasas de falla de las unidades de generación tanto térmicas e hidráulicas, con las siguientes consideraciones:

$$TF = \frac{NF}{HS} * 8760 \quad (3.5)$$

Dónde:

*TF* : Tasa de fallas

*NF* : Número de fallas

*HS* : Horas de servicio

*P*: Período de evaluación

Para realizar una adecuada selección de las fallas que estén sean significativas al sistema eléctrico permitiendo un análisis del comportamiento de la frecuencia, se toma en cuenta la estadística de fallas de los años 2011 [17], 2010 [16] y 2009 [15]; así como, la capacidad de generación de estas unidades como se observa en las tablas siguientes:

Tabla 3.6 Fallas de unidades de generación térmicas del SEIN

Tasa de Fallas de Unidades Térmicas								
Empresa	Central	Unidad	a diciembre de 2011		a diciembre de 2010		a diciembre de 2009	
			Id. For. (%)	Id. Prog. (%)	Id. For. (%)	Id. Prog. (%)	Id. For. (%)	Id. Prog. (%)
Edegel	Santa Rosa	UTI-5	0.21	12.49	1	0	1.64	5.4
		UTI-6	0.97	2.68	1.57	0	2.11	22.14
		WTG-7	0.58	1.09	0.03	0	0.24	0.46
		TG-8	-	-	3.05	6.25	3.07	6.1
	Ventanilla	TG-3	0	0	-	-	-	-
		TG-4	0	0	-	-	-	-
		Tg-8	1.7	6.66	-	-	-	-
	Ventanilla	TG-3						
TG4		0.45	2.72	1.3	6.07	2.06	15.82	
Kallpa	Kallpa	C. comb. TG-1	0.46	8.69	0.47	2.73	0.13	2.19
		TG-2	0.28	2.19	1.18	7.1	2.77	8.24
		TG-3	1.85	0.55	3.18	6.26	-	-

Fuente: COES-SINAC, Memoria Anual

Tabla 3.7 Fallas de unidades de generación hidráulicas del SEIN

Número de fallas unidades hidráulicas					
Empresa	Ubicación	Unidad	A dic .de 2011	A dic. de 2010	A dic. de 2009
			total	total	total
Electroperu	C.H. Mantaro	G1	4	1	3
		G2	1	1	0
		G3	0	2	1
		G4	2	1	4
		G5	2	4	2
		G6	0	1	0
		G7	0	2	0
	C.H. Restitución	G1	2	1	1
		G2	1	0	1
		G3	1	1	0
Egasa	C.H. Charcani V	G1	6	3	1
		G2	17	1	0
		G3	8	0	0
San Gabán	C.H. Chilina V	TV3	3	3	9
		C.H. San Gabán II	G1	5	1
			G2	2	7

Fuente: COES-SINAC, Memoria Anual

Para el caso de generación y las líneas de interconexión del SEIN en las zonas consideradas centro, norte y sur como se observa en la siguiente figura:

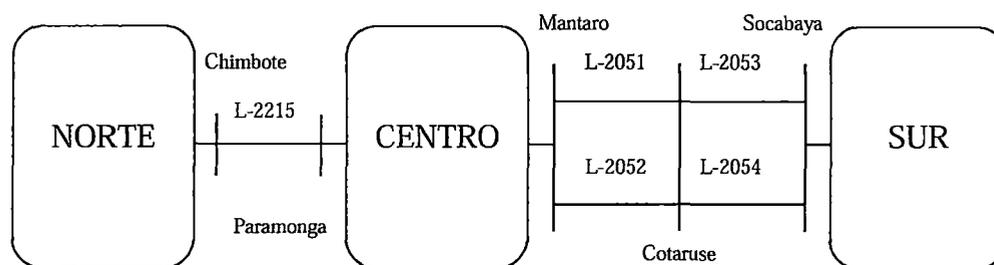


Figura 3.1 Líneas de interconexión del SEIN.

Fuente: COES-SINAC

Las líneas a ser analizadas serán:

Tabla 3.8 Líneas de interconexión del SEIN

Área	Subestación	Línea
Norte – Centro	Chimbote – Paramonga	L-2215
Centro - Sur	Mantaro – Cotaruse	L-2051 y L-2052
Centro - Sur	Cotaruse - Socabaya	L-2053 y L-2054

Fuente: COES-SINAC

Por lo que, las fallas a analizarse serán las siguientes:

- Desconexión de las líneas de interconexión 2051, 2052, 2053 y 2054.
- Desconexión de la unidad de generación de la central térmica Kallpa.
- Desconexión de la unidad de generación de la central térmica Ventanilla.
- Desconexión de la unidad de generación de la central hidráulica Mantaro.
- Desconexión de la unidad de generación de la central hidráulica San Gabán.
- Desconexión de la unidad de generación de la central hidráulica Charcani v.

**Desconexión de las líneas L-2051 y L-2052 (Campo Armiño – Cotaruse) de 220 kv del 28 de marzo de 2012 [18]**

La desconexión de las líneas L-2051 y L-2052 se produjo debido a fallas monofásicas en las fases “S” de ambas líneas. Las fallas fueron originadas por descarga atmosférica, registrada a 24 km. de la subestación Cotaruse, según lo informado por la empresa propietaria de estas líneas (Consortio Transmantaro S.A.). En el momento de la desconexión, el flujo por el enlace Mantaro – Socabaya era de 329.74 MW, medido en la subestación Socabaya.

Como consecuencia de la desconexión el área sur quedó aislada del SEIN, produciéndose en el área aislada, la activación del esquema de rechazo automático de carga por mínima frecuencia, rechazándose 282.011 MW.

Así mismo, desconectaron las unidades G1 y G2 de la central hidroeléctrica San Gabán II por la actuación de su protección de sobre corriente de campo de las unidades de generación, como consecuencia se interrumpieron los suministros a las subestaciones de Mazuko y Puerto Maldonado con un total de 7.78 MW.

Durante la caída gradual de la frecuencia del área sur, se registraron las desconexiones de las líneas L-2030 (Puno-Moquegua) de 220 kv, L-2025/L-2026 (Moquegua - Socabaya) de 220 kv y la línea L-1008 (Callalli – Tintaya) de 138 kv. Como consecuencia se formó el sistema aislado sur este y colapsó.

El área formada por las subestaciones de Callalli, Santuario, Socabaya y los héroes, interrumpiéndose un total de 197.29 MW.

En el área Centro- Norte, la frecuencia se incrementó hasta 61.13 Hz, provocando la activación del esquema de desconexión automática de generación por sobre frecuencia, desconectando la unidad tg1 de la central térmica de Aguatía con 85 MW de generación.

A las 15:51 sincronizó la C.H. Charcani V con el área Centro – Norte en la subestación Socabaya. A las 16:09 se sincronizó el área Ilo 1 con el SEIN. A las 16:14 se sincronizó el área sur este con el SEIN a través de la línea 1008 en la subestación Callalli.

#### ***Desconexión de las líneas L-2053 y L-2054 (Cotaruse - Socabaya) de 220 kv de marzo de 2012 [19]***

Desconexión de las líneas L-2053/L-2054 (Cotaruse – Socabaya) de 220 kv debido a fallas bifásicas simultáneas a tierra en las fases “R” y “S” de las líneas L-2053 y fases “R” y “T” de la línea L-2054. Según lo informado por la empresa propietaria de las líneas (Consortio Transmantaro S.A.), el origen de las fallas habrían sido probablemente por las descargas atmosféricas.

Las fallas se registraron a 209 km de la subestación Socabaya, cuando el flujo por las líneas L-2053/L-2054 era de 427 MW medido en la subestación Socabaya.

Luego de la desconexión de las líneas el área sur quedó aislada del SEIN, presentándose en el área centro-norte, un incremento de frecuencia que llegó hasta 61,676 Hz, por lo que se activó en esquema de desconexión automática de generación por sobre frecuencia, desconectando las unidades G4 de la central hidroeléctrica Callahuanca, G1 y G2 de la central hidroeléctrica restitución y TG2 de la central térmica Aguaytía por protecciones propias.

En forma simultánea, en el área sur se presentaron oscilaciones de potencia con pérdida de estabilidad transitoria, registrándose diferentes frecuencias entre las subestaciones de la misma área. Durante las oscilaciones con pérdida de sincronismo, se registraron las desconexiones de las líneas L-2030 (Puno – Moquegua) de 220 kv, L-2026 (Socabaya – Moquegua) de 220 kv y L-1008 (Callalli – Tintaya) de 138 kv, formándose las áreas aislada sur oeste y sur este.

La frecuencia en el área sur oeste disminuyó por debajo de los 59 Hz, interrumpiéndose 242,80 MW de carga por la activación del esquema de rechazo automático de carga por mínima frecuencia. Sin embargo, este rechazo no fue suficiente para evitar la caída de la frecuencia y en consecuencia colapsó el área sur oeste, interrumpiéndose 394,28 MW de carga. El área sur este se mantuvo operando, con valores de frecuencia alrededor de 61 Hz.

Además, en la subestación Azángaro desconectó el transformador T79-162, propiedad de la empresa Red de Energía del Perú, por actuación de su protección de sobretensión del devanado de 22,9 Kv. Como consecuencia se interrumpió 6,15 MW de carga. Así mismo, se registró la disminución de 23,23 MW de carga del usuario libre INCASAC.

A las 15:57, se sincronizó la central hidroeléctrica de Charcani V con el área Centro- Norte a través del cierre del interruptor de la línea L-2053 en la subestación Socabaya. A las 16:18 se sincronizó el sistema aislado sur este con el SEIN, a través de la línea L-1008 (Callalli – Tintaya) de 138 kv. A las 17:09 se sincronizó el sistema aislado Ilo 1 con el SEIN, a través del transformador 220/138 kv de la subestación Moquegua.

#### ***Desconexión de la unidad TG2 de la central térmica de Kallpa del 22 de junio de 2011 [20]***

Desconectó la unidad TG2 de la central térmica de Kallpa con 183 MW debido a una falla en el circuito de la bobina de disparo del interruptor de dicha unidad, la cual fue originada por la humedad en los bornes del relé de supervisión de disparo, de acuerdo a lo informado por la empresa Kallpa Generación S.A., propietaria de la unidad.

Como consecuencia de la pérdida de 183 MW de generación, la frecuencia en el SEIN disminuyó desde 59,786 Hz hasta 58,996 Hz. la disminución de la frecuencia activó el esquema de rechazo automático de carga por mínima frecuencia, rechazando un total de 77,99 MW de carga.

A las 23:20 el centro de control del COES-SINAC inició la recuperación gradual de las cargas rechazadas.

A las 23:20 el centro de control de Kallpa coordinó con el COES-SINAC la conexión de la unidad TG2 por prueba de sincronización y disparo de interruptor 52. A las 23:45 en centro de control de Kallpa informó la disponibilidad de la unidad TG2 de Kallpa y entró en servicio a las 23:46.

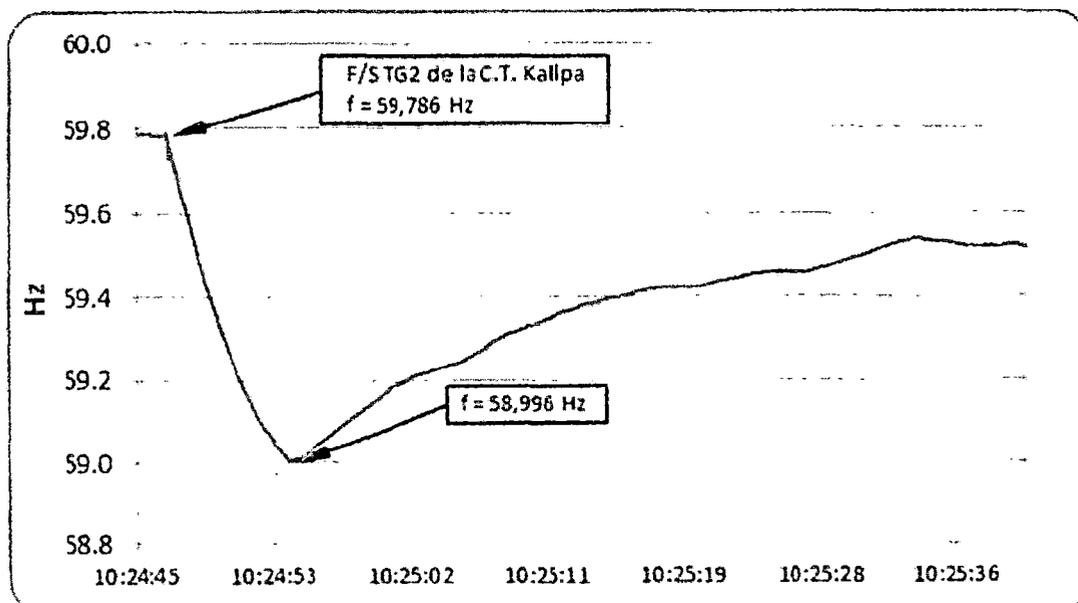


Figura 3.2 Frecuencia del SEIN

Fuente: COES-SINAC [20]

### **Desconexión de la unidad TG3 de la central térmica de Ventanilla del 28 de enero de 2012 [21]**

Desconexión de la unidad TG3 de la central térmica de Ventanilla a las 8:25 con 87 MW, actuando la protección de alto valor de spread, como consecuencia la frecuencia del SEIN disminuyó de 59,266 Hz a 58,996 Hz, activándose el esquema de rechazo automático de carga por mínima frecuencia y rechazando un total de 115,958 MW.

A las 08:42, la unidad TG3 de la central térmica de Kallpa (200 MW) falló durante la secuencia de arranque y sincronización de la unidad (interruptor de campo y sincronizador) agravando el estado de emergencia el SEIN.

A las 09:23, la frecuencia del SEIN disminuyó a 59,021 Hz debido al incremento de la demanda del SEIN, activándose el esquema de rechazo automático de carga por mínima frecuencia.

A las 09:27, se desconectó la unidad TG4 de la central térmica Malacas con 87,2 MW por falla cuya causa se investiga, como consecuencia la frecuencia del SEIN disminuyó a 59,85 Hz a 59,016 Hz, no hubo actuación del esquema de rechazo automático de carga por mínima frecuencia.

A las 09:29 y a las 09:30 se produjo nuevamente la disminución de frecuencia, lo que activo el esquema de rechazo automático de carga por mínima frecuencia.

A las 09:32 se sincronizó la unidad TG3 de la central térmica de Kallpa con lo que se inició la normalización de la frecuencia en el SEIN.

### ***Desconexión de la unidad TG7 de la central térmica Santa Rosa del 02 de marzo de 2012 [22]***

Desconecto la unidad TG7 de la central térmica Santa Rosa, por la actuación de su protección de baja presión de combustible en la situación de la bomba principal, cuando se encontraba operando con combustible Diesel 2. La unidad, en el momento de la desconexión generaba 112 MW.

Como consecuencia de la pérdida de generación, la frecuencia en el SEIN disminuyó de 60,095 Hz a 59,250 Hz a las 21:42, la frecuencia en el SEIN disminuyó a 59,028 Hz, activándose la séptima etapa del esquema de rechazo automático de carga por mínima frecuencia interrumpiendo 60,287 MW de carga.

A las 21:50 el centro de control del COES-SINAC inicio las coordinaciones para la normalización de los suministros interrumpidos.

A las 19:03 del 03 de marzo del 2012 el centro de control de Edegel declaró disponible la unidad TG7 de la central térmica Santa Rosa, luego de su mantenimiento respectivo.

### ***Disminución de generación de la central hidráulica Mantaro del 13 de febrero de 2012 [23]***

Se produjo la disminución de generación de la central hidroeléctrica Mantaro de propiedad de la empresa de electricidad del Perú, de 500 MW a 400 MW, con la finalidad de disminuir la brecha entre el nivel de embalse y el nivel del pozo de aireación de la obra de toma, a consecuencia de la obstrucción de la rejilla de ingreso al túnel de la presa Tablachaca.

La obstrucción de la rejilla de ingreso al túnel de la presa de Tablachaca fue debido a la alta concentración de sólidos en suspensión por el aumento atípico del caudal del río Mantaro (983 m<sup>3</sup>/s), poniendo en riesgo el desprendimiento de la rejilla y consecuencias perjudiciales para la central hidroeléctrica Mantaro.

A las 19:18 nuevamente disminuyó la generación de la central hidroeléctrica de Mantaro, en coordinación con el centro de control del COES-SINAC, desde 400 MW a 333 MW, debido a la alta concentración de sólidos en suspensión.

Como consecuencia la frecuencia del SEIN nuevamente disminuyó hasta 59,083 Hz pero no se activó el esquema de rechazo automático de carga por mínima frecuencia.

### **Desconexión de la unidad G2 de la central hidráulica San Gabán II del 08 de febrero de 2012 [24]**

La unidad G2 de la central hidroeléctrica San Gabán II y la línea L-1013 (San Gabán II – San Rafael) de 138 kv desconectaron por la actuación de la protección paro rápido (86R) de la unidad G2. De acuerdo a lo informado por la empresa San Gabán, propietaria de la instalación, la operación de la protección se produjo por la desconexión de los servicios auxiliares de la unidad de generación.

Como consecuencia, la frecuencia del SEIN descendió de 59,850 Hz a 59,576 Hz. Así mismo, desconectó la línea L-1014 (San Gabán – Mazuco) de 138 kv, interrumpiéndose el suministro a las subestaciones de Mázuco y Puerto Maldonado, en total 9,30 MW.

A las 19:12, sincronizó la unidad G2 de la Central Hidroeléctrica San Gabán II y se procedió a recuperar el total de la carga interrumpida en la zona.

### **3.5. Análisis de la ejecución de la reserva rotante de energía**

Para realizar el análisis de la ejecución de la RRE para la RPF por parte de las unidades que están programadas, se realiza un análisis de los informes diarios emitidos por el COES-SINAC, de lo que se obtuvo el siguiente cuadro resumen:

Tabla 3.9 Asignación de reserva primaria en el SEIN

<b>Unidades Asignadas</b>	<b>Pot. Programada [MW]</b>	<b>Pot. Ejecutado [MW]</b>
Cahua	4	6
Carhuaquero	5	8
Cañon del Pato	14	30
Charcani V	8	10
Gallito ciego	2	6
Huasahuasi I	2	2
Huinco	30(*)	50
Ilo 2	5(*)	65
Ilo 1 tv3	4(*)	45
Machupicchu	5	6
Malpaso	5	14
Mantaro	17	19
Restitucion	6	9
San Nicolás TV1	1(*)	2
San Gabán II	5	5
Yaupi	6	14
Yuncan	6	10

Fuente: COES-SINAC, IEOD - PDO

De la tabla anterior se concluye que el COES-SINAC programa 86 MW para la RPF y que según los programas ejecutados por cada central dan un total de 301 MW existiendo una sobre ejecución de 215 MW, lo que origina pérdidas en el SEIN, dejando de suministrar esta cantidad de energía al sistema, influenciando en el despacho, puesto que esta energía queda indisponible para ser programada.

Esta sobre ejecución produce un sobre costo en la programación para el despacho en el SEIN, ya que la energía que no está siendo generada ese instante ya no podrá volver a recuperarse o disponerse de ella, dada la característica del mercado eléctrico, si esta energía no es programada para el despacho, la energía que deja de suministrarse debe ser compensada por otras unidades que cubran este déficit de energía y las unidades que cubran el déficit de energía tienen un costo mayor de operación lo que produciendo un mayor costo de operación.

## **4. CAPÍTULO IV ELABORACIÓN DEL MÉTODO PARA LA DETERMINACIÓN DE LA RESERVA ROTANTE DE ENERGÍA**

### **4.1. Introducción**

La RRE dota de una mayor confiabilidad a los sistemas eléctricos, por lo que su determinación es de gran importancia; el hallar un adecuado valor de la RRE garantiza el cumplimiento de los lineamientos del despacho energético preparando al sistema para afrontar fallas y perturbaciones de manera casi instantánea en diferentes países se determina la RRE usando diferentes metodologías que se adapten adecuadamente a su mercado eléctrico, los mercados eléctricos parecidos al peruano, permiten identificar las características que debe tener la metodología que será aplicada al SEIN y así garantizar que los criterios usados serán los más indicados y se acomoden mejor brindando resultados confiables.

Los mercados eléctricos de Chile, España y Uruguay son aquellos que se adaptan mejor a la realidad peruana. Estas metodologías y procedimientos aplicados en estos países permitirán analizar qué criterios son los adaptables al SEIN. Por lo que una metodología que se basa en criterios probabilísticos y deterministas, será la más conveniente en el SEIN manteniendo un balance energético, seguridad del equipamiento eléctrico, costos más bajos, etc.

La obtención de los costos de mantener la RRE y los costos de la ENS, se realizan en base a estadísticas de fallas del sistema, simulaciones del comportamiento del sistema para el año de estudio, y criterios de la NTOTR, en base a estos costos se puede determinar de manera adecuada el mejor valor de RRE que brindará al SEIN la confiabilidad necesaria para soportar diferentes fallas y perturbaciones haciendo al sistema más robusto.

### **4.2. Modelos de aplicación de la reserva rotante de energía a nivel internacional**

#### **4.2.1. Metodología chilena**

##### **4.2.1.1. Mercado eléctrico chileno [25]**

El sector de la generación del mercado de Chile, se caracteriza por la separación de la operación del sistema con el mercado de los contratos; esta característica se observa en la mayoría de los mercados eléctricos competitivos existentes, presentándose principalmente dos corrientes: la de establecer un despacho según los costos variables de generación y la de hacer ofertas de precios y despachar sobre la base de estas, la primera de estas corrientes es la que se utiliza en el mercado de Chile.

El mercado eléctrico de Chile está formado por seis áreas o sistemas eléctricos de potencia:

- Sistema interconectado central
- Sistema interconectado del norte grande
- Sistema AYSÉN
- Sistema puerto natales
- Sistema punta arenas
- Sistema puerto porvenir

La capacidad de generación en Chile el año 2008 fue de 12, 646.34 MW el mayor aporte lo realiza el sistema interconectado central con 8, 904.00 MW en segunda instancia el sistema interconectado del norte grande con 3, 641.5 MW y el resto lo es aportado por los 4 sistemas restantes.

#### **4.2.1.2. Metodología [25]**

La metodología de Chile está establecida de acuerdo a un marco general definido en la norma técnica del mismo país, donde la gestión de reservas debe seguir un criterio de minimización del costo esperado total de operación (costo marginal promedio proyectado) más la falla de corta duración. Para tal criterio, se utiliza un método de enumeración de casos, para lo cual, se consideran sensibilidades (porcentajes de aporte) de reserva para RPF y RSF, para cada uno de los escenarios de disponibilidad de unidades y de combustibles, determinándose en cada caso el costo total esperado.

El costo de operación se obtiene en forma coherente con la modalidad de programación actual, utilizando para ello un programa de propósitos específicos. Así, para determinar la programación resultante asociada a cada caso, correspondiente a un par específico (reserva para RPF y reserva para RSF), se sigue el siguiente algoritmo general:

- Tomando como base la modalidad actual de programación, en la cual todas las unidades participan en la RPF, el monto de reserva mínimo se obtiene prescindiendo de la participación de unidades en la RPF, en orden de mérito considerando las unidades de menor costo variable presentes en el despacho. De esta manera, las unidades que participan en la RPF son programadas considerando su potencia de despacho máxima para preservar la RPF; y a su vez, aquellas unidades donde se ha decidido prescindir de su aporte a la RPF, correspondientes a las de menor costo variable, son programadas considerando su potencia máxima nominal.
- El requerimiento de RPF se incorpora como una restricción a la programación, dicha reserva puede ser aportada por unidades en giro, o en unidades en giro más unidades detenidas de partida rápida, según sea el caso de análisis, en este caso, la programación resultante considera la incorporación de unidades en el despacho, en caso que se requiera, hasta que se verifica el cumplimiento del requerimiento en cuestión.

El costo de déficit de corta duración se obtiene evaluando el efecto de la desconexión de unidades en la ENS esperada, de acuerdo al resultado de la programación a mínimo costo de operación. El algoritmo general considera los siguientes pasos, para cada bloque horario de programación:

- Se determina la potencia neta de la unidad que se desconecta, la compensación proveniente de la acción de la RPF en las n-1 unidades restantes, y el monto de carga desconectado asociado con la operación del EDAC por subfrecuencia.
- Se determina la curva de oferta de potencia por acción de la RSF, considerando la suma de: La acción de toma de carga en las n-1 unidades despachadas, la acción de partida y toma de carga en las unidades detenidas disponibles, y la normalización de la unidad desconectada.
- Se determina el tiempo de recuperación del déficit de generación, intersectando el déficit de generación, por déficit con la curva de oferta.
- Se determina la ENS como la diferencia entre el área definida por el déficit de potencia y el tiempo de recuperación, y el área contenida en la curva de oferta hasta el instante en que se verifica la recuperación.
- Finalmente, se determina el CFCD asociado con la operación del EDAC por subfrecuencia, multiplicando la ENS obtenida previamente por su respectiva tasa de falla y por el CFCD unitario.

La gestión óptima de reservas para RPF y RSF se obtiene de la suma ponderada (según una priorización de criterios económicos y de seguridad) del costo total de operación más déficit de corta duración de cada escenario, considerando la presencia esperada del escenario en el horizonte de evaluación.

## **4.2.2. Metodología española**

### **4.2.2.1. Mercado eléctrico español [26]**

El mercado de producción de energía eléctrica en España se organiza en torno a una secuencia de subastas y de procesos técnicos de operación del sistema (mercado diario, mercados interdiarios, resolución de restricciones técnicas, servicios complementarios y gestión de desvíos). La participación en estos mercados no es obligatoria si se ha contratado previamente de forma bilateral la energía.

El mercado diario concentra la mayor parte de las transacciones. En él, participan como agentes del mercado los titulares de las unidades de generación, los autoprodutores con su energía excedentaria, los agentes externos, los distribuidores, los comercializadores, y los consumidores cualificados. Para cada tramo horario del día previo a la entrega física de la electricidad, los agentes

presentan ofertas de venta y de compra de electricidad al OMEL. Las ofertas de venta o compra especifican el precio mínimo o máximo, respectivamente, al cual están dispuestos a vender o adquirir las cantidades ofertadas. Las ofertas pueden incluir hasta un total de 25 pares de precios y cantidades, siendo las ofertas de venta crecientes y las compras decrecientes. Además, las ofertas de venta pueden incluir una serie de condiciones complejas, tales como la condición de indivisibilidad, el gradiente de carga, la condición de ingresos mínimos o de parada programada.

OMEL es responsable del balance entre la oferta y demanda, según un criterio de preferencia económica, ordenando de menor a mayor el precio de las ofertas de venta y en orden inverso las de compra. Las ofertas de venta cuyo precio resulte inferior al mayor precio aceptado (el denominado precio marginal del sistema), así como las ofertas de compra con un precio superior, son comprometidas en la programación para el despacho eléctrico del día. Todas las ofertas de venta comprometidas son remuneradas al precio marginal del sistema, precio que también han pagado las ofertas de compra casadas. Este tipo de subasta se denomina subasta de precios uniformes, porque todas las unidades casadas reciben (del lado de la oferta) y pagan (del lado de la demanda) un precio uniforme, el que corresponde a la oferta marginal, independientemente de los precios que cada una de ellas haya ofertado.

OMEL incorpora al compromiso de despacho del mercado diario los contratos bilaterales físicos, así como la producción de las unidades en régimen especial que no hayan sido ofertadas en el mercado. A su vez, el operador del sistema de la REE estudia la viabilidad técnica del despacho económico para garantizar la estabilidad del sistema y, en su caso, procede a solucionar las restricciones técnicas. Hasta la entrada en vigor del real, la REE retira e incorpora la potencia necesaria para solventar las restricciones siguiendo un orden de preferencia económico basado en las ofertas del mercado diario. Esto provocaba distorsiones en el comportamiento de la oferta, y generaba un tratamiento asimétrico en la resolución de las restricciones entre las unidades participantes del mercado diario y las sujetas a contratos bilaterales físicos. En la actualidad, tanto las unidades de producción que tienen que ser retiradas como las que pueden ser acopladas, presentan nuevas ofertas que la REE utiliza para solventar las restricciones al menor costo. El sobrecosto derivado del proceso de resolución de restricciones técnicas se reparte entre la energía medida a los consumidores. Con posterioridad a la resolución de las restricciones de red, la REE también gestiona los mercados de servicios complementarios y otros procesos de operación técnica.

El mercado interdiario, estructurado en seis sesiones con distintos horizontes de programación, permite a los agentes ajustar sus posiciones de compra o venta sobre el programa resultante de los mercados y procesos anteriores. Las normas que rigen el funcionamiento del mercado interdiario son similares a las del mercado diario. En particular, el precio que perciben o pagan las unidades comprometidas es el mismo en cada uno de los períodos de casación de cada una de las sesiones.

Por último, el operador del sistema gestiona mercados de operación en tiempo real para corregir en todo momento los desequilibrios que puedan surgir entre generación y demanda.

#### **4.2.2.2. Metodología [26]**

Dependiendo de la escala de tiempo en que tiene lugar su acción y de la señal que origina su actuación, se establecen cuatro niveles de reserva:

- Reserva de regulación primaria
- Reserva de regulación secundaria
- Reserva de regulación terciaria
- Reserva programable mediante el mecanismo de gestión de desvíos

Reserva de regulación primaria: calculada antes del 31 de diciembre de cada año, el operador del sistema comunicará a todos los agentes productores y a los responsables de las zonas de regulación secundaria, los requerimientos de reserva de regulación primaria asignados por la UCTE al sistema eléctrico peninsular español para el año siguiente.

Los criterios de regulación del sistema interconectado europeo establecidos por la UCTE determinan que la reserva de RPF que tiene por objeto estabilizar en pocos segundos la frecuencia del sistema en un valor estacionario ante un incidente o perturbación.

Los criterios de actuación de la RPF establecidos por la UCTE son: la reserva de RPF deberá soportar un desequilibrio instantáneo entre generación y demanda, por pérdida súbita de generación, de demanda o interrupción de intercambios internacionales, en el sistema UCTE equivalente al incidente de referencia establecido por la UCTE.

La reserva de RPF deberá completar su actuación antes de 15 segundos desde el instante del desequilibrio generación-demanda, si este, es de valor menor o igual a 1500 MW. En caso de valor superior a 1500 MW, la actuación del 50% de la reserva de RPF deberá producirse antes de 15 segundos desde el momento del incidente y alcanzar linealmente el 100% de actuación antes de 30 segundos.

La RPF deberá mantenerse durante un tiempo de 15 minutos hasta que la actuación de la RSF recupere las consignas iniciales y restablezca la RPF utilizada.

Ante un desequilibrio instantáneo generación-demanda de valor menor o igual al incidente de referencia, el desvío instantáneo de frecuencia en régimen transitorio será inferior o en el límite igual a 800 mhz en valor absoluto. Tras la actuación de la RPF ante un desequilibrio de valor menor o igual al incidente de referencia, el desvío cuasi-estacionario de frecuencia no excederá en valor absoluto de 180 mhz, considerando un efecto autorregulador de la carga de 1%/Hz (reducción del 1% de la demanda por cada Hertz de reducción del valor de la frecuencia).

Para el conjunto del Sistema Europeo Interconectado, la reserva mínima de RPT debe ser activada en su totalidad ante desvíos cuasi-estacionarios de frecuencias iguales o superiores a 200 mhz.

Cada uno de los sistemas interconectados ha de colaborar a la reserva de RPF establecida para el conjunto, en función de un coeficiente de participación, que se establece anualmente para cada uno de dichos sistemas.

De este modo, para cada una de las áreas de control establecidas en el sistema europeo interconectado de la UCTE la reserva de regulación primaria exigida, en un año concreto, viene determinada por la siguiente expresión:

$$RP = \frac{e}{e_t} \times RP_t \quad (4.1)$$

Dónde:

e: Energía producida el año anterior por el correspondiente sistema nacional (incluidas las exportaciones y la energía producida en programa por los grupos participados en Gwh).

e<sub>t</sub>: Energía total producida el año anterior en el conjunto de los sistemas que componen el sistema síncrono interconectado europeo en Gwh.

RP<sub>t</sub>: Reserva mínima de RPF establecida para el conjunto del sistema europeo interconectado en Mw.

La insensibilidad de los reguladores de los grupos debe ser lo más reducida posible, y en todo caso inferior a + 10 mhz, y la banda muerta voluntaria nula.

Todas las unidades de producción deberán disponer de RPF.

En el caso en que técnicamente no sea posible contar con el equipamiento adecuado, el servicio complementario deberá ser contratado directamente por los titulares de las instalaciones obligadas a su prestación a otros agentes que puedan prestarlo. El contrato, que tendrá carácter reglado, será comunicado a los, que certificará el servicio efectivamente prestado en ejecución de dicho contrato y se liquidará por las partes al precio que hubieran pactado.

Las empresas de generación deberán declarar las características de los reguladores primarios de los generadores de su propiedad, así como el estatismo de cada grupo antes del 30 de noviembre de cada año.

Se comprobarán las declaraciones realizadas mediante auditorías e inspecciones técnicas. Las inspecciones de todos los equipos se realizarán a lo largo de un período cíclico de cinco años, seleccionando mediante un sistema aleatorio los equipos que deben ser revisados cada año.

### 4.2.3. Metodología uruguaya

#### 4.2.3.1. Mercado eléctrico uruguayo [27]

La regulación prevé que la ADME en Uruguay, deberá entregar al Ministerio de Industria, Energía y Minería y a la Unidad Reguladora de la Energía Eléctrica la información técnica, modelos matemáticos, programas computacionales y todo otro antecedente y herramienta que disponga y respalde la determinación de los precios de nodo.

Así mismo, se indica que la ADME deberá proponer al Ministerio de Industria, Energía y Minería el “Reglamento de Operación del Mercado Mayorista de Energía Eléctrica” y sus modificaciones, el que será aprobado por el poder ejecutivo, previo asesoramiento de la unidad reguladora de la energía eléctrica. De igual manera, la ADME propondrá los cambios en los modelos matemáticos y programas destinados a la planificación de la operación y al cálculo de los costos marginales y precios spot.

Respecto a la situación presente, no existe información sobre el programa utilizado para el despacho diario por la UTE, disponiéndose de los criterios para programación de mediano y largo plazo, que se reseñan a continuación.

Al respecto debe tenerse presente que si bien el parque hidroeléctrico Uruguayo es capaz de enfrentar la totalidad de la demanda, el sistema no dispone de reservas hidráulicas suficientes para enfrentar sequías plurianuales ni capacidad térmica instalada suficiente para reserva en esa condición. Ello obliga a efectuar una programación de operación de largo plazo (plurianual) que optimice el uso del agua de los reservorios.

Para la programación de mediano plazo (trisemanal) el modelo utilizado contempla los siguientes elementos:

Realiza la programación prevista para las próximas 3 semanas, considerando los aportes previstos de las centrales, la demanda prevista, las restricciones a la generación (de cota o por indisponibilidad de unidades), y el despacho más probable de la importación. El paso de tiempo es generalmente de una semana, aunque en algunos casos particulares, se modela la demanda con paso horario para días sábado, domingo y hábil.

Principales características:

- Permite evaluar diversas alternativas de generación y descarga de vertederos.
- No utiliza técnicas de optimización.
- Despacho de máquinas realizado en base a heurísticas: se confecciona una lista de prioridades de entrada de máquinas e intercambios establecidos a priori por el operador, según su conocimiento del sistema, costos de producción de las máquinas y pronósticos de demanda, aportes y lluvias.

Datos de entrada:

- Demanda: escenarios de demanda esperada baja, media y alta.
- Aportes hidráulicos determinados tal que aseguren una probabilidad de cubrimiento del 95% o superior.
- Mantenimiento de unidades.
- Coeficientes energéticos (considerados constantes en la semana).
- Turbinados máximos por central.
- Potencias máximas de las térmicas.
- Costos: valor de agua de bonete, costos de: combustibles, déficit, importación y exportación.
- Niveles de los embalses iniciales.
- Stock de combustibles.
- Intercambios máximos.
- Generación mínima debida a restricciones de la red, mínimos técnicos y mínima compra en salto grande por regulación o caudal del río.

Criterios prefijados:

- Reservas finales a alcanzar los embalses de palmar y salto al final del período.
- Operar las centrales en las zonas de rendimiento óptimo.
- Encontrar un despacho en el entorno del mínimo costo (suma de costos de producción, falla e intercambios)

#### **4.2.3.2. Metodología [27]**

La CND utiliza el programa de reserva rotante, basado en métodos probabilísticos, para determinar a nivel horario la magnitud de la reserva rotante mínima requerida por el sistema integrado, para cumplir el criterio de confiabilidad de suministro de la demanda, definido como el límite adoptado de VERPC.

Cuando la suma de las disponibilidades declaradas para la generación en el sistema integrado menos la demanda horaria modificada, incluyendo pérdidas, sea menor que la reserva rotante requerida, se programa el nivel de reserva que resulte de esta y se informa a la CREG.

El valor calculado de reserva rotante se reparte entre las plantas consideradas disponibles para esta, incluidas en el documento de parámetros técnicos del sistema interconectado nacional en la siguiente forma:

- La reserva requerida para mantener la frecuencia del sistema dentro del rango de operación normal se distribuye entre las plantas participantes, que puede ser cualquier empresa generadora que efectúe la oferta de precios y declaración de disponibilidad para una de sus plantas en ACG.
- Se determina para las áreas operativas que están operando cerca al límite de transferencias, la reserva rotante mínima requerida en esas áreas y se

distribuye entre las plantas consideradas disponibles para reserva rotante del área correspondiente.

- El resto de la reserva rotante requerida por el sistema integrado se distribuye entre las plantas consideradas disponibles para reserva rotante.

La frecuencia de utilización del programa de reserva rotante es diaria, el horizonte un día y el período de resolución una hora.

Para permitir la regulación de frecuencia hacia abajo, el ACG requiere una generación mínima equivalente a la máxima variación de generación que soporta el sistema sin salirse de la banda tolerable de frecuencia. Esta cantidad se calcula como el producto entre la banda tolerable de frecuencia y la característica de regulación combinada del sistema. La generación mínima para ACG se reparte entre las plantas participantes en esta regulación.

El CND distribuye los requerimientos de reserva, entre las plantas elegibles para ello, de la siguiente forma:

Se calcula el índice de disponibilidad de regulación. La disponibilidad de regulación de una unidad, es el resultado de restar a la disponibilidad de la unidad, la mayor de las generaciones mínimas y cualquier participación en otras reservas. El índice es el resultado de dividir su propia disponibilidad de regulación por la suma de la disponibilidad de regulación de todas las unidades que van a regular.

$$ID_i = \frac{Disp\ MW_i}{\sum_{i=1}^m (Disp\ MW)_i} \quad (4.2)$$

Donde:

$ID_i$ : Índice de Disponibilidad de la unidad  $i$ .

$Disp\ MW_i$ : Disponibilidad de la unidad en MW

$\sum_{i=1}^m (Disp\ MW)_i$ : Sumatoria de la disponibilidad de las unidades que brindarán el servicio de regulación en MW.

Se calcula el índice de precio de unidad. Se ordenan los precios en forma ascendente, la posición dentro de este ordenamiento constituye el índice de prioridad (prioridad  $i$ ). Unidades con el mismo precio tendrán el mismo índice de prioridad. Se obtiene el índice de precio como el cociente entre la prioridad propia y la suma de las prioridades de las unidades elegibles:

$$I\$_i = \frac{Prioridad_i}{\sum_{i=1}^m (Prioridad)_i} \quad (4.3)$$

Dónde:

$I\$_i$  : Índice de prioridad de la unidad i.

Prioridad<sub>i</sub>: Prioridad de la unidad i.

$\sum_{i=1}^m(\text{Prioridad})_i$  : Sumatoria de las prioridades de las unidades que brindaran el servicio de regulación

Se calcula el índice combinado. Resulta de multiplicar el índice de disponibilidad por el índice de precio:

$$I\$MW_i = ID_i * I\$_i \quad (4,4)$$

Donde:

$I\$MW_i$  : Índice combinado.

Se calcula el factor de participación  $FP_i$  es el índice combinado normalizado.

$$FP_i = \frac{I\$MW_i}{\sum_{i=t}^m(I\$MW)_i} \quad (4,5)$$

Se calcula la reserva asignada: el valor de potencia en MW será la multiplicación de la reserva de regulación requerida por el SIN para la hora k por el factor de participación de la unidad i.

$$\text{Reserva}_i = FP_i * \text{Reserva SIN} \quad (4,6)$$

Donde:

Reserva : Reserva asignada a la unidad i (MW)

Reserva SIN : Reserva requerida por el SIN (MW)

$FP_i$  : Factor de participación por la unidad i (MW)

La CND asigna la reserva de ACG por estricto orden de mérito a las máquinas que ofertan. Los valores son fijos, para los períodos de mínima demanda el valor es de 240 MW para demanda media 320 MW y para demanda máxima 440 MW hacia arriba y hacia abajo según el código de redes de la CREG.

Teniendo en cuenta que la demanda depende de la época del año, según informes presentados por el CND, actualmente la mínima es de 4200 MW, la media de 6500 MW y la máxima de 8400 MW aproximadamente, dependiendo del día. El porcentaje usado para el ACG es el valor máximo entre el 5% de la demanda o la unidad de generación más grande del sistema.

La reserva rotante es una cantidad de potencia disponible para utilizar si fuera necesario restaurar el sistema en un tiempo determinado en caso de colapso o pérdida de circuitos o generación. Este es un tema propio del despacho. El costo es el de oferta de las máquinas que entran más por seguridad del sistema y no por

mérito necesariamente, lo que trae problemas de costos ya que cuando se deja una reserva demasiado grande el costo de operación del sistema se eleva.

En el caso de las plantas térmicas de generación, sabiendo que tienen costos de operación más elevados que las hidráulicas en el caso que entren al despacho por seguridad o mérito modifican tanto los periodos previos como posteriores a los de carga estable debido a las rampas. Estas no hacen parte de la oferta, son restricciones adicionales del despacho y si siguen al día siguiente se enlazan considerando todos los tiempos, aviso, subida y bajada.

#### **4.3. Elaboración del método para determinar la reserva rotante de energía**

En la determinación de la RRE destinada a la RPF se considerará criterios técnico económicos, que incorporen la probabilidad de falla de los elementos del sistema.

Se tendrá en cuenta el costo eficiente de proveer el servicio de reserva rotante versus el costo de la ENS, que además garantice la maximización del beneficio social. Lo anterior, no obstante de ser conceptualmente sencillo, involucra dificultades prácticas, como por ejemplo, estimar los costos que implica para la demanda un deterioro de la calidad de la frecuencia. Dada esta dificultad práctica, usualmente solo se considera el costo de la energía interrumpida en la determinación de la RRE económicamente adaptada al sistema.

En la determinación de la RRE, las causas que originan la ENS son las siguientes:

1. Fallas intempestivas de generadores y equipos de la red que impliquen salidas de generación.
2. Conexión y desconexión intempestiva de grandes bloques de demanda.
3. Entradas y salidas rápidas de generación.

Con el apoyo de software´s dedicados al análisis de sistemas de potencia, se podrá simular las cargas no servidas con el fin de obtener el costo de la ENS.

Por otra parte, se deberán determinar los costos que implica para el sistema mantener un determinado nivel de RRE. Esto se hace gracias al software utilizado por OSINERGMIN para proyectar los costos de operación; Perseo, modelo computacional con el cual se pueden predecir costos de operación y por consiguiente los sobrecostos que se generan en la operación del sistema eléctrico nacional al mantener diferentes niveles de RRE.

#### 4.3.1. Reserva Rotante destinada a la regulación primaria de frecuencia

La RPF se refiere a la acción automática e inmediata de los grupos generadores ante cambios súbitos de la frecuencia. La respuesta para RPF debe estar disponible en los siguientes 10 a 15 segundos después de ocurrido un evento y ser sostenida hasta los 30 segundos.

Una vez inicia la actuación de la RSF los grupos generadores que participaron en la RPF inician el regreso, a través de su curva de estatismo, al punto de operación inicial. Por tanto, durante este lapso de tiempo los grupos generadores de manera descendente seguirán aportando reserva de regulación primaria.

El criterio técnico a considerar para la determinación de la RRE destinada a la RPF está relacionado con el valor de la frecuencia de estado cuasiestable, alcanzada 10 a 15 segundos después de ocurrido un evento. Dicho valor corresponde al que se espera que la RPF lleve la frecuencia después de ocurrido un evento, el valor debe estar por encima de los 59.50 Hz en un período de 30 segundos. El esquema de rechazo de carga por mínima frecuencia operará para frecuencias inferiores a este valor y como valor crítico 59 Hz.

Mediante la simulación de eventos en base a análisis eléctricos, se determinará la carga a desconectar (ENS) necesaria para alcanzar el valor de frecuencia de estado cuasiestable ante el evento de mayor ocurrencia y gravedad para el SEIN. Es de aclarar que no toda la ENS está asociada a un déficit de RRE para RPF, durante los primeros instantes después de ocurrido un evento la frecuencia cae rápidamente, controlada por la inercia, la respuesta de la carga y de manera limitada, por la RPF; a partir de un valor específico de reserva primaria, dicha caída no puede ser frenada con un aumento de la RRE y posiblemente deba actuar el esquema de rechazo de carga por mínima frecuencia.

El método propuesto para determinar la RRE para RPF es el siguiente:

1. Se procede a la recolección y revisión de la información estadística de fallas de los últimos tres (3) años, de las cuales, se escoge la falla con más frecuencia y con mayor perjuicio para el sistema (mayor rechazo de generación); esta falla se limitará a salidas simples, es decir, la pérdida de un solo punto de conexión asociado con generación.
2. Se determinará la máxima demanda del sistema en un día típico, a partir del cual se calcularán los porcentajes de RRE que se considerarán para las simulaciones; del 1 al 10% del valor referencial.
3. Se asignará la RRE para la RPF, luego obtenido el porcentaje de RRE (paso 2) se asignará a las unidades que actualmente brindan el servicio de RPF en el SEIN de manera proporcional manteniendo a las unidades dentro de sus rangos de operación para una RRE para la RPF igual al 1%.
4. Se determina el sobre costo de operación del sistema que se produce al mantener una RRE para la RPF igual al 1%.

5. Se calcula el costo de la ENS asociada a la falla más severa y frecuente (paso 1) con una RRE para la RPF igual al 1%.
6. Se incrementa la reserva rotante en 1% y se vuelve al paso 3 hasta llegar a una reserva rotante igual a 10%.
7. Se grafican los costos de operación y costos de la energía no servida para cada nivel de reserva.
8. Se realiza la sumatoria de ambas curvas, y se calcula el punto en el cual la curva resultante es mínima.
9. Se considerará que el margen de regulación primaria para disminuir generación (aumentos de frecuencia) es el mismo encontrado para incrementar generación (disminuciones de frecuencia).

Para cada nivel de reserva considerado se hará la simulación de la operación utilizando la metodología disponible (Perseo) y se estimará el sobre costo, respecto de un escenario base sin reserva, que para el sistema implica mantener los niveles de reserva rotante destinada a la regulación primaria.

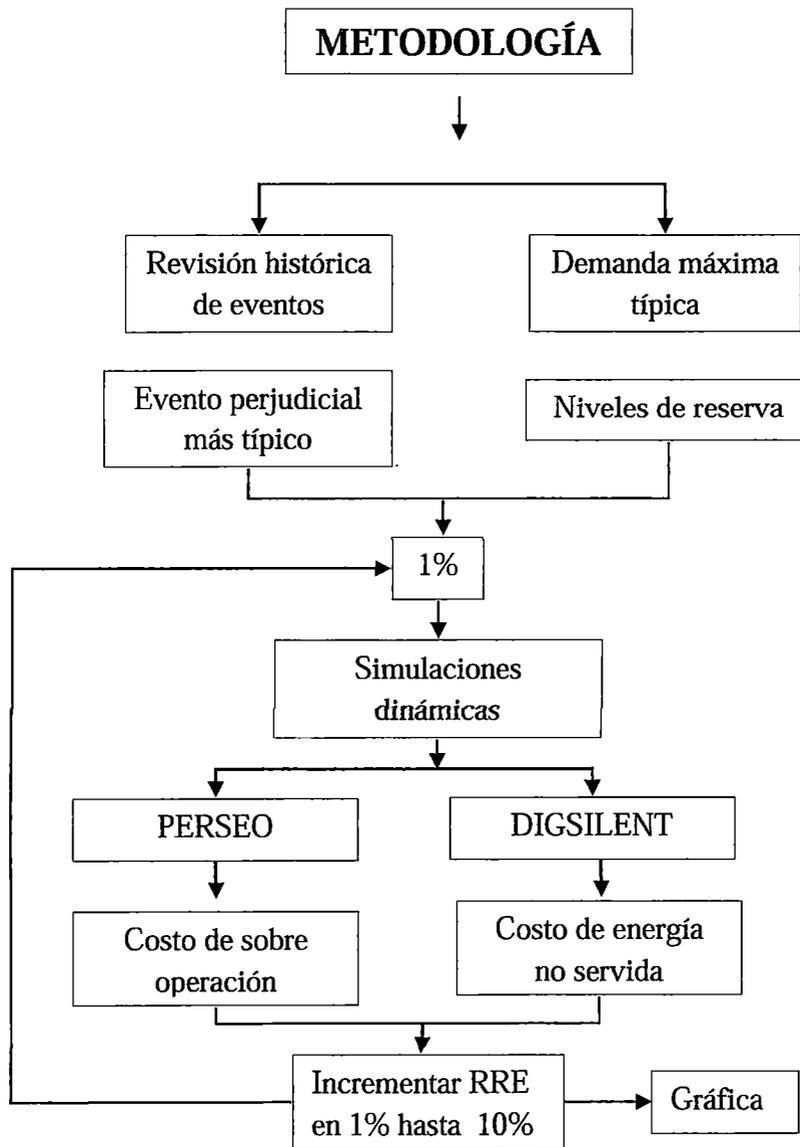


Figura16.1 Organigrama del método para determinar la reserva rotante para RPF

Fuente: Propia

#### **4.3.2. Costos operativos adicionales por mantener la reserva rotante de energía destinada a la regulación primaria de frecuencia**

Estos costos representan el costo adicional que conlleva al sistema, mantener cada porcentaje de nivel de reserva para el SEIN los cuales solo se pueden realizar mediante simulaciones dinámicas.

Estas simulaciones dinámicas se pueden realizar mediante diferentes software utilizados para calcular costos operativos, los cuales contienen información referente al presente y el futuro del sector eléctrico nacional los cuales con:

- Proyecciones de demanda eléctrica
- Costos fijos de centrales
- Costos variables de centrales
- Datos hidrológicos
- Futuros proyectos energéticos
- Otros

Para nuestro caso en particular usaremos el modelo Perseo, debido a que este es el modelo utilizado en nuestro mercado energético, los archivos se pueden descargar desde la página web de OSINERGMIN, que es el ente encargado de gestionar y actualizar estos datos, para realizar las predicciones necesarias del sistema.

1. Se realizan simulaciones dinámicas en el modelo Perseo, para cada nivel de reserva, partiendo de un escenario base, el cual tenga un nivel de reserva igual al 1% o sin reserva.
2. Las asignaciones de reserva para los niveles de reserva siguientes se harán a las centrales calificadas para asumir regulación primaria de frecuencia, y en función a sus potencias efectivas, cuyos estudios de calificación están en los documentos y estudios del COES-SINAC.
3. A continuación se incrementa el nivel de reserva en 1% y se estima el costo de operativo para el año 2013.
4. Se sigue el paso anterior hasta llegar a una reserva de 10%.
5. Se construye una tabla resumen el cual muestre el costo operativo y el nivel de reserva asignado.

No obstante lo anterior, la reserva rotante destinada a la regulación primaria de frecuencia es un servicio obligatorio no sujeto a compensación; por tanto, no se considerarán los costos de remuneración del mismo.

#### 4.3.3. Costo de la energía no servida por pérdidas de generación

La demanda en megavatios (MW) que es necesario desconectar para cada evento, se determina mediante simulaciones dinámicas ante salidas de generación y equipos de la red que impliquen salidas de generación. Se encuentra los valores de carga que deben ser desconectados para alcanzar, después de transcurridos 10 a 15 segundos de ocurrido el evento, el valor de la frecuencia en estado cuasiestable.

En la determinación de la RPF debe considerarse las desconexiones de demanda que serían evitables al aumentar la RPF, dicho valor se determina de la siguiente manera:

1. Se realizará una programación de las potencias de las unidades asignadas a cumplir con el servicio de RPF, en función a los porcentajes para el 1% de la RRE.
2. Las potencias programadas para cada unidad que tenga asignado el servicio de RRE para la RPF, serán incluidas en el archivo base para simulaciones de flujo de potencia (archivo en DigSilent). Considerando que la barra de referencia entregue potencia activa dentro de sus características técnicas y de sobrepasar su capacidad se incluirán más unidades generadoras en el flujo en función al costo variable, de menor a mayor costo.
3. Se simulará el evento de mayor perjuicio y frecuencia (paso 1 del ítem 4.3.1) y se analiza el comportamiento de la frecuencia.
4. Se calculará la característica de respuesta de la frecuencia y en función a esta se determinará la carga manual a rechazarse, para que la frecuencia se recupere hasta el estado cuasiestable 59.5 Hz en un tiempo menor de 30 segundos, el rechazo manual debe actuar a los 10 segundos y los bloques de rechazo se considerarán de 5 MW.
5. Se calculará la carga rechazada automáticamente y manualmente en todo el sistema totalizando los valores.
6. Se calculara la ENS, para ello se considera el tiempo de duración de la falla de 3 horas y se considera un costo de falla de \$ 3000, en función a la siguiente ecuación:

$$CENS = CNS * NF * TR * CF \quad (4.7)$$

*CENS* : Costo de la energía no servida

*CNS* : Carga no servida

*NF* : Numero de fallas

*TR* : Tiempo de restablecimiento

*CF* : Costo de falla

7. Volver al paso 1 hasta completar el 10 % de la RRE.

## 5. CAPÍTULO V APLICACIÓN DEL MÉTODO DE LA DETERMINACIÓN DE LA RESERVA ROTANTE DE ENERGÍA EN EL SEIN

### 5.1. Introducción

Definido el método para la determinación de la RRE para la RPF se hace importante el aplicar esta metodología al modelo del SEIN, comprobando así la validez de las propuestas realizadas, y evaluando si la RRE para la RPF propuesta responde al evento de mayor magnitud y frecuencia del sistema de manera adecuada. La base de datos utilizada para la aplicación del método fue obtenida del COES-SINAC por medio de su portal de transparencia y en función a esta se simulará lo más fiel posible a la realidad con la finalidad de ver cómo se comporta el sistema.

La determinación de la RRE para la RPF para el SEIN se realiza en base a algunas consideraciones del COES-SINAC; como es el caso de las unidades de generación asignadas a cumplir con este servicio, límites operativos, tiempo de respuesta, etc. el proceso del método es iterativo basado en el método descrito en el capítulo IV, cada paso será adaptado al SEIN.

La determinación de la RRE para la RPF será realizada para los escenarios de avenida y estiaje en máxima y mínima demanda viendo las necesidades del SEIN de esta manera se podrá ver si se mantendrá una reserva fija para cada escenario previsto o estos requerirán un valor de RRE independiente.

### 5.2. Aplicación en el SEIN

La metodología para la determinación de la RRE se describe a continuación en un desarrollo paso por paso de acuerdo a los ítems descritos en el capítulo IV, que se muestran a continuación:

**PASO 1:** Se procede a la recolección y revisión de la información estadística de fallas de los últimos tres (3) años, de las cuales, se escoge la falla con más frecuencia y con mayor perjuicio para el sistema (mayor rechazo de generación); esta falla se limitará a salidas simples, es decir, la pérdida de un solo punto de conexión asociado con generación.

Para este paso se realizó una recolección de la data histórica de eventos que ocurrieron en el SEIN, esta información está basada en la estadística de fallas del COES-SINAC que se muestra en el anexo 2 donde se encuentra el resumen anual y por unidades en las tablas 3.6 y 3.7 se muestra el resumen de los eventos más resaltantes en el COES-SINAC, del cual se tomó en consideración la falla de la central térmica de KALLPA; sin embargo, ya que para la determinación solo se tomó en cuenta las fallas aleatorias de generadores que impliquen salidas de generación, limitándose a salidas simples, es decir, la pérdida de un solo punto de conexión asociado con generación.

De las estadísticas de falla, finalmente se consideró la unidad TV de Kallpa por ser la de mayor capacidad de generación siendo su potencia programada de 270 MW; esta será la contingencia más grave del sistema para nuestro caso específico de estudio se simulará en cada escenario del sistema.

**PASO 2:** Se determinará la máxima demanda del sistema en un día típico, a partir del cual se calcularán los porcentajes de RRE que se considerarán para las simulaciones; del 1% al 10% del valor referencial.

La máxima demanda considerada para los porcentajes de RRE para la RPF es de 5030 MW que fue la máxima demanda que se produjo en el SEIN durante el 2012 hasta el mes de agosto, y la Tabla 10, muestra en resumen los porcentajes de RRE para la RPF que se consideraron en las simulaciones y programaciones de las unidades de generación.

Tabla 5.1 Porcentajes de RRE para el estudio

% RRE	RRE en MW
1%	50.3
2%	100.6
3%	150.9
4%	201.2
5%	251.5
6%	301.8
7%	352.1
8%	402.4
9%	452.7
10%	503

*Fuente: Propia*

**PASO 3:** Se asignará la RRE para la RPF, luego obtenido el porcentaje de RRE (paso 2) se asignará a las unidades que actualmente brindan el servicio de RPF en el SEIN de manera proporcional manteniendo a las unidades dentro de sus rangos de operación para una RRE para la RPF igual al 1%.

La asignación de la potencia programada de la RRE para la RPF se realizó en función a los porcentajes de potencia asumidos actualmente por el COES-SINAC, estas potencias es muestran en el Anexo 3.

**PASO 4:** Se determina el sobre costo de operación del sistema que se produce al mantener una RRE para la RPF igual al 1%

Con la ayuda del Perseo se realizaron las simulaciones dinámicas del despacho para los diferentes niveles de reserva, considerando un escenario base el cual tiene un nivel de reserva del 0%.

Los costos calculados, representan los costos operativos del sistema, para cada nivel de reserva (para el año 2013). El sobre costo se calcula hallando la diferencia

del costo de cada nivel de reserva menos el costo del sistema en el escenario base o sin reserva.

Tabla 5.2 Costos Operativos

RRE	Costo Operativo	Sobrecosto Operativo
%	US\$	US\$
0%	37,308,340.32	0
1%	38,734,227.25	1,425,886.93
2%	39,034,965.16	1,726,624.85
3%	39,256,742.28	1,948,401.96
4%	39,888,846.56	2,580,506.24
5%	40,338,925.63	3,030,585.31
6%	40,824,573.64	3,516,233.32
7%	41,322,214.24	4,013,873.92
8%	41,854,011.89	4,545,671.57
9%	42,478,694.96	5,170,354.64
10%	43,228,910.85	5,920,570.53

Fuente: Propia

**PASO 5:** Se calcula el costo de la ENS asociada a la falla más severa y frecuente (paso 1) con una RRE para la RPF igual al 1%

Una parte importante del cálculo es la determinación de la respuesta característica de la frecuencia (RCF), que en el caso del SEIN será:

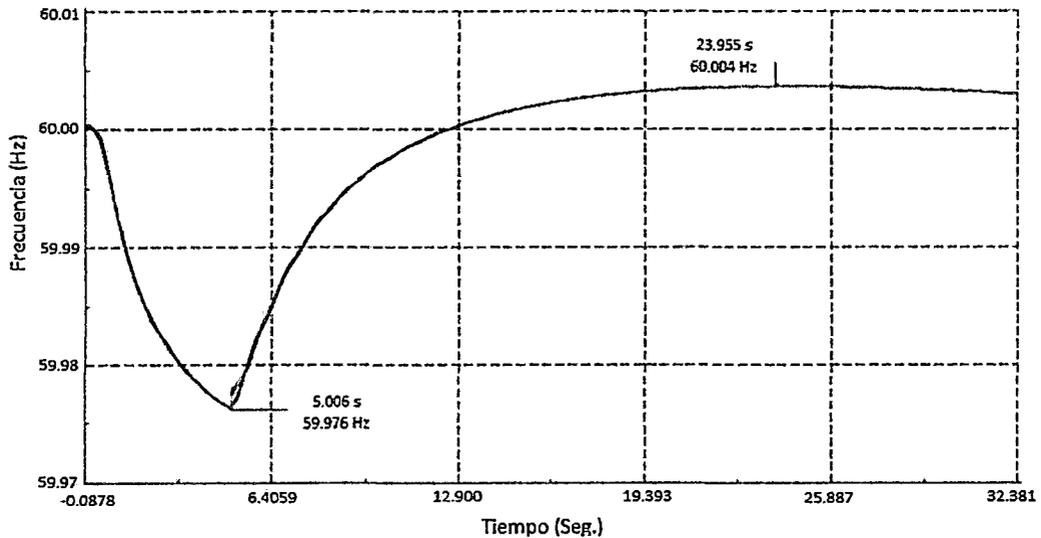


Figura 5.1 Curva de la respuesta característica de la frecuencia

Fuente: Propia

De la siguiente grafica vemos el comportamiento de la frecuencia en el sistema ante el rechazo de 5 MW de potencia y que esta varía de 59.976 Hz a 60.004 HZ, por lo que, la respuesta característica del sistema será de:

$$RCF = \frac{\text{Potencia Rechazada}}{\text{Variación de la Frecuencia}} \quad (5.1)$$

Siendo esta de 178.6 MW/Hz

La determinación de la ENS para cada porcentaje se muestra en las tablas siguientes:

Tabla 5.3 La ENS para el caso de avenida máxima 2013

RRE para la RPF	Desconexión de generación	Rechazo de carga	Desconexión de carga
%	MW	MW	MW
1%	270	138	120
2%	270	110	100
3%	270	78	50
4%	270	52	10
5%	270	36	0
6%	270	36	0
7%	270	36	0
8%	270	36	0
9%	270	36	0
10%	270	36	0

Fuente: Propia

Tabla 5.4 La ENS para el caso de avenida mínima 2013

RRE para la RPF	Desconexión de generación	Rechazo de carga	Desconexión de carga
%	MW	MW	MW
1%	270	106	80
2%	270	51	50
3%	270	55	25
4%	270	39	5
5%	270	34	0
6%	270	34	0
7%	270	34	0
8%	270	34	0
9%	270	34	0
10%	270	34	0

Fuente: Propia

Tabla 5.6 La ENS para el caso de estiaje máxima 2013

RRE para la RPF	Desconexión de generación	Rechazo de carga	Desconexión de carga
%	MW	MW	MW
1%	270	111	120
2%	270	116	100
3%	270	81	50
4%	270	50	10
5%	270	42	0
6%	270	32	0
7%	270	32	0
8%	270	32	0
9%	270	32	0
10%	270	32	0

Fuente: Propia

Tabla 5.7 La ENS para el caso de estiaje mínima 2013

RRE para la RPF	Desconexión de generación	Rechazo de carga	Desconexión de carga
%	MW	MW	MW
1%	270	129	50
2%	270	129	0
3%	270	37	25
4%	270	29	15
5%	270	17	0
6%	270	17	0
7%	270	17	0
8%	270	17	0
9%	270	17	0
10%	270	17	0

Fuente: Propia

Para el cálculo del déficit de RRE para la RPF, este valor corresponde a la diferencia de las sumas de las cargas rechazadas y desconectadas y el rechazo de carga no imputable el cual es se obtuvo a partir del 5% y se observa en las siguientes tablas:

Tabla 5.8 La ENS para el caso de avenida máxima 2013

RRE para la RPF	Desconexión de generación	Déficit de RRE para la RPF
%	MW	MW
1%	270	222
2%	270	174
3%	270	92
4%	270	26
5%	270	0
6%	270	0
7%	270	0
8%	270	0
9%	270	0
10%	270	0

Fuente: Propia

Tabla 5.9 La ENS para el caso de avenida mínima 2013

RRE para la RPF	Desconexión de generación	Déficit de RRE para la RPF
%	MW	MW
1%	270	152
2%	270	67
3%	270	46
4%	270	10
5%	270	0
6%	270	0
7%	270	0
8%	270	0
9%	270	0
10%	270	0

Fuente: Propia

Tabla 5.10 La ENS para el caso de estiaje máxima 2013

RRE para la RPF	Desconexión de generación	Déficit de RRE para la RPF
%	MW	MW
1%	270	199
2%	270	182
3%	270	99
4%	270	28
5%	270	10
6%	270	0
7%	270	0
8%	270	0
9%	270	0
10%	270	0

Fuente: Propia

Tabla 5.11 La ENS para el caso de estiaje mínima 2013

RRE para la RPF	Desconexión de generación	Déficit de RRE para la RPF
%	MW	MW
1%	270	162
2%	270	112
3%	270	45
4%	270	27
5%	270	0
6%	270	0
7%	270	0
8%	270	0
9%	270	0
10%	270	0

Fuente: Propia

El tiempo de restablecimiento de suministro de cada contingencia se determinará en base a la experiencia operativa del COES-SINAC, el cual estima que los tiempos medios de recuperación en función a la carga desconectada sea igual a 3 horas para cada valor de potencia necesaria a desconectar.

El costo de racionamiento de corto plazo será el valor vigente actualmente definido por el COES-SINAC en 3000 US\$/MWh.

Y la falla estimada es de 3 veces en el período considerado para la estadística de fallas para el caso de Kallpa en el período de un año.

Finalmente el costo de la ENS será calculado la ecuación 4.7 con:

Tabla 5.12 Costo de la ENS avenida 2013 máxima

RRE para la RPF	Costo de ENS
%	US\$
1%	5,994,000.00
2%	4,698,000.00
3%	2,484,000.00
4%	702,000.00
5%	-
6%	-
7%	-
8%	-
9%	-
10%	-

Fuente: Propia

Tabla 5.13 Costo de la ENS avenida 2013 mínima

RRE para la RPF	Costo de ENS
%	US\$
1%	4,104,000.00
2%	1,809,000.00
3%	1,242,000.00
4%	270,000.00
5%	-
6%	-
7%	-
8%	-
9%	-
10%	-

Fuente: Propia

Tabla 5.14 Costo de la ENS estiaje 2013 máxima

RRE para la RPF	Costo de ENS
%	US\$
1%	5,373,000.00
2%	4,914,000.00
3%	2,673,000.00
4%	756,000.00
5%	270,000.00
6%	-
7%	-
8%	-
9%	-
10%	-

Fuente: Propia

Tabla 5.15 Costo de la ENS estiaje 2013 mínima

RRE para la RPF	Costo de ENS
%	US\$
1%	4,374,000.00
2%	3,024,000.00
3%	1,215,000.00
4%	729,000.00
5%	-
6%	-
7%	-
8%	-
9%	-
10%	-

Fuente: Propia

**PASO 6:** Se incrementa la reserva rotante en 1% y se vuelve al paso 3 hasta llegar a una reserva rotante igual a 10%.

En cada paso se realizaron las iteraciones y los resultados son mostrados en las tablas respectivas.

**PASO 7:** Se grafican los costos de operación y costos de la energía no servida para cada nivel de reserva.

Las gráficas de los costos por mantener la RRE y los costos de ENS incluyendo la sumatoria de ambos costos se muestra a continuación.

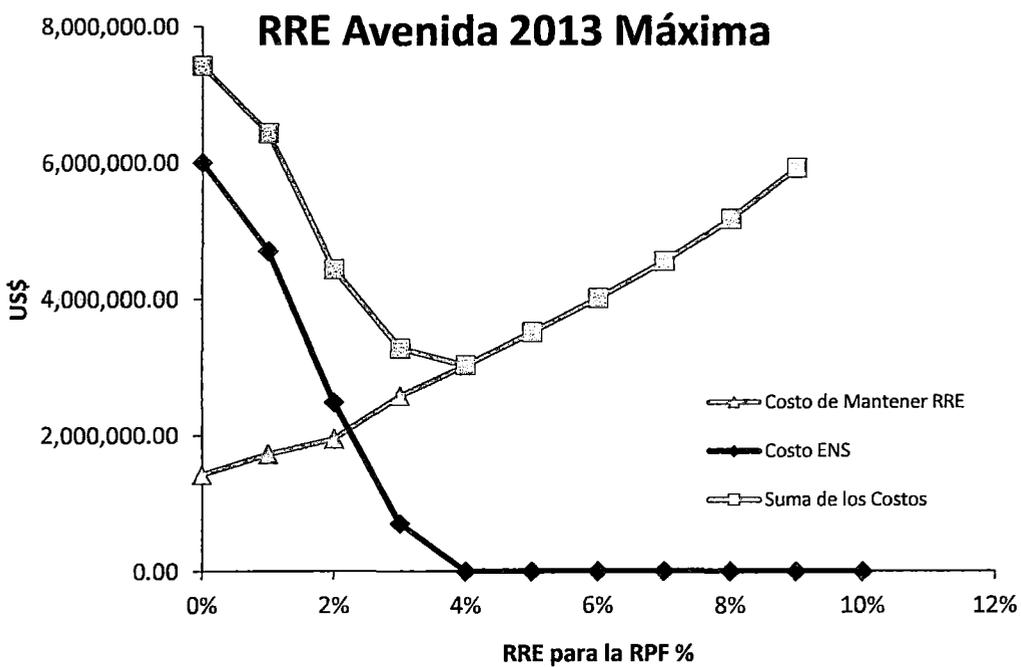


Figura 5.2 Reserva rotante para el escenario avenida máxima 2013

Fuente: Propia

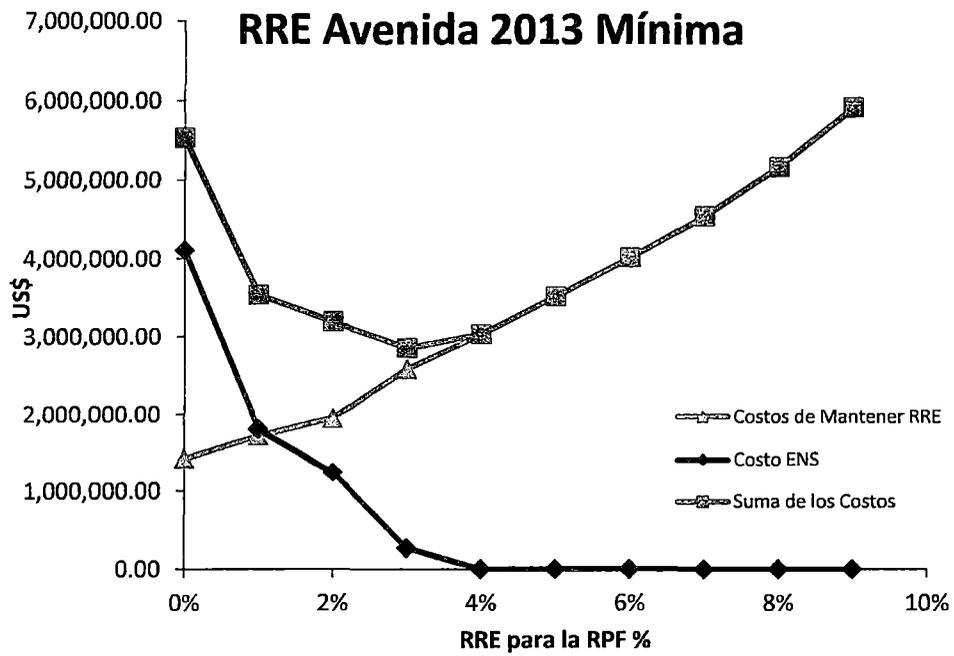


Figura 5.3 Reserva rotante para el escenario avenida mínima 2013

Fuente: Propia

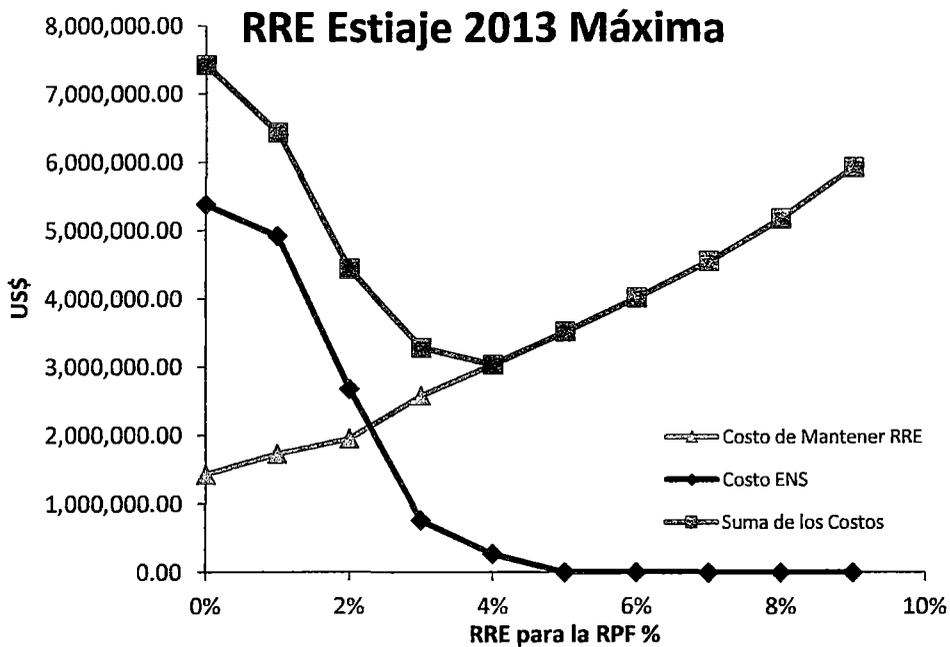


Figura 5.4 Reserva rotante para el escenario estiaje máxima 2013

Fuente: Propia

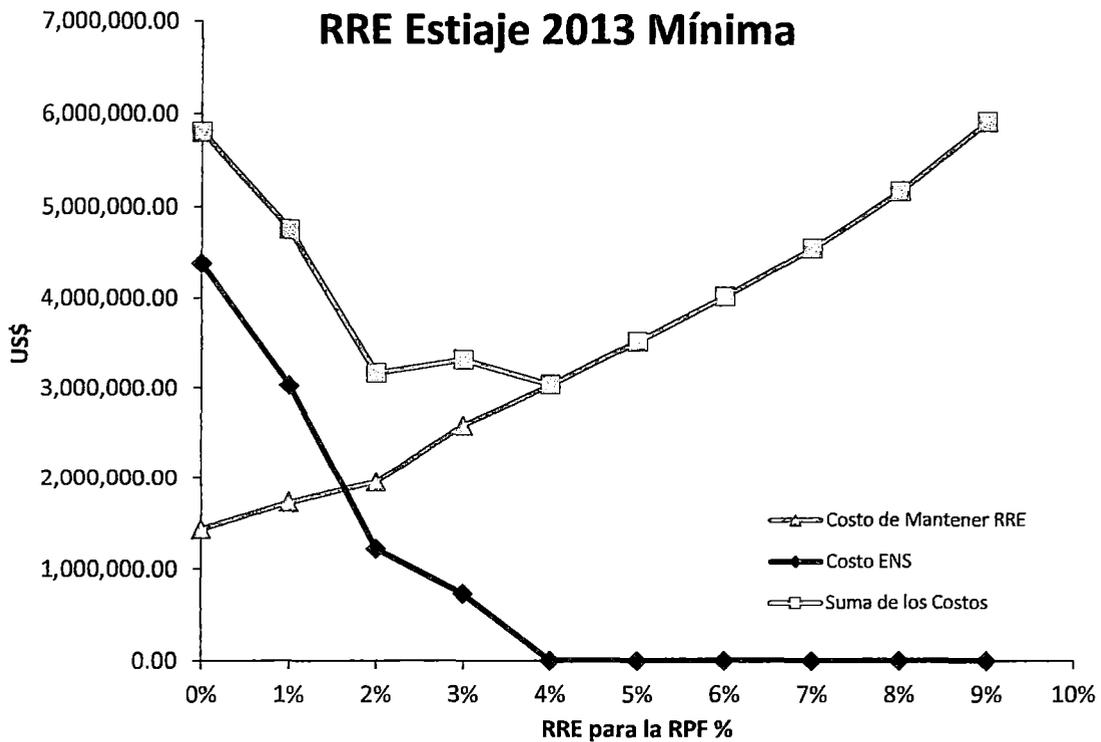


Figura 5.5 Reserva rotante para el escenario estiaje mínima 2013

Fuente: Propia

**PASO 8:** Se realiza la sumatoria de ambas curvas, y se calcula el punto en el cual la curva resultante es mínima.

La suma de los costos de mantener la RRE y la ENS son mostrados en las tablas siguientes:

Tabla 5.16 Suma de costos totales para el año 2013

% RRE	Avenida máxima	Avenida Mínima	Estiaje Máxima	Estiaje Mínima
%	US\$	US\$	US\$	US\$
1%	7,419,886.93	5,529,886.93	6,798,886.93	5,799,886.93
2%	6,424,624.85	3,535,624.85	6,640,624.85	4,750,624.85
3%	4,432,401.96	3,190,401.96	4,621,401.96	3,163,401.96
4%	3,282,506.24	2,850,506.24	3,336,506.24	3,309,506.24
5%	3,030,585.31	3,030,585.31	3,300,585.31	3,030,585.31
6%	3,516,233.32	3,516,233.32	3,516,233.32	3,516,233.32
7%	4,013,873.92	4,013,873.92	4,013,873.92	4,013,873.92
8%	4,545,671.57	4,545,671.57	4,545,671.57	4,545,671.57
9%	5,170,354.64	5,170,354.64	5,170,354.64	5,170,354.64
10%	5,920,570.53	5,920,570.53	5,920,570.53	5,920,570.53

Fuente: Propia

De lo que se establece que el nivel de reserva rotante recomendado para los escenarios de avenida y estiaje son los mismos; sin embargo, para los casos de

máxima y mínima demanda los porcentajes de RRE para la RPF son distintos, para obtener un mejor resultado se obtiene ecuación de la curva característica de la suma de costos de RRE y la ENS.

- Ecuación característica para la avenida de 2013 en máxima demanda:

$$Y = 1,749,174,817.62 * X^2 - 168,957,636.62 * X + 7,393,616.34$$

Minimizando esta ecuación la RRE para la RPF es de: 4.83%

- Ecuación característica para la avenida de 2013 en mínima demanda:

$$Y = 1,196,902,090.35 * X^2 - 92,138,545.72 * X + 4,865,434.53$$

Minimizando esta ecuación la RRE para la RPF es de: 3.85%

- Ecuación característica para el estiaje de 2013 en máxima demanda:

$$Y = 1,749,174,817.62 * X^2 - 168,957,636.62 * X + 7,393,616.34$$

Minimizando esta ecuación la RRE para la RPF es de: 4.83%

- Ecuación característica para el estiaje de 2013 en mínima demanda:

$$Y = 1,299,174,817.62 * X^2 - 108,723,091.17 * X + 5,511,961.80$$

Minimizando esta ecuación la RRE para la RPF es de: 4.18%

En la siguiente tabla observamos cual es el valor de RRE para la RPF que más se adecua a nuestro sistema eléctrico:

Tabla25.17 RRE recomendado para el SEIN

Escenario	RRE para la RPF (%)	RRE para la RPF (MW)
Avenida Máxima	4.85	243.95
Avenida Mínima	3.85	193.65
Estiaje Máxima	4.85	243.95
Estiaje Mínima	4.18	210.25

Fuente: Propia

**PASO 9:** Se considerará que el margen de regulación primaria para disminuir generación (aumentos de frecuencia) es el mismo encontrado para incrementar generación (disminuciones de frecuencia).

Por lo que la RRE para la RPF será:

En máxima demanda en los escenarios de avenida y estiaje: 244 MW  
 En mínima demanda en los escenarios de avenida y estiaje: 202MW

### 5.3. Respuesta de la reserva rotante de energía para la regulación primaria de frecuencia en el SEIN

La respuesta de la RRE para la RPF en el SEIN, mostrará el comportamiento de la frecuencia frente a un evento de rechazo de generación y como esta se recupera en el tiempo con el porcentaje de RRE asignado al sistema.

Comparando como responde la actual asignación de la RRE para la RPF programada por el COES-SINAC; y como responde el nuevo porcentaje determinado en la tesis, en las siguientes figuras vemos el comportamiento de la frecuencia:

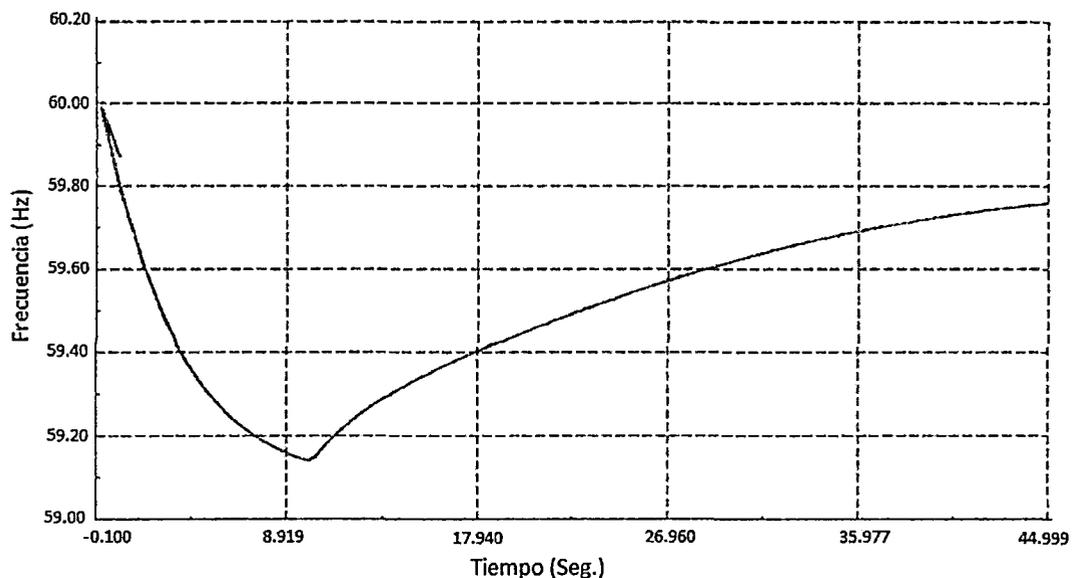


Figura 5.6 Respuesta de la frecuencia del SEIN con la RRE para la RPF actual  
*Fuente: Propia*

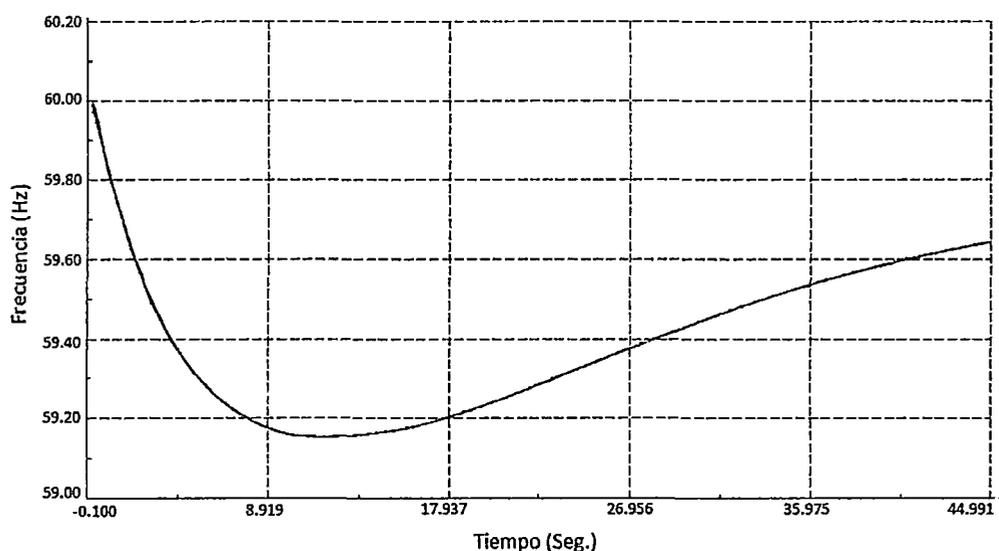


Figura 5.7 Respuesta de la frecuencia del SEIN con la RRE para la RPF propuesta  
*Fuente: Propia*

En la Figura 5.7 observamos que ante el rechazo de generación la frecuencia cae a una frecuencia de 59.16 Hz activándose el ERACMF, con lo que la frecuencia regresa al estado cuasiestable, se nota que la RRE para la RPF determinada no es suficiente para restaurar la frecuencia. En la Figura 31 luego de producido el evento la frecuencia llega a 59.17 Hz; sin embargo, no se activa el ERACMF, y la frecuencia regresa al estado cuasiestable en el tiempo establecido, por lo que la RRE cumple su objetivo de garantizar la recuperación del SEIN.

Como se observa la RRE para la RPF determinada responde al evento de mayor frecuencia y más grave, brindando así un mayor grado de confiabilidad al SEIN. En la tabla 26 se observa que la carga dejada de suministrar fue de 156.55 MW.

Tabla 5.18 Carga Dejada de suministrar con la RRE para la RPF actual y la propuesta

RRE para la RPF	ERACMF	CNS	Total
	MW	MW	MW
Actual	116.08	100	216.08
Propuesta	49.53	10	59.63
Diferencia	66.55	90	156.55

*Fuente: Propia*

## 5.4. Conclusiones y Recomendaciones

### 5.4.1. Conclusiones

Luego de haber realizado el presente estudio sobre la propuesta de método para determinar la reserva rotante de energía para el SEIN, se presentan las siguientes conclusiones:

1. Los valores de reserva rotante de energía más adecuados, desde el punto de vista técnico – económico para el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional para el año 2013 son: 243.95 MW, 193.65 MW, 243.95 MW y 210.25 MW para los periodos de avenida máxima, avenida mínima, estiaje máxima y estiaje mínima respectivamente, los cuales han demostrado incrementar la confiabilidad del sistema.
2. El COES programa un total de 86 MW de reserva rotante para la regulación primaria de frecuencia en el presente año; sin embargo, los programas de ejecución muestran, que la reserva rotante ejecutada es de 215 MW aproximadamente, observándose una sobre ejecución de 250%, por lo cual se muestra que efectivamente en el pasado reciente no se ha determinado el valor necesario que garantice mayor confiabilidad al sistema que reduzca los cortes y que al mismo tiempo sea económicamente eficiente.
3. El costo de mantener niveles de reserva rotante se calcula mediante la diferencia de un escenario base y un escenario con un porcentaje de nivel de reserva requerido, el costo aproximado de un incremento de reserva rotante de 1% es aproximadamente 1,5 millones de dólares americanos y tiene una tendencia creciente. Por otra parte, el costo de la energía no servida se calcula mediante simulaciones dinámicas de fallas y está en función a la demanda desconectada, el tiempo de restablecimiento, y el costo de falla de corta duración tiene una tendencia decreciente a medida que se programa mayores niveles de reservas con saltos aproximados de 1,8 millones de dólares americanos por nivel de reserva.
4. La aplicación del método propuesto para determinar el margen de nivel de reserva rotante para el SEIN determina una reserva rotante de 243.95 MW para el año 2013, el cual comparado con la tendencia que presenta la reserva rotante determinada por el COES-SINAC que es de 86 MW para el mismo año, existe un déficit del 283.66 %. Al producirse una falla importante en el SEIN la reserva rotante determinada por el COES-SINAC no responde adecuadamente, mientras que la reserva rotante determinada con el método propuesto garantiza una recuperación de la frecuencia dentro de los rangos de tolerancia establecidos por la norma.

5. El método propuesto se basa en información suministrada por los miembros del COES-SINAC, la cual ya es analizada mediante métodos probalísticos y procesada mediante un algoritmo recursivo basado en criterios deterministas el cual ofrece un mejor resultado frente al método actualmente usado por el COES-SINAC, con el cual se logra brindar al sistema una mayor confiabilidad.

#### 5.4.2. Recomendaciones

Luego de haber realizado el presente estudio sobre la propuesta de método para determinar la reserva rotante para el sistema eléctrico interconectado nacional (SEIN), se presentan las siguientes recomendaciones:

1. Se recomienda actualizar los datos de las potencias efectivas de las centrales, ya que no se está cumpliendo con aportar el 100% de la potencia programada que se tiene como dato en los momentos más críticos de la operación (máxima demanda, ante fallas o cumpliendo con la regulación de frecuencia), esto debido a que las potencias efectivas de las centrales son evaluadas una vez entran en operación, cuando es solicitada por el interesado o mediante sorteo anual por parte del COES-SINAC, en ninguno de estos casos garantiza que estas potencias sean las mismas durante la operación normal, por tanto un sistema que refleje de mejor manera las potencias efectivas de las unidades, mostrará el real comportamiento del sistema, este sistema podría evaluar aportes en generación mensuales máximos para los escenarios de avenida y estiaje.
2. Es necesario e imprescindible que los datos de entrada sean correctos y reales para que el método funcione adecuadamente. Puesto que, el actualizar estos datos de potencia efectiva de las centrales se realizan en función a pruebas costosas, y que además realizar estas pruebas tiene una duración larga, debido a la magnitud de nuestro sistema; esta tesis recomienda utilizar los promedios de las potencias despachadas de los informes de operación histórica que fácilmente se puede obtener de los informes de operación del COES.
3. Adicionalmente, se recomienda realizar un estudio sobre la política energética a largo plazo, que debe seguir el Estado Peruano sobre el Sistema Eléctrico Nacional, con la finalidad de incrementar el margen de reserva de generación, ya que actualmente se está distorsionando el mercado eléctrico con los diversos decretos y mecanismos implementados. Dentro de la cual se podría incluir variables tales como la ubicación de nuevas centrales (densidad de la demanda), el tipo de tecnología y las capacidades requeridas.

## Referencias Bibliográficas

- [1] Resolución Directoral N° 014 – 2005 – EM/DGE. Dirección General de Electricidad, Norma Técnica para la Coordinación de la Operación en Tiempo Real de los Sistema Interconectados, Lima – Perú, marzo de 2005.
- [2] Capacity Adequacy Planning Department PJM Interconnection, L.L.C. PJM Generation Adequacy Analysis Technical Methods, octubre 2003.
- [3] Resolución Ministerial N° 232-2001-EM/VME. Reserva Rotante en el Sistema Interconectado Nacional, modificación RM N° 222-2004-MEM/DM. mayo de 2001.
- [4] Curso de posgrado del Instituto de Energía Eléctrica, Despacho Económico en Mercados Competitivos, Universidad Nacional de San Juan, Argentina 2003.
- [5] Curso de postgrado del Instituto de Energía Eléctrica, Protección de Sistemas Eléctricos de Potencia, Universidad Nacional de San Juan, Argentina 2002.
- [6] Optimización Conjunta de los Servicios de Energía y Reserva de Segundos Considerando el Comportamiento Dinámico del Sistema. Tesis Doctoral; Universidad Nacional de San Juan, Argentina 2001.
- [7] Pablo Ledesma, Regulación de Frecuencia y Potencia, Universidad Carlos III de Madrid, España, setiembre de 2008.
- [8] Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería, Datos del modelo Perseo OSINERGMIN, 2006.
- [9] Los expertos en Mercados XM, Estudio de la Reserva Rotante y la Regulación de Frecuencia en el SEIN, Lima – Perú, setiembre 2007.
- [10] Francisco M. Gonzales Longatt, Control de Potencia- Frecuencia, enero de 2004.
- [11] Elvis Noe Leal Cante, Despacho Económico de Carga Considerando Restricciones en la Red de Transporte con el Uso de Técnicas de Programación Lineal, Guatemala, octubre de 2005.
- [12] Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería, Manual técnico: Uso del modelo PERSEO, OSINERGMIN– GART-DGT-MT-2, julio de 2006.
- [13] Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería, Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos, Decreto Supremo N° 020-97-EM, Octubre 1997.
- [14] Exposición COES – SINAC, Ejemplo de método practico para determinar la Reserva Rotante.
- [15] Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional, Memoria Anual COES-SINAC 2009, enero de 2010.
- [16] Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional, Memoria Anual COES-SINAC 2010, enero de 2011.
- [17] Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional, Memoria Anual COES-SINAC 2011, enero de 2012.
- [18] Informe Técnico del Comité Técnico de Análisis de Fallas COES-SINAC, Desconexión de las líneas L-2051 y L-2052 (Campo Armiño – Cotaruse) de 220 kv, marzo de 2012.
- [19] Informe Técnico del Comité Técnico de Análisis de Fallas COES-SINAC, Desconexión de las líneas L-2053 y L-2054 (Cotaruse - Socabaya) de 220 kv, marzo de 2012.
- [20] Informe Técnico del Comité Técnico de Análisis de Fallas COES-SINAC, Desconexión de la unidad TG2 de la central térmica de Kallpa, junio de 2011.
- [21] Informe Técnico del Comité Técnico de Análisis de Fallas COES-SINAC, Desconexión de la unidad TG3 de la central térmica de Ventanilla, enero de 2012.
- [22] Informe Técnico del Comité Técnico de Análisis de Fallas COES-SINAC, Desconexión de la unidad TG7 de la central térmica Santa Rosa, marzo de 2012.
- [23] Informe Técnico del Comité Técnico de Análisis de Fallas COES-SINAC, Disminución degeneración de la central hidráulica Mantaro, febrero de 2012.

- [24] Informe Técnico del Comité Técnico de Análisis de Fallas COES-SINAC, Desconexión de la unidad G2 de la central hidráulica San Gabán II, febrero de 2012.
- [25] Centro de Despacho Económico de Carga del Sistema Integrado Norte Grande CDEC-SING P039/2011, Estudio de Control de Frecuencia y Determinación de Reservas - Año 2011, Chile, julio de 2011.
- [26] Boletín Oficial del Estado Español Resolución 17-03-2004, Procedimientos de Operación del Mercado Español para la RPF, España, marzo de 2004.
- [27] Mercado Mayorista de Energía Eléctrica, Ley 16.832, Marco regulatorio del sector eléctrico, Uruguay, 1997

## **ANEXOS**

- ANEXO 1: UNIDADES GENERADORAS
- ANEXO 2: FACTORES DE INDISPONIBILIDAD
- ANEXO 3: ASIGNACIÓN DE RRE
- ANEXO4: CALCULO DEL COSTO DE RRE PERSEO
- ANEXO 5: CALCULO DE LA ENS DIGSILENT
- ANEXO 6: CARGA NO SERVIDA

# **ANEXO 1**

## **UNIDADES GENERADORAS**

**Unidades Generadoras del COES-SINAC**

EMPRESAS	TIPO DE GENERACIÓN	CENTRAL	UNIDAD	TECNOLOGÍA	TIPO DE RECURSO ENERGÉTICO	POTENCIA INSTALADA (MW)	POTENCIA EFECTIVA (MW)
<b>AIPSAA Total</b>	Térmica <b>Térmica Total</b>	C.T. PARAMONGA	TV1	TV	Bagazo	23,0 <b>23,0 23,0</b>	20,020,0 <b>20,0</b>
<b>AYEPSA Total</b>	Hidráulica <b>Hidráulica Total</b>	C.H. PÍAS (1)	G2	FRANCIS	Hidro	6,3 <b>6,3 6,3</b>	6,36,3 <b>6,3</b>
<b>CELEPSA</b>	Hidráulica	C.H. PLATANAL	G1	PELTON	Hidro	110,0	108,7
			G2	PELTON	Hidro	110,0	108,7
	<b>Hidráulica Total</b>					<b>220,0</b>	<b>217,4</b>
<b>Total</b>						<b>220,0</b>	<b>217,4</b>
<b>CHINANGO</b>	Hidráulica	C.H. CHIMAY	G1	FRANCIS	Hidro	71,4	75,5
			G2	FRANCIS	Hidro	71,4	75,4
		C.H. YANANGO	G1	FRANCIS	Hidro	42,3	42,6
	<b>Hidráulica Total</b>					<b>185,1</b>	<b>193,5</b>
<b>Total</b>						<b>185,1</b>	<b>193,5</b>
<b>CORONA</b>	Hidráulica	C.H. HUANCHOR	G1	FRANCIS	Hidro	9,2	9,8
			G2	FRANCIS	Hidro	9,2	9,9
	<b>Hidráulica Total</b>					<b>18,4</b>	<b>19,6</b>
<b>Total</b>						<b>18,4</b>	<b>19,6</b>
<b>EDEGEL</b>	Hidráulica	C.H. CALLAHUANCA	G1	PELTON	Hidro	15,9	15,2
			G2	PELTON	Hidro	15,9	15,2
			G3	PELTON	Hidro	15,9	15,2
			G4	PELTON	Hidro	35,0	34,8
		C.H. HUAMPANI	G1	FRANCIS	Hidro	15,7	15,8
			G2	FRANCIS	Hidro	15,7	14,4

		C.H. HUINCO	G1	PELTON	Hidro	64,6	58,8
			G2	PELTON	Hidro	64,6	63,8
			G3	PELTON	Hidro	64,6	62,3
			G4	PELTON	Hidro	64,6	62,4
		C.H. MATUCANA	G1	PELTON	Hidro	60,0	64,1
			G2	PELTON	Hidro	60,0	64,4
		C.H. MOYOPAMPA	G1	PELTON	Hidro	25,4	22,8
			G2	PELTON	Hidro	25,4	22,8
			G3	PELTON	Hidro	24,6	20,5
	<b>Hidráulica Total</b>					<b>567,9</b>	<b>552,7</b>
	Térmica	C.T. SANTA ROSA	TG8	TG	Gas Natural de Camisea	200,0	199,8
			UTI-5	TG	Gas Natural de Camisea	59,6	53,1
			UTI-6	TG	Gas Natural de Camisea	59,6	52,0
			WTG-7	TG	Gas Natural de Camisea	127,5	123,9
		C.T. VENTANILLA	TG3+TG4 CCOMB F.DIREC.	CCOMB	Gas Natural de Camisea	522,0	492,7
	<b>Térmica Total</b>					<b>968,7</b>	<b>921,6</b>
<b>Total</b>						<b>1 536,6</b>	<b>1 474,2</b>
<b>EEPSA</b>	Térmica	C.T. MALACAS	TG-1	TG	Gas Natural de Malacas	19,4	13,1
			TG-2	TG	Gas Natural de Malacas	19,4	15,0
			TG-4	TG	Gas Natural de Malacas	97,0	102,7
	<b>Térmica Total</b>					<b>135,7</b>	<b>130,9</b>
<b>Total</b>						<b>135,7</b>	<b>130,9</b>

EGASA	Hidráulica	C.H. CHARCANI I	G1	FRANCIS	Hidro	0,9	0,9
			G2	FRANCIS	Hidro	0,9	0,9
		C.H. CHARCANI II	G1	FRANCIS	Hidro	0,2	0,2
			G2	FRANCIS	Hidro	0,2	0,2
			G3	FRANCIS	Hidro	0,2	0,2
		C.H. CHARCANI III	G1	FRANCIS	Hidro	2,1	2,2
			G2	FRANCIS	Hidro	2,1	2,3
		C.H. CHARCANI IV	G1	FRANCIS	Hidro	5,2	5,0
			G2	FRANCIS	Hidro	5,2	5,1
			G3	FRANCIS	Hidro	5,2	5,2
		C.H. CHARCANI V	G1	PELTON	Hidro	48,5	48,1
			G2	PELTON	Hidro	48,5	48,2
			G3	PELTON	Hidro	48,5	48,3
		C.H. CHARCANI VI	G1	FRANCIS	Hidro	9,0	8,9
	<b>Hidráulica Total</b>					<b>176,4</b>	<b>175,8</b>
	Térmica	C.T. CHILINA	C. COMBINADO	CCOMB	Diesel 2	21,0	15,8
			SULZER1	DIESEL	Residual 6	5,2	5,1
			SULZER2	DIESEL	Residual 6	5,2	5,0
			TV2	TV	Residual 500	7,0	6,2
			TV3	TV	Residual 500	10,0	10,2
		C.T. MOLLENDO	MIRLESS 1	DIESEL	Residual 500	10,6	8,9
			MIRLESS 2	DIESEL	Residual 500	10,6	10,7
			MIRLESS 3	DIESEL	Residual 500	10,6	10,2
		C.T. PISCO	TG-1	TG	Gas Natural de Camisea	37,4	34,4
			TG-2	TG	Gas Natural de Camisea	37,4	34,5

	<b>Térmica Total</b>					<b>155,0</b>	<b>141,0</b>
<b>Total</b>						<b>331,4</b>	<b>316,7</b>
<b>EGEMSA</b>	Hidráulica	C.H. MACHUPICCHU	G1	PELTON	Hidro	30,2	29,3
			G2	PELTON	Hidro	30,2	30,0
			G3	PELTON	Hidro	30,2	29,6
	<b>Hidráulica Total</b>					<b>90,5</b>	<b>88,8</b>
<b>Total</b>						<b>90,5</b>	<b>88,8</b>
<b>EGENOR</b>	Hidráulica	C.H. CAÑA BRAVA	G1	KAPLÁN	Hidro	5,3	5,7
		C.H. CAÑON DEL PATO	G1	PELTON	Hidro	41,1	43,2
			G2	PELTON	Hidro	41,1	44,2
			G3	PELTON	Hidro	41,1	43,9
			G4	PELTON	Hidro	41,1	43,8
			G5	PELTON	Hidro	41,1	44,4
			G6	PELTON	Hidro	41,1	44,1
		C.H. CARHUAQUERO	G1	PELTON	Hidro	32,6	32,6
			G2	PELTON	Hidro	31,5	31,5
			G3	PELTON	Hidro	31,0	31,0
		C.H. CARHUAQUERO IV	G4	PELTON	Hidro	10,0	10,0
	<b>Hidráulica Total</b>					<b>357,0</b>	<b>374,3</b>
	Térmica	C.T. CHICLAYO OESTE	GMT-1	DIESEL	Residual 6	5,1	4,2
			GMT-2	DIESEL	Residual 6	5,1	3,8
			GMT-3	DIESEL	Residual 6	5,0	2,5
			SULZER-1	DIESEL	Residual 6	5,7	4,6
			SULZER-2	DIESEL	Residual 6	5,7	4,5
		C.T. CHIMBOTE	TG-3	TG	Diesel 2	21,0	20,2

		C.T. LAS FLORES	TG-1	TG	Gas Natural de Camisea	192,5	198,4
		C.T. PIURA	GMT-1	DIESEL	Residual 6	5,0	4,0
			GMT-2	DIESEL	Residual 6	5,0	3,7
			MIRLEES-1	DIESEL	Diesel 2	1,4	1,2
			MIRLEES-4	DIESEL	Diesel 2	2,3	1,8
			TG	TG	Residual 6	21,0	17,1
	<b>Térmica Total</b>					<b>274,8</b>	<b>266,1</b>
<b>Total</b>						<b>631,8</b>	<b>640,4</b>
<b>EGESUR</b>	Hidráulica	C.H. ARICOTA I	G1	PELTON	Hidro	11,9	11,2
			G2	PELTON	Hidro	11,9	11,3
		C.H. ARICOTA II	G1	PELTON	Hidro	11,9	12,4
	<b>Hidráulica Total</b>					<b>35,7</b>	<b>34,9</b>
	Térmica	C.T. INDEPENDENCIA	WARTSILA 1	TG	Gas Natural de Camisea	5,7	5,7
			WARTSILA 2	TG	Gas Natural de Camisea	5,7	5,8
			WARTSILA 3	TG	Gas Natural de Camisea	5,7	5,7
			WARTSILA 4	TG	Gas Natural de Camisea	5,7	5,7
	<b>Térmica Total</b>					<b>22,9</b>	<b>23,0</b>
<b>Total</b>						<b>58,6</b>	<b>57,9</b>
<b>ELECTROPERÚ</b>	Hidráulica	C.H. MANTARO	G1	PELTON	Hidro	114,0	103,0
			G2	PELTON	Hidro	114,0	104,3
			G3	PELTON	Hidro	114,0	106,3
			G4	PELTON	Hidro	114,0	107,3
			G5	PELTON	Hidro	114,0	84,1
			G6	PELTON	Hidro	114,0	82,5

			G7	PELTON	Hidro	114,0	83,1
		C.H. RESTITUCION	G1	PELTON	Hidro	70,1	70,8
			G2	PELTON	Hidro	70,1	71,7
			G3	PELTON	Hidro	70,1	72,9
	<b>Hidráulica Total</b>					<b>1 008,4</b>	<b>886,0</b>
	Térmica	C.T. EMERGENCIA TRUJILLO (2) (3)	40 unidades MTU	DIESEL	Diesel 2	64,0	62,1
		C.T. TUMBES	MAK1	DIESEL	Residual 6	9,3	8,0
			MAK2	DIESEL	Residual 6	9,3	8,3
	<b>Térmica Total</b>					<b>82,7</b>	<b>78,5</b>
<b>Total</b>						<b>1 091,0</b>	<b>964,5</b>
<b>ENERSUR</b>	Hidráulica	C.H. YUNCAN	G1	PELTON	Hidro	43,4	45,5
			G2	PELTON	Hidro	43,4	45,9
			G3	PELTON	Hidro	43,4	45,4
	<b>Hidráulica Total</b>					<b>130,1</b>	<b>136,8</b>
	Térmica	C.T. CHILCA	TG1	TG	Gas Natural de Camisea	180,0	171,5
			TG2	TG	Gas Natural de Camisea	180,0	170,3
			TG3	TG	Gas Natural de Camisea	199,8	194,2
		C.T. ILO1	CATKATO	DIESEL	Diesel 2	3,1	3,3
			TG-1	TG	Diesel 2	39,3	34,9
			TG-2	TG	Diesel 2	42,2	30,7
			TV2	TV	Residual 500	22,0	22,8
			TV3	TV	Residual 500	66,0	67,6
			TV4	TV	Residual 500	66,0	61,4
		C.T. ILO2	TVC1	TV	Carbón	135,0	140,6
	<b>Térmica Total</b>					<b>933,4</b>	<b>897,4</b>

<b>Total</b>						<b>1 063,6</b>	<b>1 034,2</b>
<b>GEPSA</b>	Hidráulica	C.H. LA JOYA	G1	FRANCIS	Hidro	5,0	4,8
			G2	FRANCIS	Hidro	5,0	4,8
	<b>Hidráulica Total</b>					<b>10,0</b>	<b>9,6</b>
<b>Total</b>						<b>10,0</b>	<b>9,6</b>
<b>KALLPA</b>	Térmica	C.T. KALLPA	TG1	TG	Gas Natural de Camisea	180,0	186,4
			TG2	TG	Gas Natural de Camisea	216,0	193,5
			TG3	TG	Gas Natural de Camisea	233,0	197,8
	<b>Térmica Total</b>					<b>629,0</b>	<b>577,8</b>
<b>Total</b>						<b>629,0</b>	<b>577,8</b>
<b>MAJA ENERGÍA</b>	Hidráulica	C.H. RONCADOR	G1 - G2	FRANCIS	Hidro	3,8	3,5
	<b>Hidráulica Total</b>					<b>3,8</b>	<b>3,5</b>
<b>Total</b>						<b>3,8</b>	<b>3,5</b>
<b>PETRAMAS</b>	Térmica	C.TB. HUAYCOLORO (4)	G1-G2-G3	DIESEL	Biogás	4,8	3,2
	<b>Térmica Total</b>					<b>4,8</b>	<b>3,2</b>
<b>Total</b>						<b>4,8</b>	<b>3,2</b>
<b>SAN GABÁN</b>	Hidráulica	C.H. SAN GABAN II	G1	PELTON	Hidro	55,0	56,6
			G2	PELTON	Hidro	55,0	56,5
	<b>Hidráulica Total</b>					<b>110,0</b>	<b>113,1</b>
	Térmica	C.T. BELLAVISTA	ALCO	DIESEL	Diesel 2	2,5	1,7
			MAN 1	DIESEL	Diesel 2	2,3	1,8
		C.T. TAPARACHI	MAN 1	DIESEL	Diesel 2	1,0	0,6
			MAN 3	DIESEL	Diesel 2	2,3	1,6
			MAN 4	DIESEL	Diesel 2	2,3	1,6

			SKODA 1	DIESEL	Diesel 2	1,1	0,5
	<b>Térmica Total</b>					<b>11,5</b>	<b>7,8</b>
<b>Total</b>						<b>121,5</b>	<b>120,9</b>
<b>SANTA CRUZ</b>	Hidráulica	C.H. SANTA CRUZ	G1	FRANCIS	Hidro	3,5	3,5
			G2	FRANCIS	Hidro	3,5	3,5
		C.H. SANTA CRUZ II	G1	FRANCIS	Hidro	3,5	3,7
			G2	FRANCIS	Hidro	3,5	3,7
	<b>Hidráulica Total</b>					<b>14,0</b>	<b>14,4</b>
<b>Total</b>						<b>14,0</b>	<b>14,4</b>
<b>SANTA ROSA Total</b>	Hidráulica Hidráulica Total	C.H. PURMACANA (5)	G1	FRANCIS	Hidro	1,8 1,8 1,8	1,8 1,8 1,8
<b>SDF ENERGÍA Total</b>	Térmica Térmica Total	C.T. OQUENDO	TG1	TG	Gas Natural de Camisea	31,0 31,0 31,0	29,429,4 29,4
<b>SHOUGESA</b>	Térmica	C.T. SAN NICOLÁS	TG1	TG	Diesel 2	1,3	1,2
			TV-1	TV	Residual 500	20,2	18,7
			TV-2	TV	Residual 500	20,2	17,1
			TV-3	TV	Residual 500	26,9	25,9
	<b>Térmica Total</b>					<b>68,5</b>	<b>63,0</b>
<b>Total</b>						<b>68,5</b>	<b>63,0</b>
<b>SINERSA</b>	Hidráulica	C.H. POECHOS II	G1	KAPLAN	Hidro	10,0	5,0
			G2	KAPLAN	Hidro		5,0
	<b>Hidráulica Total</b>					<b>10,0</b>	<b>10,0</b>
<b>Total</b>						<b>10,0</b>	<b>10,0</b>
<b>SN POWER</b>	Hidráulica	C.H. CAHUA	G1	FRANCIS	Hidro	21,8	21,4
			G2	FRANCIS	Hidro	21,8	21,7
		C.H. GALLITO CIEGO	G1	FRANCIS	Hidro	17,0	19,0
			G2	FRANCIS	Hidro	17,0	19,1

		C.H. MALPASO	G1	FRANCIS	Hidro	13,6	12,1
			G2	FRANCIS	Hidro	13,6	12,8
			G3	FRANCIS	Hidro	13,6	11,2
			G4	FRANCIS	Hidro	13,6	11,9
		C.H. OROYA	G1	PELTON	Hidro	3,0	3,1
			G2	PELTON	Hidro	3,0	3,2
			G3	PELTON	Hidro	3,0	3,2
		C.H. PACHACHACA	G1	PELTON	Hidro	3,0	3,2
			G2	PELTON	Hidro	3,0	3,3
			G3	PELTON	Hidro	3,0	3,2
		C.H. PARIAC	CH2 G1	FRANCIS	Hidro	0,2	0,5
			CH2 G2	FRANCIS	Hidro	0,4	0,3
			CH3 G1	FRANCIS	Hidro	0,4	0,8
			CH3 G2	FRANCIS	Hidro	0,9	0,4
			CH4 G1	TURGO	Hidro	1,5	1,5
			CH4 G2	TURGO	Hidro	1,5	1,5
		C.H. YAUPI	G1	PELTON	Hidro	21,6	22,7
			G2	PELTON	Hidro	21,6	22,6
			G3	PELTON	Hidro	21,6	22,5
			G4	PELTON	Hidro	21,6	22,5
			G5	PELTON	Hidro	21,6	22,5
		C.H. HUAYLLACHO	G1	PELTON	Hidro	0,3	0,2
		C.H. MISAPUQUIO	G1	PELTON	Hidro	1,9	1,9
			G2	PELTON	Hidro	1,9	1,9
		C.H. SAN ANTONIO	G1	FRANCIS	Hidro	0,6	0,6
		C.H. SAN IGNACIO	G1	FRANCIS	Hidro	0,5	0,4

	<b>Hidráulica Total</b>					<b>268,2</b>	<b>271,1</b>
<b>Total</b>						<b>268,2</b>	<b>271,1</b>
<b>TERMOSELVA</b>	Térmica	C.T. AGUAYTIA	TG-1	TG	Gas Natural de Aguaytía	96,2	88,4
			TG-2	TG	Gas Natural de Aguaytía	95,7	87,0
	<b>Térmica Total</b>					<b>191,9</b>	<b>175,4</b>
<b>Total</b>						<b>191,9</b>	<b>175,4</b>
<b>Total Hidráulica</b>						<b>3 213,4</b>	<b>3 532,9</b>
<b>Total Térmica</b>							<b>3 109,5</b>
<b>Total SEIN</b>						<b>6 746,3</b>	<b>6 444,4</b>

Fuente: COES-SINAC

# **ANEXO 2**

## **FACTORES DE INDISPONIBILIDAD**

### Factores de Indisponibilidad Unidades Térmicas

Empresa	Central	Unidad	a Diciembre del 2011		a Diciembre del 2010		a Diciembre del 2009		
			Indisponibilidad Fortuita (%)	Indisponibilidad Programada (%)	Indisponibilidad Fortuita (%)	Indisponibilidad Programada (%)	Indisponibilidad Fortuita (%)	Indisponibilidad Programada (%)	
<b>Termoselva</b>	Aguaytia	TG-1	0.26	0.41	0.25	0	0.33	1.17	
		TG-2	0.24	0.17	0.24	0.67	0	12.57	
<b>EDEGEL</b>	Santa Rosa	UTI-5	0.21	12.49	1	0	1.64	5.4	
		UTI-6	0.97	2.68	1.57	0	2.11	22.14	
		WTG-7	0.58	1.09	0.03	0	0.24	0.46	
		TG-8	-	-	3.05	6.25	3.07	6.1	
	Ventanilla	TG-3	0	0	-	-	-	-	
		TG-4	0	0	-	-	-	-	
		TG-8	1.7	6.66	-	-	-	-	
	Ventanilla	TG-3 TG4 C. Comb.	0.45	2.72	1.3	6.07	2.06	15.82	
<b>EEPSA</b>	Malaças	TG-1	0.84	42.08	0.22	30.7	0.41	2.36	
		TG-2	0.31	66.67	0.31	34.61	-	-	
		TG-4	0.05	1.64	0.22	1.82	-	-	
<b>EGENOR</b>	Chiclayo Oeste	SULZER 1	14.12	29.51	17.17	1.09	18.42	10.38	
		SULZER 2	5.33	46.42	6.43	100	12.41	44.99	
		GMT 3	2.99	100	15.5	17.1	14.68	13.78	
		Piura	GMT 1	0.43	100	2.4	100	9.68	97.81
			GMT 2	13.39	21.53	17.24	3.33	19.59	4.33
			GMT 1	12.18	54.46	13.31	19.78	12.74	25.82
		GMT 2	12.8	49.39	15.4	42.08	10.62	34.39	

		MIRLEES 1	19.3	34.91	11.33	11.75	11.76	43.17
		MIRLEES 4	19.2	56.78	12.34	3.9	-	-
		TG	4.16	0	3.14	19.59	-	-
	Sullana	ALCO 2	-	-	1.04	100	3.91	8.05
		ALCO 3	-	-	0.8	100	2.12	1.68
		ALCO 4	-	-	-	-	1.25	0
		ALCO 5	-	-	1.81	100	-	-
	Paíta	SKODA 1	-	-	-	-	0	0
		SKODA 2	-	-	0.1	100	1.75	0
		SKODA 3	-	-	1.86	100	4.28	43.17
		EMD 1	-	-	0.8	100	-	-
		EMD 2	-	-	-	-	1.31	0
		EMD 3	-	-	-	-	2.48	0
		TG 2	-	-	-	-	0	0
		TG 3	-	-	-	-	1.2	0.11
		TG-2	-	-	-	-	0	0
	Chimbote	TG 3	1.62	47.41	0.75	0.9	-	-
	Las Flores	TG 1	1.18	1.09	2.78	2.9	-	-
<b>SHOUGESA</b>	San Nicolás	TV-1	1.29	0	3.61	0.55	4.02	39.98
		TV-2	0.93	18.81	2.05	0	4.38	4.36
		TV-3	2.21	0	4.37	10.93	4.73	0.12
		Cumins	0.22	1.64	1.47	0	2.42	10.38
<b>ELECTROPERU</b>	Tumbes Nueva	Mak 1	10.82	24.96	9.15	0.13	6.53	68.49
		Mak 2	3.52	100	7.41	5.58	7.75	10.93
	Yarinacocha	Wartsila 1	-	-	0.28	63.96	1.04	81.3
		Wartsila 2	-	-	1.73	63.96	2.86	81.95

		Wartsila 3	-	-	0.99	100	1.6	81.91
		Wartsila 4	-	-	1.03	64.18	2.27	85.14
	Emergencia	Trujillo	0.13	0.36	0.73	0	1.68	1.47
<b>EGASA</b>	Mollendo	Mirless 1	1.49	100	6.4	83.9	10.22	2.86
		Mirless 2	3.16	100	2.97	40.85	6.26	100
		Mirless 3	2.71	100	2.45	31.55	7.57	100
	Pisco	TG1	3.38	2.46	3.2	6.1	-	-
		TG2	1.69	0	3.08	6.1	-	-
	Chilina	TV 2	5.7	15.3	6.05	24.04	4.57	38.35
		TV 3	3.99	1.09	4.88	34.97	5.53	59.68
		Ciclo Comb.	3.3	0	2.66	0	2.17	12.57
		SULZER 1	3.89	1.3	3.27	95.49	0	100
		SULZER 2	3.35	0.8	4.49	10.93	1.87	3.46
<b>SAN GABAN</b>	Bellavista	Man 1	0.01	100	0.01	100		
		Alco	3.54	99.45	1.79	0		
	Taparachi	Skoda 1	2.7	0	2.83	0	2.08	0
		SKODA 2	-	-	-	-	0	0
		Man 1	3.13	42.08	2.79	0	1.59	0
		Man 3	2.88	0	2.41	0	2.15	0
		Man 4	5.25	3.83	2.43	0	1.52	0
<b>EGESUR</b>	Independencia	Wartsila 1	1.96	0.72	3.2	6.1	0	100
		Wartsila 2	3.26	3.29	3.2	6.1	0	100
		Wartsila 3	2.08	1.58	3.2	6.1	-	-
		Wartsila 4	2.38	3.6	3.2	6.1	-	-
<b>ENERSUR</b>	Ilo 1	TV 2	1.15	1.09	0.55	44.26	0.96	4.22
		TV 3	0.48	2.73	0.01	7.61	0.02	4.37

		TV 4	0.34	9.29	0.01	19.04	0.51	9.84
		TG 1	0.1	0.03	0.39	2.26	0.31	4.37
		TG 2	0.89	1.09	1.41	9.29	1.07	0
		Catkato	0.76	0	1.43	39.89	0.88	15.56
	Ilo 2	TV 1	0.22	0	0.14	0	0.04	0
	Chilca	TG 1	0.41	14.71	0.41	8.24	1.35	21.86
		TG 2	1.55	20.21	1.43	30.15	0.3	1.64
		TG 3	2.46	23.32	1.47	6.56	2.94	5.13
<b>KALLPA</b>	Kallpa	TG1	0.46	8.69	0.47	2.73	0.13	2.19
		TG2	0.28	2.19	1.18	7.1	2.77	8.24
		TG3	1.85	0.55	3.18	6.26	-	-
<b>SDF ENERGÍA</b>	Oquendo	TG1	1.99	63.84	1.78	10.93	2.83	1.1
<b>AGRO IND. PARAMONGA</b>	Paramonga	TV1	0.61	14.98	2.4	8.55	-	-
<b>PETREMAS S.A.C.</b>	Huaycoloro	TG	1.9	2.1	-	-	-	-

Fuente: COES-SINAC

**Número de Fallas Unidades Hidráulicas**

Área	Empresa	Ubicación	Equipo	A DICIEMBRE DEL 2011	A DICIEMBRE DEL 2010	A DICIEMBRE DEL 2009
				TOTAL	TOTAL	TOTAL
NORTE	EGENOR	C.H. Cañón del Pato	G2	3	1	1
			G3	1	2	2
			G4	2	0	3
	C.H. Carhuquero	G1	11	7	5	
		G2	0	2	4	
		G3	1	4	5	
		G4	4	1	0	
	C.T. Chimbote	TG1	2	1	3	
		TG3	1	2	1	
		C.T. Piura TG	TGPIU	6	1	5
	SINERSA	C.H. Poechos II	G1	1	1	0
	SN POWER	C.H. Gallito Ciego	G1	2	1	3
			G2	1	3	2
CENTRO	EDEGEL	C.H. Huinco	G2	2	0	2
			G3	2	2	1
			G4	1	0	0
	C.T. Santa Rosa	TG8	1	2	2	
	C.T. Ventanilla	TG4	1	4	5	
	TV	6	1	3		
	EGASA	C.T. Pisco	TG1	18	0	0
			TG2	1	0	0
	ELECTROPERU	C.H. Mantaro	G1	4	1	3
			G2	1	1	0
G3			0	2	1	

			G4	2	1	4
			G5	2	4	2
			G6	0	1	0
			G7	0	2	0
		C.H. Restitución	G1	2	1	1
			G2	1	0	1
			G3	1	1	0
	ENERSUR	C.H. Yuncán	G1	1	1	3
			G2	2	0	1
			G3	0	1	2
		C.T. Ilo 1	GCAT	1	2	7
		C.T. Ilo 2	TV21	3	6	4
	MINERA CORONA	C.H. Huanchor	G2	2	0	0
	SNPOWER	C.H. Yaupi	G1	3	2	0
			G2	3	1	0
			G3	0	1	0
			G4	2	0	0
		C.H. Cahua	G1	2	1	3
			G2	2	0	5
	EGASA	C.H. Charcani V	G1	6	3	1
			G2	17	1	0
			G3	8	0	0
		C.H. Chilina V	TV3	3	3	9
	SAN GABAN	C.H. San Gaban II	G1	5	1	2
			G2	2	7	2
	SN POWER	C.H. San Ignacio	G1	2	0	6

Fuente: COES-SINAC

# **ANEXO 3**

## **ASIGNACION DE RRE**

# **ANEXO 4**

## **CALCULO DEL COSTO DE RRE PERSEO**

Datos de las Centrales Hidroelectricas del SEIN - PERSEO

OSINERGMIN

1234567X1234567890123456789012345X	1234567X	1234567X	1234567	X1234567890	X1234567890	X1234567890	X1234	X12	X1234	X12	X1	X1	X1234567890	
CODIGO NOMBRE	EMP	CUENCA	BARRA	FACTP	CONS	CAUDAL	ANOE	ME	ANOS	MS	R	T	CANON	
CH-0201 Matucana	EDEGEL	CU-200	SICN-30		8.6877	1.219	14.8	2001	1	2050	1	0	0	0.3489
CH-0202 Huinco	EDEGEL	CU-200	SICN-49		9.8936	2.4896	21.9677	2001	1	2050	1	0	0	0.3489
CH-203A Callahuanca G-4	EDEGEL	CU-200	SICN-06		3.621	1.0053	9.616	2006	2	2050	1	0	0	0.3489
CH-203B Callahuanca G 123	EDEGEL	CU-200	SICN-07		4.1908	1.3169	10.884	2005	12	2050	1	0	0	0.3489
CH-0204 Moyopampa	EDEGEL	CU-200	SICN-31		3.7787	0.9958	17.5	2001	1	2050	1	0	0	0.3489
CH-0205 Huampani	EDEGEL	CU-200	SICN-21		1.631	0.1116	18.5	2001	1	2050	1	0	0	0.3489
CH-0206 Huanchor	EDEGEL	CU-200	SICN-35		1.9632	0.1545	10	2002	9	2050	1	0	0	0.3489
CH-0304 Cahua	EGECAHU	CU-300	SICN-71		1.886	0.6954	22.86	2001	1	2050	1	0	0	0.3489
CH-A403 Canon del Pato 1	EGENOR	CU-400	SICN-62		3.422	5.8033	77	2011	1	2011	4	9	0	1.1186
REPOTENCIAMIENTO					0	0	77	2011	5	2011	10			
REPOTENCIAMIENTO					3.422	5.8033	77	2011	11	2012	4			
REPOTENCIAMIENTO					0	0	77	2012	5	2012	10			
REPOTENCIAMIENTO					3.422	5.8033	35	2012	11	2013	4			
REPOTENCIAMIENTO					0	0	77	2013	5	2013	10			
REPOTENCIAMIENTO					3.422	5.8033	35	2013	11	2014	4			
REPOTENCIAMIENTO					0	0	77	2014	5	2014	10			
REPOTENCIAMIENTO					3.422	5.8033	77	2014	11	2015	4			
REPOTENCIAMIENTO					0	0	77	2015	5	2015	12			
CH-B403 Canon del Pato 2	EGENOR	CU-400	SICN-62		3.422	5.8033	77	2011	5	2011	10	8	0	0.4235
REPOTENCIAMIENTO					0	0	77	2011	11	2012	4			
REPOTENCIAMIENTO					3.422	5.8033	77	2012	5	2012	10			
REPOTENCIAMIENTO					0	0	77	2012	11	2013	4			
REPOTENCIAMIENTO					3.422	5.8033	35	2013	5	2013	10			
REPOTENCIAMIENTO					0	0	77	2013	11	2014	4			
REPOTENCIAMIENTO					3.422	5.8033	77	2014	5	2014	10			
REPOTENCIAMIENTO					0	0	77	2014	11	2015	4			
REPOTENCIAMIENTO					3.422	5.8033	77	2015	5	2050	1			
CH-0405 Parlac	EGECAHU	CU-400	SICN-62		2.2505	0.0953	2.2	2007	9	2050	1	0	0	0.3489
CH-0501 Gallito Clego	EGECAHU	CU-500	SICN-18		0.8515	0.9464	44.8	2001	1	2050	1	0	1	0.3489
CH-0603 Carhuaquero	EGENOR	CU-600	SICN-11		4.1313	1.3768	23	2001	1	2050	1	0	0	0.3489
CH-0604 Carhuaquero G5	EGENOR	CU-600	SICN-11		0.293	0.09	19.5	2008	11	2050	1	0	0	0.3489

Datos de las Centrales Hidroelectricas del SEIN - PERSEO

OSINERGMIN

CH-0605 Carhuaquero G4	EGENOR	CU-600	SICN-11	4.028	0.145	2.5	2008	2	2050	1	0	0	0.3489
CH-0802 Malpaso	ELA	CU-800	SICN-27	0.6763	0.6809	71	2001	1	2050	1	0	1	0.3489
CH-0803 Mantaro	ELECTRO	CU-800	SICN-28	6.4267	46.048	104.355	2001	1	2050	1	0	0	0.3489
CH-0801 Restitucion	ELECTRO	CU-800	SICN-28	2.1579	14.596	99.798	2001	1	2050	1	0	0	0.3489
CH-0804 Oroya	ELA	CU-800	SICN-36	1.4698	0.7972	6.45	2005	1	2050	1	0	0	0.3489
CH-0805 Pachachaca	ELA	CU-800	SICN-35	1.471	0.7534	6.56	2005	1	2050	1	0	0	0.3489
CH-0907 Yaupi	ELA	CU-900	SICN-57	4.0128	1.5548	28.08	2007	4	2050	1	0	0	0.3489
CH-0909 Yuncan	ENERSUR	CU-900	SICN-61	4.6234	1.3	29.58	2005	9	2050	1	0	1	0.3489
CH-1101 Chimay	EDEGEL	CU-1100	SICN-37	1.8402	1.4852	82	2001	1	2050	1	0	0	0.3489
CH-1201 Yanango	EDEGEL	CU-1200	SICN-37	2.1304	0.6439	20	2001	1	2050	1	0	0	0.3489
CH-2001 Charcani I	EGASA	CU-2000	SIS-23	0.1729	0.0319	10	2001	1	2050	1	0	0	0.3489
CH-2002 Charcani II	EGASA	CU-2000	SIS-23	0.125	0.0155	4.8	2007	6	2050	1	0	0	0.3489
CH-2003 Charcani III	EGASA	CU-2000	SIS-23	0.5382	0.0182	8.51	2001	1	2050	1	0	0	0.3489
CH-2004 Charcani IV	EGASA	CU-2000	SIS-23	1.02	0.08	15	2001	1	2050	1	0	0	0.3489
CH-2005 Charcani V	EGASA	CU-2000	SIS-22	5.8081	4.1035	22.3175	2001	1	2050	1	0	1	0.3489
CH-2006 Charcani VI	EGASA	CU-2000	SIS-23	0.5964	0.154	15	2001	1	2050	1	0	1	0.3489
CH-2101 Aricota I	EGESUR	CU-2100	SIS-03	4.8913	7.211	4.6	2007	2	2050	1	0	1	0.3489
CH-2102 Aricota II	EGESUR	CU-2100	SIS-03	2.6957	0.412	4.6	2001	1	2050	1	0	0	0.3489
CH-2301 Machupicchu I	EGEMSA	CU-2300	SIS-15	2.8646	3.0819	31	2002	1	2014	5	1	0	0.3489
REPOTENCIAMIENTO				2.96	6.0053	60.406	2014	6	2050	1			
CH-2401 San Gaban II	SANGAB	CU-2400	SIS-05	5.9525	3.185	19	2001	1	2050	1	0	0	0.3489
CH-2502 Misapuquio	EGECAHU	CU-2500	SIS-09	1.9329	0.0986	2	2003	4	2050	1	0	0	0.3489
CH-2603 San Antonio	EGECAHU	CU-2600	SIS-09	0.1987	0	2.92	2007	4	2050	1	0	0	0.3489
CH-2604 San Ignacio	EGECAHU	CU-2600	SIS-09	0.1687	0	2.5	2007	9	2050	1	0	0	0.3489
CH-2605 Huayllacho	EGECAHU	CU-2600	SIS-09	1.2367	0	0.15	2007	10	2050	1	0	0	0.3489
CH-2701 Curumuy	SINERS	CU-2700	SICN-42	0.3472	1.201	36	2003	1	2050	1	0	1	0.3489
CH-2702 Poechos I	SINERS	CU-2700	SICN-42	0.3422	1.201	45	2004	4	2050	1	0	1	0.3489
CH-2703 Poechos II	SINERS	CU-2700	SICN-42	0.1667	1.201	60	2010	5	2050	1	0	1	0.3489
CH-2801 Santa Rosa I	ELSR	CU-2800	SICN-20	0.1855	0.005	5.5	2008	2	2050	1	0	0	0.3489
CH-2802 Santa Rosa II	ELSR	CU-2800	SICN-20	0.34	0.005	5	2008	1	2050	1	0	0	0.3489
CH-2901 Platanal	PLATANA	CU-2900	SICN-69	5.2853	3.0819	41.13	2010	3	2050	1	0	0	0.3489
CH-3000 Santa Cruz I	STACRUZ	CU-400	SICN-62	1.1598	0.01	6	2009	6	2050	1	0	0	0.3489
CH-0305 Yanapampa	EYANAP	CU-300	SICN-70	0.225	0	20	2012	12	2050	1	0	0	0.3489

Datos de las Centrales Hidroelectricas del SEIN - PERSEO

OSINERGMIN

CH-2007 La Joya	GEPSA	CU-2000	SIS-33	0.3	0.03	10	2011	3	2011	8	1	0	0.3489
REPOTENCIAMIENTO				0.96	0.03	10	2011	9	2050	1			
CH-3001 Angel I	GEPSA	CU-3000	SIS-37	2.3256	0.08	8.6	2013	1	2050	1	0	0	0.3489
CH-3002 Angel II	GEPSA	CU-3000	SIS-37	2.3256	0.06	8.6	2013	1	2050	1	0	0	0.3489
CH-3003 Angel III	GEPSA	CU-3000	SIS-37	2.3256	0.06	8.6	2013	1	2050	1	0	0	0.3489
CH-3101 Huasahuasi I	STACRUZ	CU-3100	SICN-12	1	0.221	5	2012	1	2012	2	1	0	0.3489
REPOTENCIAMIENTO				2	0.221	5	2012	3	2050	1			
CH-3102 Huasahuasi II	STACRUZ	CU-3100	SICN-12	2	0.221	5	2012	4	2050	1	0	0	0.3489
CH-3004 Santa Cruz II	STACRUZ	CU-400	SICN-62	1.2374	0.1	6	2010	6	2050	1	0	0	0.3489
CH-0306 Roncador	EMAJA	CU-300	SICN-41	0.29	0.1	12	2010	11	2050	1	0	0	0.3489
CH-0404 Quitaracsa	ENERSUR	CU-400	SICN-79	8	3	14	2014	10	2050	1	0	0	0.3489
CH-0606 Pizarras	RDOBLE	CU-600	SICN-11	0.82	2.98	22	2013	1	2050	1	0	0	0.3489
CH-0207 Huanza	GHUANZA	CU-200	SICN102	5.73	0.864	15.8	2013	2	2050	1	0	1	0.3489

FIN

→

Fuente: PERSEO  
OSINERGMIN

Datos de las Centrales Termicas del SEIN - PERSEO  
OSINERGMIN

1234567X1234567890123456789012345X	1234567X	1234567	X1234567890	X1234567890	X1234567890	X1234567890	X1234	X12	X1234	X12	X1
CODIGO NOMBRE	CENTRAL	COMBUS	POTENC	DISP	CONS	CVNC	ANOE	ME	ANOS	MS	R
gt-2 chimbo	E CHIMB	CMB-2	20.201	0.95	0.344	2.7	2011	1	2050	1	0
gt-3 tgpjur	E PIUR	CMB-3	16.815	0.9	0.4224	11.58	2011	1	2050	1	0
gt-4 rosa-UTI5	D SROS	CMB-5	53.062	0.95	11.8757	6.9832	2011	1	2013	12	2
REPOTENCIAMIENTO		CMB-50	51.7333	0.95	0.2859	6.9832	2014	1	2014	6	
REPOTENCIAMIENTO		CMB-50	51.7333	0.95	0.2859	6.9832	2014	7	2050	1	
gt-5 rosa-UTI6	D SROS	CMB-5	52.005	0.95	12.7632	6.9832	2011	1	2013	12	2
REPOTENCIAMIENTO		CMB-50	52.5351	0.95	0.2788	6.9832	2014	1	2014	6	
REPOTENCIAMIENTO		CMB-50	52.5351	0.95	0.2788	6.9832	2014	7	2050	1	
gt-6 PIU1-R6	E PIUR	CMB-6	8.1415	0.97	0.2395	7.389	2011	1	2050	1	0
gt-7 CHIC-R6	E CHIC	CMB-7	18.058	0.97	0.252	7.04	2011	1	2050	1	0
gt-12 CCTgven3 s	T VENT	CMB-10	225.109	0.96	6.7979	3.0463	2011	1	2013	12	2
REPOTENCIAMIENTO		CMB-10	225.109	0.96	6.7979	3.0463	2014	1	2014	6	
REPOTENCIAMIENTO		CMB-10	225.109	0.96	6.7979	3.0463	2014	7	2050	1	
gt-12A CCTgven3 c	T VENT	CMB-10	13.6669	0.96	7.1447	3.0463	2011	1	2013	12	2
REPOTENCIAMIENTO		CMB-10	13.6669	0.96	7.1447	3.0463	2014	1	2014	6	
REPOTENCIAMIENTO		CMB-10	13.6669	0.96	7.1447	3.0463	2014	7	2050	1	
gt-13 CCTgven4 s	T VENT	CMB-10	228.0168	0.96	6.7627	3.1071	2011	1	2013	12	2
REPOTENCIAMIENTO		CMB-10	228.0168	0.96	6.7627	3.1071	2014	1	2014	6	
REPOTENCIAMIENTO		CMB-10	228.0168	0.96	6.7627	3.1071	2014	7	2050	1	
gt-13A CCTgven4 c	T VENT	CMB-10	18.3555	0.96	7.0381	3.1071	2011	1	2013	12	2
REPOTENCIAMIENTO		CMB-10	18.3555	0.96	7.0381	3.1071	2014	1	2014	6	
REPOTENCIAMIENTO		CMB-10	18.3555	0.96	7.0381	3.1071	2014	7	2050	1	
gt-14 TG_WES	D SROS	CMB-5	123.9101	0.94	11.5951	3.5074	2011	1	2013	12	2
REPOTENCIAMIENTO		CMB-50	121.331	0.94	0.257	4.1	2014	1	2014	6	
REPOTENCIAMIENTO		CMB-5	123.9101	0.94	11.5951	3.5074	2014	7	2050	1	
gt-15 TGagt1	A AGUA	CMB-12	88.4413	0.98	11.2506	3.03	2011	1	2050	1	0
gt-16 TGagt2	A AGUA	CMB-12	86.9644	0.98	11.3458	3.03	2011	1	2050	1	0
gt-17 TGMALA1	P TALA	CMB-15	13.135	0.955	17.627	4	2011	1	2050	1	0
gt-17B TGMALA2	P TALA	CMB-13	14.974	0.9553	0.354	4	2011	1	2050	1	0
gt-18 TG4MAL	P TALA	CMB-14	90.333	0.97	12.4168	3.1325	2011	1	2050	1	0
gt-18A TG4MAL con	P TALA	CMB-14	12.406	0.97	13.2851	22.74	2011	1	2050	1	0

**Datos de las Centrales Termicas del SEIN - PERSEO**  
**OSINERGMIN**

gt-20	SHOUG	H MARC	CMB-16	61.714	0.95	0.3096	2	2011	1	2050	1	0
gt-20A	SHO-C	H MARC	CMB-42	1.241	0.95	0.22	7.11	2011	1	2050	1	0
gt-24	TUMNU1	C TUMB	CMB-20	8.0355	0.97	0.2173	7	2011	1	2050	1	0
gt-25	TUMNU2	C TUMB	CMB-20	8.312	0.97	0.202	7	2011	1	2050	1	0
gt-29	tapara	M JULI	CMB-23	4.3156	0.95	0.2329	10.056	2011	1	2050	1	0
gt-30	bellav	M PUNO	CMB-24	3.5096	0.95	0.264	8.2	2011	1	2050	1	0
gt-32	chil-2	G SOCA	CMB-26	6.1992	0.9	0.398	4.53	2011	1	2050	1	0
gt-33	chil-3	G SOCA	CMB-27	10.205	0.9	0.4028	4.22	2011	1	2050	1	0
gt-34	chilcc	G SOCA	CMB-28	15.754	0.9	0.293	3.575	2011	1	2050	1	0
gt-35	chilmd	G SOCA	CMB-29	10.1122	0.96	0.2125	6.75	2011	1	2050	1	0
gt-37	moll-1	G MOLL	CMB-31	29.809	0.96	0.2107	13.831	2011	1	2050	1	0
gt-39	ilotv2	R ILO	CMB-33	0	0.9	0	1.934	2011	1	2050	1	0
gt-40	ilotv3	R ILO	CMB-34	67.639	0.9	0.2119	1.325	2011	1	2050	1	0
gt-41	ilotv4	R ILO	CMB-35	61.4307	0.9	0.2984	1.231	2011	1	2050	1	0
gt-42	ilogd	R ILO	CMB-36	3.2797	0.95	0.2037	16.7025	2011	1	2050	1	0
gt-43	ilotg1	R ILO	CMB-36	34.9289	0.95	0.2543	9.2482	2011	1	2050	1	0
gt-44	ilotg2	R ILO	CMB-36	30.7248	0.95	0.2519	10.3207	2011	1	2050	1	0
gt-45	iltvc1	R MOQ	CMB-38	140.6399	0.9	0.3698	2.1876	2011	1	2050	1	0
gt-50	PUCALL-W	PUCALL	CMB-43	24.5221	0.96	0.231	10.73	2011	1	2011	3	0
gt-51	Chilca-TG1	CHILCA	CMB-44	171.4638	0.96	9.7042	4.4118	2011	1	2013	7	0
gt-52	Pisco GN	C PISCO	CMB-46	68.886	0.96	12.2782	5	2011	1	2050	1	0
gt-53	Kallpa-TG1	KALLPA	CMB-45	174.408	0.96	10.2376	4.4729	2011	1	2012	8	0
gt-54	Indepen GN	C INDP	CMB-47	22.967	0.96	8.776	4.5	2011	1	2050	1	0
gt-55	Chilca-TG2	CHILCA	CMB-44	170.277	0.96	9.876	4.4874	2011	1	2013	7	0
gt-56	Chilca-TG3	CHILCA	CMB-44	194.1946	0.96	10.2824	3.4134	2011	1	2013	7	0
gt-58	TG-N ST Ro	D SROS	CMB-19	199.8299	0.96	9.8801	4	2011	1	2013	12	2
	REPOTENCIAMIENTO		CMB-19	199.8299	0.4578	9.8801	4	2014	1	2014	6	
	REPOTENCIAMIENTO		CMB-19	199.8299	0.96	9.8801	4	2014	7	2050	1	
gt-59	Kallpa-TG2	KALLPA	CMB-45	193.5159	0.96	10.1537	4.0312	2011	1	2012	8	0
gt-60	Kallpa-TG3	KALLPA	CMB-45	197.84	0.96	10.0814	3.9077	2011	1	2012	8	0
gt-61	TG-Flores	CHILCB	CMB-48	198.4438	0.96	10.0836	2.9	2011	1	2013	12	2
	REPOTENCIAMIENTO		CMB-48	198.4438	0.1254	10.0836	2.9	2014	1	2014	6	
	REPOTENCIAMIENTO		CMB-48	198.4438	0.96	10.0836	2.9	2014	7	2050	1	

Datos de las Centrales Termicas del SEIN - PERSEO

OSINERGMIN

gt-62	TG-SNicolas	H MARC	CMB-42	171.7	0.96	0.2438	4.1	2015	1	2050	1	0
gt-63	CTruji(EMG)	C TRUJ	CMB-52	62.125	0.95	0.2206	14.4	2011	9	2012	1	0
gt-64	CTarapoto	C TARA	CMB-53	12	0.95	0.2239	6.8	2011	1	2050	1	0
gt-65	CBellavista	C BELL	CMB-54	3.2	0.95	0.2647	6.8	2011	1	2050	1	0
gt-66	CMoyobamba	C MOYO	CMB-54	2	0.95	0.2696	6.8	2011	1	2050	1	0
gt-67	CPto.Maldona	C PMAL	CMB-55	8.16	0.95	0.2371	13.9	2011	1	2050	1	0
gt-68	Sto.Domingo	TERMOC	CMB-51	197.6	0.96	10.5571	2.72	2013	10	2013	12	2
REPOTENCIAMIENTO			CMB-51	197.6	0.5506	10.5571	2.72	2014	1	2014	6	
REPOTENCIAMIENTO			CMB-51	197.6	0.96	10.5571	2.72	2014	7	2050	1	
gt-69	Kallpa-CC	KALLPA	CMB-45	854	0.96	6.8767	2.5	2012	9	2013	12	2
REPOTENCIAMIENTO			CMB-45	854	0.7705	6.8767	2.5	2014	1	2014	6	
REPOTENCIAMIENTO			CMB-45	854	0.96	6.8767	2.5	2014	7	2050	1	
gt-70	Fenix CC	FENIXP	CMB-51	521.5	0.96	7.63	2.7	2013	3	2013	12	2
REPOTENCIAMIENTO			CMB-51	521.5	0.5592	7.63	2.7	2014	1	2014	6	
REPOTENCIAMIENTO			CMB-51	521.5	0.96	7.63	2.7	2014	7	2050	1	
gt-71	Chilca-CC	CHILCA	CMB-44	804.62	0.96	6.8236	3	2013	8	2013	12	2
REPOTENCIAMIENTO			CMB-44	804.62	0.7453	6.8236	3	2014	1	2014	6	
REPOTENCIAMIENTO			CMB-44	804.62	0.96	6.8236	3	2014	7	2050	1	
gt-72	TG5 Malacas	P TALA	CMB-13	183	0.96	0.2364	2.4543	2013	7	2050	1	0
gt-73	UE Eten	ETEN E	CMB-56	200	0.96	0.2364	2.4543	2013	5	2050	1	0
gt-74	UE Mollendo	MOLL E	CMB-57	60	0.96	0.2364	11.916	2012	5	2012	12	0
gt-75	RF Ilo	R ILO	CMB-36	460	0.96	0.2471	4	2013	9	2050	1	0
gt-76	PIURAE	CEPIUR	CMB-58	80	0.96	0.2364	11.916	2012	6	2013	9	0

FIN

→

Fuente: PERSEO

OSINERGMIN

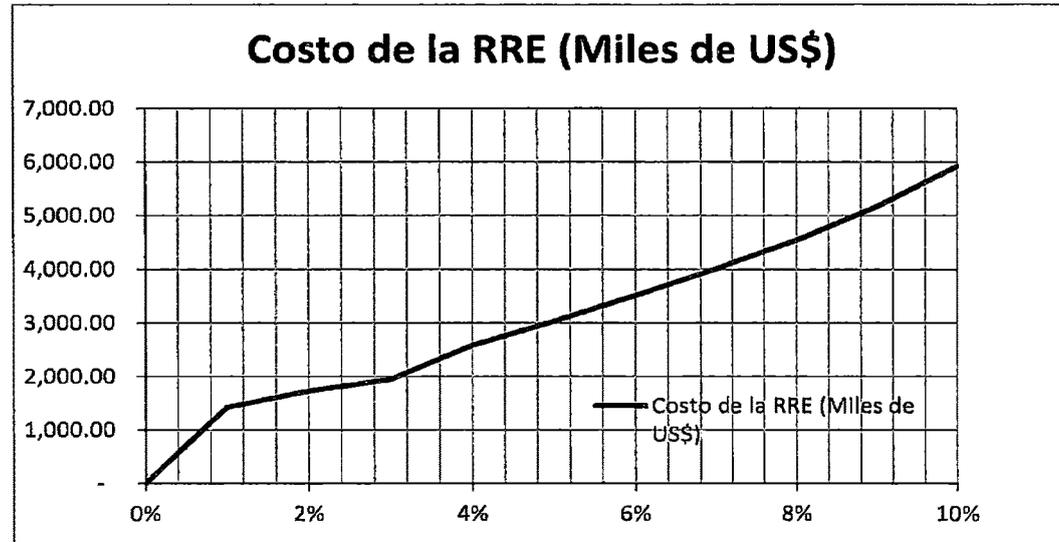
Resumen de resultados de las simulaciones dinámicas en el PERSEO por meses y  
resumen de costos operativos anuales en miles de US\$

MESES	Niveles de Reserva Rotante (Miles de US\$)										
	0%	1%	2%	3%	4%	5%	6%	7%	8%	9%	10%
Enero	2,592.64	2,715.83	2,763.89	2,802.91	2,878.60	2,941.88	3,010.75	3,080.41	3,156.00	3,255.53	3,379.17
Febrero	2,203.63	2,310.09	2,354.55	2,364.09	2,476.46	2,538.32	2,599.57	2,665.45	2,725.22	2,788.65	2,854.87
Marzo	2,358.40	2,470.85	2,518.78	2,523.01	2,650.89	2,720.31	2,791.99	2,858.44	2,927.30	2,997.26	3,071.48
Abril	2,414.48	2,519.27	2,565.44	2,583.86	2,683.81	2,746.42	2,809.76	2,871.33	2,935.11	3,002.35	3,072.96
Mayo	3,166.42	3,286.19	3,309.32	3,333.03	3,375.03	3,407.06	3,445.17	3,482.68	3,524.96	3,574.39	3,627.89
Junio	3,655.54	3,759.74	3,763.56	3,777.30	3,793.91	3,822.89	3,845.55	3,873.61	3,908.54	3,937.93	3,997.66
Julio	3,793.47	3,903.26	3,906.24	3,924.03	3,940.60	3,950.30	3,968.51	3,994.23	4,014.73	4,050.49	4,099.80
Agosto	3,668.37	3,782.01	3,797.40	3,823.50	3,855.30	3,895.69	3,927.45	3,969.33	4,017.36	4,069.88	4,150.72
Septiembre	3,649.26	3,732.77	3,752.40	3,768.00	3,773.37	3,785.04	3,803.69	3,810.25	3,835.13	3,872.18	3,907.71
Octubre	3,583.88	3,698.19	3,704.54	3,716.12	3,737.27	3,751.92	3,772.26	3,791.87	3,803.74	3,833.93	3,878.44
Noviembre	3,268.75	3,411.55	3,428.24	3,445.51	3,475.65	3,496.21	3,524.56	3,555.75	3,590.69	3,629.88	3,673.71
Diciembre	2,953.52	3,144.47	3,170.60	3,195.39	3,247.96	3,282.89	3,325.32	3,368.86	3,415.24	3,466.24	3,514.49
Anual	37,308.34	38,734.23	39,034.97	39,256.74	39,888.85	40,338.93	40,824.57	41,322.21	41,854.01	42,478.69	43,228.91

Costo de la RRE (Miles de US\$)		
NIVEL RRE	CO	SCO
0%	37,308.34	-
1%	38,734.23	1,425.89
2%	39,034.97	1,726.62
3%	39,256.74	1,948.40
4%	39,888.85	2,580.51
5%	40,338.93	3,030.59
6%	40,824.57	3,516.23
7%	41,322.21	4,013.87
8%	41,854.01	4,545.67
9%	42,478.69	5,170.35
10%	43,228.91	5,920.57

CO Costos Operativos  
SCO Sobre costo Operativo

$$SCO_i = CO_i - CO_{0\%}$$

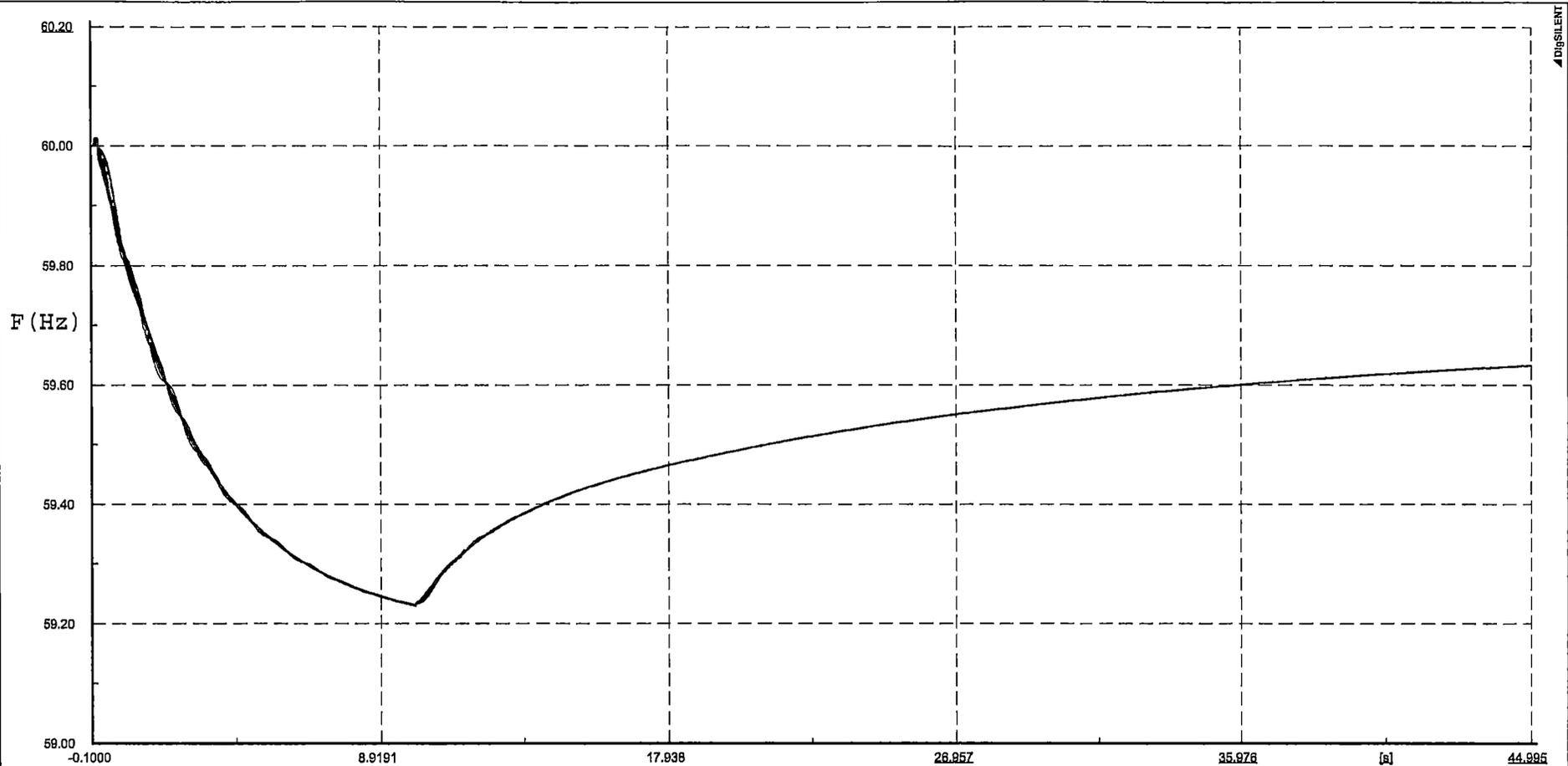


Fuente: Propia

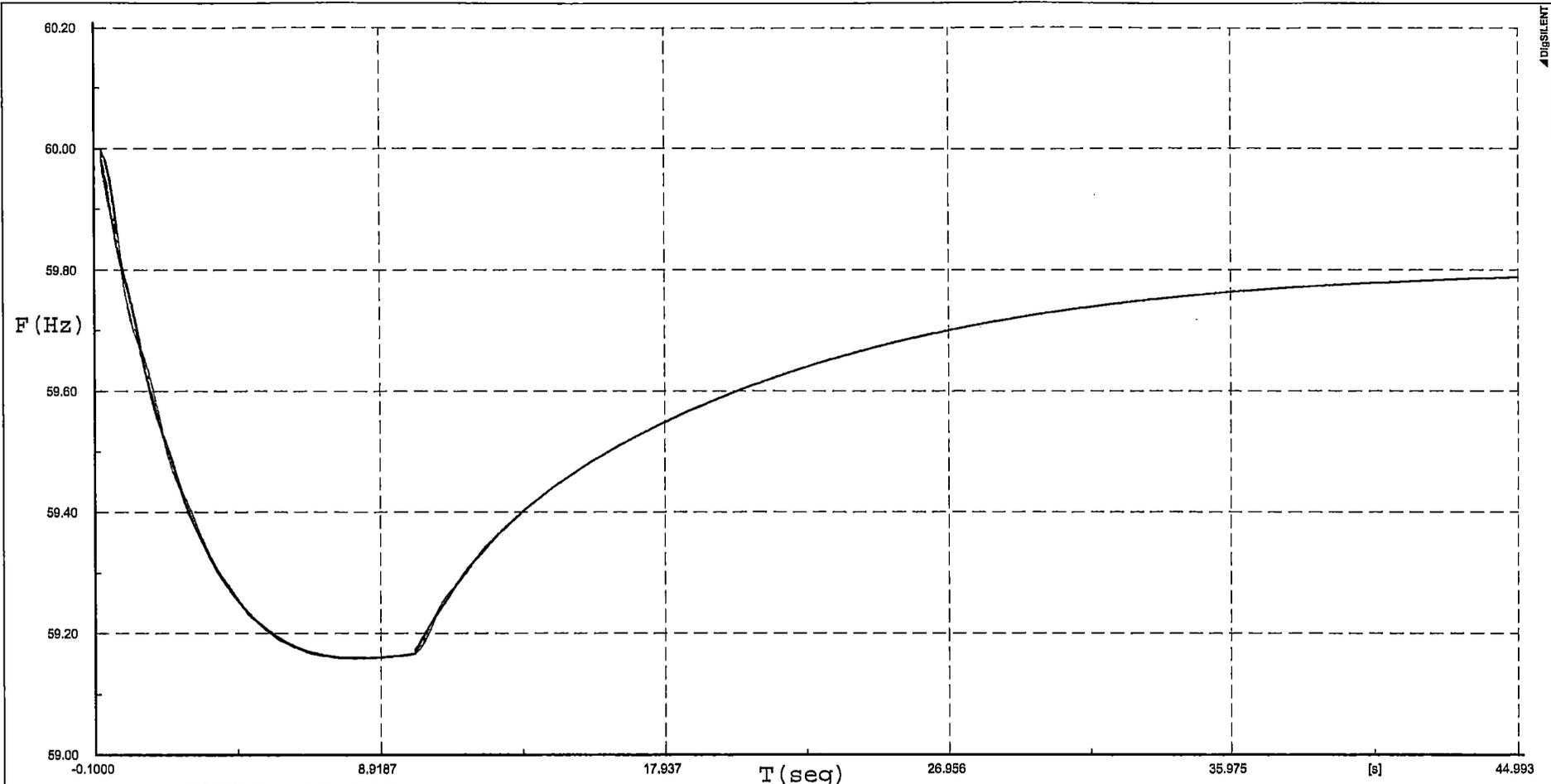
# **ANEXO 5**

**CALCULO DE LA ENS  
DIGSILENT**

**RESERVA ROTANTE DE ENERGÍA PARA LA  
REGULACIÓN PRIMARIA DE FRECUENCIA 1 %**



- \_\_\_\_\_ CARMÍ220: Frecuencia Eléctrica In Hz
- \_\_\_\_\_ CHILCA\_REP\CHILCA\_REP\_A: Frecuencia Eléctrica In Hz
- \_\_\_\_\_ SEGUA\GUADALUPE\_220: Frecuencia Eléctrica In Hz
- \_\_\_\_\_ MONT220: Frecuencia Eléctrica In Hz
- \_\_\_\_\_ PANU\PARAMONGA\_NUEVA\_220: Frecuencia Eléctrica In Hz
- \_\_\_\_\_ ROSA\ROSA220A: Frecuencia Eléctrica In Hz
- \_\_\_\_\_ TALARA\_220: Frecuencia Eléctrica In Hz
- \_\_\_\_\_ Carabayillo\Carabayillo\_500 A: Frecuencia Eléctrica In Hz
- \_\_\_\_\_ Chilca Nueva 500\ChilcaN\_500 BB1: Frecuencia Eléctrica In Hz
- \_\_\_\_\_ JUANJ138: Frecuencia Eléctrica in Hz
- \_\_\_\_\_ TINTA138: Frecuencia Eléctrica in Hz
- \_\_\_\_\_ TRUJ 138\TRUJILLO 138\_B1: Frecuencia Eléctrica in Hz



- CARM220: Frecuencia Eléctrica In Hz
- CHILCA\_REP\CHILCA\_REP\_A: Frecuencia Eléctrica In Hz
- SEGUAYGUADALUPE\_220: Frecuencia Eléctrica In Hz
- MONT220: Frecuencia Eléctrica In Hz
- PANUPARAMONGA\_NUEVA\_220: Frecuencia Eléctrica In Hz
- ROSAIROSA220A: Frecuencia Eléctrica In Hz
- Carabaylo\Carabaylo\_500 A: Frecuencia Eléctrica In Hz
- Chilca Nueva 500\ChilcaN\_500 BB1: Frecuencia Eléctrica In Hz
- JUANJ138: Frecuencia Eléctrica In Hz
- TINTA138: Frecuencia Eléctrica In Hz
- TRUJ 138\TRUJILLO 138\_B1: Frecuencia Eléctrica In Hz

RESERVA ROTANTE DE ENERGIA - RPF

Frecuencia Barra

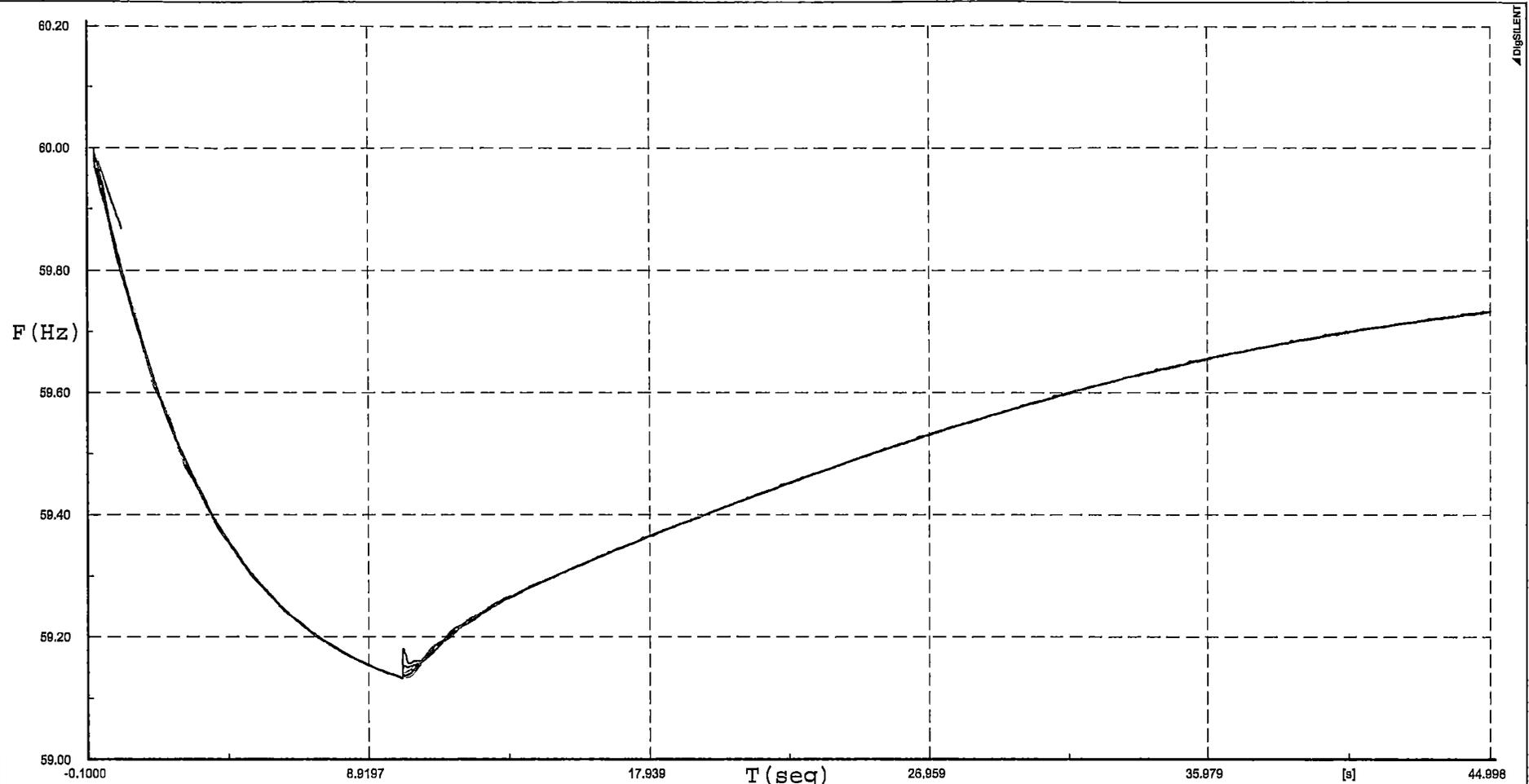
Avenida 2013 Mínima

Frecuencia Barra

Fecha: 12/09/2012

Anexo: /5

DISSENT



- \_\_\_\_\_ CARMIZ20: Frecuencia Eléctrica In Hz
- \_\_\_\_\_ CHILCA\_REP\CHILCA\_REP\_A: Frecuencia Eléctrica In Hz
- \_\_\_\_\_ SEGUA\GUADALUPE\_220: Frecuencia Eléctrica In Hz
- \_\_\_\_\_ MONT220: Frecuencia Eléctrica In Hz
- \_\_\_\_\_ Carabayillo\Carabayillo\_500 A: Frecuencia Eléctrica In Hz
- \_\_\_\_\_ ROSAIROSA220A: Frecuencia Eléctrica In Hz
- \_\_\_\_\_ TALARA\_220: Frecuencia Eléctrica In Hz
- \_\_\_\_\_ JUANJ138: Frecuencia Eléctrica In Hz
- \_\_\_\_\_ TINTA138: Frecuencia Eléctrica In Hz
- \_\_\_\_\_ TRUJ 138\TRUJILLO 138\_B1: Frecuencia Eléctrica In Hz

RESERVA ROTANTE DE ENERGIA - RPF

Frecuencia Barra

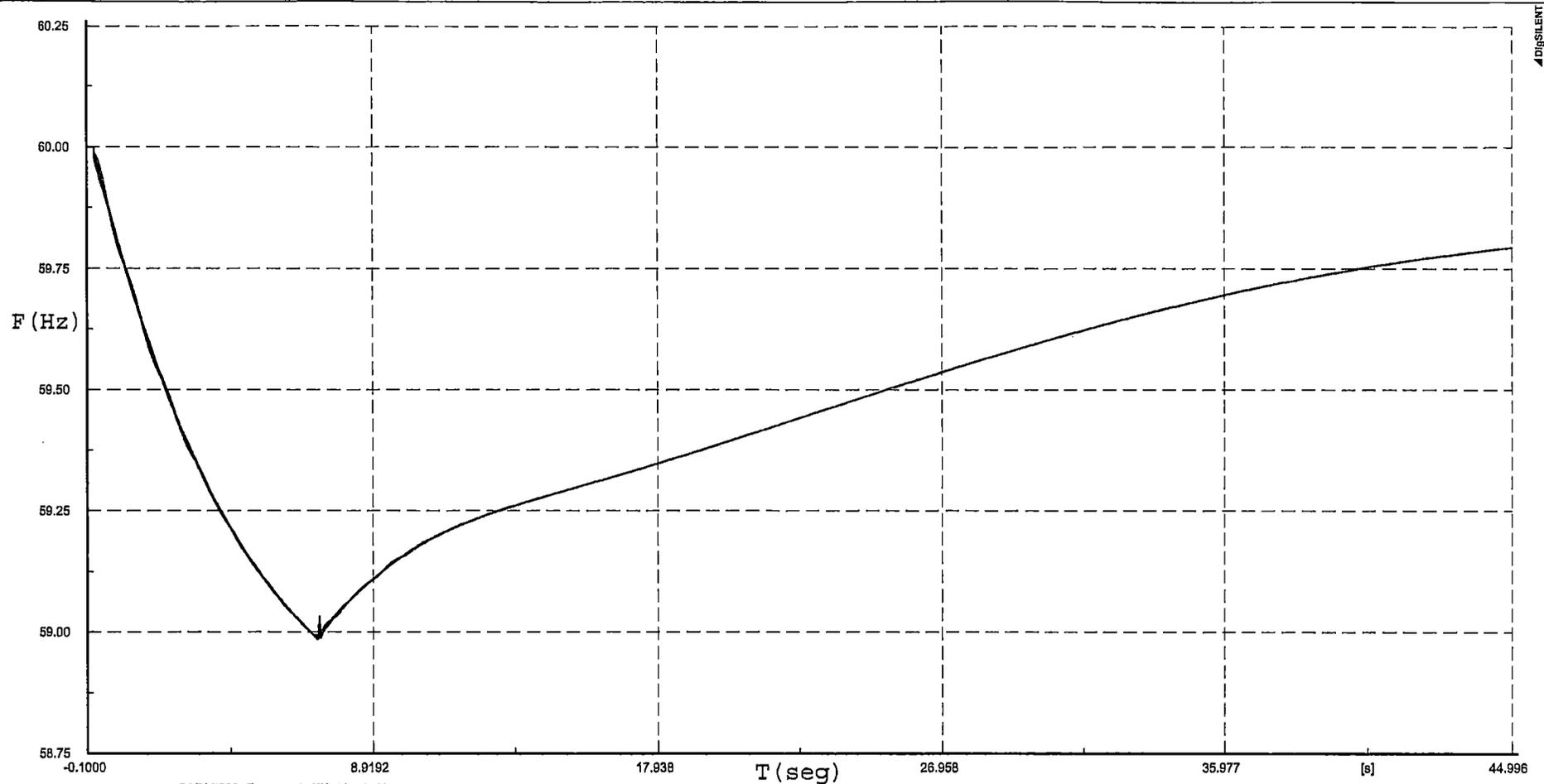
Estiaje 2013 Máxima

Frecuencia Barra

Fecha: 12/09/2012

Anexo: /8

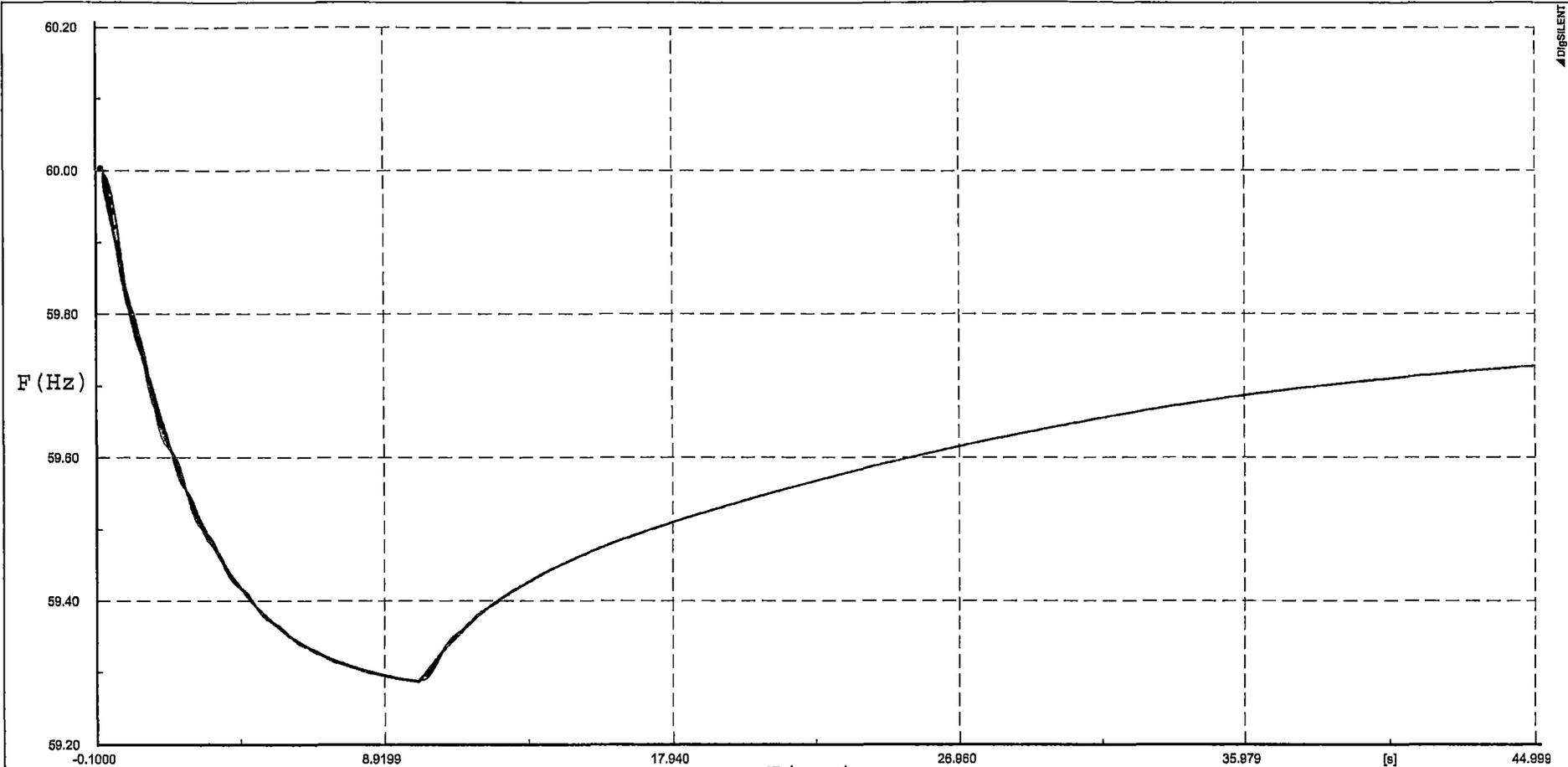
DISSENT



- \_\_\_\_\_ CARMIZ20: Frecuencia Eléctrica In Hz
- \_\_\_\_\_ CHILCA\_REP\CHILCA\_REP\_A: Frecuencia Eléctrica In Hz
- \_\_\_\_\_ SEGUAVIGUADALUPE\_220: Frecuencia Eléctrica In Hz
- \_\_\_\_\_ Carabayillo\Carabayillo\_500 A: Frecuencia Eléctrica In Hz
- \_\_\_\_\_ Chilca Nueva 500\ChilcaN\_500 BB1: Frecuencia Eléctrica In Hz
- \_\_\_\_\_ ROSAIROSA220A: Frecuencia Eléctrica In Hz
- \_\_\_\_\_ TALARA\_220: Frecuencia Eléctrica In Hz
- \_\_\_\_\_ ILO138E: Frecuencia Eléctrica In Hz
- \_\_\_\_\_ JUANJ138: Frecuencia Eléctrica In Hz
- \_\_\_\_\_ TINTA138: Frecuencia Eléctrica In Hz
- \_\_\_\_\_ TRUJ 138\TRUJILLO 138\_B1: Frecuencia Eléctrica In Hz

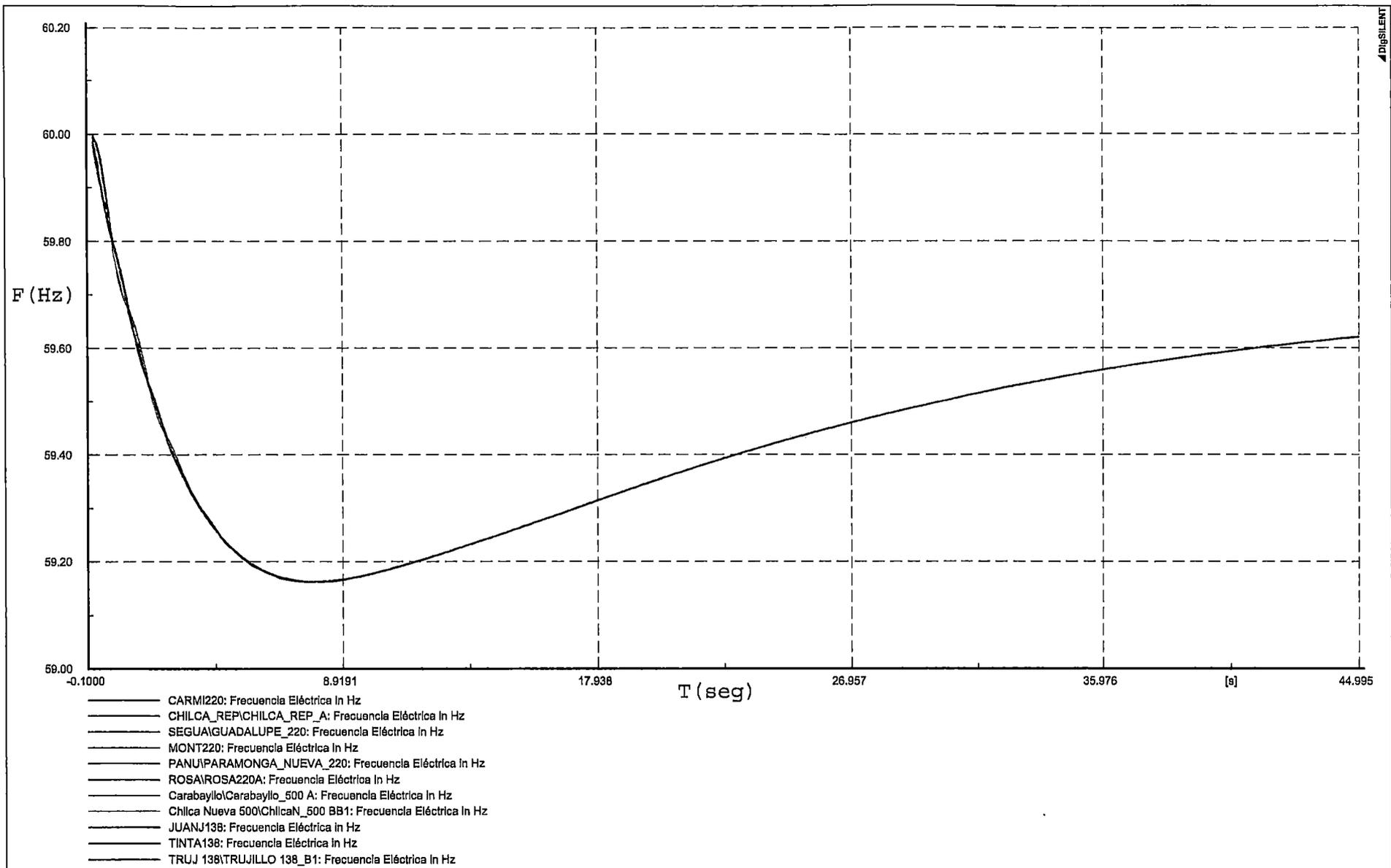
ADISLENT

**RESERVA ROTANTE DE ENERGÍA PARA LA  
REGULACIÓN PRIMARIA DE FRECUENCIA 2 %**



- \_\_\_\_\_ CARM220: Frecuencia Eléctrica In Hz
- \_\_\_\_\_ CHILCA\_REP\CHILCA\_REP\_A: Frecuencia Eléctrica In Hz
- \_\_\_\_\_ SEGU\GUADALUPE\_220: Frecuencia Eléctrica In Hz
- \_\_\_\_\_ MONT220: Frecuencia Eléctrica in Hz
- \_\_\_\_\_ PANU\PARAMONGA\_NUEVA\_220: Frecuencia Eléctrica In Hz
- \_\_\_\_\_ ROSAIROSA220A: Frecuencia Eléctrica In Hz
- \_\_\_\_\_ TALARA\_220: Frecuencia Eléctrica In Hz
- \_\_\_\_\_ Carabaylo\Carabaylo\_500 A: Frecuencia Eléctrica In Hz
- \_\_\_\_\_ Chilca Nueva 500\ChilcaN\_500 BB1: Frecuencia Eléctrica In Hz
- \_\_\_\_\_ JUANJ138: Frecuencia Eléctrica in Hz
- \_\_\_\_\_ TINTA138: Frecuencia Eléctrica In Hz
- \_\_\_\_\_ TRUJ 138\TRUJILLO 138\_B1: Frecuencia Eléctrica In Hz

RESERVA ROTANTE DE ENERGIA - RPF



RESERVA ROTANTE DE ENERGIA - RPF

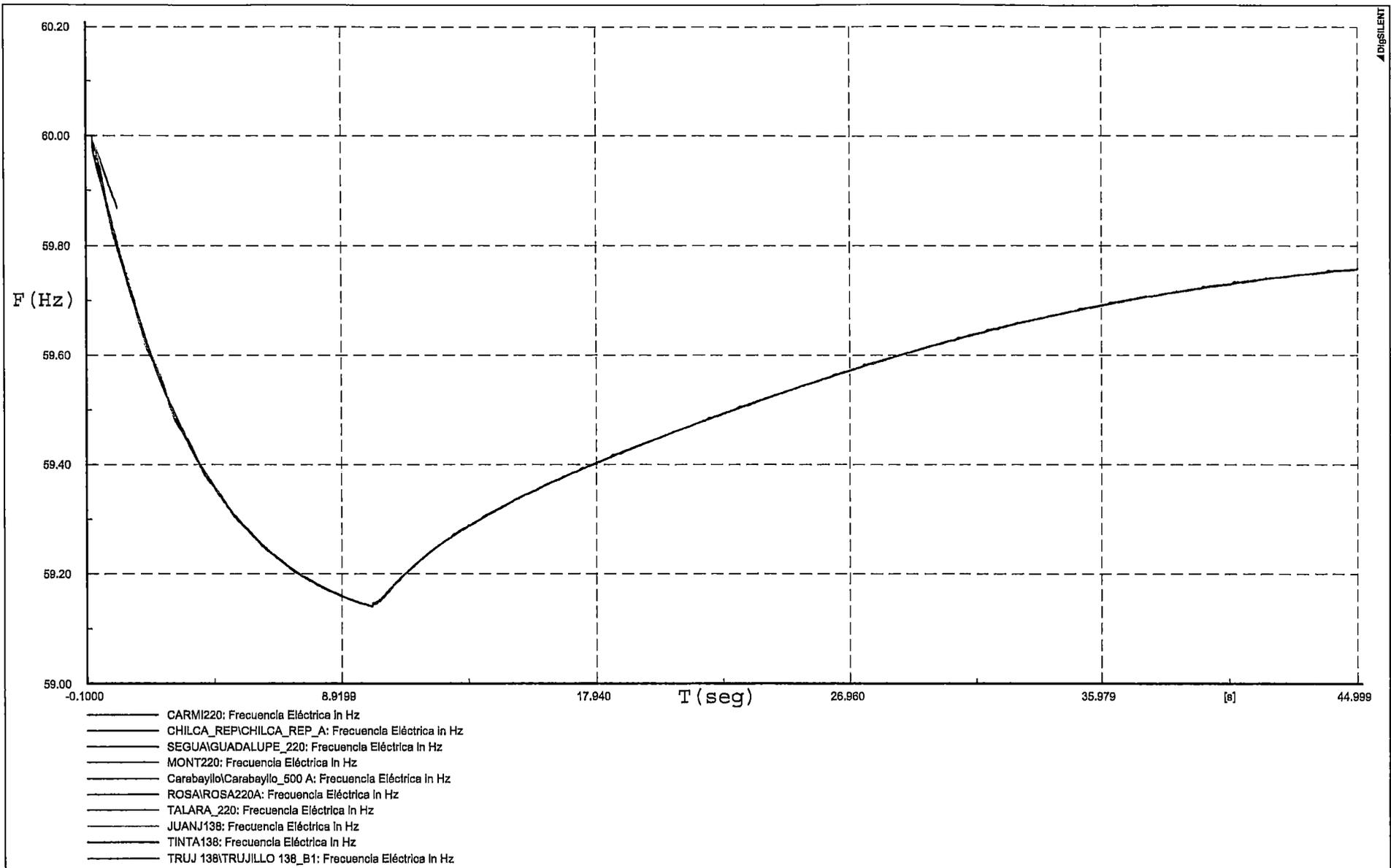
Frecuencia Barra

Avenida 2013 mínima

Frecuencia Barra

Fecha: 12/09/2012

Anexo: /5



RESERVA ROTANTE DE ENERGIA - RPF

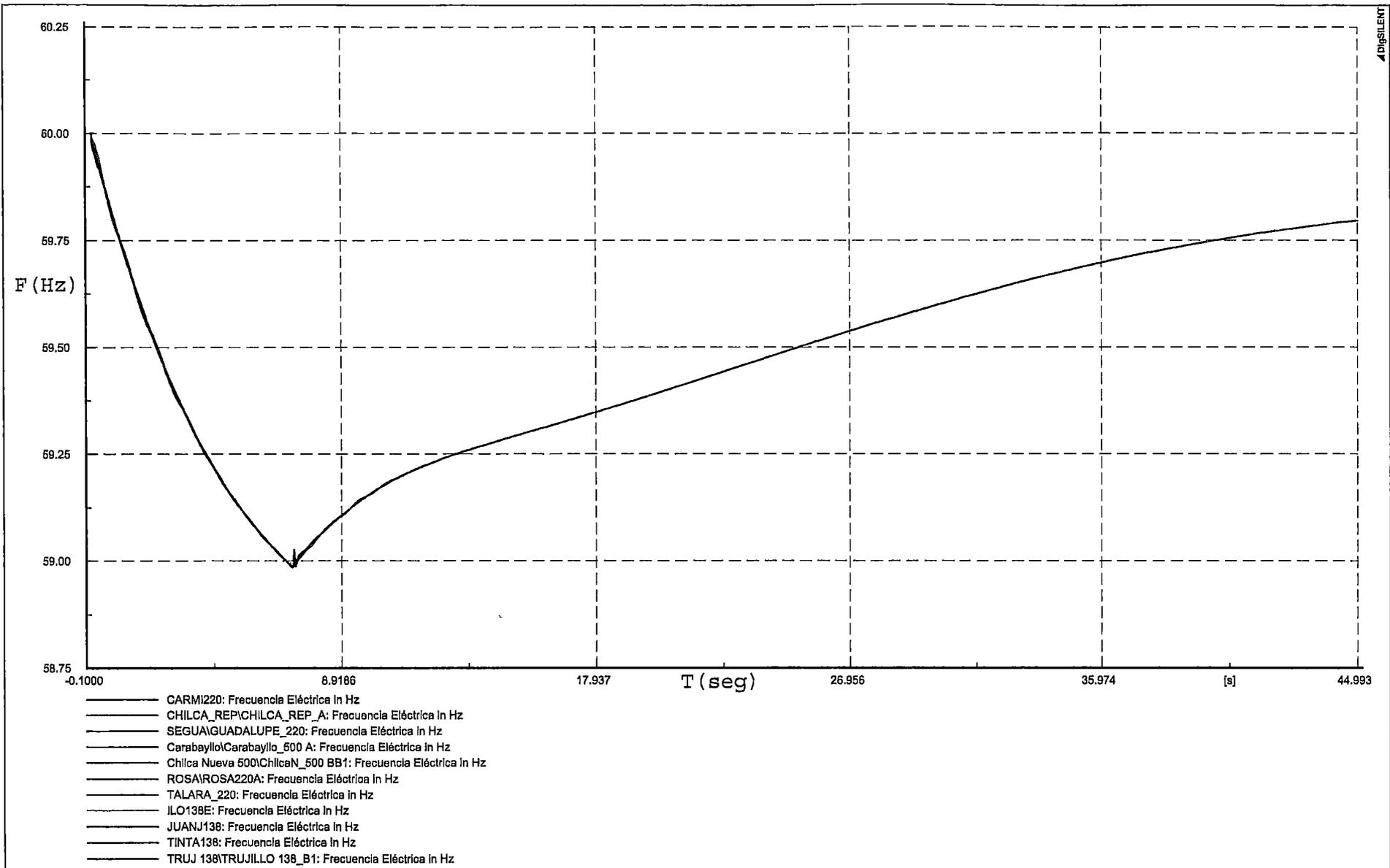
Frecuencia Barra

Estiaje 2013 Máxima

Frecuencia Barra

Fecha: 12/09/2012

Anexo: /6



RESERVA ROTANTE DE ENERGIA - RPF

Frecuencia Barra

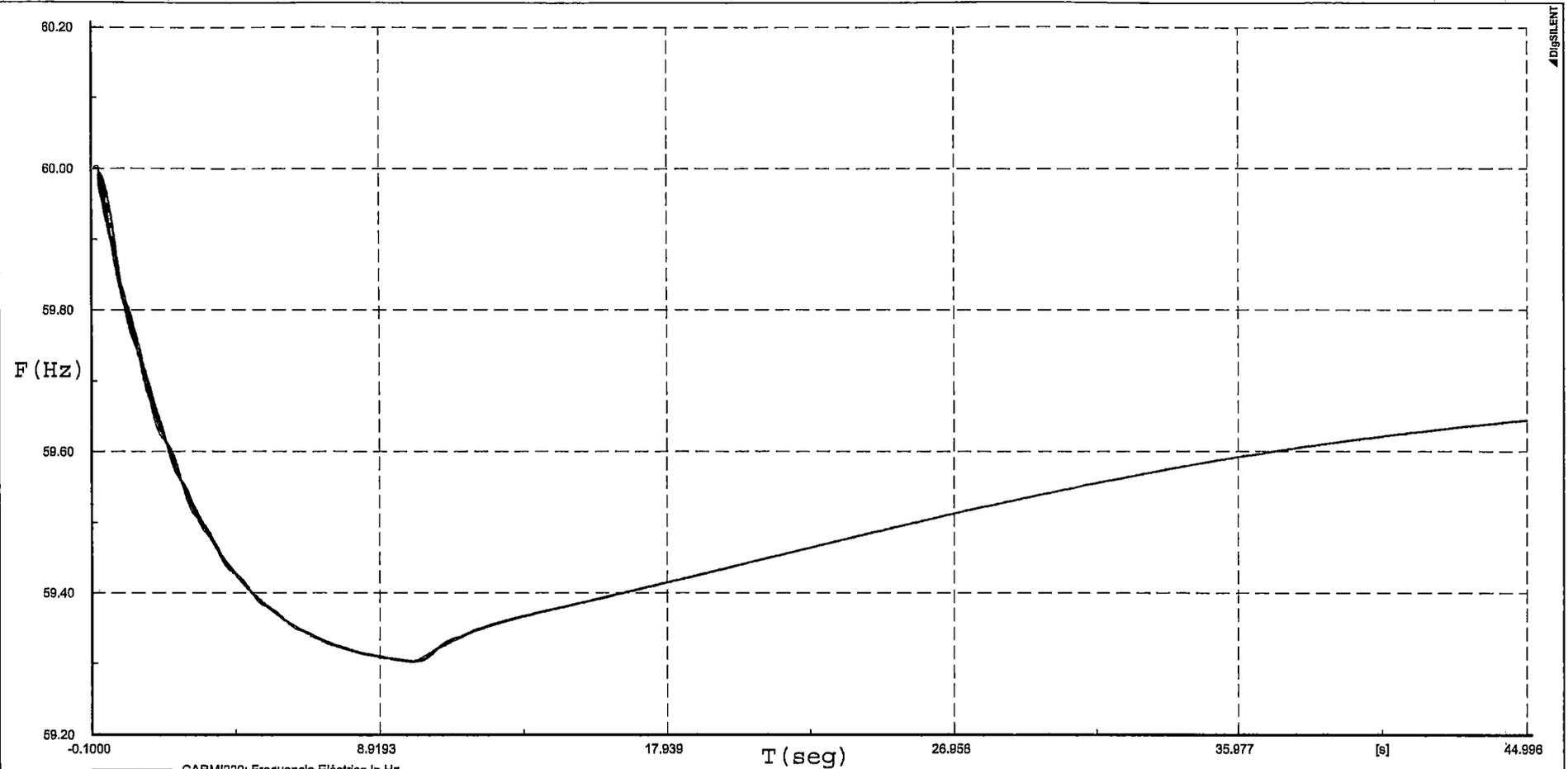
Estiaje 2013 MInima

Frecuencia Barra

Fecha: 12/09/2012

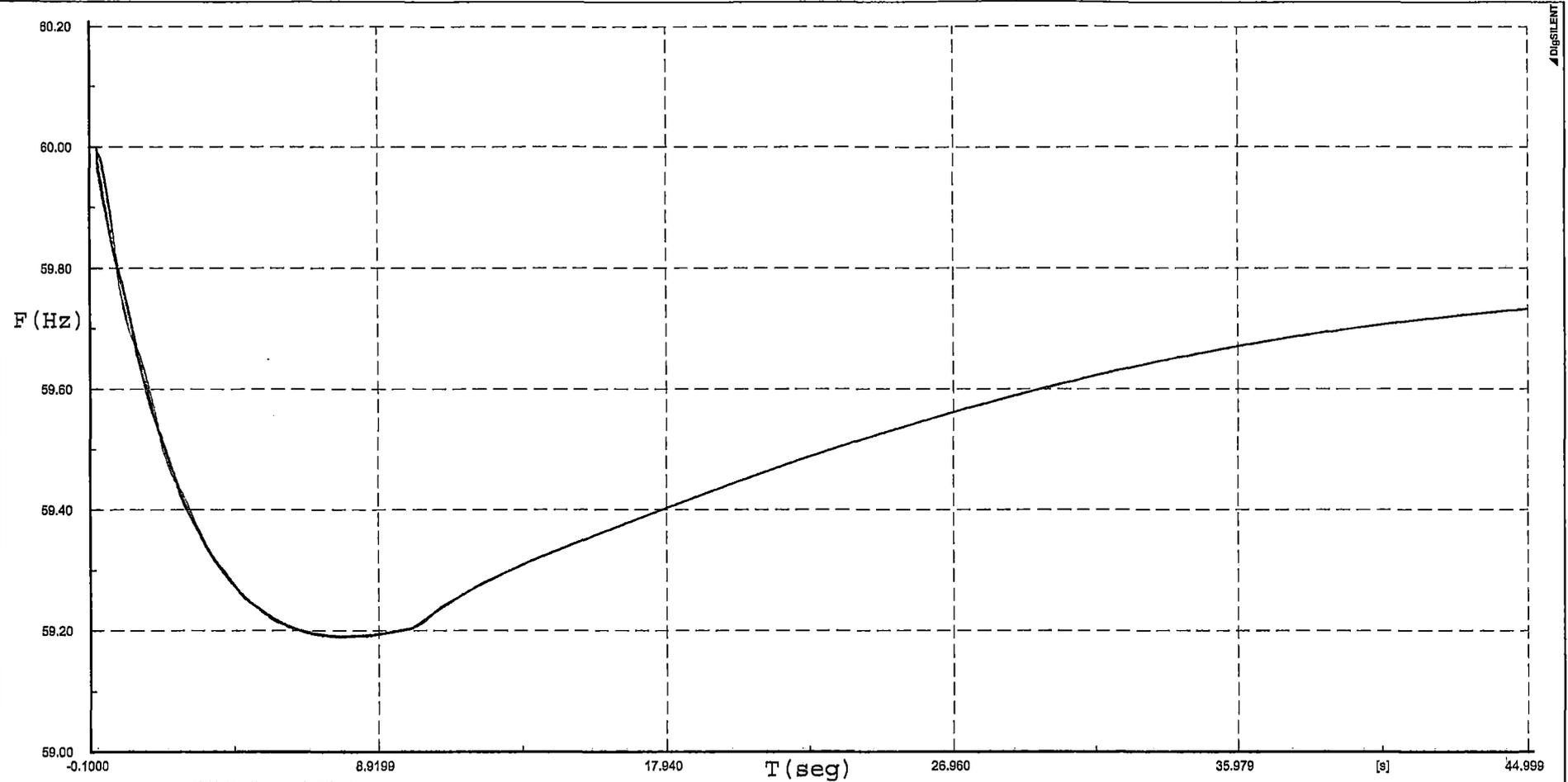
Anexo: /5

**RESERVA ROTANTE DE ENERGÍA PARA LA  
REGULACIÓN PRIMARIA DE FRECUENCIA 3 %**



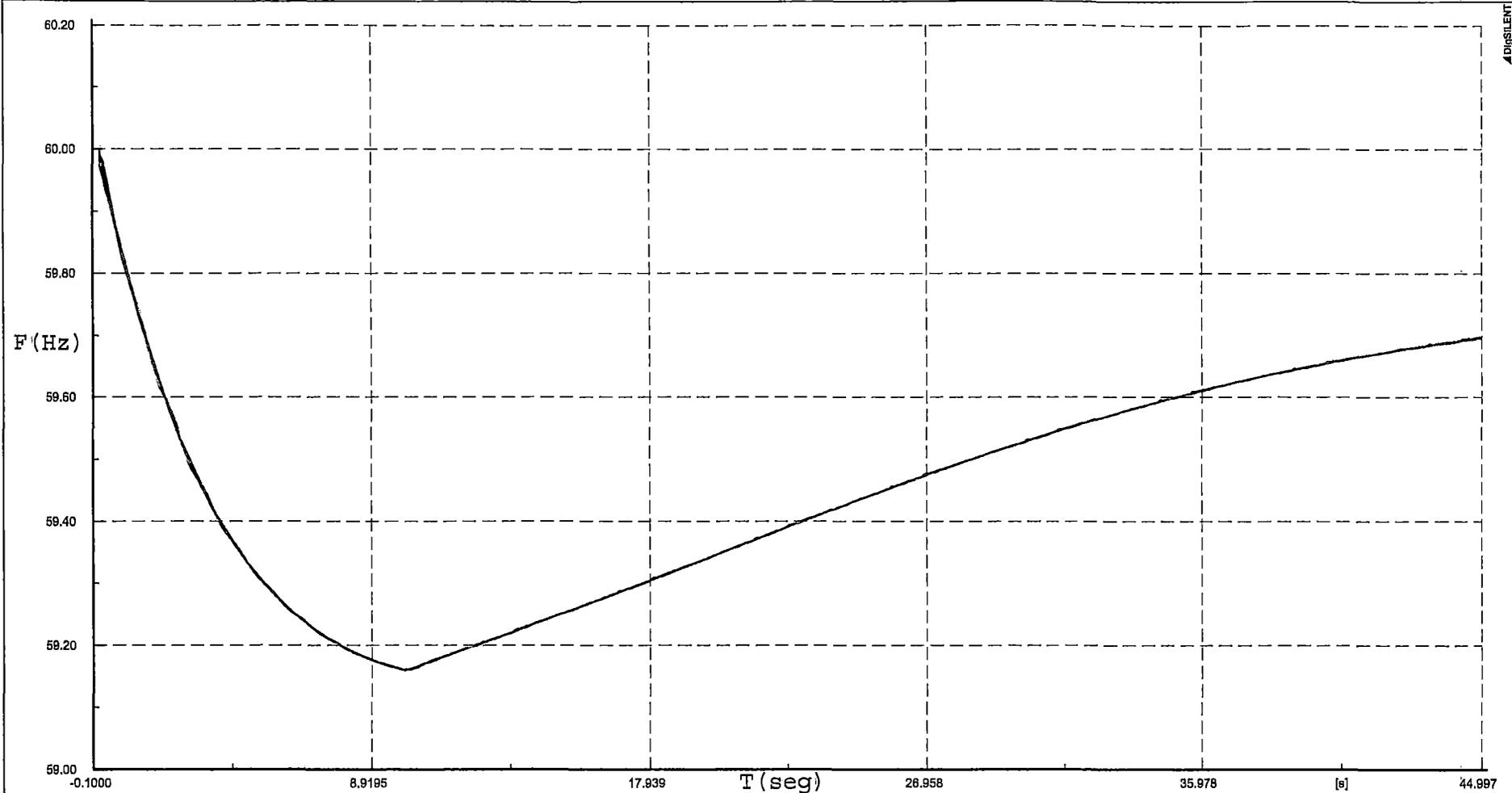
- \_\_\_\_\_ CARM1220: Frecuencia Eléctrica In Hz
- \_\_\_\_\_ CHILCA\_REP\CHILCA\_REP\_A: Frecuencia Eléctrica In Hz
- \_\_\_\_\_ SEQUA\GUADALUPE\_220: Frecuencia Eléctrica In Hz
- \_\_\_\_\_ MONT220: Frecuencia Eléctrica In Hz
- \_\_\_\_\_ PANU\PARAMONGA\_NUEVA\_220: Frecuencia Eléctrica In Hz
- \_\_\_\_\_ ROSA\ROSA220A: Frecuencia Eléctrica In Hz
- \_\_\_\_\_ TALARA\_220: Frecuencia Eléctrica In Hz
- \_\_\_\_\_ Carabayillo\Carabayillo\_500 A: Frecuencia Eléctrica In Hz
- \_\_\_\_\_ Chilca Nueva 500\ChilcaN\_500 BB1: Frecuencia Eléctrica In Hz
- \_\_\_\_\_ JUANJ138: Frecuencia Eléctrica In Hz
- \_\_\_\_\_ TINTA138: Frecuencia Eléctrica In Hz
- \_\_\_\_\_ TRUJ 138\TRUJILLO 138\_B1: Frecuencia Eléctrica In Hz

▲ DISSENT

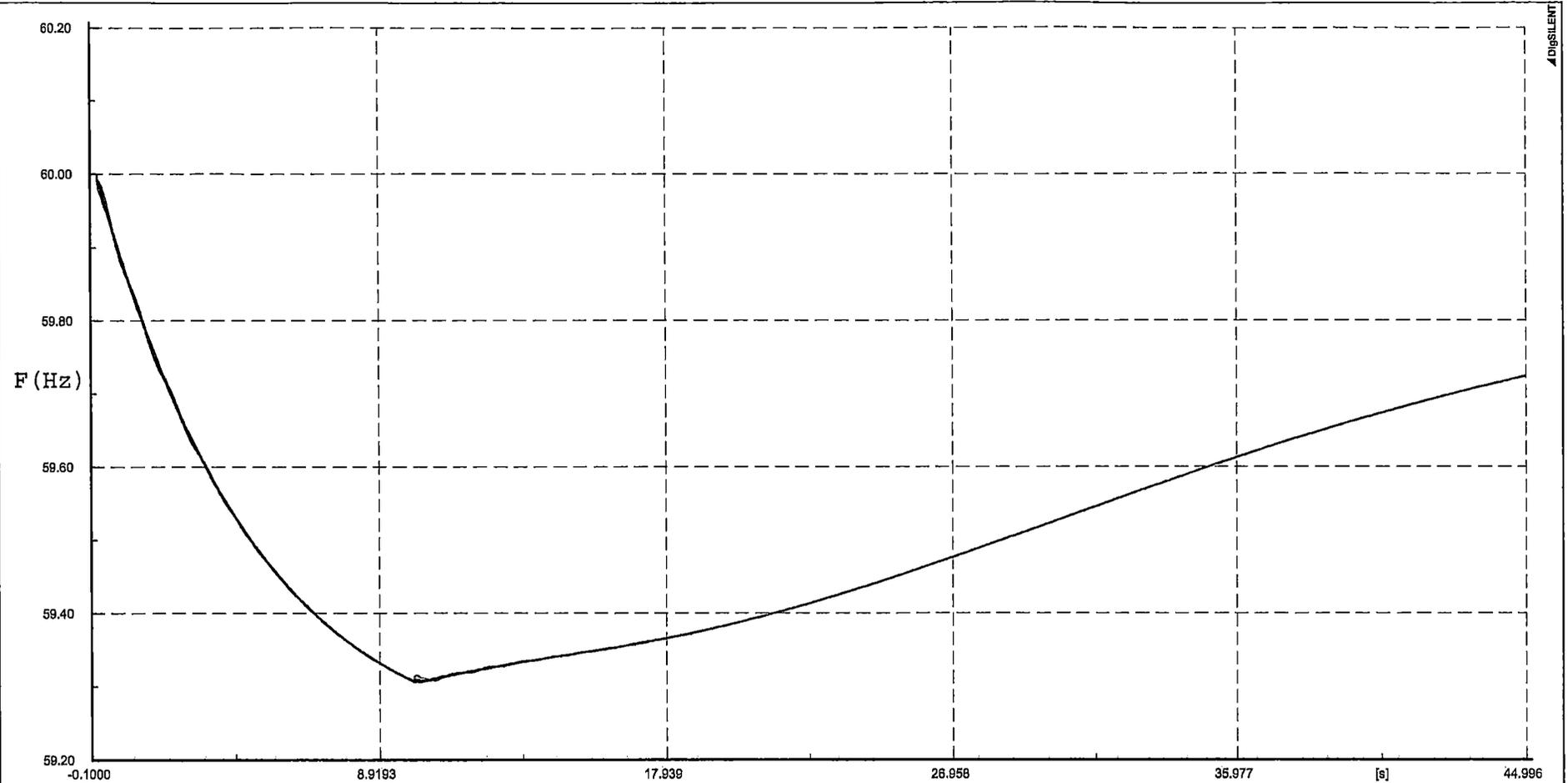


- \_\_\_\_\_ CARM1220: Frecuencia Eléctrica In Hz
- \_\_\_\_\_ CHILCA\_REP\CHILCA\_REP\_A: Frecuencia Eléctrica In Hz
- \_\_\_\_\_ SEGUAI\GUADALUPE\_220: Frecuencia Eléctrica In Hz
- \_\_\_\_\_ MONT220: Frecuencia Eléctrica In Hz
- \_\_\_\_\_ PANUPARAMONGA\_NUEVA\_220: Frecuencia Eléctrica In Hz
- \_\_\_\_\_ ROSAIROSA220A: Frecuencia Eléctrica In Hz
- \_\_\_\_\_ Carabayillo\Carabayillo\_600 A: Frecuencia Eléctrica In Hz
- \_\_\_\_\_ Chilca Nueva 600\ChilcaN\_600 BB1: Frecuencia Eléctrica In Hz
- \_\_\_\_\_ JUANJ138: Frecuencia Eléctrica In Hz
- \_\_\_\_\_ TINTA138: Frecuencia Eléctrica In Hz
- \_\_\_\_\_ TRUJ 138\TRUJILLO 138\_B1: Frecuencia Eléctrica In Hz

DIGESTENT



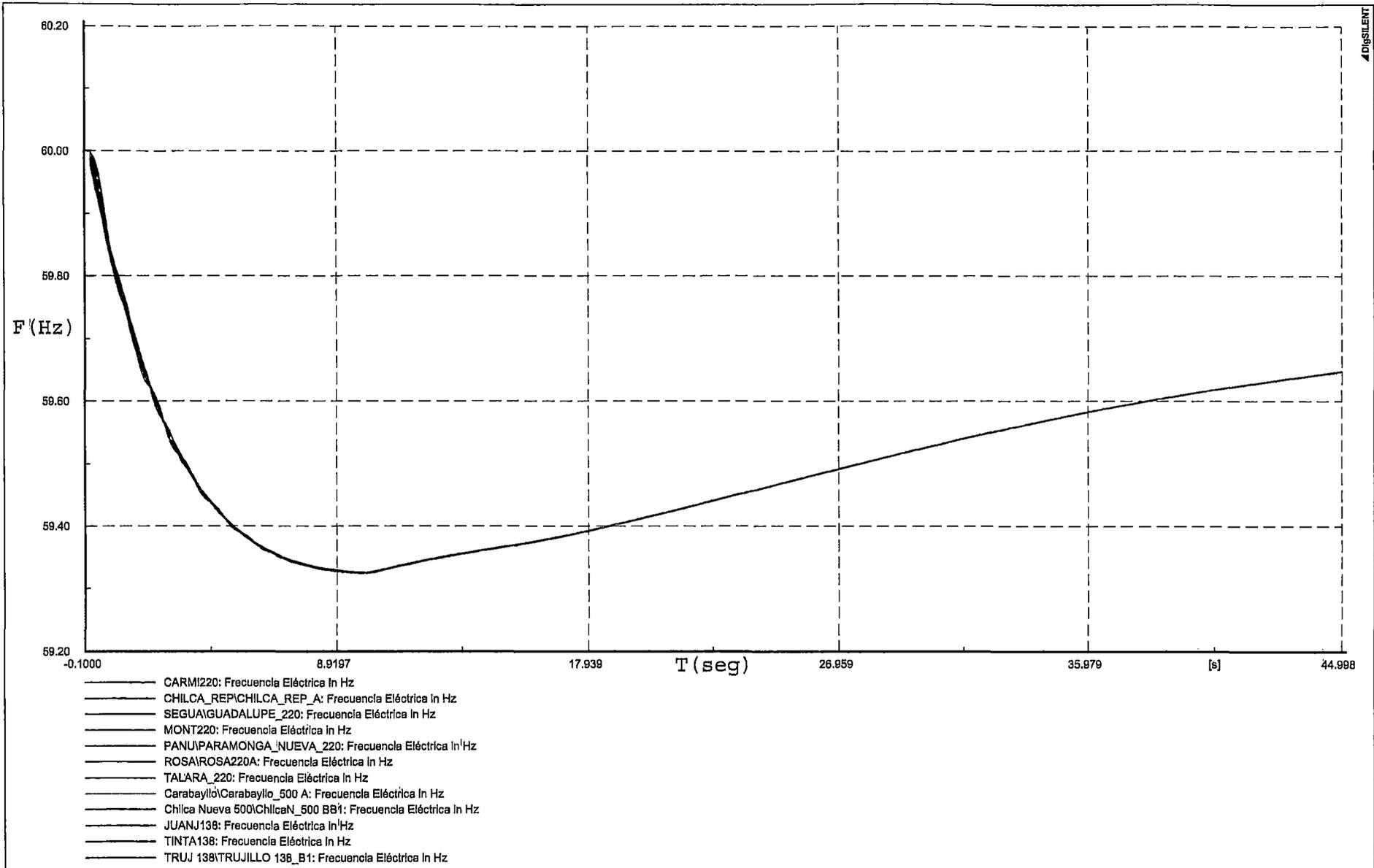
- CARMIZ20: Frecuencia Eléctrica In Hz
- CHILCA\_REP\CHILCA\_REP\_A: Frecuencia Eléctrica In Hz
- MONT220: Frecuencia Eléctrica In Hz
- Carabaylla\Carabaylla\_500 A: Frecuencia Eléctrica In Hz
- ROSAIROSA220A: Frecuencia Eléctrica In Hz
- TALARA\_220: Frecuencia Eléctrica In Hz
- JUANJ138: Frecuencia Eléctrica in Hz
- TINTA138: Frecuencia Eléctrica In Hz
- TRUJ 138\TRUJILLO 138\_B1: Frecuencia Eléctrica In Hz



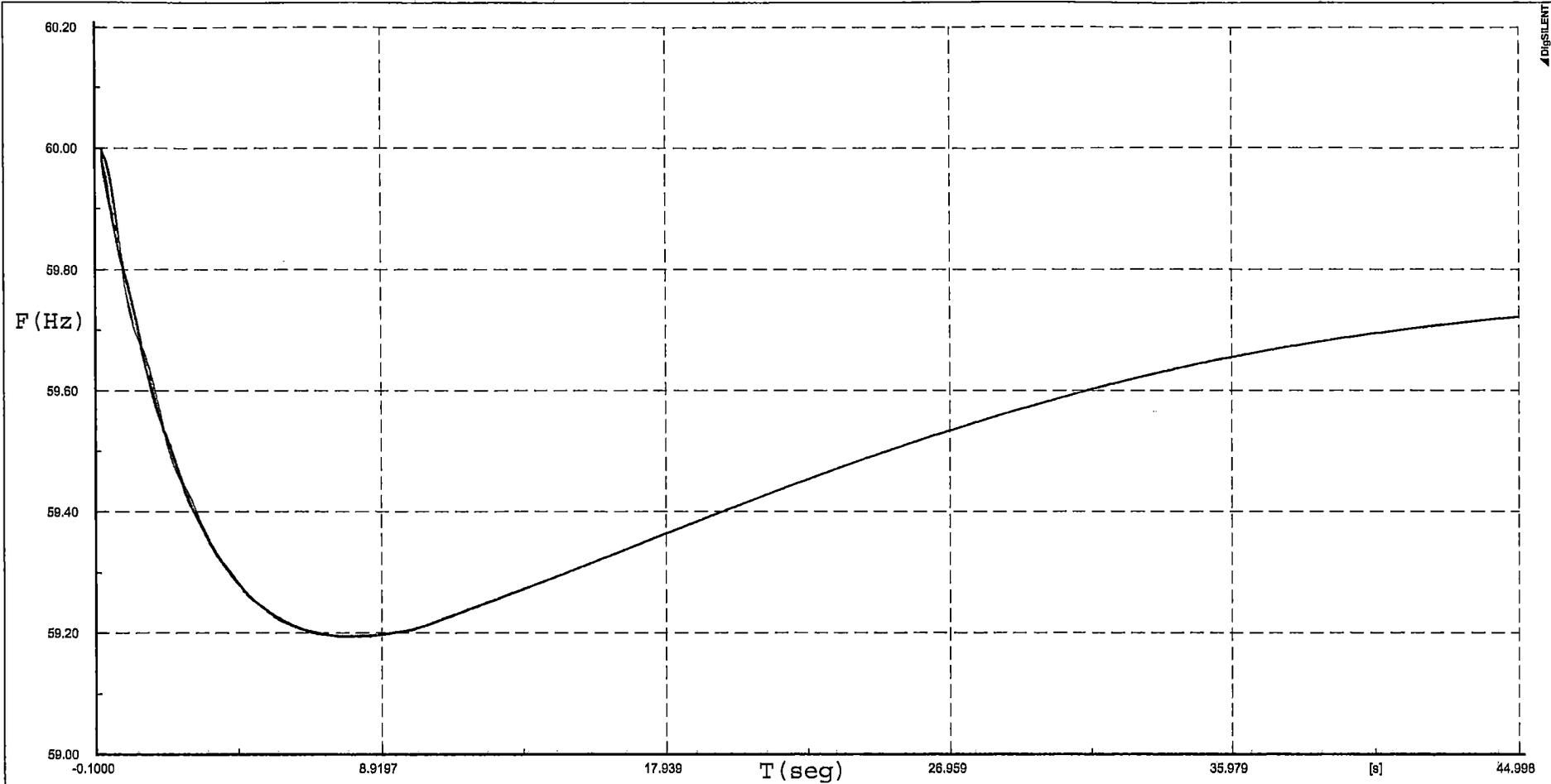
- \_\_\_\_\_ CARMIZ220: Frecuencia Eléctrica In Hz
- \_\_\_\_\_ CHILCA\_REP\CHILCA\_REP\_A: Frecuencia Eléctrica In Hz
- \_\_\_\_\_ SEGUAGUADALUPE\_220: Frecuencia Eléctrica In Hz
- \_\_\_\_\_ Carabayillo\Carabayillo\_500 A: Frecuencia Eléctrica In Hz
- \_\_\_\_\_ Chilca Nueva 500\ChilcaN\_500 BB1: Frecuencia Eléctrica In Hz
- \_\_\_\_\_ ROSAIROSA220A: Frecuencia Eléctrica In Hz
- \_\_\_\_\_ TALARA\_220: Frecuencia Eléctrica In Hz
- \_\_\_\_\_ ILO138E: Frecuencia Eléctrica In Hz
- \_\_\_\_\_ JUANJ138: Frecuencia Eléctrica In Hz
- \_\_\_\_\_ TINTA138: Frecuencia Eléctrica In Hz
- \_\_\_\_\_ TRUJ 138\TRUJILLO 138\_B1: Frecuencia Eléctrica In Hz

DISSENT

RESERVA ROTANTE DE ENERGÍA PARA LA  
REGULACIÓN PRIMARIA DE FRECUENCIA 4 %

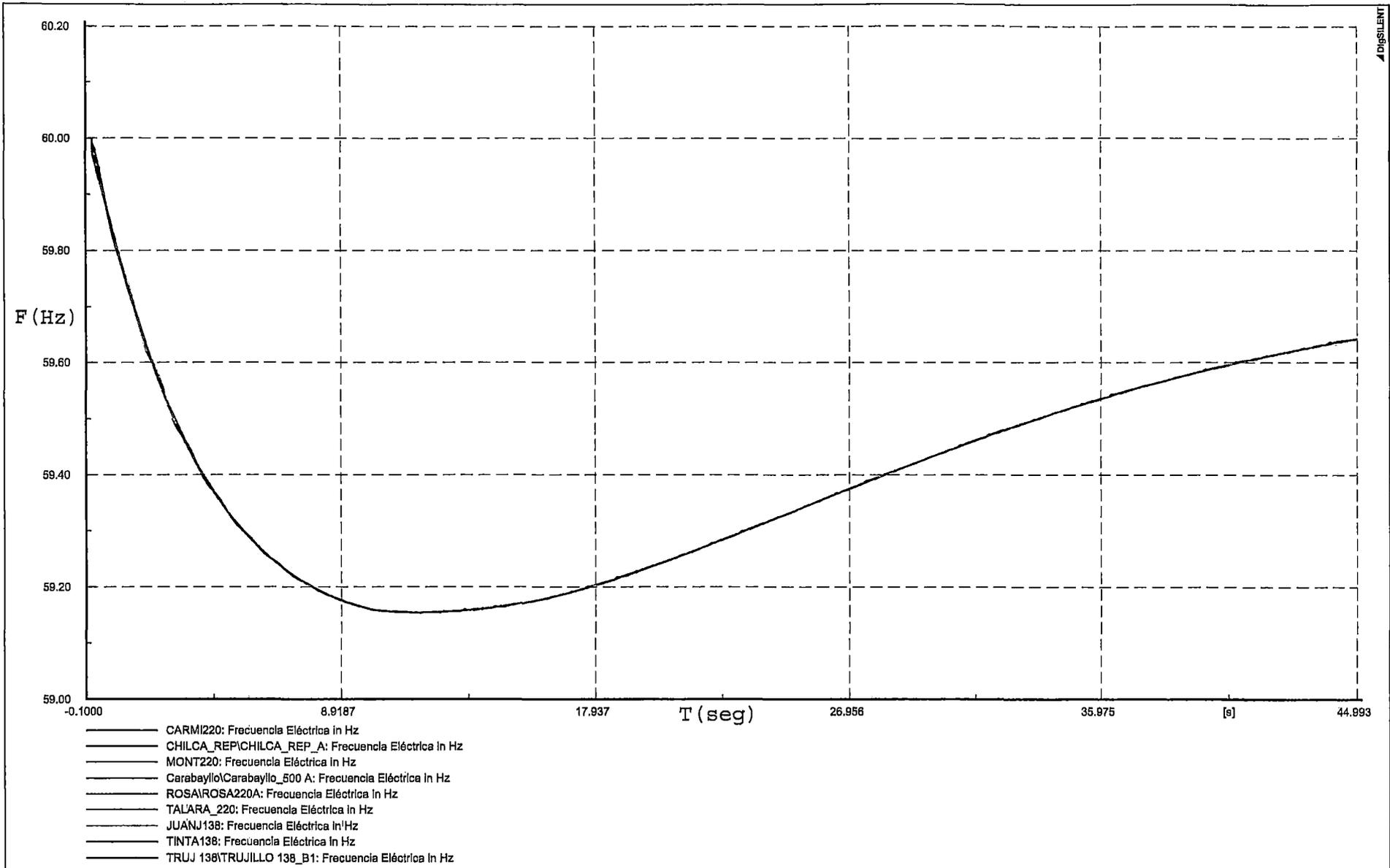


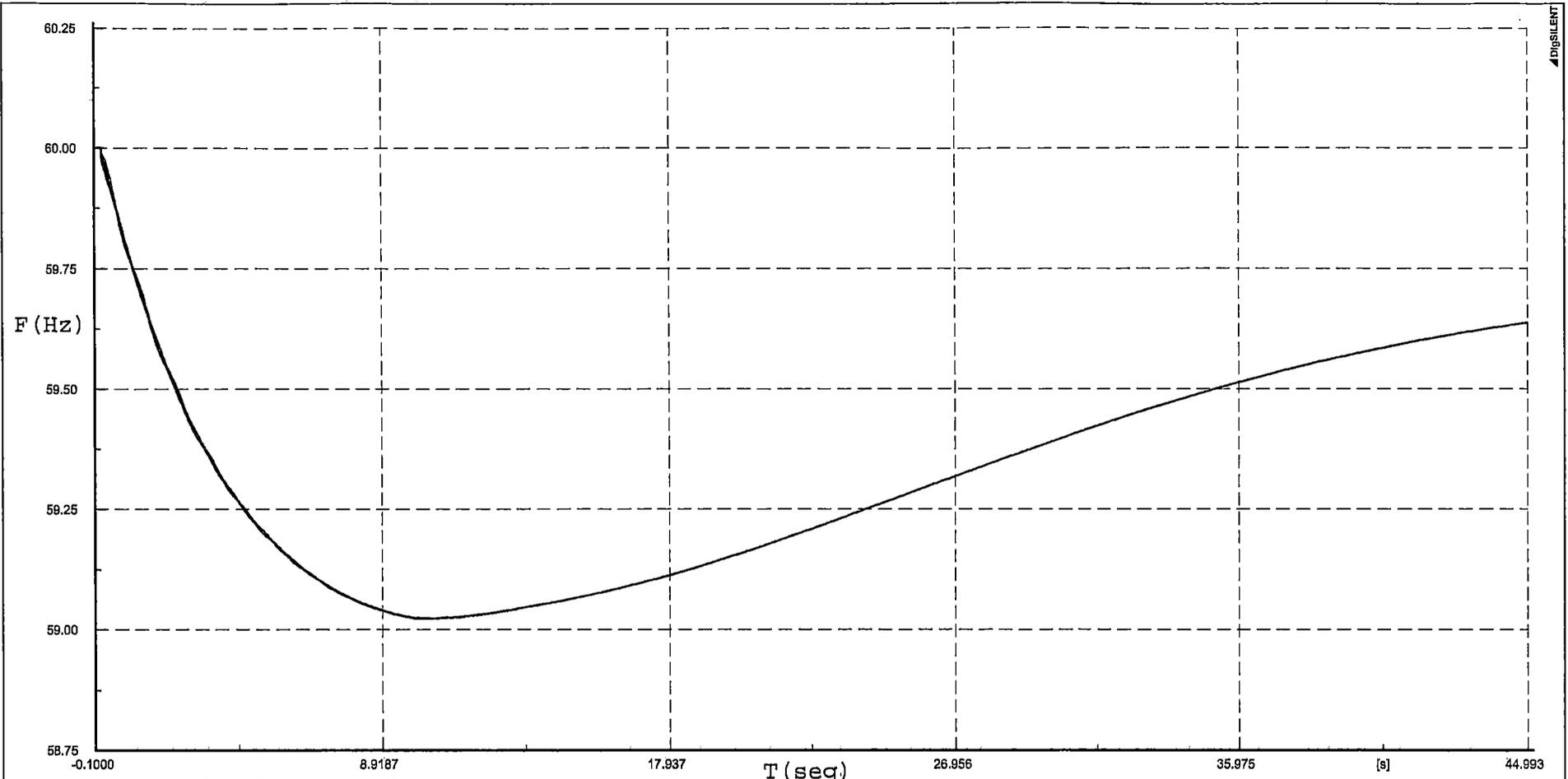
DIGISILENT



- CARM220: Frecuencia Eléctrica In Hz
- CHILCA\_REP\CHILCA\_REP\_A: Frecuencia Eléctrica In Hz
- SEGUAGUADALUPE\_220: Frecuencia Eléctrica In Hz
- MONT220: Frecuencia Eléctrica In Hz
- PANU\PARAMONGA\_NUEVA\_220: Frecuencia Eléctrica In Hz
- ROSA\ROSA220A: Frecuencia Eléctrica In Hz
- Carabayillo\Carabayillo\_500 A: Frecuencia Eléctrica In Hz
- Chilca Nueva 500\ChilcaN\_500 BB1: Frecuencia Eléctrica In Hz
- JUANJ138: Frecuencia Eléctrica In Hz
- TINTA138: Frecuencia Eléctrica In Hz
- TRUJ 138\TRUJILLO 138\_B1: Frecuencia Eléctrica In Hz

DIGISLENT

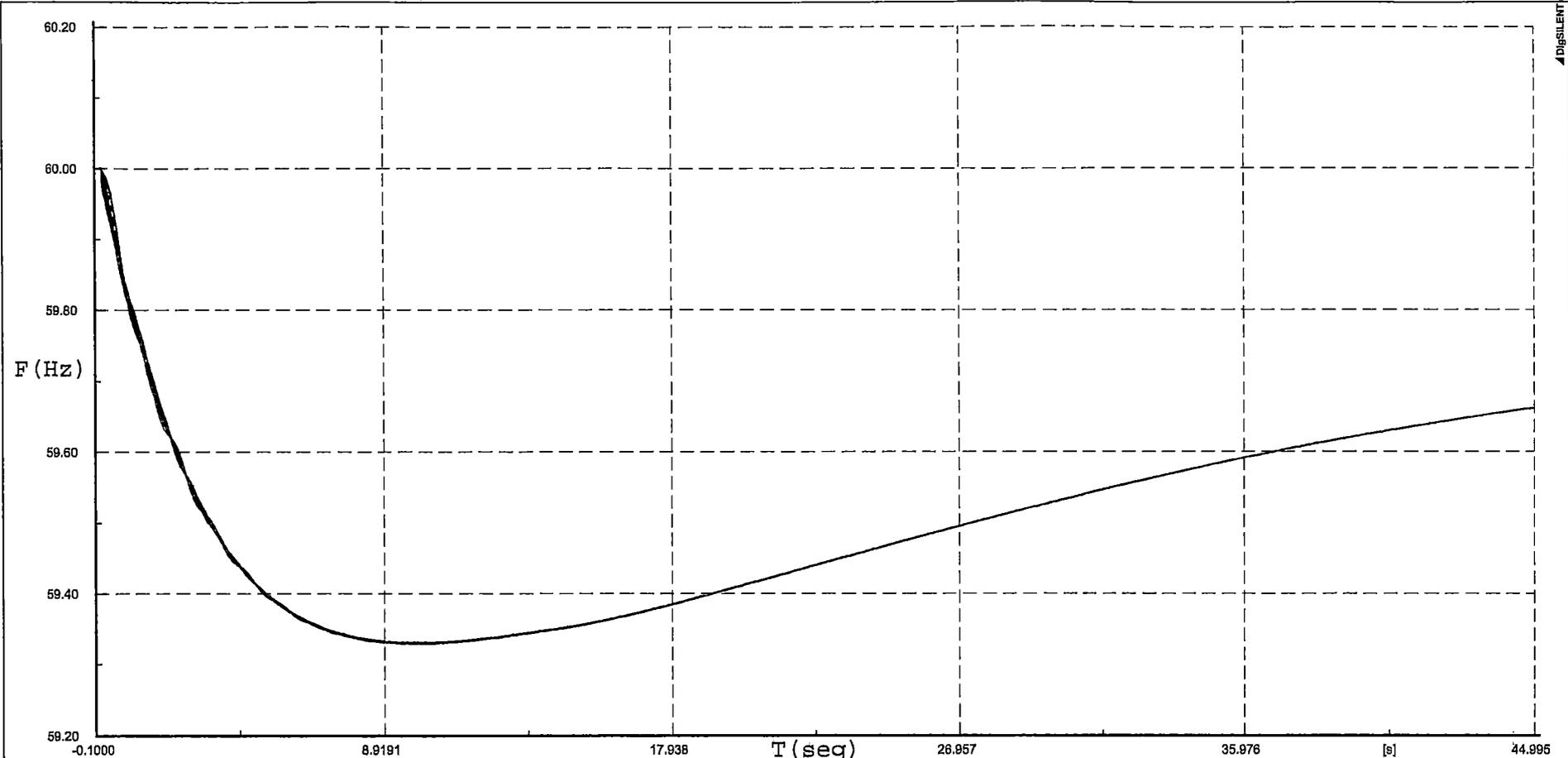




- \_\_\_\_\_ CARM1220: Frecuencia Eléctrica In Hz
- \_\_\_\_\_ CHILCA\_REP\CHILCA\_REP\_A: Frecuencia Eléctrica In Hz
- \_\_\_\_\_ SEGUJA\GUADALUPE\_220: Frecuencia Eléctrica In Hz
- \_\_\_\_\_ Carabayillo\Carabayillo\_500 A: Frecuencia Eléctrica In Hz
- \_\_\_\_\_ Chilca Nueva 500\ChilcaN\_500 BB1: Frecuencia Eléctrica In Hz
- \_\_\_\_\_ ROSA ROSA220A: Frecuencia Eléctrica In Hz
- \_\_\_\_\_ TALARA\_220: Frecuencia Eléctrica In Hz
- \_\_\_\_\_ ILO138E: Frecuencia Eléctrica In Hz
- \_\_\_\_\_ JUANJ138: Frecuencia Eléctrica In Hz
- \_\_\_\_\_ TINTA138: Frecuencia Eléctrica In Hz
- \_\_\_\_\_ TRUJ 138\TRUJILLO 138\_B1: Frecuencia Eléctrica In Hz

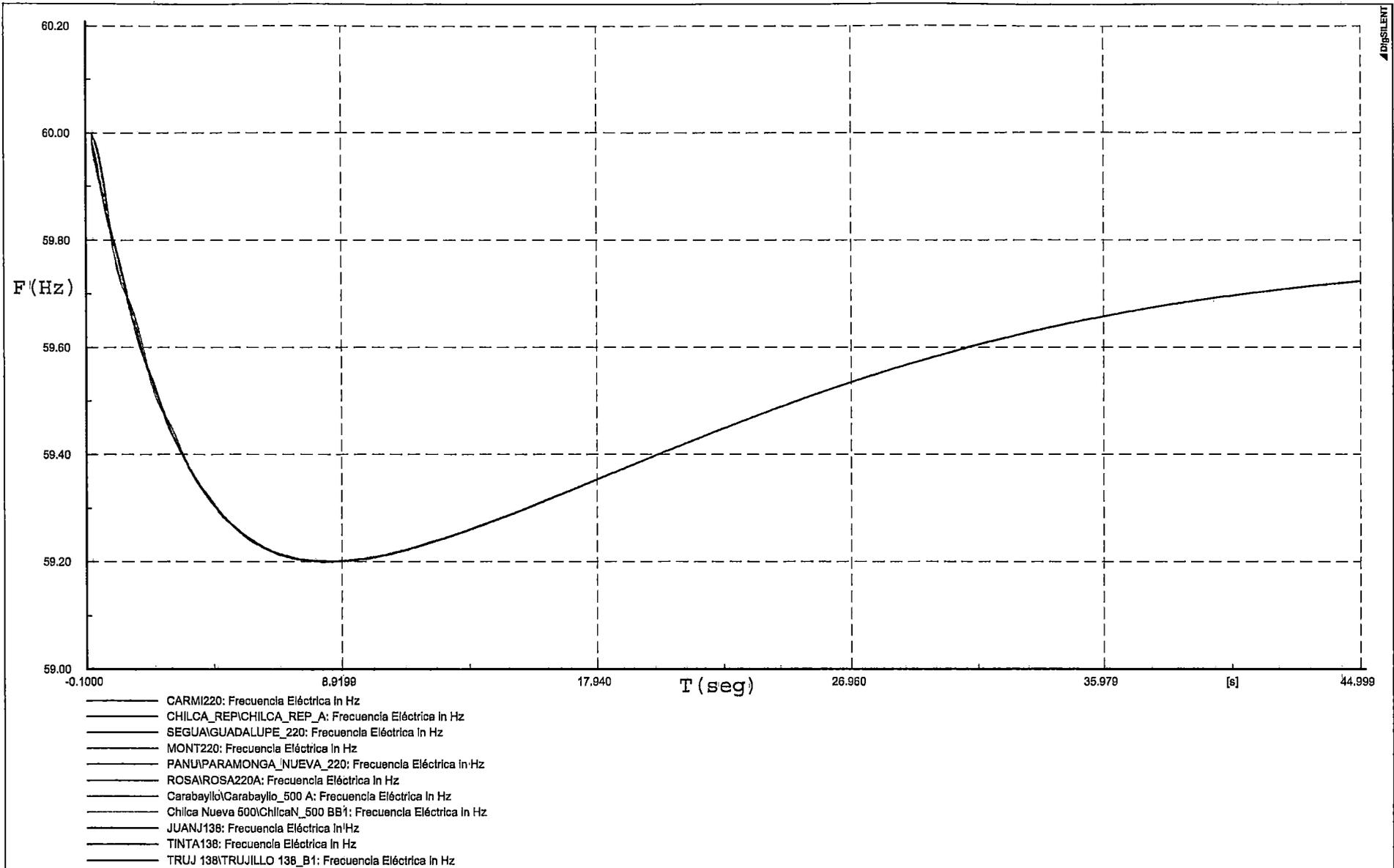
DIGISILENT

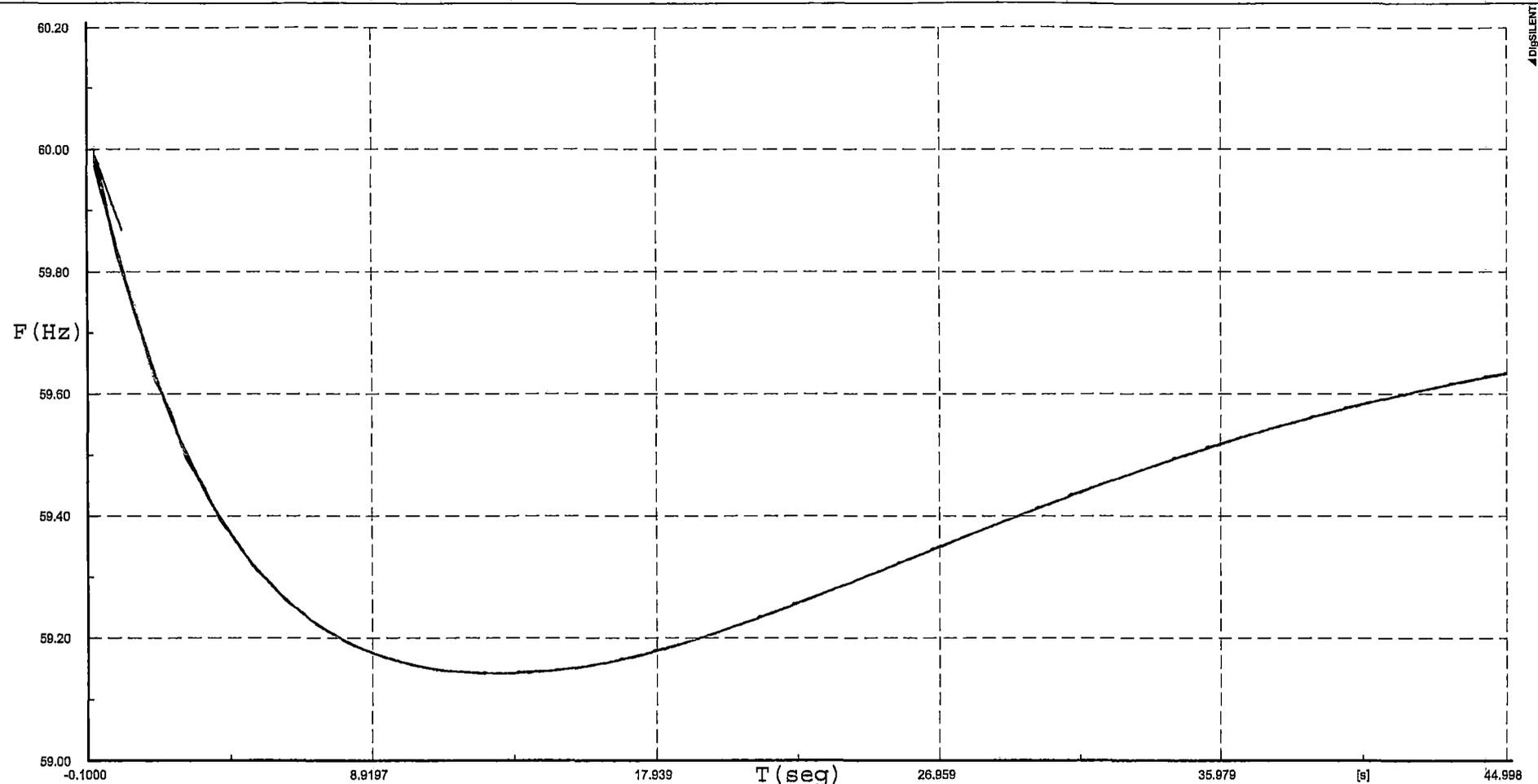
**RESERVA ROTANTE DE ENERGÍA PARA LA  
REGULACIÓN PRIMARIA DE FRECUENCIA 5 %**



- \_\_\_\_\_ CARM220: Frecuencia Eléctrica In Hz
- \_\_\_\_\_ CHILCA\_REPICHILCA\_REP\_A: Frecuencia Eléctrica In Hz
- \_\_\_\_\_ SEGUAGUADALUPE\_220: Frecuencia Eléctrica In Hz
- \_\_\_\_\_ MONT220: Frecuencia Eléctrica In Hz
- \_\_\_\_\_ PANU\PARAMONGA\_NUEVA\_220: Frecuencia Eléctrica In Hz
- \_\_\_\_\_ ROSAIROSA220A: Frecuencia Eléctrica In Hz
- \_\_\_\_\_ TALARA\_220: Frecuencia Eléctrica In Hz
- \_\_\_\_\_ Carabaylo\Carabaylo\_500 A: Frecuencia Eléctrica In Hz
- \_\_\_\_\_ Chilca Nueva 500\ChilcaN\_500 BB1: Frecuencia Eléctrica In Hz
- \_\_\_\_\_ JUANJ138: Frecuencia Eléctrica In Hz
- \_\_\_\_\_ TINTA138: Frecuencia Eléctrica In Hz
- \_\_\_\_\_ TRUJ 138\TRUJILLO 138\_B1: Frecuencia Eléctrica In Hz

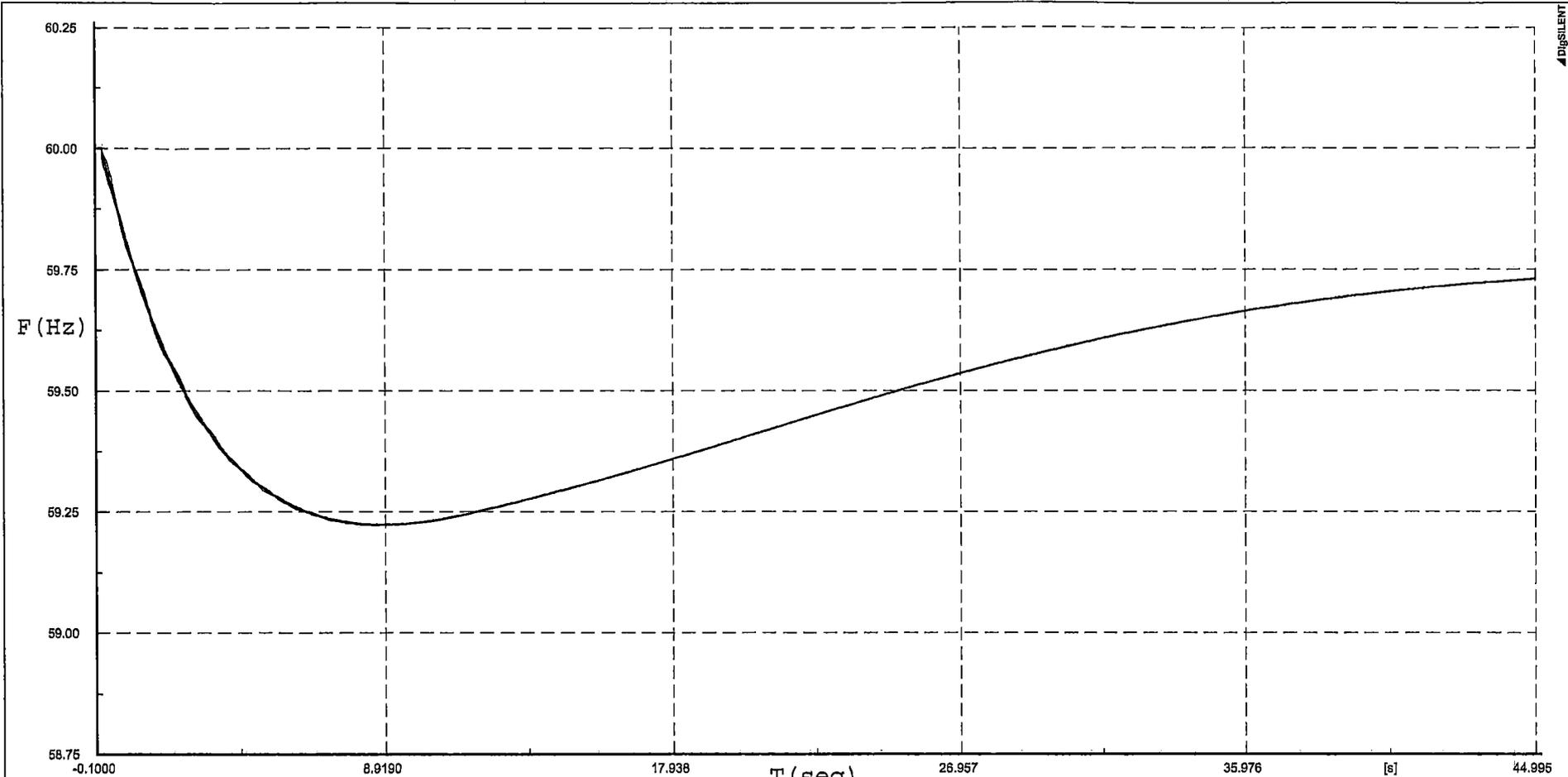
ADISULENT





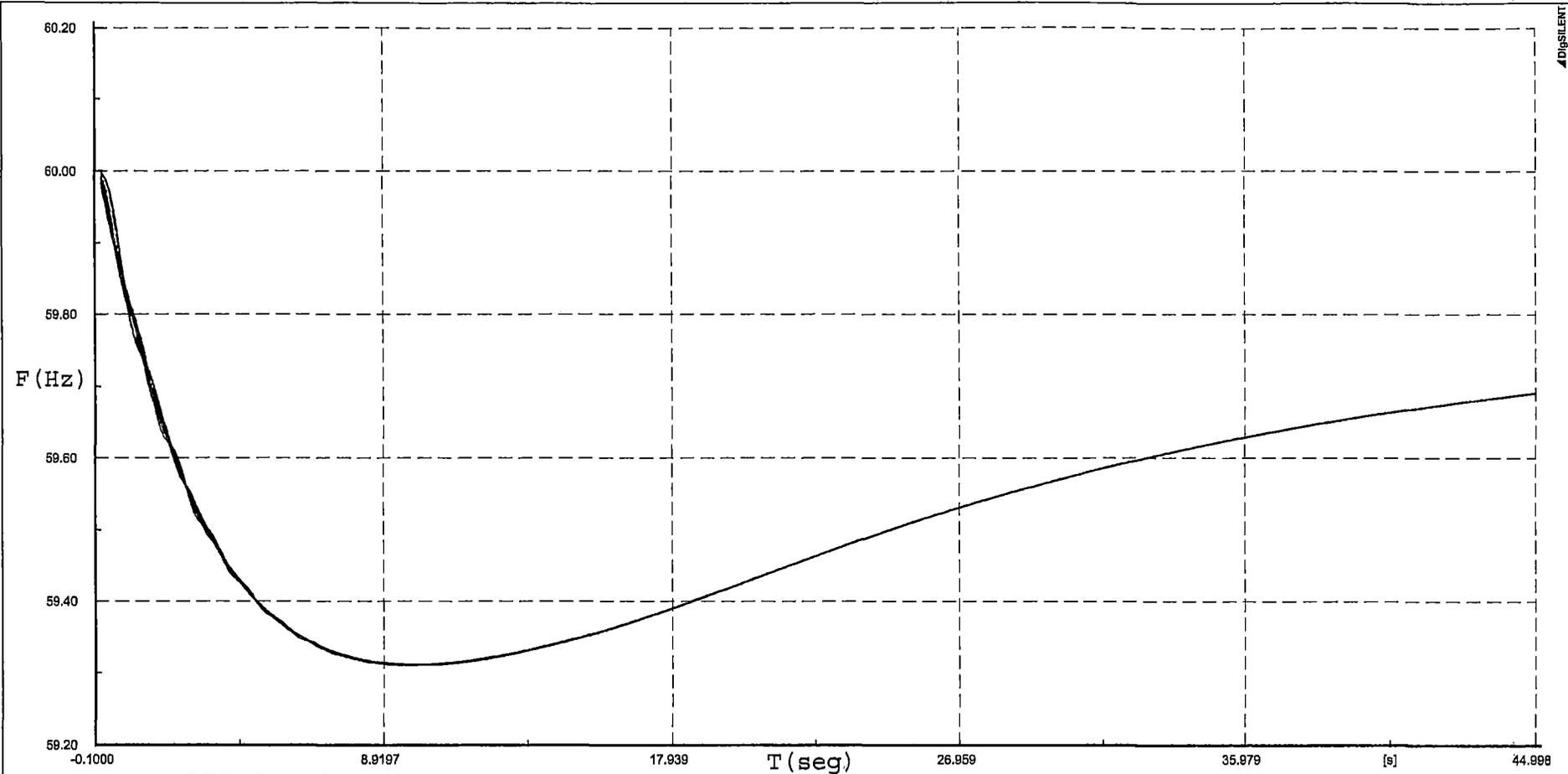
- \_\_\_\_\_ CARM1220: Frecuencia Eléctrica In Hz
- \_\_\_\_\_ CHILCA\_REP\CHILCA\_REP\_A: Frecuencia Eléctrica In Hz
- \_\_\_\_\_ SEGUAIGUADALUPE\_220: Frecuencia Eléctrica In Hz
- \_\_\_\_\_ MONT220: Frecuencia Eléctrica In Hz
- \_\_\_\_\_ Carabaylo\Carabaylo\_500 A: Frecuencia Eléctrica In Hz
- \_\_\_\_\_ ROSA\ROSA220A: Frecuencia Eléctrica In Hz
- \_\_\_\_\_ TALARA\_220: Frecuencia Eléctrica In Hz
- \_\_\_\_\_ JUANJ138: Frecuencia Eléctrica In Hz
- \_\_\_\_\_ TINTA138: Frecuencia Eléctrica In Hz
- \_\_\_\_\_ TRUJ 138\TRUJILLO 138\_B1: Frecuencia Eléctrica In Hz

▲ DISSENT



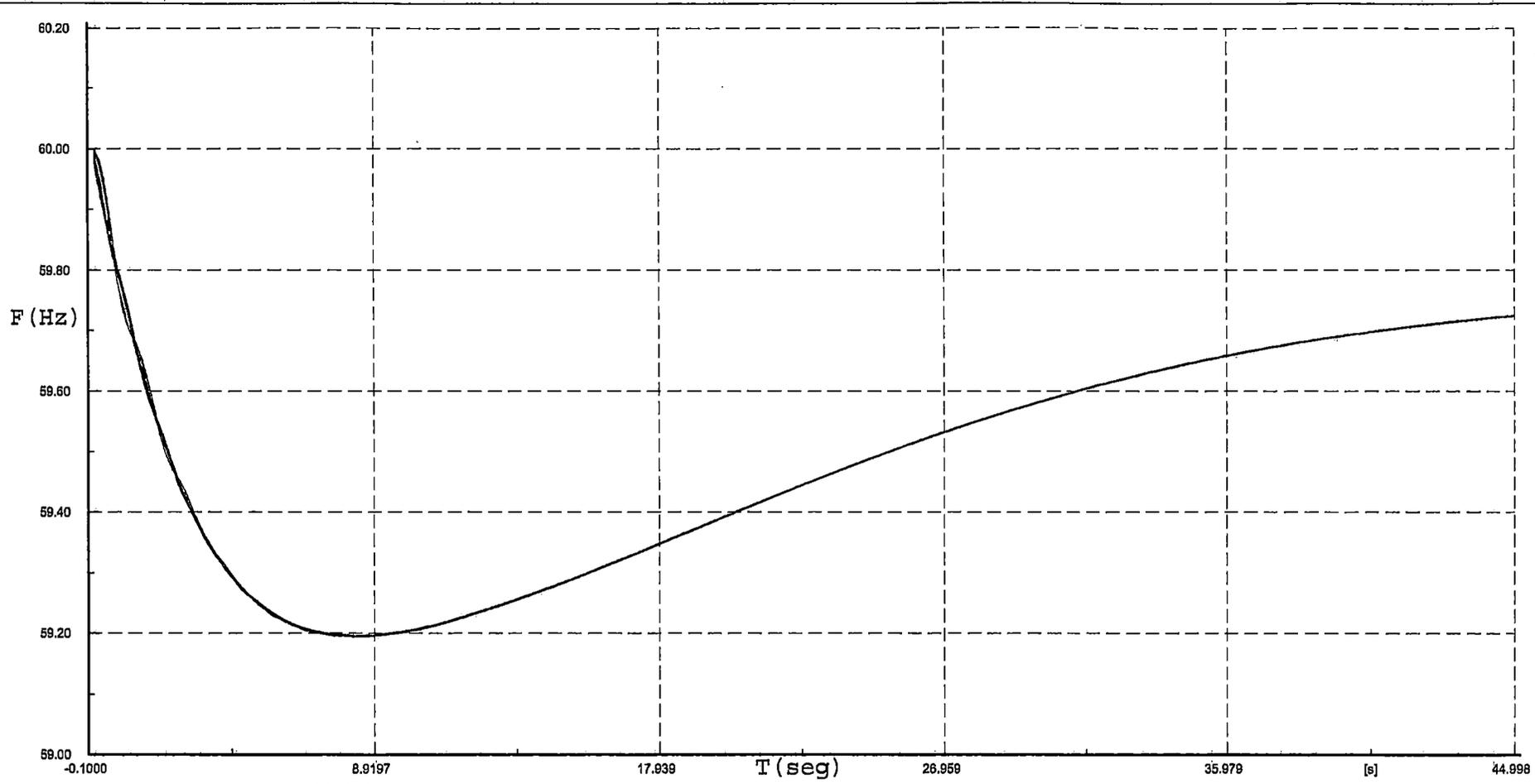
- \_\_\_\_\_ CARM1220: Frecuencia Eléctrica In Hz
- \_\_\_\_\_ CHILCA\_REP\CHILCA\_REP\_A: Frecuencia Eléctrica In Hz
- \_\_\_\_\_ SEGU\GUADALUPE\_220: Frecuencia Eléctrica In Hz
- \_\_\_\_\_ Carabaylo\Carabaylo\_500 A: Frecuencia Eléctrica In Hz
- \_\_\_\_\_ Chilca Nueva 500\ChilcaN\_500 BB1: Frecuencia Eléctrica In Hz
- \_\_\_\_\_ ROSAIROSA220A: Frecuencia Eléctrica In Hz
- \_\_\_\_\_ TALARA\_220: Frecuencia Eléctrica In Hz
- \_\_\_\_\_ ILO138E: Frecuencia Eléctrica In Hz
- \_\_\_\_\_ JUANJ138: Frecuencia Eléctrica In Hz
- \_\_\_\_\_ TINTA138: Frecuencia Eléctrica In Hz
- \_\_\_\_\_ TRUJ 138\TRUJILLO 138\_B1: Frecuencia Eléctrica In Hz

**RESERVA ROTANTE DE ENERGÍA PARA LA  
REGULACIÓN PRIMARIA DE FRECUENCIA 6 %**



- CARMIZ20: Frecuencia Eléctrica In Hz
- CHILCA\_REP\CHILCA\_REP\_A: Frecuencia Eléctrica In Hz
- SEGUA\GUADALUPE\_220: Frecuencia Eléctrica In Hz
- MONT220: Frecuencia Eléctrica In Hz
- PANUPARAMONGA\_NUEVA\_220: Frecuencia Eléctrica In Hz
- ROSAIROSA220A: Frecuencia Eléctrica In Hz
- TALARA\_220: Frecuencia Eléctrica In Hz
- Carabayillo\Carabayillo\_500 A: Frecuencia Eléctrica In Hz
- Chilca Nueva 500\ChilcaN\_500 BB1: Frecuencia Eléctrica In Hz
- JUANJ138: Frecuencia Eléctrica In Hz
- TINTA138: Frecuencia Eléctrica In Hz
- TRUJ 138\TRUJILLO 138\_B1: Frecuencia Eléctrica In Hz

4 DIGITENT



- \_\_\_\_\_ CARM220: Frecuencia Eléctrica In Hz
- \_\_\_\_\_ CHILCA\_REP\CHILCA\_REP\_A: Frecuencia Eléctrica In Hz
- \_\_\_\_\_ SEGUAGUADALUPE\_220: Frecuencia Eléctrica In Hz
- \_\_\_\_\_ MONT220: Frecuencia Eléctrica In Hz
- \_\_\_\_\_ PANUPARAMONGA\_NUEVA\_220: Frecuencia Eléctrica In Hz
- \_\_\_\_\_ ROSAIROSA220A: Frecuencia Eléctrica In Hz
- \_\_\_\_\_ Carabaylo\Carabaylo\_500 A: Frecuencia Eléctrica In Hz
- \_\_\_\_\_ Chilca Nueva 500\ChilcaN\_500 BB1: Frecuencia Eléctrica In Hz
- \_\_\_\_\_ JUANJ138: Frecuencia Eléctrica In Hz
- \_\_\_\_\_ TINTA138: Frecuencia Eléctrica In Hz
- \_\_\_\_\_ TRUJ 138\TRUJILLO 138\_B1: Frecuencia Eléctrica In Hz

RESERVA ROTANTE DE ENERGIA - RPF

Frecuencia Barra

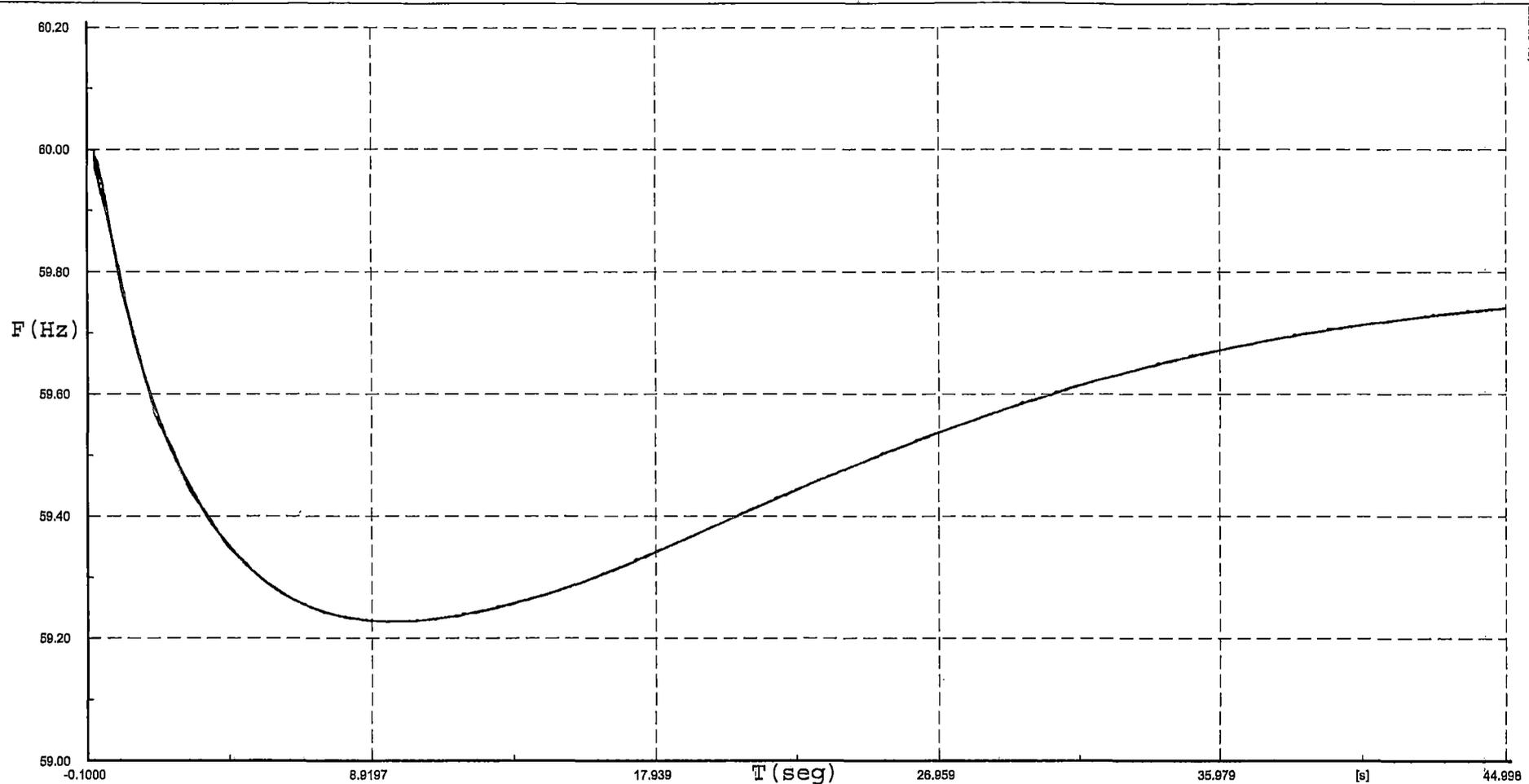
Avenida 2013 Minima

Frecuencia Barra

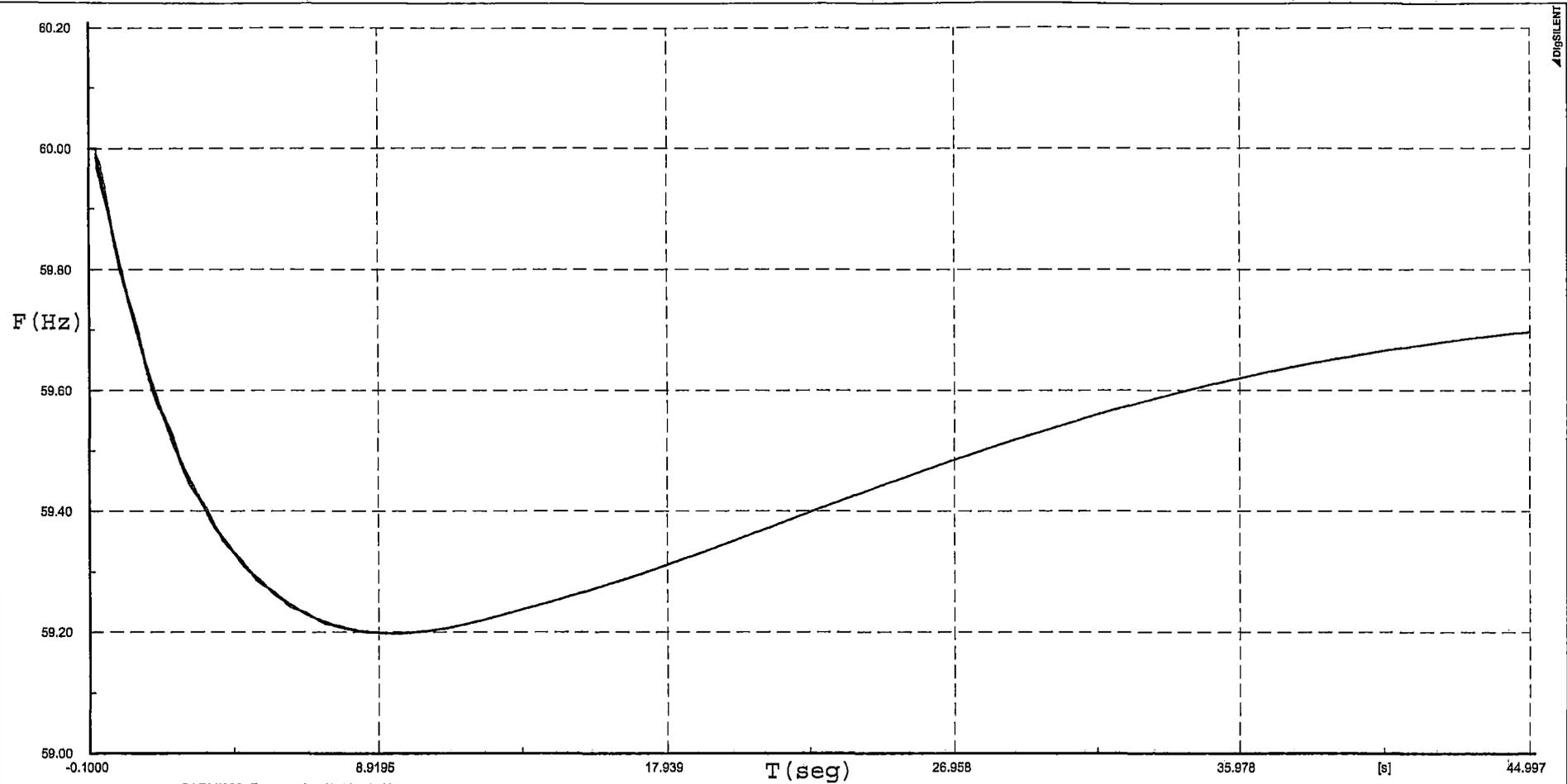
Fecha: 15/09/2012

Anexo: /5

ADISILENT



- \_\_\_\_\_ CARM220: Frecuencia Eléctrica In Hz
- \_\_\_\_\_ CHILCA\_REP\CHILCA\_REP\_A: Frecuencia Eléctrica In Hz
- \_\_\_\_\_ SEGUAIGUADALUPE\_220: Frecuencia Eléctrica In Hz
- \_\_\_\_\_ MONT220: Frecuencia Eléctrica In Hz
- \_\_\_\_\_ Carabaylo\Carabaylo\_500 A: Frecuencia Eléctrica In Hz
- \_\_\_\_\_ ROSA\ROSA220A: Frecuencia Eléctrica In Hz
- \_\_\_\_\_ TALARA\_220: Frecuencia Eléctrica In Hz
- \_\_\_\_\_ JUANJ138: Frecuencia Eléctrica In Hz
- \_\_\_\_\_ TINTA138: Frecuencia Eléctrica In Hz
- \_\_\_\_\_ TRUJ 138\TRUJILLO 138\_B1: Frecuencia Eléctrica In Hz



- \_\_\_\_\_ CARM1220: Frecuencia Eléctrica In Hz
- \_\_\_\_\_ CHILCA\_REP\CHILCA\_REP\_A: Frecuencia Eléctrica In Hz
- \_\_\_\_\_ SEGU\GUADALUPE\_220: Frecuencia Eléctrica In Hz
- \_\_\_\_\_ Carabaylo\Carabaylo\_500 A: Frecuencia Eléctrica In Hz
- \_\_\_\_\_ Chilca Nueva 500\ChilcaN\_500 BB1: Frecuencia Eléctrica In Hz
- \_\_\_\_\_ ROSAROSA220A: Frecuencia Eléctrica In Hz
- \_\_\_\_\_ TALARA\_220: Frecuencia Eléctrica In Hz
- \_\_\_\_\_ ILO138E: Frecuencia Eléctrica In Hz
- \_\_\_\_\_ JUANJ138: Frecuencia Eléctrica In Hz
- \_\_\_\_\_ TINTA138: Frecuencia Eléctrica In Hz
- \_\_\_\_\_ TRUJ 138\TRUJILLO 138\_B1: Frecuencia Eléctrica In Hz

RESERVA ROTANTE DE ENERGIA - RPF

Frecuencia Barra

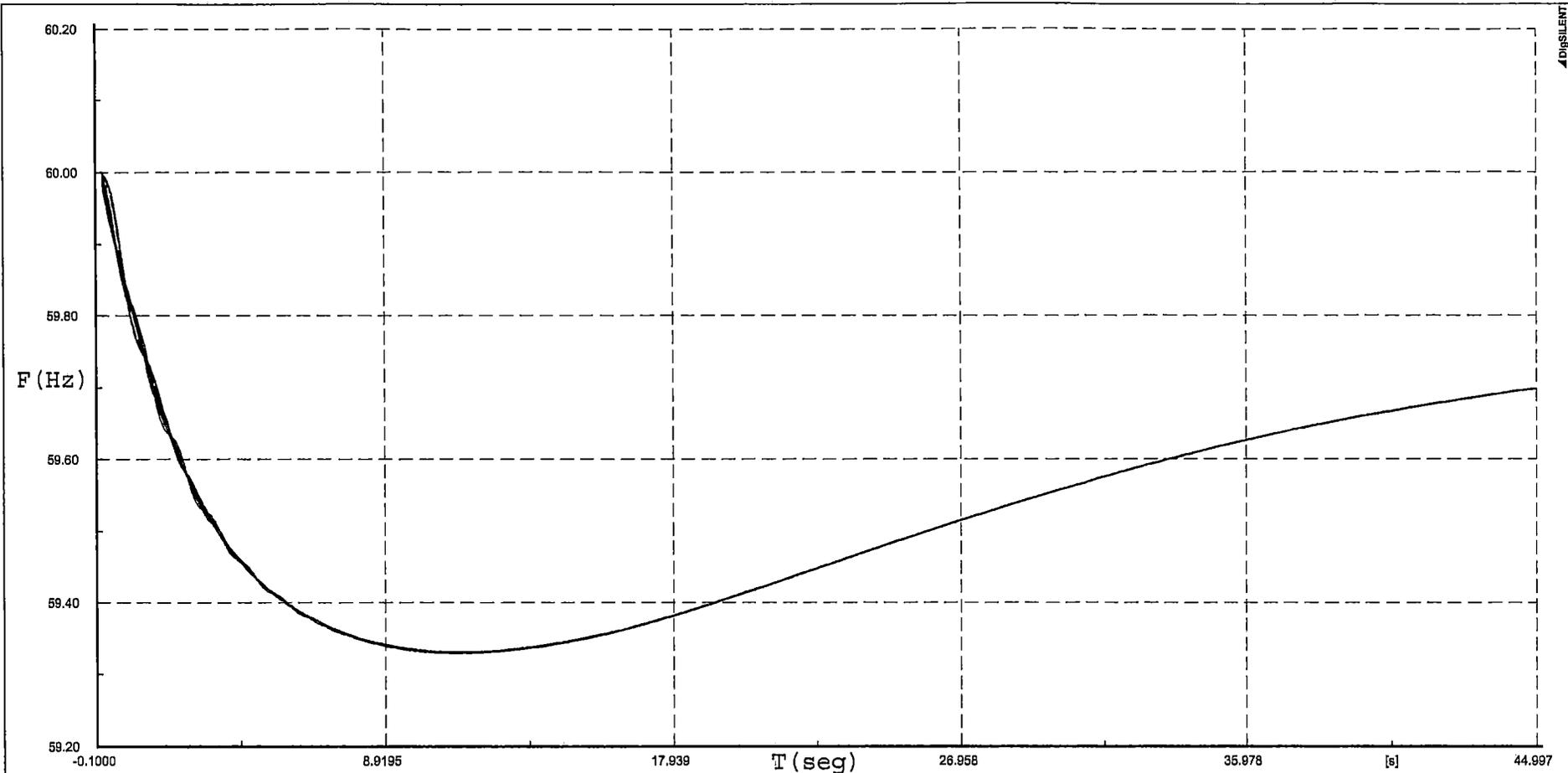
Estáje 2013 Mínima

Frecuencia Barra

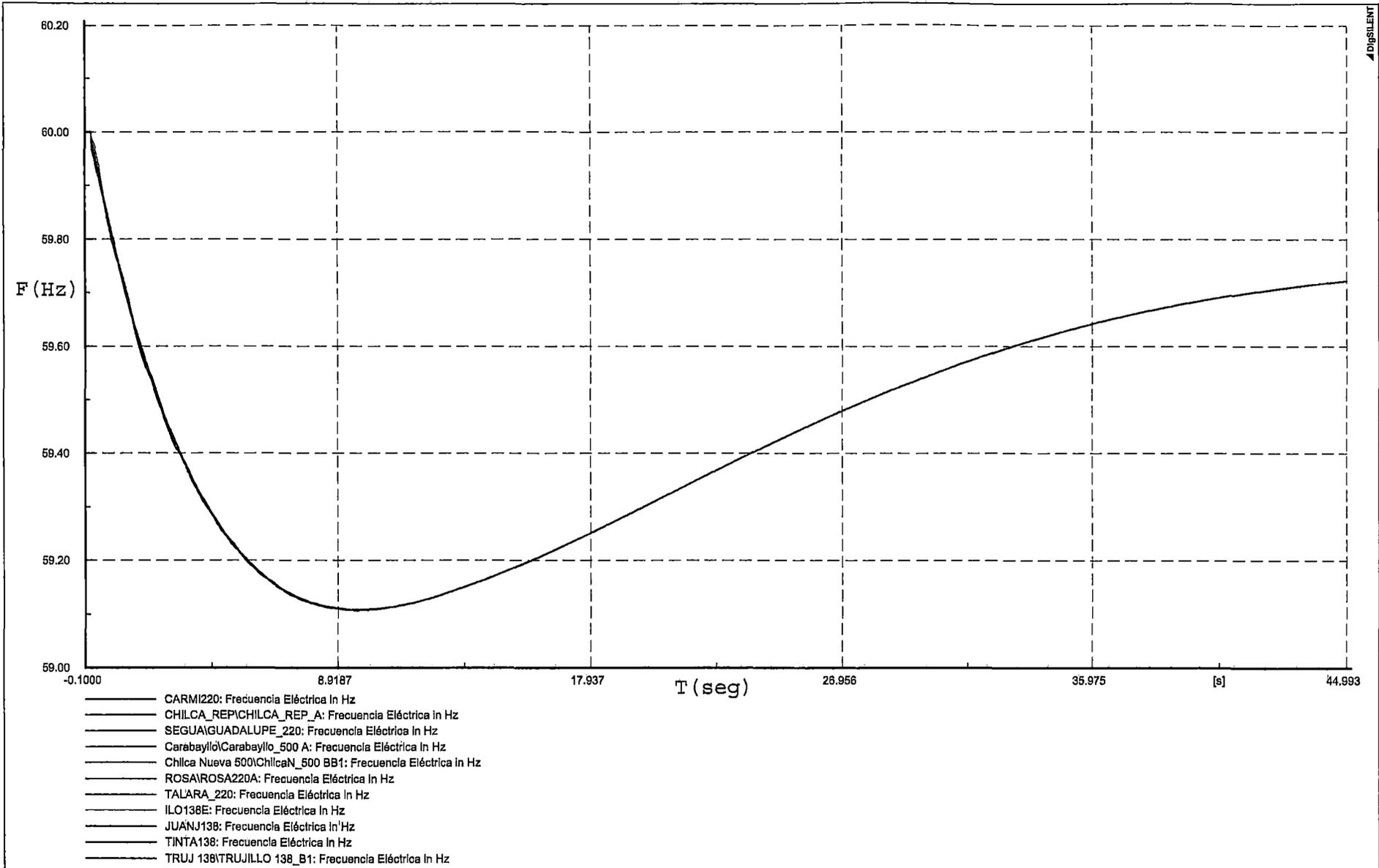
Fecha: 16/09/2012

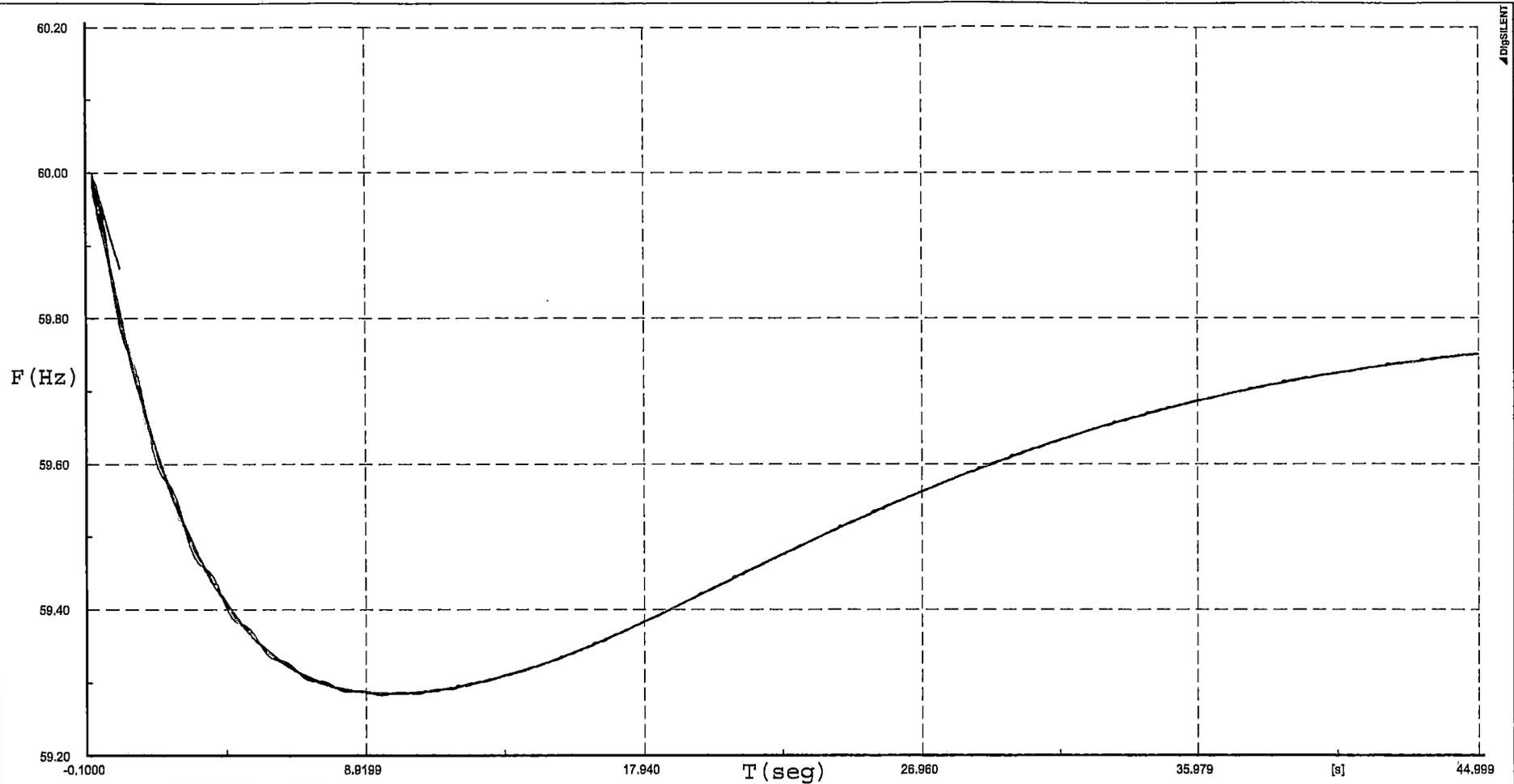
Anexo: /5

**RESERVA ROTANTE DE ENERGÍA PARA LA  
REGULACIÓN PRIMARIA DE FRECUENCIA 7 %**



- \_\_\_\_\_ CARM220: Frecuencia Eléctrica In Hz
- \_\_\_\_\_ CHILCA\_REP\CHILCA\_REP\_A: Frecuencia Eléctrica In Hz
- \_\_\_\_\_ SEGUAGUADALUPE\_220: Frecuencia Eléctrica In Hz
- \_\_\_\_\_ MONT220: Frecuencia Eléctrica In Hz
- \_\_\_\_\_ PANUPARAMONGA\_NUEVA\_220: Frecuencia Eléctrica In Hz
- \_\_\_\_\_ ROSAIROSA220A: Frecuencia Eléctrica In Hz
- \_\_\_\_\_ TALARA\_220: Frecuencia Eléctrica In Hz
- \_\_\_\_\_ Carabayillo\Carabayillo\_500 A: Frecuencia Eléctrica In Hz
- \_\_\_\_\_ Chilca Nueva 500\ChilcaN\_500 BB1: Frecuencia Eléctrica In Hz
- \_\_\_\_\_ JUÁNJ138: Frecuencia Eléctrica In Hz
- \_\_\_\_\_ TINTA138: Frecuencia Eléctrica In Hz
- \_\_\_\_\_ TRUJ 138\TRUJILLO 138\_B1: Frecuencia Eléctrica In Hz





- \_\_\_\_\_ CARMÍ220: Frecuencia Eléctrica In Hz
- \_\_\_\_\_ CHILCA\_REP\CHILCA\_REP\_A: Frecuencia Eléctrica In Hz
- \_\_\_\_\_ SEGUA\GUADALUPE\_220: Frecuencia Eléctrica In Hz
- \_\_\_\_\_ MONT220: Frecuencia Eléctrica In Hz
- \_\_\_\_\_ Carabaylló\Carabayllo\_500 A: Frecuencia Eléctrica In Hz
- \_\_\_\_\_ ROSA\ROSA220A: Frecuencia Eléctrica In Hz
- \_\_\_\_\_ TALARA\_220: Frecuencia Eléctrica In Hz
- \_\_\_\_\_ JUÁNU138: Frecuencia Eléctrica In Hz
- \_\_\_\_\_ TINTA138: Frecuencia Eléctrica In Hz
- \_\_\_\_\_ TRUJ 138\TRUJILLO 138\_B1: Frecuencia Eléctrica In Hz

RESERVA ROTANTE DE ENERGIA - RPF

Frecuencia Barra

Estiaje 2013 Máxima

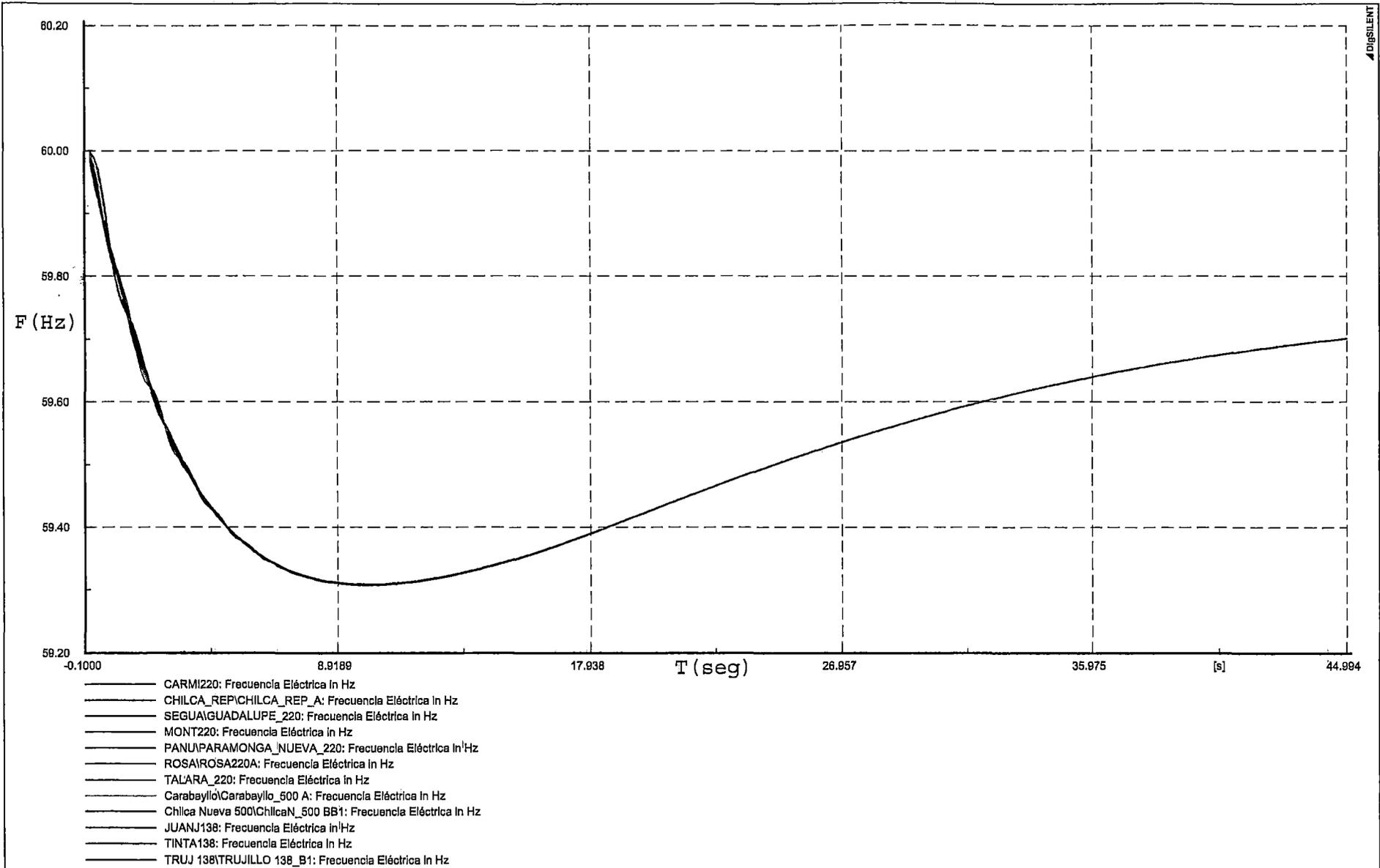
Frecuencia Barra

Fecha: 16/08/2012

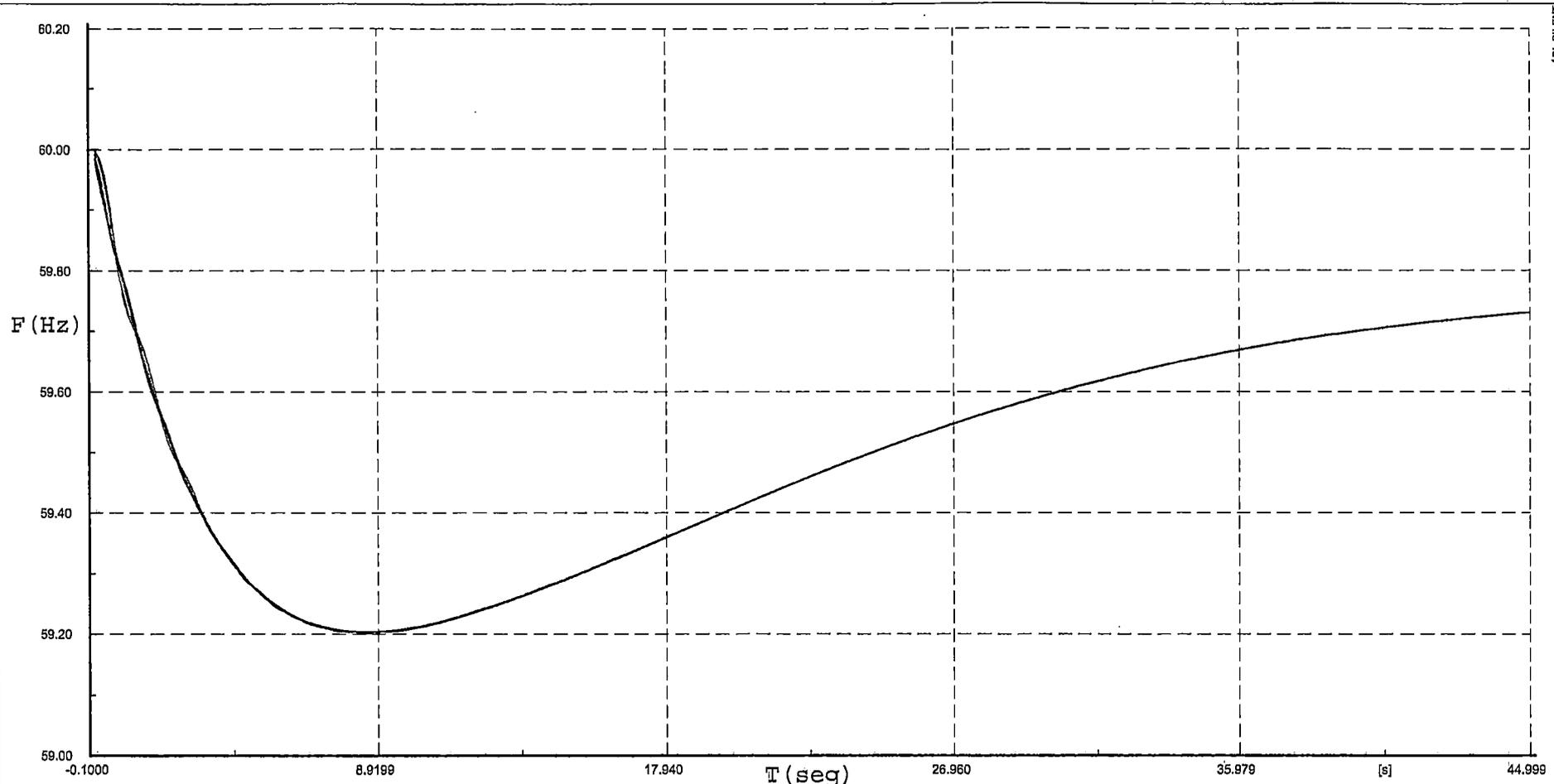
Anexo: /6

DIGISILENT

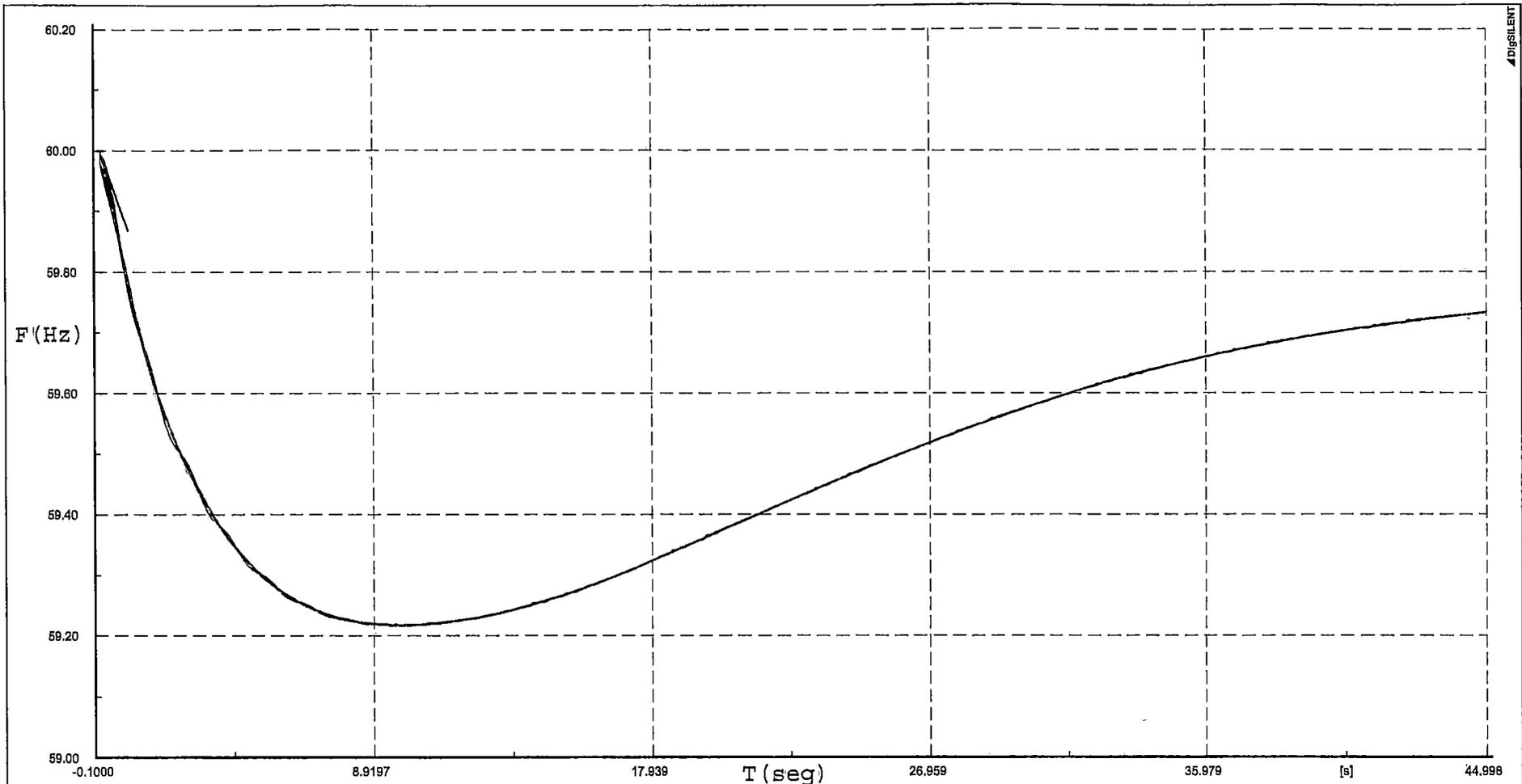
**RESERVA ROTANTE DE ENERGÍA PARA LA  
REGULACIÓN PRIMARIA DE FRECUENCIA 8 %**



4 DIGSILENT



- \_\_\_\_\_ CARM1220: Frecuencia Eléctrica In Hz
- \_\_\_\_\_ CHILCA\_REP\CHILCA\_REP\_A: Frecuencia Eléctrica In Hz
- \_\_\_\_\_ SEGUA\GUADALUPE\_220: Frecuencia Eléctrica In Hz
- \_\_\_\_\_ MONT220: Frecuencia Eléctrica In Hz
- \_\_\_\_\_ PANU\PARAMONGA\_NUEVA\_220: Frecuencia Eléctrica In Hz
- \_\_\_\_\_ ROSA\ROSA220A: Frecuencia Eléctrica In Hz
- \_\_\_\_\_ Carabaylo\Carabaylo\_500 A: Frecuencia Eléctrica In Hz
- \_\_\_\_\_ Chilca Nueva 500\ChilcaN\_500 BB1: Frecuencia Eléctrica In Hz
- \_\_\_\_\_ JUANJ138: Frecuencia Eléctrica In Hz
- \_\_\_\_\_ TINTA138: Frecuencia Eléctrica In Hz
- \_\_\_\_\_ TRUJ 138\TRUJILLO 138\_B1: Frecuencia Eléctrica In Hz



- CARM1220: Frecuencia Eléctrica In Hz
- CHILCA\_REP\CHILCA\_REP\_A: Frecuencia Eléctrica In Hz
- SEGUA\GUADALUPE\_220: Frecuencia Eléctrica In Hz
- MONT220: Frecuencia Eléctrica In Hz
- Carabayillo\Carabayillo\_500 A: Frecuencia Eléctrica In Hz
- ROSA\ROSA220A: Frecuencia Eléctrica In Hz
- TALARA\_220: Frecuencia Eléctrica In Hz
- JUANJ138: Frecuencia Eléctrica In Hz
- TINTA138: Frecuencia Eléctrica In Hz
- TRUJ 138\TRUJILLO 138\_B1: Frecuencia Eléctrica In Hz

RESERVA ROTANTE DE ENERGIA - RPF

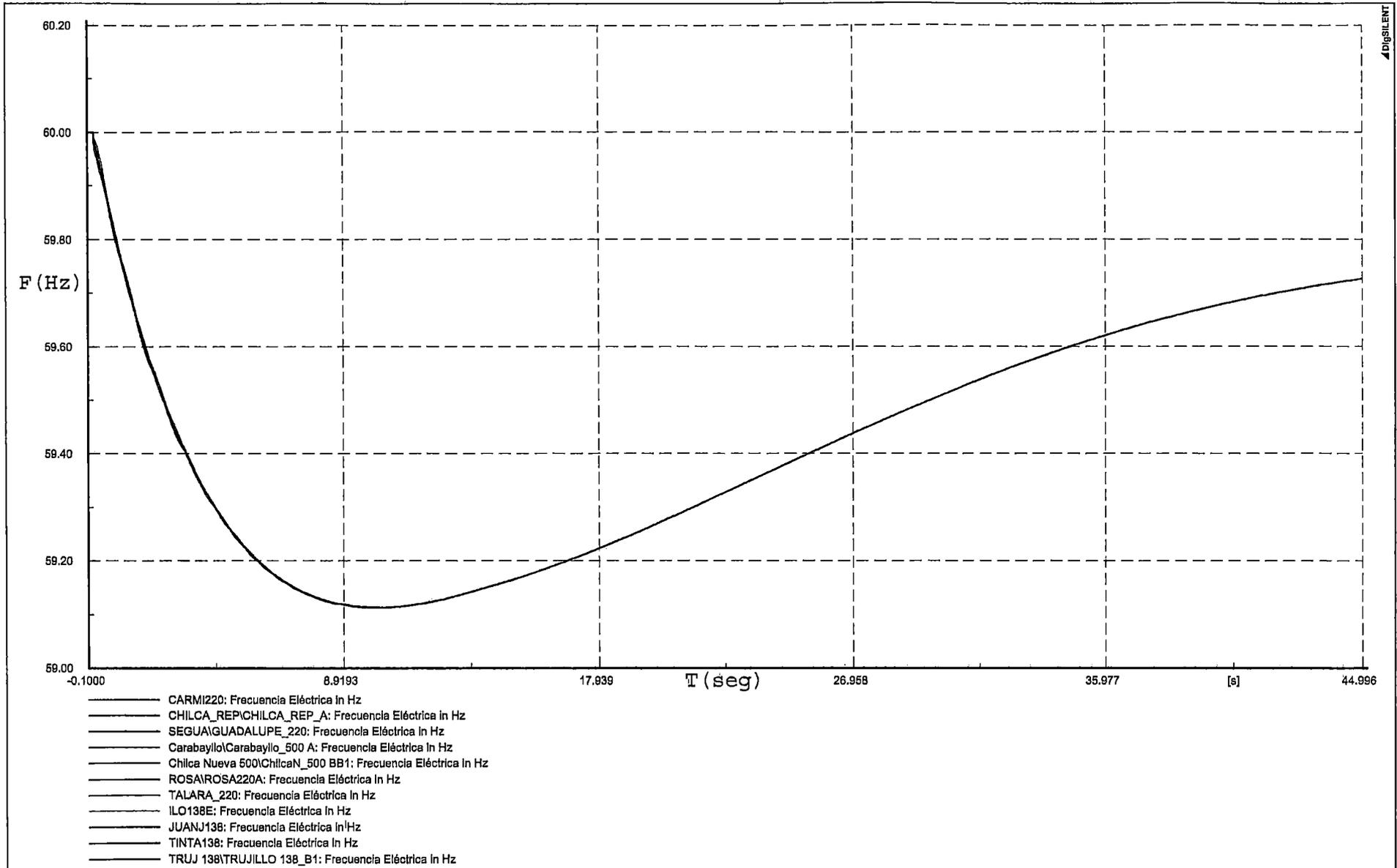
Frecuencia Barra

Estiaje 2013 Máxima

Frecuencia Barra

Fecha: 16/09/2012

Anexo: /6



- CARMIZO: Frecuencia Eléctrica In Hz
- CHILCA\_REPICHILCA\_REP\_A: Frecuencia Eléctrica In Hz
- SEGUAIQUADALUPE\_220: Frecuencia Eléctrica In Hz
- Carabayillo\Carabayillo\_500 A: Frecuencia Eléctrica In Hz
- Chilca Nueva 500\ChilcaN\_500 BB1: Frecuencia Eléctrica In Hz
- ROSAIROSA220A: Frecuencia Eléctrica In Hz
- TALARA\_220: Frecuencia Eléctrica In Hz
- ILO138E: Frecuencia Eléctrica In Hz
- JUANJ138: Frecuencia Eléctrica In Hz
- TINTA138: Frecuencia Eléctrica In Hz
- TRUJ 138\TRUJILLO 138\_B1: Frecuencia Eléctrica In Hz

# **ANEXO 6**

**CARGA NO SERVIDA**

Carga no Servida (MW)											
Condiciones Iniciales 0% de RRE											
Avenida 2013 Máxima			Avenida 2013 Mínima			Estiaje 2013 Máxima			Estiaje 2013 Mínima		
Generación	Demada Fija	Motores	Generación	Demada Fija	Motores	Generación	Demada Fija	Motores	Generación	Demada Fija	Motores
5,626.92	4,915.60	162.49	4,114.83	3,480.60	162.49	5,480.50	4,927.10	162.49	4,016.81	3,502.90	162.49
Reserva Rotante de Energía al 5%											
Avenida 2013 Máxima			Avenida 2013 Mínima			Estiaje 2013 Máxima			Estiaje 2013 Mínima		
Generación	Demada Fija	Motores	Generación	Demada Fija	Motores	Generación	Demada Fija	Motores	Generación	Demada Fija	Motores
5,566.22	4,881.95	159.95	4,058.98	3,447.41	160.40	5,431.70	4,887.62	159.79	3,995.66	3,487.13	160.46
Diferencia de Resultados											
60.69	33.65	2.54	55.85	33.19	2.08	48.80	39.48	2.70	21.16	15.77	2.03

Rechazo de Carga (MW)		CNS (MW)
Avenida 2013 Maxima	36.19	0
Avenida 2013 Minima	35.28	0
Estiaje 2013 Maxima	42.17	0
Estiaje 2013 Minima	17.80	0

Fuente: Propia

Carga no Servida (MW)											
Condiciones Iniciales 0% de RRE											
Avenida 2013 Máxima			Avenida 2013 Mínima			Estiaje 2013 Máxima			Estiaje 2013 Mínima		
Generación	Demada Fija	Motores	Generación	Demada Fija	Motores	Generación	Demada Fija	Motores	Generación	Demada Fija	Motores
5,602.03	4,915.60	162.49	4,097.66	3,480.60	162.49	5,474.45	4,927.10	162.49	4,017.32	3,502.90	162.49
Reserva Rotante de Energía al 6%											
Avenida 2013 Máxima			Avenida 2013 Mínima			Estiaje 2013 Máxima			Estiaje 2013 Mínima		
Generación	Demada Fija	Motores	Generación	Demada Fija	Motores	Generación	Demada Fija	Motores	Generación	Demada Fija	Motores
5,546.98	4,878.92	160.15	4,045.49	3,446.95	160.41	5,437.18	4,896.33	160.55	3,994.51	3,486.11	160.21
Diferencia de Resultados											
55.06	36.68	2.33	52.18	33.65	2.07	37.26	30.77	1.94	22.81	16.79	2.28

Rechazo de Carga (MW)		CNS (MW)
Avenida 2013 Maxima	39.01	0
Avenida 2013 Minima	35.72	0
Estiaje 2013 Maxima	32.70	0
Estiaje 2013 Minima	19.07	0

Fuente: Propia

Carga no Servida (MW)											
Condiciones Iniciales 0% de RRE											
Avenida 2013 Máxima			Avenida 2013 Mínima			Estiaje 2013 Máxima			Estiaje 2013 Mínima		
Generación	Demada Fija	Motores	Generación	Demada Fija	Motores	Generación	Demada Fija	Motores	Generación	Demada Fija	Motores
5,613.23	4,915.60	162.49	4,106.41	3,480.60	162.49	5,482.05	4,927.10	162.49	4,026.98	3,502.90	162.49
Reserva Rotante de Energía al 3%											
Avenida 2013 Máxima			Avenida 2013 Mínima			Estiaje 2013 Máxima			Estiaje 2013 Mínima		
Generación	Demada Fija	Motores	Generación	Demada Fija	Motores	Generación	Demada Fija	Motores	Generación	Demada Fija	Motores
5,514.62	4,839.83	159.80	4,033.45	3,426.86	160.47	5,393.98	4,847.97	160.25	3,981.52	3,467.50	160.46
Diferencia de Resultados											
98.61	75.77	2.69	72.96	53.74	2.02	88.08	79.13	2.24	45.46	35.40	2.02

Rechazo de Carga (MW)	CNS (MW)
Avenida 2013 Maxima	78.46
Avenida 2013 Minima	55.75
Estiaje 2013 Maxima	81.37
Estiaje 2013 Minima	37.43

Fuente: Propia

Carga no Servida (MW)											
Condiciones Iniciales 0% de RRE											
Avenida 2013 Máxima			Avenida 2013 Mínima			Estiaje 2013 Máxima			Estiaje 2013 Mínima		
Generación	Demada Fija	Motores	Generación	Demada Fija	Motores	Generación	Demada Fija	Motores	Generación	Demada Fija	Motores
5,621.96	4,915.60	162.49	4,112.60	3,480.60	162.49	5,486.63	4,927.10	162.49	4,021.22	3,502.90	162.49
Reserva Rotante de Energía al 4%											
Avenida 2013 Máxima			Avenida 2013 Mínima			Estiaje 2013 Máxima			Estiaje 2013 Mínima		
Generación	Demada Fija	Motores	Generación	Demada Fija	Motores	Generación	Demada Fija	Motores	Generación	Demada Fija	Motores
5,546.68	4,865.83	159.83	4,053.43	3,443.07	160.39	5,429.41	4,880.21	159.84	3,987.53	3,476.25	159.80
Diferencia de Resultados											
75.28	49.77	2.66	59.16	37.53	2.09	57.22	46.89	2.64	33.69	26.65	2.69

Rechazo de Carga (MW)	CNS (MW)
Avenida 2013 Maxima	52.43
Avenida 2013 Minima	39.62
Estiaje 2013 Maxima	49.53
Estiaje 2013 Minima	29.34

Fuente: Propia

Carga no Servida (MW)											
Condiciones Iniciales 0% de RRE											
Avenida 2013 Máxima			Avenida 2013 Mínima			Estiaje 2013 Máxima			Estiaje 2013 Mínima		
Generación	Demada Fija	Motores	Generación	Demada Fija	Motores	Generación	Demada Fija	Motores	Generación	Demada Fija	Motores
5,611.58	4,915.60	162.49	4,104.50	3,480.60	162.49	5,488.50	4,927.10	162.49	4,027.41	3,502.90	162.49
Reserva Rotante de Energía al 1%											
Avenida 2013 Máxima			Avenida 2013 Mínima			Estiaje 2013 Máxima			Estiaje 2013 Mínima		
Generación	Demada Fija	Motores	Generación	Demada Fija	Motores	Generación	Demada Fija	Motores	Generación	Demada Fija	Motores
5,455.11	4,780.67	159.69	3,983.41	3,375.36	160.88	5,363.96	4,818.03	160.47	3,886.75	3,386.28	149.92
Diferencia de Resultados											
156.47	134.93	2.80	121.08	105.24	1.61	124.53	109.07	2.02	140.66	116.62	12.56

Rechazo de Carga (MW)	CNS (MW)
Avenida 2013 Maxima	137.73
Avenida 2013 Minima	106.85
Estiaje 2013 Maxima	111.09
Estiaje 2013 Minima	129.18

Fuente: Propia

Carga no Servida (MW)											
Condiciones Iniciales 0% de RRE											
Avenida 2013 Máxima			Avenida 2013 Mínima			Estiaje 2013 Máxima			Estiaje 2013 Mínima		
Generación	Demada Fija	Motores	Generación	Demada Fija	Motores	Generación	Demada Fija	Motores	Generación	Demada Fija	Motores
5,617.60	4,915.60	162.49	4,094.31	3,480.60	162.49	5,491.12	4,927.10	162.49	4,022.47	3,502.90	162.49
Reserva Rotante de Energía al 2%											
Avenida 2013 Máxima			Avenida 2013 Mínima			Estiaje 2013 Máxima			Estiaje 2013 Mínima		
Generación	Demada Fija	Motores	Generación	Demada Fija	Motores	Generación	Demada Fija	Motores	Generación	Demada Fija	Motores
5,487.06	4,807.89	160.42	4,027.74	3,432.06	159.62	5,364.96	4,812.74	160.77	3,881.08	3,386.01	149.94
Diferencia de Resultados											
130.53	107.71	2.06	66.57	48.54	2.87	126.17	114.36	1.72	141.40	116.89	12.55

Rechazo de Carga (MW)	CNS (MW)
Avenida 2013 Maxima	109.77
Avenida 2013 Minima	51.40
Estiaje 2013 Maxima	116.08
Estiaje 2013 Minima	129.44

Fuente: Propia

Carga no Servida (MW)											
Condiciones Iniciales 0% de RRE											
Avenida 2013 Máxima			Avenida 2013 Mínima			Estiaje 2013 Máxima			Estiaje 2013 Mínima		
Generación	Demada Fija	Motores	Generación	Demada Fija	Motores	Generación	Demada Fija	Motores	Generación	Demada Fija	Motores
5,597.63	4,915.60	162.49	4,122.27	3,480.60	162.49	5,466.28	4,927.10	162.49	4,013.36	3,502.90	162.49
Reserva Rotante de Energía al 7%											
Avenida 2013 Máxima			Avenida 2013 Mínima			Estiaje 2013 Máxima			Estiaje 2013 Mínima		
Generación	Demada Fija	Motores	Generación	Demada Fija	Motores	Generación	Demada Fija	Motores	Generación	Demada Fija	Motores
5,546.51	4,881.72	160.22	4,066.01	3,449.91	160.46	5,430.52	4,896.76	160.61	3,991.27	3,485.00	160.40
Diferencia de Resultados											
51.12	33.88	2.27	56.26	30.69	2.03	35.77	30.34	1.88	22.09	17.90	2.09

Rechazo de Carga (MW)	CNS (MW)
Avenida 2013 Maxima	36.15
Avenida 2013 Minima	32.72
Estiaje 2013 Maxima	32.22
Estiaje 2013 Minima	19.99

Fuente: Propia

Carga no Servida (MW)											
Condiciones Iniciales 0% de RRE											
Avenida 2013 Máxima			Avenida 2013 Mínima			Estiaje 2013 Máxima			Estiaje 2013 Mínima		
Generación	Demada Fija	Motores	Generación	Demada Fija	Motores	Generación	Demada Fija	Motores	Generación	Demada Fija	Motores
5,596.62	4,915.60	162.49	4,107.80	3,480.59	162.49	5,463.05	4,927.10	162.49	4,005.42	3,502.90	162.49
Reserva Rotante de Energía al 8%											
Avenida 2013 Máxima			Avenida 2013 Mínima			Estiaje 2013 Máxima			Estiaje 2013 Mínima		
Generación	Demada Fija	Motores	Generación	Demada Fija	Motores	Generación	Demada Fija	Motores	Generación	Demada Fija	Motores
5,544.15	4,880.28	160.23	4,053.74	3,448.52	160.46	5,424.81	4,893.90	160.48	3,985.32	3,488.94	160.45
Diferencia de Resultados											
52.46	35.32	2.25	54.06	32.08	2.03	38.24	33.20	2.01	20.10	13.96	2.04

Rechazo de Carga (MW)	CNS (MW)
Avenida 2013 Maxima	37.57
Avenida 2013 Minima	34.11
Estiaje 2013 Maxima	35.21
Estiaje 2013 Minima	16.00

Fuente: Propia

Carga no Servida (MW)											
Condiciones Iniciales 0% de RRE											
Avenida 2013 Máxima			Avenida 2013 Mínima			Estiaje 2013 Máxima			Estiaje 2013 Mínima		
Generación	Demada Fija	Motores	Generación	Demada Fija	Motores	Generación	Demada Fija	Motores	Generación	Demada Fija	Motores
5,597.63	4,915.60	162.49	4,122.27	3,480.60	162.49	5,466.28	4,927.10	162.49	4,013.36	3,502.90	162.49
Reserva Rotante de Energía al 9%											
Avenida 2013 Máxima			Avenida 2013 Mínima			Estiaje 2013 Máxima			Estiaje 2013 Mínima		
Generación	Demada Fija	Motores	Generación	Demada Fija	Motores	Generación	Demada Fija	Motores	Generación	Demada Fija	Motores
5,546.51	4,881.72	160.22	4,066.01	3,449.91	160.46	5,430.52	4,896.76	160.61	3,991.27	3,485.00	160.40
Diferencia de Resultados											
51.12	33.88	2.27	56.26	30.69	2.03	35.77	30.34	1.88	22.09	17.90	2.09

Rechazo de Carga (MW)	CNS (MW)
Avenida 2013 Maxima	36.15
Avenida 2013 Minima	32.72
Estiaje 2013 Maxima	32.22
Estiaje 2013 Minima	19.99

Fuente: Propia

Carga no Servida (MW)											
Condiciones Iniciales 0% de RRE											
Avenida 2013 Máxima			Avenida 2013 Mínima			Estiaje 2013 Máxima			Estiaje 2013 Mínima		
Generación	Demada Fija	Motores	Generación	Demada Fija	Motores	Generación	Demada Fija	Motores	Generación	Demada Fija	Motores
5,596.62	4,915.60	162.49	4,107.80	3,480.59	162.49	5,463.05	4,927.10	162.49	4,005.42	3,502.90	162.49
Reserva Rotante de Energía al 10%											
Avenida 2013 Máxima			Avenida 2013 Mínima			Estiaje 2013 Máxima			Estiaje 2013 Mínima		
Generación	Demada Fija	Motores	Generación	Demada Fija	Motores	Generación	Demada Fija	Motores	Generación	Demada Fija	Motores
5,544.15	4,880.28	160.23	4,053.74	3,448.52	160.46	5,424.81	4,893.90	160.48	3,985.32	3,488.94	160.45
Diferencia de Resultados											
52.46	35.32	2.25	54.06	32.08	2.03	38.24	33.20	2.01	20.10	13.96	2.04

Rechazo de Carga (MW)	CNS (MW)
Avenida 2013 Maxima	37.57
Avenida 2013 Minima	34.11
Estiaje 2013 Maxima	35.21
Estiaje 2013 Minima	16.00

Fuente: Propia