

**UNIVERSIDAD NACIONAL DEL CALLAO**

**ESCUELA DE POSGRADO**

**SECCIÓN POSGRADO DE LA FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y  
ELECTRÓNICA**

**MAESTRÍA EN INGENIERÍA ELÉCTRICA**

**MENCIÓN: GESTIÓN DE SISTEMAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA**



**“PROPUESTA METODOLOGICA DE OPERACIÓN  
ECONOMICA DEL SEIN EN RELACION AL  
DESABASTECIMIENTO DE GAS NATURAL DE CAMISEA  
PARA LA GENERACION ELECTRICA”**

**SUSTENTACIÓN DE TESIS PARA OPTAR EL GRADO ACADÉMICO  
DE MAESTRO EN INGENIERÍA ELÉCTRICA**

**MENCIÓN EN GESTIÓN DE SISTEMAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA**

**Bach. EDUARDO SERGIO SALINAS PARIONA**

**Bach. JOSE MANUEL HERMOZA ORDOÑEZ**

**Callao – 2015**

**PERÚ**



## DEDICATORIA

A todas las personas que en conjunto formaron parte de nuestro desarrollo profesional y en especial a nuestra familia.

## AGRADECIMIENTO

Un agradecimiento especial a todas las personas que fueron partícipes que se alcanzara este éxito, a mi familia por su apoyo incondicional, a mis compañeros de la Maestría que con su aporte en conjunto fuimos nutriéndonos de conocimiento.

A nuestros profesores que con su apoyo se logró aportar este trabajo al País y al Dr Ingeniero Juan Grados Gamarra por su guía y asesoramiento en la elaboración de la presente Tesis.

## ÍNDICE

<b>RESUMEN .....</b>	<b>10</b>
<b>ABSTRACT.....</b>	<b>11</b>
<b>PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....</b>	<b>12</b>
<b>1.1. Identificación del problema .....</b>	<b>12</b>
<b>1.2. Formulación del Problema.....</b>	<b>13</b>
<b>1.2.1. Problema principal .....</b>	<b>13</b>
<b>1.2.2. Problemas específicos.....</b>	<b>13</b>
<b>1.3. Objetivos de la investigación .....</b>	<b>14</b>
<b>1.3.1. Objetivo General .....</b>	<b>14</b>
<b>1.3.2. Objetivos Específicos .....</b>	<b>14</b>
<b>1.4. Justificación .....</b>	<b>14</b>
<b>1.4.1. Justificación Teórica .....</b>	<b>14</b>
<b>1.4.2. Justificación Económica .....</b>	<b>15</b>
<b>MARCO TEORICO .....</b>	<b>17</b>
<b>2.1. Antecedentes del estudio .....</b>	<b>17</b>
<b>2.1.1. Composición del Sector Eléctrico Peruano .....</b>	<b>17</b>
<b>2.1.1.1. Generación .....</b>	<b>17</b>
<b>2.1.1.2. Transmisión .....</b>	<b>18</b>
<b>2.1.1.3. Distribución.....</b>	<b>18</b>
<b>2.1.1.4. Estado Regulador.....</b>	<b>19</b>
<b>2.1.2. El Gas Natural como fuente de Energía.....</b>	<b>21</b>
<b>2.1.2.1. Definición Gas Natural.....</b>	<b>21</b>
<b>2.1.2.2. Composición Gas Natural .....</b>	<b>22</b>
<b>2.1.2.3. Características Gas Natural .....</b>	<b>22</b>
<b>2.2. Marco Teórico.....</b>	<b>23</b>
<b>2.2.1. La Generación Eléctrica en el Perú .....</b>	<b>23</b>
<b>2.2.1.1. Generación Hidroeléctrica .....</b>	<b>23</b>
<b>2.2.1.2. Generación Termoeléctrica.....</b>	<b>25</b>
<b>2.2.1.3. Generación con Recursos Energéticos Renovables .....</b>	<b>28</b>

2.2.2.	Sistemas de Transmisión Eléctrica en el Perú .....	31
2.2.2.1.	Sistema Eléctrico Interconectado Nacional .....	31
2.2.2.2.	Torre de transmisión eléctrica.....	31
2.2.3.	La demanda eléctrica en el Perú.....	33
2.2.3.1.	Usuarios Regulados.....	33
2.2.3.2.	Usuarios Libres .....	34
2.2.4.	El Mercado Eléctrico Peruano.....	34
2.2.4.1.	Características de la energía eléctrica .....	34
2.2.4.2.	Características de la organización de la industria eléctrica peruana	35
2.2.4.3.	Modelo de Mercado para los generadores.....	36
2.2.5.	Gas Natural de Camisea .....	41
2.2.5.1.	Proyecto Gas Natural de Camisea .....	41
2.2.5.2.	El Mercado de Gas Natural.....	44
2.2.5.3.	Exportación de Gas Natural Licuefactado (LNG).....	50
2.2.5.4.	Marco Regulatorio e Institucional .....	51
2.3.	Definición de términos .....	53
	VARIABLES E HIPOTESIS .....	57
3.1.	Definición de Variables .....	57
3.2.	Operacionalización de las Variables .....	57
3.3.	Hipótesis General e Hipótesis específica .....	59
3.3.1	Hipótesis General .....	59
3.3.2	Hipótesis Específica.....	59
	METODOLOGÍA .....	60
4.1.	Tipo de Investigación .....	60
4.2.	Diseño de la investigación.....	60
4.3.	Población y muestra .....	61
4.4.	Técnicas e instrumentos de recolección de datos .....	61
4.5.	Plan de análisis estadísticos de datos .....	61
	RESULTADOS .....	62
5.1.	Protocolo de Voz y Comunicaciones .....	64
5.2.	Metodología de despacho económico .....	66
5.2.1.	Metodología actual .....	69

5.2.2. Metodología propuesta .....	80
5.3. Metodología operativa .....	90
5.3.1. Metodología actual: .....	93
5.3.2. Metodología propuesta: .....	95
DISCUSIÓN DE RESULTADOS .....	98
6.1. Evaluación de Resultados temporada de Avenida .....	98
6.2. Evaluación de Resultados temporada de Estiaje .....	102
6.3. Contrastación de Hipótesis con los resultados .....	106
6.4. Contrastación de los resultados con otros estudios similares .....	107
CONCLUSIONES .....	108
RECOMENDACIONES.....	110
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS .....	111
ANEXO.....	116
Anexo 1: Matriz de Consistencia .....	116
Anexo 2: PR-01 Programa de la Operación de Corto Plazo .....	117
Anexo 3: PR-09 Coordinación de la operación en tiempo real del sistema interconectado nacional.....	129
Anexo 4: Conceptos de despacho económico .....	159
Anexo 5: Método de relajación de Lagrange en el despacho económico ..	164

## TABLAS DE CONTENIDO

TABLA N° 2.1 COMPOSICIÓN DEL GAS NATURAL.....	22
TABLA N° 2.2 CENTRALES HIDROELECTRICAS DE PASADA.....	24
TABLA N° 2.3 CENTRALES HIDROELECTRICAS DE REGULACIÓN...	25
TABLA N° 2.4 CENTRALES TERMOELECTRICAS A DIESEL Y/O DERIVADOS.....	26
TABLA N° 2.5 CENTRALES TERMOELECTRICAS A CARBON .....	26
TABLA N° 2.6 CENTRALES TERMOELECTRICAS A GAS NATURAL CICLO SIMPLE.....	27
TABLA N° 2.7 CENTRALES TERMOELECTRICAS A GAS NATURAL CICLO COMBINADO.....	28
TABLA N° 2.8 CENTRALES EOLICAS.....	29
TABLA N° 2.9 CENTRALES SOLARES .....	29
TABLA N° 2.10 CENTRALES MINIHIDRICAS .....	30
TABLA N° 2.11 CENTRALES MINIHIDRICAS .....	31
TABLA N° 2.12 LINEAS DE TRANSMISION DEL SEIN.....	32
TABLA N° 2.13 CLASIFICACIÓN DEL USUARIO LIBRE Y REGULADO DEL SECTOR ELÉCTRICO.....	33
TABLA N° 2.14 PLAZOS DE CONTRATACIÓN.....	39
TABLA N° 2.15 ACTORES EN EL MERCADO DE GAS NATURAL.....	52
TABLA N° 3.1 RELACIÓN DE VARIABLES OPERACIONALES .....	58
TABLA N° 5.1 CASOS METODOLOGIA CV .....	62
TABLA N° 5.2 CASOS METODOLOGÍA EF.....	63
TABLA N° 5.3 MÁXIMA DEMANDA Y ENERGÍA ASOCIADA DIARIA....	67
TABLA N° 5.4 CAPACIDAD TOTAL GAS NATURAL DE CAMISEA.....	68
TABLA N° 5.5 DISTRIBUCIÓN CONTRACTUAL GAS NATURAL DE CAMISEA.....	68
TABLA N° 5.6 COSTO DE RACIONAMIENTO SECTOR ELÉCTRICO PERUANO .....	68
TABLA N° 5.7 COSTOS VARIABLES DE LAS UNIDADES TERMICAS DEL SEIN .....	70
TABLA N° 5.8 PRODUCCIÓN DE ENERGÍA CASO1 AVENIDA CV 100% .....	71
TABLA N° 5.9 COSTOS DE OPERACIÓN CASO1 AVENIDA CV 100%	71
TABLA N° 5.10 PRODUCCIÓN DE ENERGÍA CASO2 AVENIDA CV 80% .....	72
TABLA N° 5.11 COSTOS DE OPERACIÓN CASO2 AVENIDA CV 80%	73
TABLA N° 5.12 PRODUCCIÓN DE ENERGÍA CASO3 AVENIDA CV 50% .....	74



TABLA N° 5.13 COSTOS DE OPERACIÓN CASO3 AVENIDA CV 50%	74
TABLA N° 5.14 PRODUCCIÓN DE ENERGÍA CASO4 ESTIAJE CV 100%	75
.....	75
TABLA N° 5.15 COSTOS DE OPERACIÓN CASO4 ESTIAJE CV 100%	76
TABLA N° 5.16 PRODUCCIÓN DE ENERGÍA CASO5 ESTIAJE CV 80%	77
.....	77
TABLA N° 5.17 COSTOS DE OPERACIÓN CASO5 ESTIAJE CV 80%	77
TABLA N° 5.18 PRODUCCIÓN DE ENERGÍA CASO6 ESTIAJE CV 50%	78
.....	78
TABLA N° 5.19 COSTOS DE OPERACIÓN CASO6 ESTIAJE CV 50%	79
TABLA N° 5.20 EFICIENCIAS DE LAS UNIDADES TERMICAS DEL SEIN	80
.....	80
TABLA N° 5.21 PRODUCCIÓN DE ENERGÍA CASO1 AVENIDA EF 100%	81
.....	81
TABLA N° 5.22 COSTOS DE OPERACIÓN CASO1 AVENIDA EF 100%	81
.....	81
TABLA N° 5.23 PRODUCCIÓN DE ENERGÍA CASO2 AVENIDA EF 80%	82
.....	82
TABLA N° 5.24 COSTOS DE OPERACIÓN CASO2 AVENIDA EF 80%	83
TABLA N° 5.25 PRODUCCIÓN DE ENERGÍA CASO3 AVENIDA EF 50%	84
.....	84
TABLA N° 5.26 COSTOS DE OPERACIÓN CASO3 AVENIDA EF 50%	84
TABLA N° 5.27 PRODUCCIÓN DE ENERGÍA CASO4 ESTIAJE EF 100%	85
.....	85
TABLA N° 5.28 COSTOS DE OPERACIÓN CASO4 ESTIAJE EF 100%	86
TABLA N° 5.29 PRODUCCIÓN DE ENERGÍA CASO5 ESTIAJE EF 80%	87
.....	87
TABLA N° 5.30 COSTOS DE OPERACIÓN CASO5 ESTIAJE EF 80%	87
TABLA N° 5.31 PRODUCCIÓN DE ENERGÍA CASO6 ESTIAJE EF 50%	88
.....	88
TABLA N° 5.32 COSTOS DE OPERACIÓN CASO6 ESTIAJE EF 50%	89
TABLA N° 5.33 TENSIONES DE OPERACIÓN VIGENTES EN EL AREA CENTRO	91
.....	91
TABLA N° 5.34 CAPACIDAD DE TRANSPORTE DE LAS PRINCIPALES INSTALACIONES DEL SEIN MAYORES A 100 KV	92
.....	92
TABLA N° 5.35 CARGABILIDAD EN LOS EQUIPOS ADYACENTES (%)	94
.....	94
TABLA N° 5.36 CARGABILIDAD EN LOS EQUIPOS ADYACENTES (%)	94
.....	94

TABLA N° 5.37 PERFILES DE TENSIÓN EN LAS BARRAS ADYACENTES (P.U.) .....	95
TABLA N° 5.38 PERFILES DE TENSIONES EN LAS BARRAS ADYACENTES (P.U.) EN MEDIA DEMANDA .....	95
TABLA N° 5.39 CARGABILIDAD EN LOS EQUIPOS ADYACENTES (%) .....	96
TABLA N° 5.40 CARGABILIDAD EN LOS EQUIPOS ADYACENTES (%) .....	96
TABLA N° 5.41 CARGABILIDAD EN LOS EQUIPOS ADYACENTES (%) .....	97
TABLA N° 5.42 CARGABILIDAD EN LOS EQUIPOS ADYACENTES (%) .....	97
TABLA N° 6.1 PRODUCCIÓN DE ENERGIA TERMICA, ENERGÍA NO SUMINISTRADA Y COSTOS OPERATIVOS CON DISPONIBILIDAD DE GAS 100% - AVENIDA .....	98
TABLA N° 6.2 PRODUCCIÓN DE ENERGIA, ENERGÍA NO SUMINISTRADA Y COSTOS OPERATIVOS CON DISPONIBILIDAD DE GAS 80% - AVENIDA .....	99
TABLA N° 6.3 PRODUCCIÓN DE ENERGIA, ENERGÍA NO SUMINISTRADA Y COSTOS OPERATIVOS CON DISPONIBILIDAD DE GAS 50% - AVENIDA .....	100
TABLA N° 6.4 VARIACIÓN RELATIVA PORCENTUAL DE LAS CARGABILIDADES CON LA METODOLOGÍA PROPUESTA RESPECTO A LA METODOLOGÍA ACTUAL – MÁXIMA DEMANDA .....	101
TABLA N° 6.5 VARIACIÓN RELATIVA PORCENTUAL DE LAS CARGABILIDADES CON LA METODOLOGÍA PROPUESTA RESPECTO A LA METODOLOGÍA ACTUAL – MEDIA DEMANDA .....	101
TABLA N° 6.6 PRODUCCIÓN DE ENERGIA, ENERGÍA NO SUMINISTRADA Y COSTOS OPERATIVOS CON DISPONIBILIDAD DE GAS 100% - ESTIAJE .....	102
TABLA N° 6.7 PRODUCCIÓN DE ENERGIA, ENERGÍA NO SUMINISTRADA Y COSTOS OPERATIVOS CON DISPONIBILIDAD DE GAS 80% - ESTIAJE .....	103
TABLA N° 6.8 PRODUCCIÓN DE ENERGIA, ENERGÍA NO SUMINISTRADA Y COSTOS OPERATIVOS CON DISPONIBILIDAD DE GAS 50% - ESTIAJE .....	104
TABLA N° 6.9 VARIACIÓN RELATIVA PORCENTUAL DE LAS CARGABILIDADES CON LA METODOLOGÍA PROPUESTA RESPECTO A LA METODOLOGÍA ACTUAL – MÁXIMA DEMANDA .....	105

TABLA N° 6.10 VARIACIÓN RELATIVA PORCENTUAL DE LAS  
CARGABILIDADES CON LA METODOLOGÍA PROPUESTA RESPECTO  
A LA METODOLOGÍA ACTUAL – MEDIA DEMANDA ..... 106

## GRAFICOS DE CONTENIDO

GRAFICO N° 5.1 PARTICIPACIÓN DE PRODUCCIÓN CASO1 AVENIDA CV 100%.....	72
GRAFICO N° 5.2 PARTICIPACIÓN DE PRODUCCIÓN CASO2 AVENIDA CV 80%.....	73
GRAFICO N° 5.3 PARTICIPACIÓN DE PRODUCCIÓN CASO3 AVENIDA CV 50%.....	75
GRAFICO N° 5.4 PARTICIPACIÓN DE PRODUCCIÓN CASO4 ESTIAJE CV 100%.....	76
GRAFICO N° 5.5 PARTICIPACIÓN DE PRODUCCIÓN CASO5 ESTIAJE CV 80%.....	78
GRAFICO N° 5.6 PARTICIPACIÓN DE PRODUCCIÓN CASO6 ESTIAJE CV 50%.....	79
GRAFICO N° 5.7 PARTICIPACIÓN DE PRODUCCIÓN CASO1 AVENIDA EF 100%.....	82
GRAFICO N° 5.8 PARTICIPACIÓN DE PRODUCCIÓN CASO2 AVENIDA EF 80%.....	83
GRAFICO N° 5.9 PARTICIPACIÓN DE PRODUCCIÓN CASO3 AVENIDA EF 50%.....	85
GRAFICO N° 5.10 PARTICIPACIÓN DE PRODUCCIÓN CASO4 ESTIAJE EF 100%.....	86
GRAFICO N° 5.11 PARTICIPACIÓN DE PRODUCCIÓN CASO5 ESTIAJE EF 80%.....	88
GRAFICO N° 5.12 PARTICIPACIÓN DE PRODUCCIÓN CASO6 ESTIAJE EF 50%.....	89

## **FIGURAS DE CONTENIDO**

FIGURA N° 2.1 MODELO DEL MERCADO ELECTRICO PERUANO.....	37
FIGURA N° 2.2 ESTRUCTURA DEL SUMINISTRO DE GAS NATURAL EN EL PERÚ.....	44
FIGURA N° 2.3 AGENTES DEL GAS NATURAL POR ETAPAS .....	45
FIGURA N° 2.4 MAPA DE LOCALIZACIÓN DEL PROYECTO CAMISEA .....	48
FIGURA N° 5.1 ESTRUCTURA DE COMUNICACIÓN.....	66

## RESUMEN

El fin del presente estudio es el de mostrar una metodología de cómo enfrentar una posible situación de desabastecimiento del Gas Natural de Camisea. La influencia que puede causar la escasez de este recurso a la matriz energética nacional.

Sabemos que el País está conformado del 50% de Energía Hidráulica, el 40% de Energía Térmica y el 10% de Energía con fuentes renovables. La ausencia del gas natural de Camisea, como fuente para la producción de energía térmica, puede causar gran impacto en la matriz energética nacional, mostrando un escenario con restricciones de suministro en diferentes puntos del país. Es por ello que el estudio muestra cómo se comportaría el sistema interconectado nacional ante la ausencia de este recurso y de qué forma se puede sostener.

Con el objeto de analizar el despacho de energía y los costos de operación asociados, se utilizarán herramientas computacionales para evaluar la producción en distintos períodos hidrológicos (estiaje y avenida) bajo distintos escenarios de disponibilidad de la capacidad de Gas Natural. En función a estos resultados se tomará la decisión de que soluciones se pueden optar ante este problema.

## **ABSTRACT**

The purpose of this study is to show a methodology of how to deal with possible situation of shortage of natural gas from Camisea. The influence which may cause the shortage of this resource to the national energy matrix.

We know that the country is comprised of 50% hydro energy, 40% thermal energy and 10% of energy from renewable sources. The absence of the Camisea natural gas as a source for the production of thermal energy, can cause great impact on the national energy matrix, showing a stage with supply constraints in different parts of the country. That is why the study shows how the national grid would behave in the absence of this resource and how it can be sustained.

In order to analyze the energy production and operating costs associated, computational tools will be used to evaluate the production in different hydrological periods (drought and flood) under different scenarios of available capacity Natural Gas. Depending on these results the best solution to this problem will be taken.

## **CAPITULO I**

### **PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA**

#### **1.1. Identificación del problema**

Esta investigación se encuentra en el lineamiento operación del sistema eléctrico.

La operación del SEIN está sujeta a un plan programado (programa de despacho económico de generación y programa de mantenimiento de las instalaciones) que debería ser el más cercano a ejecutarse; vale decir que este se debería cumplir en la mayoría de sus aspectos en un estado de operación normal.

Sin embargo, las eventualidades existen y siempre, por lo que el operador del SEIN debe tener muy claro los criterios iniciales para intentar retornar al SEIN a las condiciones de operación estable. Caso especial merece los problemas fortuitos que suceden en el ducto del Gas de Camisea, tales como problemas de congestión del ducto, disminución de la capacidad disponible para la generación, caídas bruscas de presión, etc. Vale decir que debido a que el gas natural de Camisea se ha convertido en la matriz energética principal del país después del agua, la indisponibilidad total o parcial de este recurso lleva al SEIN a estados de alerta o emergencia, que pueden devenir en racionamientos de carga no previstos.

Por tanto, para cuando sucedan estos eventos, se debe tener una metodología definida y documentada para afrontar estas eventualidades



de la manera más eficiente y segura. Asimismo se deben tener en cuenta criterios iniciales para afrontar las incertidumbres que siempre existirán, tales como la incertidumbre del tiempo de desabastecimiento total o parcial del gas de Camisea para la generación, la magnitud de indisponible de gas, etc

## **1.2. Formulación del Problema**

Los problemas que se plantean se desprenden de la determinación del mismo, siendo estos los siguientes:

### **1.2.1. Problema principal**

¿Cómo la ausencia de una metodología definida para la operación económica del SEIN cuando existan problemas de desabastecimiento del Gas de Camisea, puede conllevar a operaciones ineficientes, sobrecostos innecesario o poner en el peligro la seguridad del SEIN?.

### **1.2.2. Problemas específicos**

- ¿Qué criterios iniciales se deberían tener en cuenta para minimizar los riesgos por las incertidumbres del tiempo de prolongación de la indisponibilidad de Gas Natural de Camisea?
- ¿Cuál sería la mejor metodología de despacho de los generadores asociados al combustible del gas de Camisea?
- ¿Qué criterios se deben tener en cuenta para operar con éxito frente a una demanda con un perfil no uniforme?

### **1.3. Objetivos de la investigación**

El presente trabajo tiene como objetivo dar una solución a los problemas planteados anteriormente, teniendo como:

#### **1.3.1. Objetivo General**

Elaborar una metodología para la operación económica del SEIN cuando existan problemas de desabastecimiento del Gas de Camisea.

#### **1.3.2. Objetivos Específicos**

- Establecer las condiciones iniciales del abastecimiento del gas de Camisea para la operación del SEIN.
- Proponer una metodología de despacho de los generadores asociados al uso del gas de Camisea.
- Establecer el método para afrontar con éxito las rampas de subidas de demanda y verificar la seguridad y confiabilidad del SEIN.

### **1.4. Justificación**

#### **1.4.1. Justificación Teórica**

La electricidad es un bien que no se puede almacenar, característica que, unida al patrón variable de demanda y la existencia de incertidumbre en la oferta (como la asociada a la dependencia de la hidrología, la existencia de indisponibilidades y problemas de congestión), genera que el costo de producción sea muy volátil a lo largo del tiempo.

Estas peculiaridades generaron que el sector se organice tradicionalmente bajo un modelo de empresa estatal verticalmente integrada, donde se tomaban decisiones de inversión y fijación de precios que buscaban mantener la confiabilidad del sistema y la eficiencia en costos de forma centralizada. Sin embargo, con los procesos de reestructuración del sector eléctrico, el diseño de los nuevos mercados eléctricos ha tenido que buscar otros instrumentos para garantizar la confiabilidad del suministro y reducir la exposición de los clientes a la volatilidad de precios.

#### **1.4.2. Justificación Económica**

El COES, tiene una finalidad básica: operar al mínimo costo el SEIN preservando los estándares de seguridad, calidad y confiabilidad. Cuando se tienen eventualidades, que conllevan al SEIN a un estado fuera del estado normal de operación, el tiempo de retornar al estado normal de operación define un indicador muy importante del operador.

Sin embargo, dado que estamos en una situación de riesgo, hay que tener mucho cuidado en las maniobras de restablecimiento, y si bien son cierto los criterios de desempeño de la operación se mantienen, las prioridades se reordenan.

En este nuevo estado, la seguridad y la confiabilidad se anteponen al despacho económico, pero no se deja de lado. Ante la insuficiencia de un procedimiento de restablecimiento, aumentaría la probabilidad de operar con seguridad, confiabilidad y hasta caer en redundancia y dejar de lado

la eficiencia económica y por ende encarecer innecesariamente el costo de operación del SEIN.

Ante lo expuesto, se requiere un procedimiento para la operación en estado de alerta o emergencia y así preservar los criterios básicos del mínimo y la seguridad del SEIN.

## **CAPITULO II**

### **MARCO TEORICO**

#### **2.1. Antecedentes del estudio**

##### **2.1.1. Composición del Sector Eléctrico Peruano**

El producto y/o servicio que se comercializa en el mercado eléctrico es la energía y potencia eléctrica. Como todo producto que se comercializa, el hacerlo, ya implica brindar un servicio (atención al cliente).

Debido a la importancia de la energía eléctrica en el desarrollo de un país, esta debe ser suministrada de manera oportuna y confiable. Puesto que con ella se "mueven" las industrias originando así el movimiento de los mercados. Así mismo, la energía eléctrica permite "mejorar" la calidad de vida de las personas.

En este mercado operan tres agentes, como son la industria de la generación, transmisión y, distribución del producto a los clientes o usuarios finales, teniendo cada uno de ellos un rol específico bien diferenciado en este mercado.

##### **2.1.1.1. Generación**

Esta parte se encarga de la producción de energía eléctrica la cual proviene en la mayoría de los casos de una combinación de unidades térmicas (aquellas que utilizan algún tipo de combustible para su producción ya sea Carbon, diesel, gas, etc.), hidroeléctricas (aquellas que utilizan el recurso agua para su producción), RER (las que utilizan la

recursos energéticos renovables tales como energía solar, energía eólica, biomasa, geotermia, mareomotriz, etc).

#### **2.1.1.2. Transmisión**

Tiene la labor de transportar la energía eléctrica desde los centros de producción a los centros de reparto (Distribuidoras) y en algunos casos a centros de carga directamente, a través de sus instalaciones de su sistema atendiendo la exigencia del cliente y entregar, en las condiciones que lo requiere, un servicio eficiente y de calidad.

Las empresas de Transmisión dispone para lograr con su objetivo con su diseño de instalaciones de transmisión, tal que los centros de generación conformada por la central eléctrica y la subestación (S.E) elevadora no forma parte de la infraestructura tecnológica con la que cuenta la industria transmisora, por ende el proceso de transmisión se inicia a la salida de la subestación elevadora y se propaga hasta la subestación de llegada en el centro poblado o carga que se va alimentar.

#### **2.1.1.3. Distribución**

A través de una infraestructura diseñada ofrece el servicio eléctrico al sector industrial y a los consumidores domésticos. Estos acceden a la electricidad a través de líneas de distribución por medio de acometidas aéreas, sujeto a postes eléctricos, o acometidas subterráneas.

La Distribución representa el 30% y el 50% del costo de electricidad y las pérdidas de energía en distribución suelen fluctuar entre un 4% y un 9%

#### **2.1.1.4. Estado Regulador**

A lo largo de la década del 90 nuestro país ingreso a un amplio proceso de privatización, el mismo que incluyo la industria eléctrica así como la reforma de su regulación, con la finalidad de lograr un mayor desarrollo del mercado eléctrico. Dicha situación no era ajeno a lo que sucedía en el mundo entero, tanto en los países desarrollados como en los que se encontraban en vías de desarrollo. Dicha situación fue descrita de la siguiente manera:

Desde los inicios de la década de 1990, los países con mayor avance en el desarrollo y aquellos más desarrollados han reestructurado sus sectores de energía. La principal motivación ha sido mejorar el rendimiento del sector y compensar la carencia de fuentes públicas de financiamiento para la inversión física muy necesaria (Guash y Spiller: 1998).

El estado Peruano comenzó la actual reforma del sector eléctrico con la Ley de Concesiones Eléctricas (LCE) y su Reglamento, creando el nuevo marco legal que impulsaría el desarrollo del mercado eléctrico, buscando la inversión privada en el sector, ya sea mediante la concesión o la privatización de los activos estatales.

Diseña e implementa un modelo de mercado a la industria eléctrica peruana el cual fomenta la desintegración de la empresa vertical y se distingue actividades independientes de generación, transmisión, distribución y comercialización, las cuales se caracterizan por:

- Generación: Competencia
- Transmisión: Monopolio Natural
- Distribución Monopolio Natural

Las primeras instituciones que ejercieron la regulación del sector eléctrico se agrupan en el denominada Sistema de Supervisión de la Inversión en Energía, el cual está compuesto por:

#### **A. OSINERGMIN**

El Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería se creó en Dic. 96 mediante DL 26734 y es la entidad con autonomía funcional técnico, administrativa, económica y financiera perteneciente al Ministerio de Energía y Minas y tiene por misión Regular y supervisar los sectores de energía y minería con autonomía y transparencia para generar confianza a la inversión y proteger a la población. Adjunto a ella se encuentra la GART (Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria) la cual fija los precios de la electricidad y las tarifas de transporte de gas natural asegurando el funcionamiento eficiente de las industrias de electricidad y gas natural al menor costo para el consumidor final.

#### **B. INDECOPI**

El Instituto de Defensa de la libre Competencia y la Propiedad Intelectual se creó en Nov. 92 mediante el DL 25868 y tiene por misión velar por la aplicación de las normas de la libre competencia represión de la competencia desleal, publicidad en protección al consumidor y a



otras normas de su competencia, en los sectores de electricidad e hidrocarburos.

### **C. DGE**

La Dirección general de electricidad es la dependencia del MEM, cuyas funciones abarca políticas generales del sector, así como en el ámbito normativo.

### **D. COES**

El COES es una entidad privada, sin fines de lucro y con personería de Derecho Público. Está conformado por todos los Agentes del SEIN (Generadores, Transmisores, Distribuidores y Usuarios Libres) y sus decisiones son de cumplimiento obligatorio por los Agentes. Su finalidad es coordinar la operación de corto, mediano y largo plazo del SEIN al mínimo costo, preservando la seguridad del sistema, el mejor aprovechamiento de los recursos energéticos, así como planificar el desarrollo de la transmisión del SEIN y administrar el Mercado de Corto Plazo

## **2.1.2. El Gas Natural como fuente de Energía**

### **2.1.2.1. Definición Gas Natural**

El gas Natural es un energético natural de origen fósil que se encuentra en el subsuelo continental o marino.

En los yacimientos el gas natural puede encontrarse acompañado de petróleo (gas asociado) o no (no asociado), acompañado de líquidos hidrocarburos (gas húmedo) o no (gas seco).

### 2.1.2.2. Composición Gas Natural

El Gas Natural (GN) está compuesto principalmente por metano, pero también contiene etano, propano e hidrocarburos más pesados. Pequeñas cantidades de nitrógeno, oxígeno, dióxido de carbono, compuesto de azufre y agua también pueden ser encontrados en el GN.

TABLA N° 2.1 COMPOSICIÓN DEL GAS NATURAL

<i>COMPOSICIÓN GAS NATURAL</i>	
<i>COMPONENTE</i>	<i>FRACCIÓN MOLAR</i>
<i>N<sub>2</sub></i>	0.0054
<i>CO<sub>2</sub></i>	0.0058
<i>H<sub>2</sub>O</i>	0.0000
<i>Metano</i>	0.8854
<i>Etano</i>	0.1032
<i>Propano</i>	0.0002
<i>i-Butano</i>	0.0000
<i>n-Butano</i>	0.0000

Fuente Osinergmin

### 2.1.2.3. Características Gas Natural

Estado natural, gaseoso, incoloro e inodoro. En la etapa de distribución se añade un odorizante: el metilmercaptano, con la finalidad de facilitar su detección en caso de fuga.

Es más liviano que el aire, en caso de fugas, se disipa en el aire elevándose rápidamente, no es tóxico pero puede producir asfixia por desplazamiento del oxígeno.

## **2.2. Marco Teórico**

### **2.2.1. La Generación Eléctrica en el Perú**

En el Perú hay diferentes tipos de Centrales productoras de energía que únicamente se diferencian por el tipo de fuente utilizada, en ese sentido se afirma que en nuestro país las que predominan son tanto la generación Hidroeléctrica y la generación Termoeléctrica.

No obstante a ello, cabe mencionar que en menor porcentaje existen otros tipos de generación de energía eléctrica que toman como base las fuentes de energía renovable no convencional en las que resaltan el viento, los rayos solares y la biomasa. A continuación definiremos los diferentes tipos de centrales según su fuente existentes en el Perú.

#### **2.2.1.1. Generación Hidroeléctrica**

Son centrales productoras de energía eléctrica que utilizan la energía mecánica del agua para hacer girar el rotor del alternador y, como consecuencia de ello, generar la electricidad.

A su vez, las centrales eléctricas de generación hidráulica se pueden clasificar en dos tipos según estén o no asociadas a un embalse, a partir de ello se clasificarían en:

##### **A. Centrales Hidráulicas de Pasada**

También llamadas centrales hidráulicas de agua fluyente, son aquellas que no presentan embalse, por lo que solo aprovechan la energía cinética que brinda el movimiento del agua de los ríos para lograr mover las turbinas del generador. El problema con este tipo de centrales es la volatilidad de su producción, ya que dependen de la esorrentía (agua que se desplaza por el rio) de los ríos, es decir, en temporadas secas (cuando los ríos presentan poco caudal) generan poca o nula energía eléctrica; y en temporadas húmedas generan un mayor nivel de electricidad; dicha característica de este tipo de centrales las hace muy dependientes de situaciones climatológicas.

En el Perú las Centrales Hidroeléctricas de Pasada son las siguientes:

TABLA N° 2.2 CENTRALES HIDROELECTRICAS DE PASADA

Central	Potencia Instalada (MW)
CH Huanchr	19.63
CH Callahuanca	80.35
CH Moyopampa	66.10
CH Huampani	30.18
CH Cahua	43.11
CH Pariac	4.95
CH Carhuaquero	95.10
CH Caña Brava	5.70
CH Yanango	42.61
CH Aricota I	22.50
CH Aricota II	12.40
CH Charcani 5	144.60
CH Charcani 6	8.94
CH Charcani 123	6.91
CH Yaupi	112.70
CH Pachachaca	9.60
CH Oroya	9.48
CH Restitución	215.40
CH Arcata	5.05
CH Machupicchu	88.80

Fuente: Elaboración Propia

## B. Centrales Hidráulicas de Regulación

Este tipo de centrales están asociadas a un embalse, el cual es producido por una represa que genera un desnivel (también llamado salto geodésico) en el lecho de un río, aprovechándose, además de la energía cinética, la energía potencial gravitatoria para generar electricidad.

En el Perú las Centrales Hidroeléctricas de Regulación son las siguientes:

TABLA N° 2.3 CENTRALES HIDROELECTRICAS DE REGULACIÓN

Central	Potencia Instalada (MW)
CH Matucana	137.02
CH Huanza	96.76
CH Huinco	269.5
CH Cañon del Pato	263.5
CH Gallito Ciego	38.1
CH Chimay	150.9
CH San Gaban	113.1
CH Charcani 4	15.3
CH Yuncan	136.7
CH Malpaso	48
CH Mantaro	670.6
CH Platanal	222.21

Fuente: Elaboración Propia

### 2.2.1.2. Generación Termoeléctrica

La generación eléctrica también se puede basar en energía en forma de calor, utilizando combustibles fósiles como el diésel, gas natural y carbón para hacer rotar el rotor del alternador. A continuación, se hace mención de los tipos de centrales térmicas:

### A. Centrales térmicas a diésel y/o derivados

Este tipo de Centrales eléctricas utilizan el diésel, residual y/u otros derivados del petróleo para la generación de electricidad.

TABLA N° 2.4 CENTRALES TERMOELECTRICAS A DIESEL Y/O DERIVADOS

Central	Potencia Instalada (MW)
CT CHILINA SULZ 12 - R500 D2	9.52
CT TUMBES - R6	16.35
CT SAN NICOLAS TV 3 - R500	27.48
CT SAN NICOLAS TV 1 - R500	19.11
CT ILO1 TV3 - R500	66.31
CT ILO1 TV4 - R500	22.46
CT SAN NICOLAS TV 2 - R500	17.89
CT SAN NICOLAS CUMMINS - D2	1.24
CT MOLLENDO 123 - D2	26.35
C ILO1 CATKATO - D2	3.28
CT RF ILO2 TG3 - D2	167.37
CT RF ILO2 TG1 - D2	167.30
CT RF ILO2 TG2 - D2	163.40
CT CHILINA TV2 - R500	7.07
CT MALACAS3 TG 5 - D2	193.42
CT TAPARACHI - D2	3.93
CT CHILINA TV3 - R500	8.22
CT ILO1 TG2 - D2	30.63
CT ILO1 TG1 - D2	34.37
CT CICLO COMBINADO - D2	16.49
CT BELLAVISTA ALCO - D2	1.55

Fuente: Elaboración Propia

### B. Centrales térmicas a carbón

Este tipo de Centrales eléctricas utiliza el carbón para la generación de electricidad, su proceso de generación es bastante similar al de las Centrales diésel pero con algunas variantes.

TABLA N° 2.5 CENTRALES TERMOELECTRICAS A CARBON

Central	Potencia Instalada (MW)
CT ILO2 TV1 - CARB	139.78

Fuente: Elaboración Propia

## C. Centrales térmicas a Gas

Este tipo de centrales eléctricas utilizan el gas natural para la generación de electricidad, puede ser básicamente de dos tipos: Las Centrales térmicas a gas natural de ciclo simple y las de ciclo combinado

### c.1. Central térmica de gas natural de ciclo simple

El proceso de generación de electricidad es similar al de una Central a Diesel. Este proceso también desperdicia energía calórica, ya que los gases que impulsan la turbina se encuentran a elevadas temperaturas como resultado de la combustión. Esta energía calorífica no se utiliza en el proceso descrito, sino que se emite a la atmosfera.

TABLA N° 2.6 CENTRALES TERMOELECTRICAS A GAS NATURAL CICLO SIMPLE

Unidad	Potencia Instalada (MW)
INDEPENDENCIA GAS	22.93
PISCO TG1 GAS	35.38
PISCO TG2 GAS	35.29
TABLAZO TG1 - GAS	26.84
CHILCA1 TG3 - GAS	189.75
CHILCA1 TG1 - GAS	174.98
CHILCA1 TG2 - GAS	173.31
FENIX GT11 - GAS	191.60
FENIX GT12 - GAS	193.41
VENTANILLA TG 3 - GAS	156.11
VENTANILLA TG 4 - GAS	152.80
STAROSA TG8 GAS	188.21
KALLPA TG3 - GAS	192.86
KALLPA TG2 - GAS	189.65
KALLPA TG1 - GAS	187.67
OLLEROS TG1 - GAS	209.04
LFLORES TG1 GAS	195.07
STA ROSA WEST TG7 - GAS	107.12
STA ROSA UTI 5 - GAS	52.38
STA ROSA UTI 6 - GAS	50.97

Fuente: Elaboración Propia

### c.2. Central a gas natural de ciclo combinado

En este tipo de centrales, los gases a altas temperaturas que se obtienen del ciclo simple se reutilizan para calentar una caldera con agua, la cual ebulliciona, liberando vapor a elevada presión y temperatura para hacer girar una segunda turbina vinculada a otro alternador, generándose de este modo energía eléctrica adicional.

TABLA N° 2.7 CENTRALES TERMOELECTRICAS A GAS NATURAL CICLO COMBINADO

Central	Potencia Instalada (MW)
CHILCA1 CCOMB TG1 & TG2 &TG3	813.83
FENIX CCOMB GT11&GT12	570.10
VENTANILLA CCOMB TG 3 & TG 4	445.04
KALLPA CCOMB TG1 & TG2 &TG3	860.72

Fuente: Elaboración Propia

#### 2.2.1.3. Generación con Recursos Energéticos Renovables

En el Perú existen diferentes centrales que tienen como fuente recursos energéticos renovables, dentro de ellas se encuentra:

##### A. Centrales Eólicas

Este tipo de central eléctrica utiliza la fuerza del viento para su operación tomando la energía cinética de las corrientes de aire para hacer girar las hélices de los aerogeneradores eléctricos. Este tipo de centrales individualmente producen poca electricidad por lo que se instalan en grupos como “parques eólicos” con objeto de producir una cantidad significativa de electricidad.



TABLA N° 2.8 CENTRALES EOLICAS

Central	Potencia Instalada (MW)
PARQUE EOLICO TALARA	31.00
PARQUE EOLICO CUPISNIQUE	83.00
PARQUE EOLICO MARCONA	32.00

Fuente: Elaboración Propia

### B. Centrales Solares

La energía Solar es la energía primaria más abundante en el planeta. Esta fuente de energía se puede utilizar en la generación eléctrica mediante dos tecnologías: la generación fotovoltaica y la generación termosolar. En el Perú, el tipo de centrales que encontramos son de generación solar fotovoltaica.

TABLA N° 2.9 CENTRALES SOLARES

Central	Potencia Instalada (MW)
CS MOQUEGUA SOLAR	18.00
CS MAJES	25.00
CS REPARTICION	25.00
CS PANAMERICANA-SOLAR	20.00
CS TACNA-SOLAR	25.00

Fuente: Elaboración propia

### C. Centrales Minihidricas

En este tipo de centrales se encuentran las Centrales Hidroeléctricas con una generación menor a 20 MW, particularmente son del tipo de centrales de pasada y son ubicados en lugares lejanos donde la red de transmisión no puede llegar, generalmente son considerados en la clasificación de generación distribuida. En el Perú dentro de esta clasificación se encuentran las siguientes centrales:

TABLA N° 2.10 CENTRALES MINIHIDRICAS

Central	Potencia Instalada (MW)
CH CARHUAQUER	9.98
CH CAÑA BRAVA	5.70
CH HUASAHUASI	20.80
CH STACRUZ 1 Y 2	14.50
CH LA JOYA	9.60
CH POECHOS 2	10.00
CH RONCADOR	3.50
CH PURMACANA	2.00
CH PIAS 1	13.00
CH YANAPAMPA	3.92
CH NUEVA IMPER	5.00
CH PIZARRAS	19.20
CH RUNATULLO III	20.00
CH POECHOS 1	15.60
CH CURUMUY	12.60
CH CARPAPATA	12.50

Fuente: Elaboración propia

#### D. Centrales de Cogeneración

La cogeneración consiste en utilizar la energía desperdiciada, tratando de lograr que la eficiencia se incremente.

Mediante la cogeneración, se genera energía eléctrica y se aprovecha el calor o vapor generado (energía térmica) para otros fines, por lo general industriales o domésticos. Asimismo las empresas podrían utilizar la cogeneración de tal modo que, paralelamente al desarrollo de su proceso productivo, puedan generar energía eléctrica para el autoconsumo, e incluso, vender la energía excedente generada al sistema interconectado nacional.

TABLA N° 2.11 CENTRALES MINIHIDRICAS

Central	Potencia Instalada (MW)
PARAMONGA	20.00
MAPLE	38.00
OQUENDO	28.16

Fuente: Elaboración propia

## **2.2.2. Sistemas de Transmisión Eléctrica en el Perú**

Las actividades de transmisión en el Perú se realiza a través del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) y los Sistemas Aislados (SS.AA.) existentes a lo largo del territorio Nacional. A continuación se detallan los aspectos principales de cada uno de ellos.

### **2.2.2.1. Sistema Eléctrico Interconectado Nacional**

El Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) comprende todas las instalaciones y actividades del sector eléctrico que se encuentran conectadas a través de las líneas de transmisión. En el cuadro N°11 se señalan las principales empresas de transmisión eléctrica que operan en el País, indicando las principales características de cada línea de transmisión del SEIN.

### **2.2.2.2. Torre de transmisión eléctrica**

Son las estructuras sobre las cuales se sostiene las líneas de transmisión eléctrica. Dichas estructuras son frecuentemente metálicas y galvanizadas. Sin embargo, el material utilizado para la construcción de las torres depende de las características geográficas, climatológicas, del lugar en el cual se va a construir y del factor económico. Con la utilización

de estas estructuras se pueden elevar los conductores o líneas de transmisión a una distancia prudencial del suelo.

En la tabla N° 11 se muestran las líneas actuales que forman parte del sistema interconectado nacional

TABLA N° 2.12 LINEAS DE TRANSMISION DEL SEIN

Zona	Línea	Titular	Tensión nominal (kV)	Número de ternas	Longitud (km)
Norte	S.E. Zorritos - S.E. Machala (Frontera con Ecuador)	REP	220	1	55
	S.E. Talara - S.E. Zorritos	REP	220	1	137
	S.E. Chiclayo Oeste - S.E. Piura Oeste	REP	220	1	211.2
	S.E. Chiclayo Oeste - S.E. Laguna La Niña	REP	220	1	111
	S.E. Chimbote 1 - S.E. Trujillo Norte	REP	220	2	133.8
	S.E. Trujillo Norte - S.E. Guadalupe	REP	220	2	103.4
	S.E. Chimbote 1 - S.E. Paramonga Nueva	REP	220	2	220.3
	S.E. Paramonga Nueva - S.E. Huacho	REP	220	2	55.7
	S.E. Huacho - S.E. Zapallal	REP	220	2	106.9
	S.E. Chavarría - S.E. Santa Rosa	REP	220	2	8.5
	S.E. Paragsha II - S.E. Huánuco	REP	220	2	86.2
	S.E. Tingo María - S.E. Vizcarra	ETESELVA	138	1	173.5
	S.E. Carabayllo - S.E. Chimbote Nueva	TRANSMANTARO	500	1	377
S.E. Chimbote Nueva - S.E. Trujillo Nueva	TRANSMANTARO	500	1	145	
Interconexión sur	S.E. Chilca - S.E. Fénix Power	TRANSMANTARO	500	1	8
	S.E. Chilca - S.E. Olleros	TRANSMANTARO	500	1	2
	S.E. Chilca - S.E. Carabayllo	TRANSMANTARO	500	1	89.9
	S.E. Chilca - S.E. Platanal	TRANSMANTARO	220	1	106.8
	S.E. Campo Armiño (Mantaro) - S.E. Cotaruse	TRANSMANTARO	220	2	296.3
	S.E. Cotaruse - S.E. Socabaya	TRANSMANTARO	220	2	314.5
	S.E. Pachachaca - Oroya Nueva	ISA PERU	220	1	21.6
	S.E. Oroya Nueva - Carhuamayo	ISA PERU	220	1	76.1
	S.E. Carhuamayo - Paragsha	ISA PERU	220	1	43.3
	S.E. Paragsha - Vizcarra	ISA PERU	220	1	121.1
	S.E. Paragsha - Conococha	ABENGOA	220	1	145.6
	SE Chilca - SE Poroma	ABENGOA	220	1	357
	SE Poroma - SE Ocoña	ABENGOA	220	1	272
	SE Ocoña - SE Montalvo	ABENGOA	220	1	255
	S.E. Ica - S.E. Marcona	REP	220	1	155
	S.E. Huancavelica - S.E. Independencia	REP	220	1	181.9
	S.E. Campo Armiño - S.E. Independencia	REP	220	2	248.8
	S.E. Campo Armiño - S.E. Pachachaca	REP	220	2	194.8
	S.E. Campo Armiño - S.E. Pomacocha	REP	220	2	192.2
	S.E. Chilca - S.E. Desierto	REP	220	1	107.5
	S.E. Cerro Verde - S.E. Repartición	REP	138	1	48.5
	S.E. Repartición - S.E. Mollendo	REP	138	1	41.5
	S.E. Quencoro - S.E. Tintaya	REP	138	1	186.6
	S.E. Tintaya - S.E. Ayaviri	REP	138	1	82.6
	S.E. Ayaviri - S.E. Azángaro	REP	138	1	43.5
	S.E. Socabaya - S.E. Moquegua (Montalvo)	REDESUR	220	2	106.7
S.E. Moquegua (Montalvo) - S.E. Puno	REDESUR	220	1	196.6	

Fuente: MINEN año 2014

### 2.2.3. La demanda eléctrica en el Perú

En el sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) la demanda viene a estar compuesta por los usuarios regulados sujetos a un distribuidor de energía que tiene a cargo una zona de concesión específica y por los usuarios libres definidos en cualquier zona del país y que requieren gran cantidad de energía para realizar sus diversos procesos.

En el cuadro siguiente se muestra la clasificación de los usuarios del sector eléctrico y sus principales características.

TABLA N° 2.13 CLASIFICACIÓN DEL USUARIO LIBRE Y REGULADO DEL SECTOR ELÉCTRICO

	Usuario regulado	Usuario que puede elegir entre el régimen libre o régimen regulado <sup>92</sup>	Usuario libre
Máxima demanda anual	< 200 kW	200 kW <> 2500 kW	> 2500 kW
Poder de negociación	Bajo	Los usuarios pueden elegir el régimen	Alto
Condición para acceder al régimen	Nivel de demanda máxima anual	Avisar al proveedor actual y futuro con mínimo de un año de anticipación y permanecer en dicho régimen por un plazo no menor a tres años. En el caso de no realizar acción alguna, los usuarios ubicados en este rango se mantienen en el régimen en el cual se encontraban.	Nivel de demanda máxima anual

Fuente: Decreto supremo N° 022-2009-EM

#### 2.2.3.1. Usuarios Regulados

Los Clientes Regulados son aquellos cuyo suministro de energía eléctrica está sujeta a regulación de precios por parte de la institución reguladora OSINERGMIN y corresponde a aquellos usuarios que tienen una máxima demanda de hasta 200 kW (Usuario sin poder de decisión) y hasta una máxima demanda de 2500 kW (Usuario puede decidir entre ser usuario

regulado o libre), y se encuentran ubicados dentro de la zona de concesión de la empresa distribuidora.

#### **2.2.3.2. Usuarios Libres**

Son aquellos clientes que no están sujetos a los precios regulados, y que a través de un contrato pactan un precio libre de común acuerdo con sus suministradores, que pueden ser generadores o distribuidores. De acuerdo con la Ley de Concesiones Eléctricas son clientes libres todos aquellos usuarios cuya demanda sea mayor a 200 kW (Usuario puede decidir entre ser usuario regulado o libre) y superior a los 2500 kW (usuario netamente libre).

#### **2.2.4. El Mercado Eléctrico Peruano**

El mercado de electricidad presenta características particulares derivadas en parte de los aspectos técnicos de la energía eléctrica y de la infraestructura necesaria para proveerla.

##### **2.2.4.1. Características de la energía eléctrica**

En el mercado de la energía eléctrica la electricidad tiene las siguientes características.

- La electricidad no se puede almacenar: Desde un punto de vista técnico – económico, una de las principales características de la electricidad es que esta no se puede almacenar, por lo menos no a costos razonables, puesto que su almacenamiento podría resultar costoso. Resulta importante resaltar que este planeamiento tiene un

motivo de doble vertiente: técnico – económico; puesto de tomarse en cuenta solo el punto de vista técnico podría tenerse como ejemplos de almacenamiento de electricidad el de las pilas o baterías, no obstante, se debe tener en cuenta que estos casos funcionan cuando se trata de cantidades muy pequeñas de energía y no para el caso de grandes cantidades, por ejemplo las que se necesitan para cubrir la demanda de un sistema de distribución eléctrico, puesto que su almacenamiento resultaría extremadamente oneroso.

- La electricidad se produce en el momento en el que se demanda: Atendiendo a la primera característica de la electricidad, que no resulta factible su almacenamiento, se debe tener en cuenta que ello conlleva a que la electricidad deba producirse en el momento en el que se demanda. Ahora bien, lograr la coincidencia entre oferta y demanda de electricidad en cada momento resulta ser un proceso complicado, el cual se puede realizar de varias formas.

#### **2.2.4.2. Características de la organización de la industria eléctrica peruana**

Como se ha señalado, la generación eléctrica es la primera de las actividades de la cadena productiva de la energía eléctrica, la cual consiste en transformar alguna clase de energía (térmica, mecánica, luminosa entre otras) en energía eléctrica. Ahora bien, considerando que los lugares donde se produce la energía eléctrica se encuentran

habitualmente alejados de los lugares en donde esta se demanda, surge la necesidad de crear infraestructura que transporte la energía eléctrica.

El transporte se realiza a través de líneas de transmisión, las cuales en la mayoría de casos, cubre grandes distancias a elevados voltajes a fin de minimizar las pérdidas de energía. En el caso del sector eléctrico, esta actividad de transporte recibe el nombre de transmisión eléctrica.

La actividad encargada de llevar la energía eléctrica desde el sistema de transmisión al consumidor final se denomina distribución eléctrica, la cual consiste en transportar el suministro del servicio eléctrico dentro de los centros finales de consumo.

Finalmente, tenemos a la comercialización eléctrica, la cual se divide en mayorista y minorista. La primera, se refiere principalmente a la comercialización que existe entre generadores y distribuidores además de las transacciones que existe en el mercado libre, mientras que la segunda, se refiere a la comercialización que existe con los usuarios regulados del servicio. En nuestro país, la comercialización minorista se encuentra a cargo del operador que realiza la actividad de distribución eléctrica.

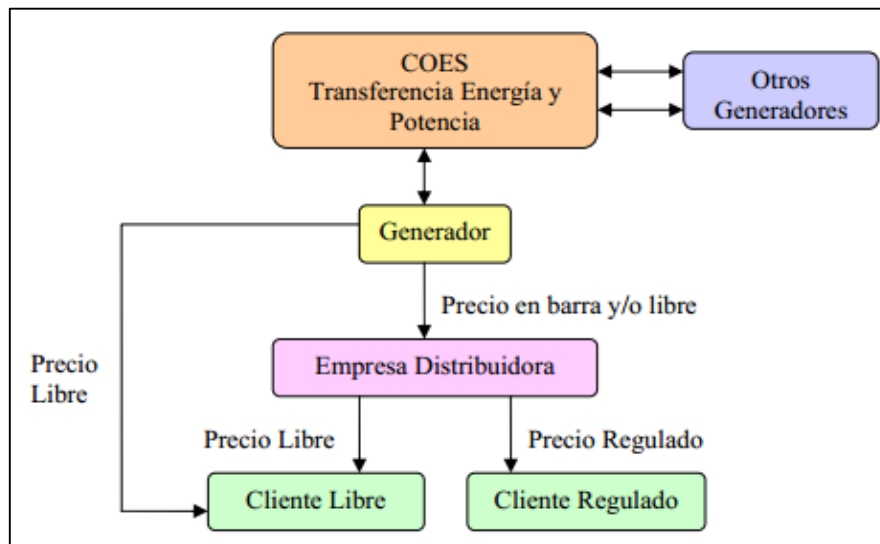
#### **2.2.4.3. Modelo de Mercado para los generadores**

El modelo del mercado eléctrico peruano se basa en el modelo Pool el cual consiste en una estructura de compra y venta de energía sin trato directo. El Coordinador (Pool) que es una entidad neutral sin fines de lucro se encarga de entablar el orden de las unidades que entraran al



despacho diario basado en sus costos de producción. El precio Spot (Costo Marginal) originado por la producción de energía diaria de las unidades del SEIN es un reflejo de la última unidad de generación que entra en el despacho y da el último MW para abastecer la demanda. La figura N° 2.1 muestra como es la correlación entre las unidades del sistema, la entidad neutral (COES) y los diferentes clientes.

FIGURA N° 2.1 MODELO DEL MERCADO ELECTRICO PERUANO



Elaboración: Ing. Fernando Oyanguren (EL COMERCIALIZADOR COMO AGENTE DE COMPETENCIA EN EL MERCADO ELÉCTRICO PERUANO)

El tipo de mercados para los generadores donde pueden realizar sus transacciones de compra y venta de energía se clasifican en:

- Mercado Spot
- Mercado de clientes Regulados
- Mercado de Clientes Libres

A. Mercado de corto plazo o spot

El Mercado Spot es el mercado de corto plazo formado por todas las empresas generadoras del sector bajo coordinación del COES (Comité de operación económica del sistema), donde las empresas pueden ofertar o comprar la energía a precio spot el cual se establece en intervalos de 15 minutos considerando el costo variable de la unidad más costosa que opera en dicho intervalo de tiempo. Los costos variables de las unidades termoeléctricas son auditados, excepto en el caso de centrales que utilicen gas natural, en cuyo caso el precio del combustible es declarado una vez al año.

La Ley N° 28832 prevé la participación en el mercado spot de corto plazo de los Generadores, de los Distribuidores para atender a sus Usuarios Libres y de los Grandes Usuarios Libres (clientes libres con potencia mayor a 10 MW).

#### **B. Mercado de clientes regulados**

El mercado regulado en el cual se establecen las ventas de energía de los generadores a las empresas distribuidoras, destinadas al servicio público de electricidad, se efectúan mediante:

- **Contratos Sin Licitación:** Cuyos precios no pueden ser superiores a los Precios de Barra a que se refiere el artículo 47° de la Ley de Concesiones Eléctricas (Precios Regulados).
- **Contratos Resultantes de Licitaciones:** Contratos derivados de licitaciones convocadas por los Distribuidores las cuales se realizan de acuerdo a lo establecido en la Ley N° 28832.

Las empresas concesionarias de distribución están obligadas a tener contratos vigentes con empresas generadoras que le garanticen su requerimiento total de potencia y energía por los siguientes veinticuatro meses como mínimo.

Están previstos tres tipos de Licitaciones con el fin de que los distribuidores obtengan contratos con los generadores, que brindan flexibilidad al distribuidor para garantizar la cobertura de la demanda. En la tabla N° 2.14 se presenta un resumen sobre los plazos de contratación previstos en la Ley 28832.

TABLA N° 2.14 PLAZOS DE CONTRATACIÓN

Tipo	Plazo Contractual	Convocatoria	Cantidad a Contratar	Objetivo
Larga Duración	Entre 5 y 10 años	Anticipada de al menos 3 años	Hasta 100%	Contratar el grueso del crecimiento estimado
Mediana Duración	Hasta 5 años	Anticipada de al menos 3 años	Hasta 25%	Contratar desajustes detectados respecto de lo estimado con antelación
Corta Duración	Lo defina OSINERGMIN	Anticipada de menos de 3 años	Hasta 10%	Contratar pequeños desajustes no previstos respecto de lo estimado

Fuente: Osinergmin (Regulación del Sector Eléctrico 2013)

Los precios de compraventa en los contratos producto de licitaciones no pueden ser superiores a un precio máximo de reserva fijado por el regulador, el OSINERGMIN, el cual debe ser suficiente para incentivar inversiones eficientes en generación. El precio máximo es fijado y mantenido en reserva por OSINERGMIN para cada proceso de licitación. Dicho valor se

hace público únicamente si la Licitación no cubre la totalidad de la demanda subastada por haberse ofrecido precios superiores al precio máximo.

Además, la Ley N° 28832 establece un régimen de incentivos para promover la convocatoria anticipada de Licitaciones destinadas a la cobertura de la demanda del servicio público de electricidad. Este régimen incentiva al distribuidor a suscribir contratos con más de tres años de anticipación, autorizándolo a la incorporación de un cargo en los precios a sus usuarios regulados, adicional al que sería necesario para cubrir su compra de energía del generador. Dicho cargo resulta directamente proporcional al número de años de anticipación de la convocatoria según lo que establece el reglamento, y no puede ser superior al tres por ciento del precio de energía resultante de la licitación.

### **C. Mercado de generación para los clientes libres**

Los usuarios con demandas mayores a 200 kW y menos a 2 500 kW pueden elegir entre ser usuarios libres o regulados. Los suministros de electricidad con demandas mayores a 2 500 kW son clientes libres, para los que la Ley establece un Régimen de Libertad de Precios en contratos pactados con los generadores. A su vez, de acuerdo con la Ley 28832, aquellos clientes libres o agrupación de clientes libres cuya potencia contratada total sea igual o superior a 10 MW, son denominados Grandes Usuarios.

La Ley 28832 prevé la participación en el mercado spot de corto plazo de los Grandes Usuarios Libres, sin embargo, falta a la fecha la reglamentación respectiva.

Asimismo, la misma ley presenta una nueva opción para los clientes libres pequeños, la de acogerse a su elección, a la condición del cliente libre o usuario regulado. Con antelación a la Ley 28832, los clientes libres sólo podían adquirir energía en el mercado de contratos libres que resultaba de la negociación con una empresa generadora o una distribuidora. Los contratos usuales de clientes libres, en su enorme mayoría, han sido pactados sin contemplar la posibilidad de cesión de posición contractual con la consiguiente falta total de liquidez en este mercado. Con la Ley 28832, publicada en julio de 2006, se espera que el mercado de contratos de clientes libres sea más fluido.

## **2.2.5. Gas Natural de Camisea**

### **2.2.5.1. Proyecto Gas Natural de Camisea**

El gas natural, en el mundo, constituye la tercera fuente de energía después del petróleo y el carbón. Durante los últimos 20 años, las reservas de gas natural han crecido a un ritmo de 5% anual aproximadamente, estimándose las reservas totales mundiales de este hidrocarburo en 150 billones de m<sup>3</sup>, lo cual, además de su gran crecimiento como industria, demuestra la gran importancia que ha venido adquiriendo como combustible e insumo industrial para el desarrollo de

las naciones. El gas natural, si se compara con otras fuentes de energía, es el energético que más beneficios brinda, ya que es un combustible limpio (no contaminante) y más económico que otros que existen en el mercado, entre los que están el kerosene, el petróleo diesel, los petróleos residuales, las gasolinas, el GLP y la electricidad (BT5). El transporte del gas significa una gran inversión económica, ya que los campos y plantas donde se extrae el gas natural, generalmente, se encuentran lejos de los principales mercados de consumo, por lo que el costo para transportarlo a ellos es elevado y ello incide en la distribución. Lo anterior es debido a que la mayor parte del gas natural se transporta por gaseoductos a través de largos recorridos. Sin embargo, para distancias a los que estos últimos no pueden llegar, la logística se optimiza mediante la licuefacción del gas en plantas construidas ex profeso, y así poder transportarlo por barco en estado líquido, como gas natural licuado. La industria de gas natural en el Perú fue poco desarrollada hasta antes del inicio del Proyecto Camisea. Anteriormente a la explotación de las reservas de Camisea la industria de gas natural se desarrolló básicamente en Talara y Aguaytía. La puesta en marcha del proyecto Camisea, en agosto de 2004, significó el más grande paso dado por el país para su independencia energética, básica para su desarrollo económico. Actualmente, en el país, el gas natural se utiliza mayormente en la generación de energía eléctrica, desplazando a otros combustibles como el petróleo, el GLP y el carbón para generarla, con resultados positivos para todos los usuarios finales. Igualmente ha

beneficiado al sector industrial, residencial y transporte, ya que como combustible es más barato que los otros que existen en el mercado, generando mayor ahorro y/o utilidades. Por estas razones el mercado de gas natural ha evolucionado rápidamente. El número de consumidores y su demanda crecen en la medida que se expande la red de distribución, consolidándose el desarrollo de esta industria. Por sus características, el mercado de gas natural es un monopolio natural, por lo que OSINERGMIN, como organismo regulador, se ocupa de las tarifas y cargos que se generan dentro de la cadena de producción de la industria del gas natural, manteniendo y fomentando los principios del libre mercado, pero, a su vez, teniendo en cuenta el bienestar de los consumidores y el interés público. Por ello, la función reguladora “es un conjunto de acciones gubernamentales para controlar los precios, ventas y decisiones de producción de las empresas, como un esfuerzo para prevenir que las empresas privadas tomen decisiones que podrían afectar el bienestar de los consumidores y del interés público. Así la regulación restringe y vigila las actividades privadas (en su mayoría son privadas aunque también lo puede hacer en el ámbito público) con respecto a una regla prescrita en el interés público”. De lo que se puede deducir, que la regulación es la intermediación gubernamental por medio de una política pública, cuyo objetivo es modificar la conducta de los que participan en una actividad económica. Ello supone el aumento del bienestar social o

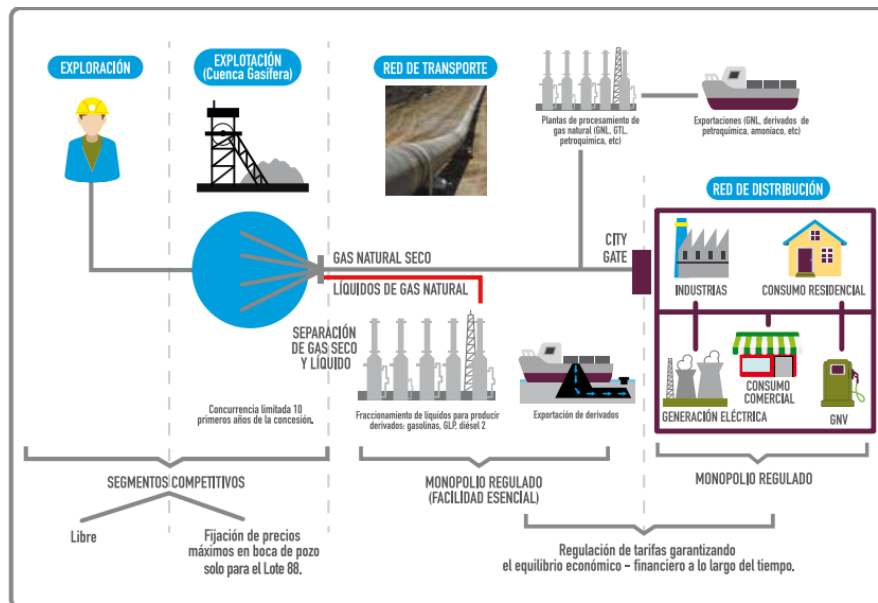
evitar la pérdida del mismo al corregir la falla de mercado a la cual se dirige la acción gubernamental.

### 2.2.5.2. El Mercado de Gas Natural

La oferta del gas natural comprende las etapas de producción, transporte y distribución. Complementariamente se presenta la oportunidad futura de comercializar a nivel internacional el gas natural.

Cada uno de estos segmentos de mercado presenta características distintas según se detalla en la Figura N° 2.2

FIGURA N° 2.2 ESTRUCTURA DEL SUMINISTRO DE GAS NATURAL EN EL PERÚ

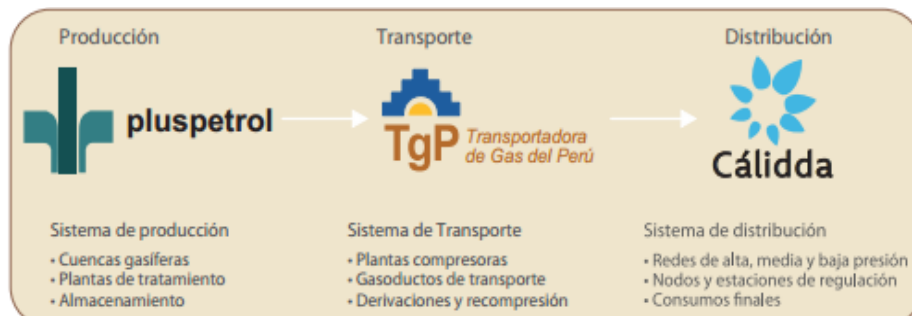


Elaboración: OEE –Osinergmin.

Cabe mencionar que en esta cadena participan únicamente tres actores, uno por cada etapa, conforme se muestra en la Figura N° 2.3



FIGURA N° 2.3 AGENTES DEL GAS NATURAL POR ETAPAS



Elaboración: GART - OSINERGMIN.

### A. Etapa de Producción

Esta fase involucra las etapas de extracción y explotación y no es considerada un monopolio natural dado que la estructura de la industria presenta costos marginales crecientes y costos fijos no tan altos en comparación al tamaño del mercado que abastece.

Se dice que existen costos marginales crecientes dado que primero son explotados los yacimientos de gas más accesibles y conforme estos se agotan, se explotan los menos accesibles, representando ello un incremento en los costos. Por otro lado, los costos fijos no son tan altos, dado que el tamaño de la infraestructura que se requiere para la extracción no es tan alto.

### B. Etapas de Explotación y Extracción

El objetivo central de la explotación es maximizar la extracción de líquidos a partir del gas obtenido, así como la extracción del gas seco suficiente para satisfacer la demanda interna. Esta etapa involucra el diseño y construcción de la infraestructura de explotación y producción.

El gas extraído corresponde a los yacimientos de San Martín y

Cashiriari. Esta etapa está a cargo de la empresa Pluspetrol S.A. Los yacimientos San Martín y Cashiriari, denominados también como Lote 88, Camisea, representan una de las más importantes reservas de gas natural no asociado en América Latina. El volumen de gas probado es de 8.7 Tera pies cúbicos (TCF) con una recuperación final estimada de 6.8 TCF de gas natural (factor de recuperación: 78 %) y 411 millones de barriles de líquidos asociados<sup>2</sup> al gas natural (propano, butano y condensados). Cabe resaltar que el potencial del Lote 88 está estimado en 11 TCF de gas natural (el volumen de gas probado más probable). La recuperación final estimada considerando los volúmenes probados más probables es de 8.24 TCF de gas natural y 482 millones de barriles de líquidos asociados. Las reservas de Camisea son diez veces más grandes que cualquier otra reserva de gas natural en el Perú. Cabe mencionar que la etapa de explotación no sólo implica las inversiones vinculadas a la extracción de los hidrocarburos, sino también las requeridas para transformar los hidrocarburos en productos comerciales y la infraestructura para la exportación (terminal marítimo). Las plantas asociadas a esta etapa son dos:

- Planta de Separación Primaria (Las Malvinas)
- Planta de Separación Secundaria: Planta Criogénica

### **C. Etapas de Transporte**

Esta etapa consiste en trasladar el gas desde el pozo hasta una red de transmisión de alta presión. Este proceso tiene características de monopolio natural por las siguientes razones:

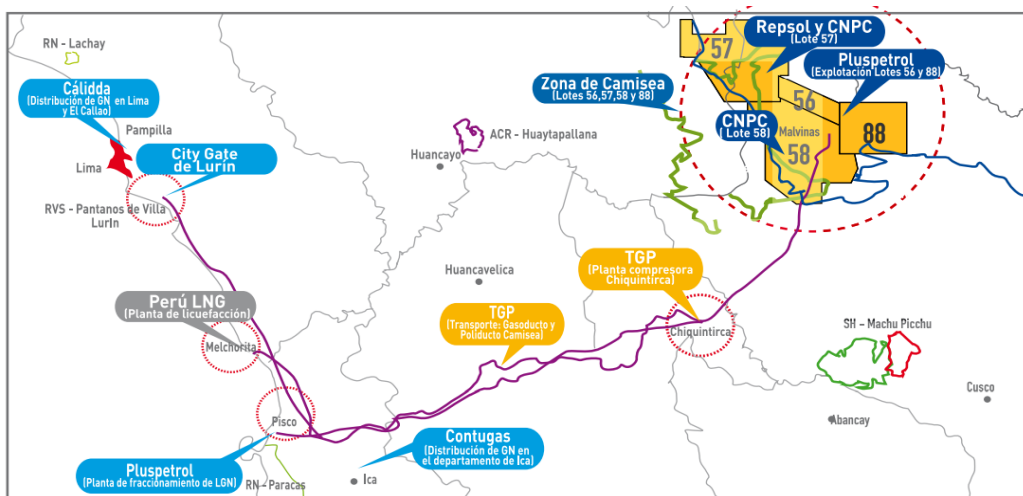
- Existen barreras de entrada debido a la existencia de costos hundidos de los transportadores por las grandes inversiones que se requieren para la instalación de los gasoductos.
- Existen economías de escala debido a que la tecnología disponible hace que sea ineficiente la competencia entre transportadores que prestan su servicio en la misma área.
- La existencia de un único gasoducto al que inyectan varios productores, hace que se reduzca el riesgo de un corte en la transmisión por la caída de uno o más productores. Estas características se dan tanto en el gasoducto principal como en los regionales, siendo en estos últimos más fácil reducir los impactos monopólicos del mercado, a través del establecimiento de bypasses físicos o comerciales. Los primeros están referidos a la posibilidad de que los usuarios construyan sus propias conexiones al gasoducto principal, asumiendo costos y tarifas de transporte. Los bypasses comerciales se relacionan con el acuerdo sobre precios entre productores y consumidores y luego, el abono de la tarifa de transporte vigente y de distribución.

En la etapa de transporte, el único costo variable es el de estaciones compresoras que compensan la presión que pierde el gas al ser transportado o para incrementar el flujo del mismo.

En lo que concierne al Proyecto Camisea, la etapa de transporte comprende la operación de dos ductos paralelos por parte de la empresa Transportadora de Gas del Perú S.A. (TGP).

- El Ducto de Líquidos, que llega hasta la planta de fraccionamiento, ubicada en la playa Lobería en Pisco de 540 Km.
- El Ducto de Gas Natural Seco, de 700 Km, que continua bordeando la franja costera hasta llegar al “City Gate” ubicado en Lurín. Este ducto se subdivide en dos componentes: el primero desde Camisea hasta Pampa Río Seco (punto de derivación), y el segundo desde Pampa Río seco hasta el City Gate.

FIGURA N° 2.4 MAPA DE LOCALIZACIÓN DEL PROYECTO CAMISEA



Elaboración: OEE – Osinergmin

#### **D. Etapas de Distribución**

Esta etapa también constituye un monopolio natural. Sin embargo, la distribución final puede crear un mercado mayorista y uno minorista. En el primero se pueden crear conductas que impiden el acceso a terceros. En el mercado de gas, los consumidores son tomadores de precio, mientras que del lado de la oferta hay presencia de monopolios naturales y prácticas anticompetitivas. Estas diferencias estructurales entre oferta y demanda suelen ser corregidas a través de la regulación o de la implementación de políticas antitrust. En los casos del transporte y distribución es claro que el estado debe intervenir para garantizar la eficiencia asignativa e impedir que se ejerza el poder de mercado asociado a la posición dominante en el mismo, favoreciendo la continuidad y calidad en la prestación de los servicios. En lo referido al Proyecto Camisea, la etapa de distribución del gas natural correspondiente a la concesión otorgada para Lima y Callao, el operador recibe el gas en el City Gate de Lurín para luego distribuirlo a través de una red de ductos troncales de alta presión que atraviesa la ciudad de Lima y llega hasta una estación terminal en Ventanilla.

Esta red sirve para entregar gas a empresas del sector industrial<sup>4</sup> y a las centrales térmicas que lo requieran. Posteriormente, la concesionaria debe desarrollar redes adicionales de media y baja presión, a medida que aumente la demanda por parte de los

industriales y de los consumidores residenciales. Esta etapa está a cargo de la empresa Gas Natural de Lima y Callao (GNLC o CALIDDA).

### **2.2.5.3. Exportación de Gas Natural Licuefactado (LNG)**

Para llevar a cabo el proyecto, el Consorcio PERÚ LNG y la empresa Tractebel (Bélgica) firmaron un acuerdo el 29 de septiembre de 2003, para exportar gas natural licuefactado (LNG) desde los campos de Camisea en Perú hacia México. Las exportaciones de LNG se destinarían principalmente hacia el mercado de Estados Unidos y México. El LNG que exportaría Perú sería transportado en barcos metaneros al Estado de Baja California (México), lugar desde donde, una vez regasificado, sería exportado a Estados Unidos vía ductos.

#### **A. Planta de Licuefacción**

La planta se ubica entre las ciudades de Chincha y Cañete, a 169 km al sur de la ciudad de Lima. Esta planta sería la primera de este tipo en América del Sur y podría ser la base para la industria petroquímica regional. El gas adquirido por Tractebel representa casi dos tercios (2/3) de la capacidad de producción de la planta proyectada de 4.4 millones de toneladas por año. Los ejecutivos de PERU LNG están negociando con tres potenciales compradores para colocar el tercio de la capacidad de producción restante. El gas licuefactado será transportado en barcos tanqueros refrigerados, denominados “metaneros” hasta el puerto de Lázaro Cárdenas en el estado de

Michoacán en México. Allí será regasificado y alimentará la red de transporte de gas mexicana.

#### **2.2.5.4. Marco Regulatorio e Institucional**

Las diferentes etapas de la cadena de aprovechamiento del gas de Camisea se hallan reguladas por la Ley 27133, Ley de Promoción del Desarrollo de la Industria del Gas Natural, y su Reglamento aprobado por Decreto Supremo N° 040-99-EM, así como el Reglamento de Transporte de Hidrocarburos por Ductos y el Reglamento de Distribución de Gas Natural por red de Ductos (aprobados por Decretos Supremos N° 041-99-EM y N° 041-99-EM, respectivamente). La Ley 27133 y su reglamento definen que deben haber precios máximos o topes para el gas natural en los contratos de Licencia (firmados entre PERUPETRO y el productor), así como los mecanismos para garantizar el desarrollo de gasoductos, base de la Garantía por Red Principal (GRP); en la etapa actual de Camisea se aplica este reglamento para la determinación de las tarifas por Red Principal.<sup>6</sup> El reglamento de Transporte de Hidrocarburos por Ductos define los deberes y derechos de los Concesionarios y la forma en que se regularán las tarifas por el servicio de transporte por ductos. Para la etapa actual de Camisea este reglamento no aplica en lo correspondiente a la parte de las tarifas. De otro lado, el Reglamento de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos, establece normas similares al reglamento mencionado en el párrafo anterior, pero de aplicación exclusiva al gas natural. En el caso de tarifas de distribución, éste se aplica para

determinar los cargos a cobrar por cada componente no incluido en los otros reglamentos. Complementan estas normas el Contrato de Licencia de Explotación, firmado con el consorcio liderado por Pluspetrol, Contrato de Concesión de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos en Lima y Callao, firmado con GNLC, y los Contratos de Concesión de Transporte de Gas Natural por ductos desde Camisea hasta el City Gate y de Concesión de Transporte de Líquidos desde Camisea a la Costa, firmados con TGP.

El Tabla N° 2.15 muestra la distribución de roles de los diferentes actores del sector. Como se puede observar, la Dirección General de Hidrocarburos del Ministerio de Energía y Minas (DGH) se halla encargada de la regulación normativa de la ley, PERUPETRO se encarga de contratar los lotes para su exploración y explotación, en tanto OSINERGMIN cumple con las labores de supervisión del cumplimiento de la legislación y de las obligaciones contractuales que adquieren las empresas vinculadas a la actividad, y de regulación de tarifas en los niveles de transporte, distribución y comercialización del gas natural.

TABLA N° 2.15 ACTORES EN EL MERCADO DE GAS NATURAL

	<b>Exploración y/o Explotación</b>	<b>Transporte</b>	<b>Distribución</b>	<b>Comercialización</b>
<b>Normativo y Concesiones</b>	DGH	DGH	DGH	DGH
<b>Contratante</b>	Perupetro			
<b>Regulador</b>		Osinerghmin	Osinerghmin	Osinerghmin
<b>Fiscalizador</b>	Osinerghmin			
<b>Concesionario</b>	Contratista	Transportista	Distribuidor	Comercializador

Fuente: OEE Osinerghmin



### **2.3. Definición de términos**

**Casos CV:** Casos simulados con la metodología actual que es considerando los costos variables declarados por las empresas.

**Casos EF:** Casos simulados considerando la metodología de eficiencias de las unidades de generación sin considerar sus precios de producción declarados.

**Costo de combustible:** Costo total de aquel combustible puesto en toberas o inyectores, es decir, disponible y listo para ser quemado, cada unidad de combustible puede incluir los costos de compra, transporte, tratamiento mecánico, químico y financiero.

**Costo de racionamiento:** Valor promedio ponderado de un corte programado para los usuarios del sector eléctrico.

**Costo marginal de corto plazo:** Costo en que se incurre para producir una unidad adicional de energía o alternativamente es el ahorro obtenido al dejar de producir una unidad de energía, considerando la demanda y el parque de generación disponible.

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

**Despacho económico:** Minimización de costos de operación de acuerdo a una posible combinación de generación mixta sujeta a restricciones como el balance nodal de oferta-demanda.

**Energía Producida:** Producción de energía eléctrica de una unidad de generación hidroeléctrica o termoeléctrica respectivamente.

**Evaluación:** Acción de evaluar la Operación en Tiempo Real, determinando el estado del sistema, los indicadores de calidad y la reserva rotante. La ejecutan la DOCOES y el Coordinador, para tomar acciones de despacho y/o la reprogramación de la operación del Sistema según corresponda.

**Gas Natural:** Es una mezcla de hidrocarburos simples que se encuentra en estado gaseoso y está compuesta, aproximadamente, por 95% de metano (CH<sub>4</sub>), la molécula más simple de los hidrocarburos.

**Índice de riesgo:** Probabilidad de no satisfacer la demanda del sistema en un período determinado; por lo que, en porcentaje es fijado por la DOCOES en la programación de corto plazo, para garantizar la operación del Sistema con reserva suficiente de RPF y RSF.

**Indisponibilidad:** Estado de una unidad de generación cuando no se encuentra disponible para realizar su función debido a algún evento directamente asociado con la unidad de generación.

**Máxima demanda:** Suma de las demandas coincidentes de potencia de los clientes para el intervalo de 15 minutos en que se produce la Máxima Demanda Mensual a nivel de generación.

**Modelo de Despacho Económico:** Herramienta informática que implementa técnicas de optimización matemática y es utilizada para calcular los niveles de producción de las unidades o centrales de generación de manera tal que minimice el costo de operación total incurrido para abastecer la demanda del SEIN para el horizonte de optimización elegido.

**Operación en tiempo real:** Tareas de coordinación, control, monitoreo y supervisión de la operación de un sistema interconectado. Incluye, entre otras: la ejecución del programa de operación de corto plazo o su reprogramación; la supervisión y control del suministro de electricidad a las empresas distribuidoras y a los clientes libres, en resguardo de la calidad del servicio y seguridad del sistema; y la ejecución de las maniobras necesarias que permitan mantener al sistema con los parámetros eléctricos dentro de las tolerancias especificadas por la NTCSE.

**Período de avenida:** Período donde en forma cíclica se producen las precipitaciones pluviométricas con cierta regularidad, las que almacenan los reservorios del sistema de generación hidráulica que mayormente se produce entre los meses de permiten noviembre y mayo del siguiente año.

**Período de estiaje:** Período donde en forma cíclica se registra una disminución de precipitaciones pluviométricas y que origina la reducción de los caudales naturales, que para fines de operación del sistema

hidráulico del SINAC, es posible complementarlos con un programa de descarga de reservorios.

**Racionamiento de carga:** El servicio eléctrico se raciona cuando, en un momento determinado, la oferta eléctrica es inferior a la demanda en el Sistema o Área Operativa como consecuencia de salidas programadas o forzadas de equipo, caudales bajos o escasez de combustibles.

**Reserva Fría:** Se refiere a la potencia total disponible de los grupos generadores en reserva que se encuentran fuera de servicio, según lo establecido por la NTCOTR.

## **CAPITULO III**

### **VARIABLES E HIPOTESIS**

#### **3.1. Definición de Variables**

Relacionando las variables relevantes que intervienen en el presente problema objeto de estudio, que conllevarán a la explicación, demostración y probación de la formulada hipótesis, se han identificado las siguientes variables:

- a. Variable independiente X: Desabastecimiento del gas de Camisea para la generación eléctrica
- b. Variable dependiente Y: Metodología de la operación económica del SEIN

#### **3.2. Operacionalización de las Variables**

El grado más elevado de los referentes empíricos la determinamos operacionalizando, las variables que se simbolizan con sus propiedades concretas con las letras X e Y, de igual manera, se obtiene los siguientes indicadores:

- a. Variable X: Desabastecimiento del Gas de Camisea para la generación eléctrica.
  - Unidades de Generación Hídrica: X1
  - Unidades de Generación Térmica con Gas de Natural: X2
  - Unidades de Generación Térmica con Otros tipos de Fuente: X3
  - Unidades de Generación RER: X4

- Características Técnicas de las unidades de Generación: X5
- Curvas de Eficiencia de las unidades Térmicas a Gas Natural: X6
- Capacidad de Líneas de Transmisión: X7

b. Variable Y: Metodología de la operación económica del SEIN

- Capacidad del Gas Natural de Camisea: Y1
- Capacidad del Gas Natural para la exportación: Y2
- Capacidad del Gas Natural para el mercado interno: Y3

TABLA N° 3.1 RELACIÓN DE VARIABLES OPERACIONALES

Variables	Dimensiones	Indicadores
Variable dependiente: Metodología de la operación económica del SEIN	Metodología de despacho económico del SEIN	- Unidades de Generación Hídrica: X1
		- Unidades de Generación Térmica con Gas de Natural: X2
		- Unidades de Generación Térmica con Otros tipos de Fuente: X3
		- Unidades de Generación RER: X4
		- Características Técnicas de las unidades de Generación: X5
		- Curvas de Eficiencia de las unidades Térmicas a Gas Natural: X6
		- Capacidad de Líneas de Transmisión: X7
	Metodología para asegurar la confiabilidad en el SEIN	- Unidades de reserva disponible
	- Perfil de demanda del SEIN	
Variable Independiente: Desabastecimiento del gas de Camisea para la generación eléctrica.	Establecer las condiciones iniciales del abastecimiento del gas de Camisea para la operación del SEIN	- Capacidad del Gas Natural de Camisea: Y1
		- Capacidad del Gas Natural para la exportación: Y2
		- Capacidad del Gas Natural para el mercado interno: Y3

### **3.3. Hipótesis General e Hipótesis específica**

#### **3.3.1 Hipótesis General**

Es posible elaborar una metodología para la operación económica de generación del SEIN cuando existan problemas de desabastecimiento del gas de Camisea para la generación eléctrica.

#### **3.3.2 Hipótesis Específica**

- a. Es posible establecer las condiciones iniciales del abastecimiento del gas de Camisea para la operación del SEIN.
- b. Es posible proponer una metodología de despacho de los generadores asociados al uso del gas de Camisea.
- c. Es posible establecer el método para afrontar con éxito las rampas de subidas de demanda y verificar la seguridad y confiabilidad del SEIN.

## **CAPITULO IV**

### **METODOLOGÍA**

#### **4.1. Tipo de Investigación**

Es una investigación descriptiva porque está basada en la recolección de datos como por ejemplo las situaciones pasadas donde han ocurrido problemas en el ducto del gas de Camisea.

Es una investigación correlacional porque la variación de algunas variables influye en las otras, ya sea la variación de los volúmenes de gas disponible, costos de operación o tiempo de toma de acción de las maniobras en el estado de emergencia.

#### **4.2. Diseño de la investigación**

A continuación se presenta los pasos a seguir en el desarrollo de la presente investigación:

- a. Revisar procedimientos COES respecto al despacho de unidades de generación.
- b. Revisar la NTCSE y la NTCOTR que indiquen respecto a los temas de seguridad y confiabilidad del SEIN.
- c. Tener la información de los compromisos actuales y futuros de la empresa tomando como referencia la empresa modelo a seleccionar.
- d. Analizar para cada escenario cual brinda un mayor margen de seguridad y mínimo costo de la operación.



#### **4.3. Población y muestra**

No se requiere porque los datos de entrada son de tipo primario

#### **4.4. Técnicas e instrumentos de recolección de datos**

No se requiere porque los datos de entrada son de tipo primario

#### **4.5. Plan de análisis estadísticos de datos**

No se requiere plan de análisis estadístico de datos.

## CAPITULO V

### RESULTADOS

Para efectos de una mejor comprensión de los resultados, se ha establecido dos partes significativamente distintas: el aspecto económico (o análisis energético) y el aspecto operativo (o análisis eléctrico). En base a estos dos enfoques, se plantearán dos enfoques de la solución del problema; el objetivo será establecer el mecanismo preciso para enlazarlos y conseguir así un consumo eficiente del Gas de Camisea.

Respecto al aspecto económico, se ha simulado 6 casos en el software de corto plazo: NCP 5.113 (PSR), los cuales serán determinados casos CV, debido a que actualmente es la metodología con la cual se realizan los despachos económicos (según el ranking de costos variables), estos casos serán evaluados tanto en la temporada de Avenida como en la de Estiaje y se seguirán los lineamientos del PR-01 Programa de la operación de corto plazo indicado en el Anexo 2.

En la tabla N° 5.1 se enlista los casos que se evaluarán según la metodología actual (Casos Costos Variables).

TABLA N° 5.1 CASOS METODOLOGIA CV

Caso 1: CV	Avenida con 100% de gas de CAMISEA
Caso 2: CV	Avenida con 80 % de gas de CAMISEA
Caso 3: CV	Avenida con 50 % de gas de CAMISEA
Caso 4: CV	Estiaje con 100% de gas de CAMISEA
Caso 5: CV	Estiaje con 80 % de gas de CAMISEA
Caso 6: CV	Estiaje con 50 % de gas de CAMISEA

Fuente: Elaboración propia

Luego, se ha procedido a realizar seis (6) casos adicionales que incorporan la metodología propuesta (según la eficiencia en el uso del combustible gas), que será denominado casos EF.

En la tabla N° 5.2 se enlista los casos que se evaluarán según la metodología de eficiencias de las unidades térmicas de generación para cada disponibilidad de Gas.

TABLA N° 5.2 CASOS METODOLOGÍA EF

Caso 1: EF	Avenida con 100% de gas de CAMISEA
Caso 2: EF	Avenida con 80 % de gas de CAMISEA
Caso 3: EF	Avenida con 50 % de gas de CAMISEA
Caso 4: EF	Estiaje con 100% de gas de CAMISEA
Caso 5: EF	Estiaje con 80 % de gas de CAMISEA
Caso 6: EF	Estiaje con 50 % de gas de CAMISEA

Fuente: Elaboración propia

Respecto al aspecto operativo, se procedió a simular los casos anteriores en el software de análisis eléctrico: DigSilent 14.1 (Power Factory), pero con la inclusión de una subdivisión en cada caso tanto para máxima demanda y media demanda. Tener en cuenta que se ha usado una demanda típica que representa un día martes, miércoles, jueves o viernes de las semanas representativas.

En base a los resultados anteriores, se plantea una secuencia económica – operativa, que deberá utilizarse en caso de contingencias en el ducto de Camisea, tal como sigue:

- Protocolo de voz y comunicaciones
- Metodología de despacho económico
- Metodología operativa: equipos eléctricos

### **5.1. Protocolo de Voz y Comunicaciones**

El objetivo es establecer un protocolo especial de comunicaciones, como parte del protocolo de voz y comunicaciones usado en la operación en tiempo real, entre el personal de los centros de control de los Agentes del SEIN y el Coordinador de la operación del SEIN.

Preliminarmente, se indica las partes importantes del protocolo, las cuales son:

- Saludo

Forma de expresar cortesía y buenos modales. Es el inicio de una conversación.

- Identificación

Debe contener el nombre del emisor y receptor, así como el nombre de la empresa o entidad. El nombre del emisor o receptor debe contener uno de los nombres y el primer apellido.

- Solicitud

Requerimiento o consulta sobre un tema operativo.

- Autorización

Respuesta o solución a la solicitud del emisor.

- Repetir Autorización

Asegurar al emisor la recepción clara del mensaje.

- Despedida

Forma de expresar cortesía y buenos modales. Es el fin de una conversación.

Durante la contingencia, se verifica que el problema es el establecimiento de valores reales actuales y previstos de los parámetros importantes, tales como: volumen disponible de gas de Camisea para la generación eléctrica, tiempo de duración de la situación de restricción de gas de Camisea, etc., debido a que las empresas proveedoras de esta información: TGP y COGA, tardan en establecerse dichos parámetros.

También se verifica, que debido a que en estado normal existen pocas coordinaciones con las empresas relacionadas con el control y transporte de gas natural de Camisea (COGA y TGP), los números telefónicos no son actualizados por el centro de control del COES.

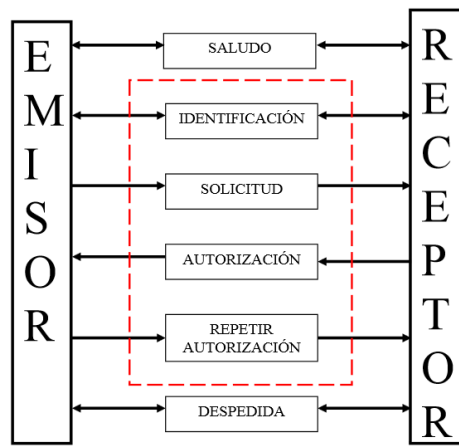
Finalmente se recomienda:

- a. Incluir en las listas de correos automáticos del centro de control del COES, los correos de los centros de control y despacho de las empresas TGP y COGA.
- b. Incluir en las lista de números telefónicos (fijos y móviles) del centro de control del COES, los números telefónicos (fijos y móviles) de los centros de control y despacho de las empresas TGP y COGA, así

como sus responsables y/o jefaturas del área operativa y de despacho.

- c. Respetar la estructura de emisor-receptor establecidas en el centro de control del COES.

FIGURA N° 5.1 ESTRUCTURA DE COMUNICACIÓN



FUENTE: COES

- d. Las consultas sobre los parámetros anteriormente indicados, deben ser responsabilidad de COGA. En caso de haber imprecisiones en la información, se debe solicitar la mejor información disponible en ese momento. Estos deben ser luego formalizados a través de correo electrónico al centro de control del COES. Sin la necesidad de la confirmación por correo electrónico, esta información debe ser base para iniciar los análisis de despacho y operación.

## 5.2. Metodología de despacho económico

Para evaluar qué tipo de metodología es adecuada para operar el sistema en casos de contingencias o restricciones del ducto de Gas de Camisea, se elaboraron 12 casos de los cuales, 6 fueron simulados con la

metodología actual y 6 con la metodología propuesta. Ambos escenarios son mencionados en las Tablas 5.1 y 5.2 para un periodo semanal de evaluación en las temporadas de Avenida y Estiaje.

Estas simulaciones se realizaron con el objetivo de evaluar en cuál de ellas se hace un consumo óptimo de la disponibilidad de Gas para producir la energía eléctrica necesaria para cubrir la demanda requerida sin necesidad de llegar a un racionamiento. Ante ello se analizó la metodología actual y la propuesta en el presente estudio.

En la Tabla N° 5.3 se muestra la Máxima Demanda y Energía asociada para un periodo de evaluación semanal.

TABLA N° 5.3 MÁXIMA DEMANDA Y ENERGÍA ASOCIADA DIARIA

	<b>Demanda MW</b>	<b>Energía (GWh)</b>
Sab	5701.9	121.6
Dom	5473.9	111.6
Lun	5745.1	121.9
Mar	5804.8	125.6
Mié	5809.7	125.5
Jue	5831.0	126.3
Vie	5665.6	125.5

Fuente: Elaboración propia

En la Tabla N° 5.4 y 5.5 se muestra la distribución de la capacidad del Gas Natural de Camisea.

TABLA N° 5.4 CAPACIDAD TOTAL GAS NATURAL DE CAMISEA

Mercado Interno MMPCD	Melchorita (Perú LNG) MMPCD	Total MMPCD
661.4	620	1281.4

Fuente: Capacidad Contractual Osinergmin 2014

TABLA N° 5.5 DISTRIBUCIÓN CONTRACTUAL GAS NATURAL DE CAMISEA

Cantidad Contractual Mercado Interno	MMPCD
Generación	455.53
Industria	37.93
Distribución	167.93
Total	661.39

Fuente: Capacidad Contractual Osinergmin 2014

En la Tabla N° 5.6 se muestra el costo racionamiento según la fijación tarifaria Mayo 2015 – Abril 2016.

TABLA N° 5.6 COSTO DE RACIONAMIENTO SECTOR ELÉCTRICO PERUANO

USUARIO	Nivel Tarifaria	Consumo de electricidad (US\$/MWh)	Porcentaje de Consumo	Promedio Ponderado (US\$/MWh)
Residencial	BT5B	777.47	25.50%	198.6
Industria y Comercio	BT	1624.08	5.60%	90.36
	MT	1604.23	21.20%	339.91
Clientes Libres		245.52	47.70%	117.12
			Promedio Ponderado	745.99

Fuente: FITA 2015



### **5.2.1. Metodología actual**

Es la metodología que utiliza el Comité de Operación Económico del Sistema que es por Ranking según los precios declarados por las Empresas de Generación.

Esta declaración es de vigencia anual y depende de la estrategia comercial que cada empresa opte para sus unidades de generación.

En la Tabla N° 5.7 se muestra los Costos Variables de las unidades térmicas de generación del periodo anual Julio 2014 – Junio 2015

TABLA N° 5.7 COSTOS VARIABLES DE LAS UNIDADES TERMICAS DEL SEIN

EMPRESA	GRUPO - MODO OPERACION	CV S./ MWh
AGRO INDUSTRIAL PARAMONGA	PARAMONGA - BAGAZO	0,00
MAPLE ETANOL	MAPLE- BAGAZO	0,00
PETRAMAS	HUAYACOLORO - BIOGAS	0,00
EGESUR	INDEPENDENCIA GAS	7,74
EGASA	PISCO TG1 GAS	8,48
EGASA	PISCO TG2 GAS	8,48
SDE PIURA	TABLAZO TG1 - GAS	8,48
SDF ENERGIA	OQUENDO TG1 - GAS	12,31
ENERSUR	CHILCA1 CCOMB TG1 - GAS	14,65
ENERSUR	CHILCA1 CCOMB TG1 & TG3 - GAS	14,67
ENERSUR	CHILCA1 CCOMB TG3 - GAS	14,68
ENERSUR	CHILCA1 CCOMB TG1 & TG2 & TG3 - GAS	14,70
ENERSUR	CHILCA1 CCOMB TG1 & TG2 - GAS	14,72
ENERSUR	CHILCA1 CCOMB TG2 & TG3 - GAS	14,74
ENERSUR	CHILCA1 CCOMB TG2 - GAS	14,81
ENERSUR	CHILCA1 TG3 - GAS	17,25
ENERSUR	CHILCA1 TG1 - GAS	20,09
ENERSUR	CHILCA1 TG2 - GAS	20,50
FENIX POWER PERÚ	FENIX CCOMB GT11&GT12 - GAS	28,11
FENIX POWER PERÚ	FENIX CCOMB GT11 - GAS	28,48
FENIX POWER PERÚ	FENIX CCOMB GT12 - GAS	29,74
FENIX POWER PERÚ	FENIX GT11 - GAS	35,92
EEPSA	MALACAS2 TG 4 - GAS	37,17
FENIX POWER PERÚ	FENIX GT12 - GAS	38,40
EDEGEL	VENTANILLA CCOMB TG 4 - GAS	43,08
EDEGEL	VENTANILLA CCOMB TG 3 & TG 4 - GAS	43,35
EDEGEL	VENTANILLA CCOMB TG 4 - GAS F.DIREC	43,73
EDEGEL	VENTANILLA CCOMB TG 3 & TG 4 - GAS	43,91
EDEGEL	VENTANILLA CCOMB TG 3 - GAS	44,98
EDEGEL	VENTANILLA CCOMB TG 3 - GAS F.DIREC	45,27
KALLPA GENERACION	KALLPA CCOMB TG1 & TG2 & TG3 - GAS	46,25
KALLPA GENERACION	KALLPA CCOMB TG2 & TG3 - GAS	47,01
KALLPA GENERACION	KALLPA CCOMB TG3 - GAS	47,17
KALLPA GENERACION	KALLPA CCOMB TG1 & TG3 - GAS	47,17
KALLPA GENERACION	KALLPA CCOMB TG1 & TG2 - GAS	47,31
KALLPA GENERACION	KALLPA CCOMB TG2 - GAS	47,44
KALLPA GENERACION	KALLPA CCOMB TG1 - GAS	47,78
EDEGEL	STAROSA TG8 GAS	50,94
EDEGEL	VENTANILLA TG 4 - GAS	56,75
EDEGEL	VENTANILLA TG 3 - GAS	58,58
KALLPA GENERACION	KALLPA TG3 - GAS	65,08
KALLPA GENERACION	KALLPA TG2 - GAS	65,50
KALLPA GENERACION	KALLPA TG1 - GAS	66,55
TERMOCHILCA	OLLEROS TG1 - GAS	100,96
EEPSA	MALACAS2 TG 4 - GAS CON H2O	101,68
EDEGEL	STA ROSA WEST TG7 - GAS	105,39
KALLPA GENERACION	LFLORES TG1 GAS	105,92
EDEGEL	STA ROSA WEST TG7 - GAS CON H2O	107,32
EDEGEL	STA ROSA UTI 5 - GAS	131,39
EDEGEL	STA ROSA UTI 6 - GAS	134,30
TERMOSELVA	AGUAYTIA TG 1 - GAS	137,03
TERMOSELVA	AGUAYTIA TG 2 - GAS	140,80
ENERSUR	ILO2 TV1 - CARB	145,67
ELECTROPERU	TUMBES - R6	323,86
EGASA	CHILINA SULZ 12 - R500 D2	378,75
SHOUGESA	SAN NICOLAS TV 3 - R500	384,16
SHOUGESA	SAN NICOLAS TV 2 - R500	431,36
SHOUGESA	SAN NICOLAS TV 1 - R500	444,16
ENERSUR	ILO1 TV3 - R500	448,02
ENERSUR	ILO1 TV4 - R500	453,80
EGASA	MOLLENDO 123 - D2	536,08
EDEGEL	VENTANILLA TG 4 - D2 CON H2O	557,76
EDEGEL	VENTANILLA TG 3 - D2	557,88
SHOUGESA	SAN NICOLAS CUMMINS - D2	559,27
EDEGEL	VENTANILLA TG 3 - D2 CON H2O	559,77
EDEGEL	VENTANILLA TG 4 - D2	564,59
ENERSUR	ILO1 CATKATO - D2	573,80
SDF ENERGIA	OQUENDO TG1 - D2	657,49
EDEGEL	STA ROSA WEST TG7 - D2 CON H2O	669,17
ENERSUR	ILO1 TG2 - D2	670,66
ENERSUR	ILO1 TG1 - D2	673,31
EGASA	CHILINA TV2 - R500	677,19
EGASA	CHILINA TV3 - R500	709,81
EDEGEL	STA ROSA UTI 5 - D2	717,89
EDEGEL	STA ROSA UTI 6 - D2	726,60
EGASA	CICLO COMBINADO - D2	732,29
SAN GABAN	TAPARACHI - D2	746,00
ENERSUR	RF ILO2 TG3 - D2	779,93
ENERSUR	RF ILO2 TG1 - D2	780,63
ENERSUR	RF ILO2 TG2 - D2	790,72
EEPSA	MALACAS3 TG 5 - D2	801,33
SAN GABAN	BELLAVISTA ALCO - D2	879,16

Fuente: COES Programa Diario de la Operación

En la tabla N° 5.8 se muestra los resultados de la simulación del caso 1 CV en Avenida para una disponibilidad de Gas del 100% (455.5 MMPCD).

TABLA N° 5.8 PRODUCCIÓN DE ENERGÍA CASO1 AVENIDA CV  
100%

	<b>Producción Hídrica (GWh)</b>	<b>Producción Térmica Gas Camisea (GWh)</b>	<b>RER (GWh)</b>	<b>Producción otras Térmicas (GWh)</b>	<b>Energía no suministrada (GWh)</b>
Sab	68.2	43.7	6.7	2.9	0.0
Dom	67.6	35.1	7.4	1.5	0.0
Lun	66.8	45.1	7.6	2.5	0.0
Mar	69.1	46.9	6.6	3.0	0.0
Mié	68.4	47.8	6.3	3.0	0.0
Jue	61.6	57.3	5.7	1.6	0.0
Vie	66.5	50.2	6.5	2.2	0.0
<b>Total</b>	<b>462.2</b>	<b>326.2</b>	<b>46.9</b>	<b>16.7</b>	<b>0.0</b>

Fuente: Elaboración propia

En la tabla N° 5.9 se muestra los resultados de los costos operativos de la simulación del caso 1 CV en Avenida para una disponibilidad de Gas del 100% (455.5 MMPCD).

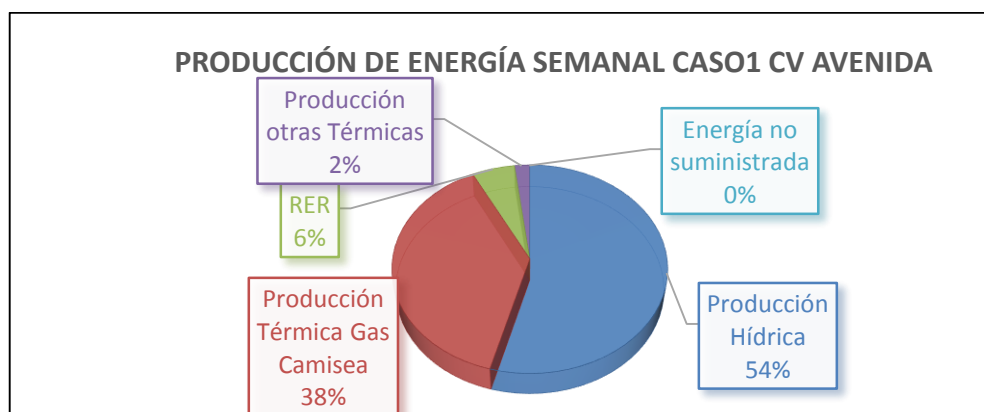
TABLA N° 5.9 COSTOS DE OPERACIÓN CASO1 AVENIDA CV 100%

	<b>Costo de Operación Miles US\$</b>	<b>Costo de Energía no suministrada Miles US\$</b>	<b>Total Miles US\$</b>
Sab	482.61	0.00	482.61
Dom	404.24	0.00	404.24
Lun	540.09	0.00	540.09
Mar	598.63	0.00	598.63
Mié	596.11	0.00	596.11
Jue	682.00	0.00	682.00
Vie	570.94	0.00	570.94
			<b>3,874.62</b>

Fuente: Elaboración propia

En el grafico 5.1 se muestra la participación de cada fuente de energía y la energía no suministrada en caso de racionamiento.

GRAFICO N° 5.1 PARTICIPACIÓN DE PRODUCCIÓN CASO1 AVENIDA CV 100%



Fuente: Elaboración propia

En la tabla N° 5.10 se muestra los resultados de la simulación del caso 2 CV en Avenida para una disponibilidad de Gas del 80% (364.4 MMPCD).

TABLA N° 5.10 PRODUCCIÓN DE ENERGÍA CASO2 AVENIDA CV 80%

	Producción Hídrica (GWh)	Producción Térmica Gas Camisea (GWh)	RER (GWh)	Producción otras Térmicas (GWh)	Energía no suministrada (GWh)
Sab	68.3	44.6	6.7	2.1	0.0
Dom	65.5	35.7	7.4	2.6	0.0
Lun	66.0	46.3	7.6	2.1	0.0
Mar	68.3	48.6	6.6	2.2	0.0
Mié	68.0	49.4	6.3	2.2	0.0
Jue	68.4	48.9	6.2	2.3	0.0
Vie	68.0	48.6	6.5	2.3	0.0
Total	460.5	322.1	47.2	16.0	0.0

Fuente: Elaboración propia

En la tabla N° 5.11 se muestra los resultados de los costos operativos de la simulación del caso 2 CV en Avenida para una disponibilidad de Gas del 80% (364.4 MMPCD).

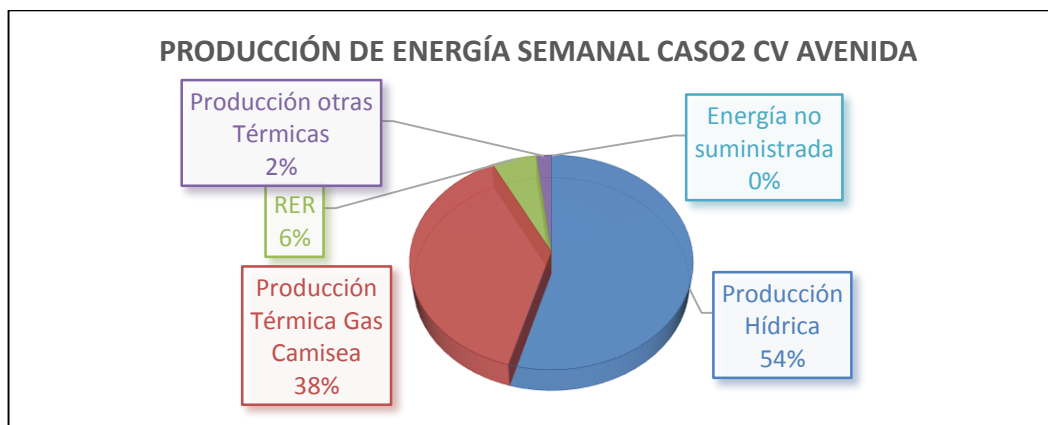
TABLA N° 5.11 COSTOS DE OPERACIÓN CASO2 AVENIDA CV 80%

	Costo de Operación	Costo de Energía no suministrada	Total
	Miles US\$	Miles US\$	Miles US\$
Sab	495.72	0.00	495.72
Dom	538.82	0.00	538.82
Lun	506.02	0.00	506.02
Mar	528.77	0.00	528.77
Mié	531.09	0.00	531.09
Jue	542.50	0.00	542.50
Vie	536.25	0.00	536.25
			3,679.18

Fuente: Elaboración propia

En el grafico 5.2 se muestra la participación de cada fuente de energía y la energía no suministrada en caso de racionamiento.

GRAFICO N° 5.2 PARTICIPACIÓN DE PRODUCCIÓN CASO2 AVENIDA CV 80%



Fuente: Elaboración propia

En la tabla N° 5.12 se muestra los resultados de la simulación del caso 3 CV en Avenida para una disponibilidad de Gas del 50% (227.75 MMPCD).

TABLA N° 5.12 PRODUCCIÓN DE ENERGÍA CASO3 AVENIDA CV 50%

	<b>Producción Hídrica (GWh)</b>	<b>Producción Térmica Gas Camisea (GWh)</b>	<b>RER (GWh)</b>	<b>Producción otras Térmicas (GWh)</b>	<b>Energía no suministrada (GWh)</b>
Sab	68.6	36.1	6.7	9.8	0.1
Dom	64.2	35.5	7.4	4.4	0.0
Lun	69.4	33.0	7.6	10.3	0.8
Mar	69.7	32.6	6.6	13.8	0.7
Mié	69.1	36.5	6.3	11.8	0.5
Jue	67.2	36.1	6.2	10.3	2.7
Vie	69.8	37.0	6.5	6.8	2.2
Total	477.9	246.7	47.3	67.2	7.0

Fuente: Elaboración propia

En la tabla N° 5.13 se muestra los resultados de los costos operativos de la simulación del caso 3 CV en Avenida para una disponibilidad de Gas del 50% (227.75 MMPCD).

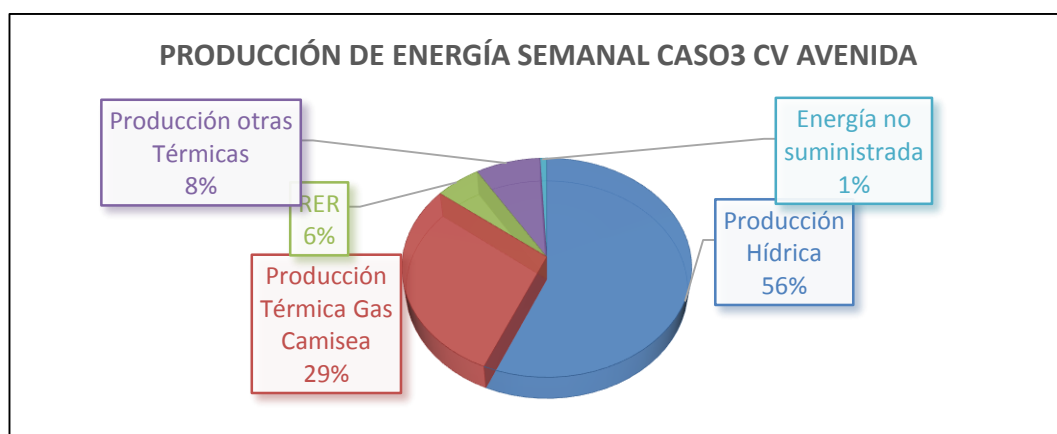
TABLA N° 5.13 COSTOS DE OPERACIÓN CASO3 AVENIDA CV 50%

	<b>Costo de Operación Miles US\$</b>	<b>Costo de Energía no suministrada Miles US\$</b>	<b>Total Miles US\$</b>
Sab	1,010.88	64.97	1,075.85
Dom	482.31	0.00	482.31
Lun	957.18	573.15	1,530.32
Mar	1,640.71	527.67	2,168.38
Mié	1,441.81	361.97	1,803.78
Jue	1,021.98	2,038.02	3,059.99
Vie	1,157.68	1,642.64	2,800.32
			12,920.95

Fuente: Elaboración propia

En el grafico 5.3 se muestra la participación de cada fuente de energía y la energía no suministrada en caso de racionamiento.

GRAFICO N° 5.3 PARTICIPACIÓN DE PRODUCCIÓN CASO3 AVENIDA CV 50%



Fuente: Elaboración propia

En la tabla N° 5.14 se muestra los resultados de la simulación del caso 4 CV en Estiaje para una disponibilidad de Gas del 100% (455.5 MMPCD).

TABLA N° 5.14 PRODUCCIÓN DE ENERGÍA CASO4 ESTIAJE CV 100%

	Producción Hídrica (GWh)	Producción Térmica Gas Camisea (GWh)	RER (GWh)	Producción otras Térmicas (GWh)	Energía no suministrada (GWh)
Sab	50.7	61.4	6.5	2.9	0.0
Dom	44.2	56.6	7.0	3.3	0.0
Lun	49.4	62.7	7.3	2.6	0.0
Mar	49.0	67.6	6.3	2.7	0.0
Mié	48.3	69.4	5.7	2.9	0.0
Jue	49.5	67.3	5.8	3.2	0.0
Vie	48.8	67.2	6.1	3.2	0.0
Total	334.0	452.3	44.7	20.7	0.0

Fuente: Elaboración propia

En la tabla N° 5.15 se muestra los resultados de los costos operativos de la simulación del caso 4 CV en Estiaje para una disponibilidad de Gas del 100% (455.5 MMPCD).

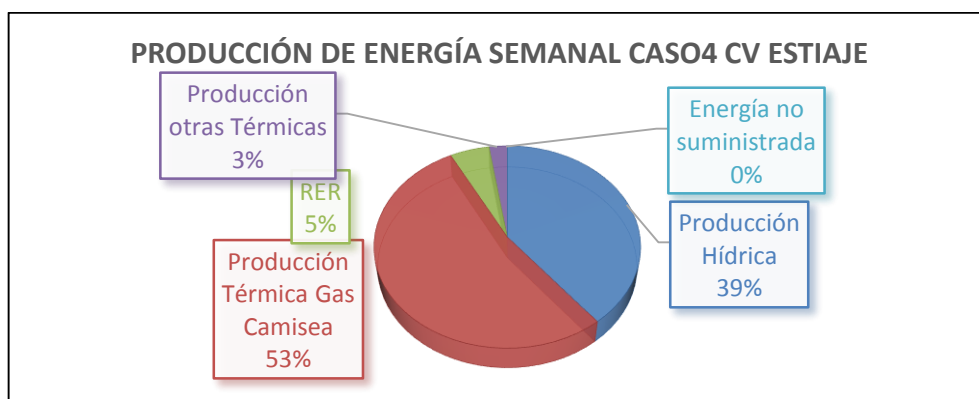
TABLA N° 5.15 COSTOS DE OPERACIÓN CASO4 ESTIAJE CV 100%

	Costo de Operación Miles US\$	Costo de Energía no suministrada Miles US\$	Total Miles US\$
Sab	696.86	0.00	696.86
Dom	906.59	0.00	906.59
Lun	721.64	0.00	721.64
Mar	813.83	0.00	813.83
Mié	907.16	0.00	907.16
Jue	834.93	0.00	834.93
Vie	837.22	0.00	837.22
			5,718.25

Fuente: Elaboración propia

En el grafico 5.4 se muestra la participación de cada fuente de energía y la energía no suministrada en caso de racionamiento.

GRAFICO N° 5.4 PARTICIPACIÓN DE PRODUCCIÓN CASO4 ESTIAJE CV 100%



Fuente: Elaboración propia



En la tabla N° 5.16 se muestra los resultados de la simulación del caso 5 CV en Estiaje para una disponibilidad de Gas del 80% (364.4 MMPCD).

TABLA N° 5.16 PRODUCCIÓN DE ENERGÍA CASO5 ESTIAJE CV 80%

	<b>Producción Hídrica (GWh)</b>	<b>Producción Térmica Gas Camisea (GWh)</b>	<b>RER (GWh)</b>	<b>Producción otras Térmicas (GWh)</b>	<b>Energía no suministrada (GWh)</b>
Sab	50.4	53.3	6.4	9.3	0.8
Dom	39.1	53.4	7.0	10.1	0.4
Lun	49.7	54.5	7.3	10.1	0.0
Mar	50.9	55.1	6.3	12.7	0.0
Mié	51.0	54.5	6.0	13.8	0.0
Jue	51.1	54.5	5.8	13.8	0.0
Vie	50.4	54.5	6.1	13.7	0.0
Total	336.6	379.8	45.0	83.5	1.3

Fuente: Elaboración propia

En la tabla N° 5.17 se muestra los resultados de los costos operativos de la simulación del caso 5 CV en Estiaje para una disponibilidad de Gas del 80% (364.4 MMPCD).

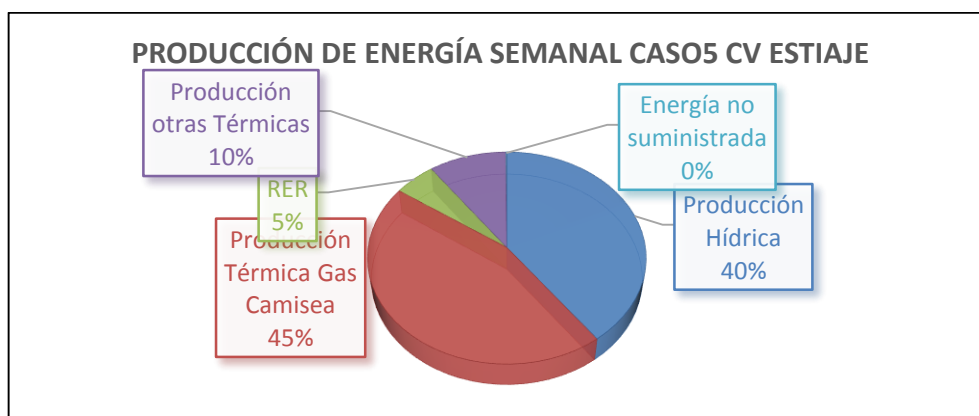
TABLA N° 5.17 COSTOS DE OPERACIÓN CASO5 ESTIAJE CV 80%

	<b>Costo de Operación Miles US\$</b>	<b>Costo de Energía no suministrada Miles US\$</b>	<b>Total Miles US\$</b>
Sab	986.73	620.49	1,607.22
Dom	1,040.25	322.77	1,363.02
Lun	1,023.63	1.75	1,025.38
Mar	1,391.48	0.00	1,391.48
Mié	1,517.46	0.00	1,517.46
Jue	1,480.12	0.00	1,480.12
Vie	1,494.12	0.00	1,494.12
			9,878.80

Fuente: Elaboración propia

En el grafico 5.5 se muestra la participación de cada fuente de energía y la energía no suministrada en caso de racionamiento.

GRAFICO N° 5.5 PARTICIPACIÓN DE PRODUCCIÓN CASO5 ESTIAJE CV 80%



Fuente: Elaboración propia

En la tabla N° 5.18 se muestra los resultados de la simulación del caso 6 CV en Estiaje para una disponibilidad de Gas del 50% (227.75 MMPCD).

TABLA N° 5.18 PRODUCCIÓN DE ENERGÍA CASO6 ESTIAJE CV 50%

	Producción Hídrica (GWh)	Producción Térmica Gas Camisea (GWh)	RER (GWh)	Producción otras Térmicas (GWh)	Energía no suministrada (GWh)
Sab	49.5	36.3	6.4	24.9	0.0
Dom	47.2	35.0	7.1	18.3	0.0
Lun	51.1	36.0	7.3	20.6	1.4
Mar	49.6	36.4	6.3	27.5	0.9
Mié	49.4	36.4	6.0	28.3	0.8
Jue	49.7	36.4	5.8	28.5	0.7
Vie	49.1	36.4	6.1	28.4	0.6
Total	339.6	252.8	45.0	176.5	4.4

Fuente: Elaboración propia

En la tabla N° 5.19 se muestra los resultados de los costos operativos de la simulación del caso 6 CV en Estiaje para una disponibilidad de Gas del 50% (227.75 MMPCD).

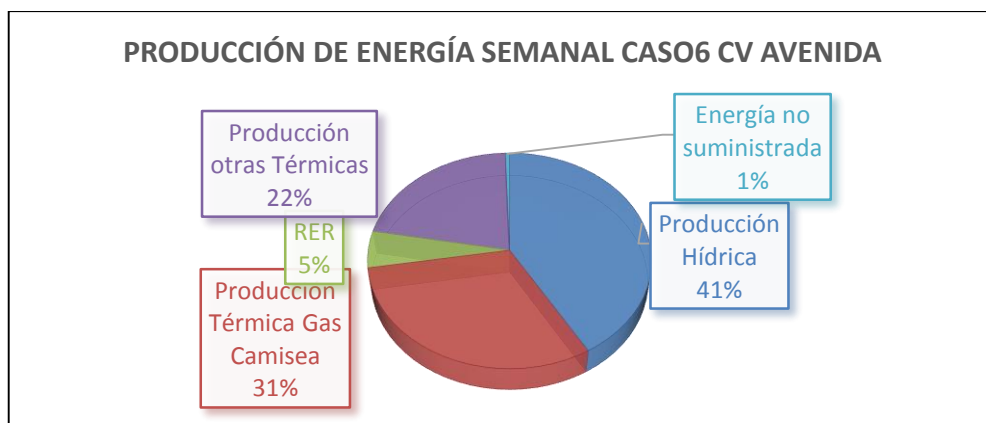
TABLA N° 5.19 COSTOS DE OPERACIÓN CASO6 ESTIAJE CV 50%

	Costo de Operación	Costo de Energía no suministrada	Total
	Miles US\$	Miles US\$	Miles US\$
Sab	5,598.80	12.60	5,611.40
Dom	3,140.98	14.85	3,155.83
Lun	4,636.23	1,059.05	5,695.27
Mar	6,487.47	649.92	7,137.39
Mié	6,712.71	602.29	7,314.99
Jue	6,712.32	498.95	7,211.28
Vie	6,689.41	429.91	7,119.33
			43,245.49

Fuente: Elaboración propia

En el grafico 5.6 se muestra la participación de cada fuente de energía y la energía no suministrada en caso de racionamiento.

GRAFICO N° 5.6 PARTICIPACIÓN DE PRODUCCIÓN CASO6 ESTIAJE CV 50%



Fuente: Elaboración propia

## 5.2.2. Metodología propuesta

Esta metodología se basa en evaluar la operación de las Centrales Térmicas considerando las eficiencias y especificaciones técnicas de sus unidades.

Para ello se evalúa las unidades de Generación de acuerdo a sus eficiencias y condiciones técnicas dejando de lado el Costo Variable de producción.

En la Tabla N° 5.20 se muestra la relación de unidades de Generación a Gas Natural ordenados según las eficiencias de cada máquina.

**TABLA N° 5.20 EFICIENCIAS DE LAS UNIDADES TERMICAS DEL SEIN**

Empresa	Potencia (MW)	Eficiencia (BTU/KWh)	Costo de Arranque (US\$)	Minimo Tecnico (MW)	Minimo tiempo de Operación (Horas)	Minimo tiempo entre Arranques (Horas)
CC Fénix (FENIX POWER)	545.0	6171.0	18146.0	390.0	168	168
CC Ventanilla (EDEGEL)	445.0	6541.4	22992.0	290.0	168	24
CC Chilca 1 (ENERSUR)	808.1	6589.7	24875.0	464.5	168	168
CC Kallpa (Kallpa Generación)	860.7	6797.6	22628.0	500.0	168	168
CT Independencia (EGESUR)	23.0	8861.4	0.0	22.9	168	168
CT Sto. Domingo de los Olleros (TERMOCHILCA)	209.0	9676.8	7827.0	150.0	8	5
CT Las Flores (Kallpa Generación)	192.9	9808.8	7689.0	100.0	8	5
TG8 Santa Rosa (EDEGEL)	199.8	10119.8	10085.0	133.0	24	12
TG7 Santa Rosa (EDEGEL)	113.6	10985.0	6029.0	30.0	24	12
SDF	30.3	10864.9	0.0	4.0	0	0
CT Pisco (EGASA)	70.5	12278.6	52.0	32.0	2	4
UTI 5 Santa Rosa (EDEGEL)	52.4	12558.5	1381.0	30.0	6	12
UTI 6 Santa Rosa (EDEGEL)	51.0	12829.1	1170.0	30.0	6	12
SDE PIURA	23.5	14709.2	0.0	2.5	2	0

Fuente: COES Fichas Técnicas

En la tabla N° 5.21 se muestra los resultados de la simulación del caso 1 EF en Avenida para una disponibilidad de Gas del 100% (455.5 MMPCD).

TABLA N° 5.21 PRODUCCIÓN DE ENERGÍA CASO1 AVENIDA EF 100%

	<b>Producción Hídrica (GWh)</b>	<b>Producción Térmica Gas Camisea (GWh)</b>	<b>RER (GWh)</b>	<b>Producción otras Térmicas (GWh)</b>	<b>Energía no suministrada (GWh)</b>
Sab	66.7	45.2	6.7	3.0	0.0
Dom	62.7	38.9	7.4	2.5	0.0
Lun	64.8	47.0	7.6	2.5	0.0
Mar	66.9	49.4	6.6	2.8	0.0
Mié	67.1	49.6	6.3	2.8	0.0
Jue	67.1	49.7	6.2	2.8	0.0
Vie	66.8	49.4	6.5	2.7	0.0
<b>Total</b>	<b>456.0</b>	<b>329.3</b>	<b>47.3</b>	<b>19.1</b>	<b>0.0</b>

Fuente: Elaboración propia

En la tabla N° 5.22 se muestra los resultados de los costos operativos de la simulación del caso 1 EF en Avenida para una disponibilidad de Gas del 100% (455.5 MMPCD).

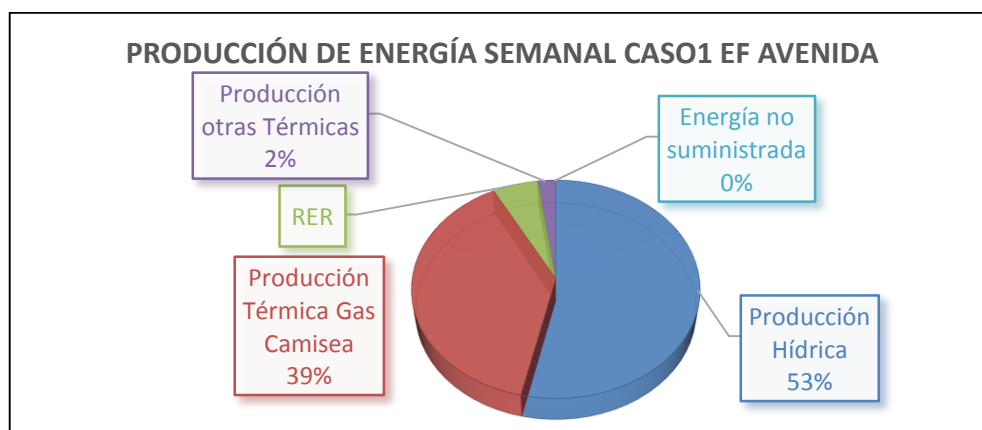
TABLA N° 5.22 COSTOS DE OPERACIÓN CASO1 AVENIDA EF 100%

	<b>Costo de Operación Miles US\$</b>	<b>Costo de Energía no suministrada Miles US\$</b>	<b>Total Miles US\$</b>
Sab	715.95	0.00	715.95
Dom	852.47	0.00	852.47
Lun	740.98	0.00	740.98
Mar	775.03	0.00	775.03
Mié	777.55	0.00	777.55
Jue	779.33	0.00	779.33
Vie	774.59	0.00	774.59
			<b>5,415.90</b>

Fuente: Elaboración propia

En el gráfico 5.7 se muestra la participación de cada fuente de energía y la energía no suministrada en caso de racionamiento.

GRAFICO N° 5.7 PARTICIPACIÓN DE PRODUCCIÓN CASO1 AVENIDA EF 100%



Fuente: Elaboración propia

En la tabla N° 5.23 se muestra los resultados de la simulación del caso 2 EF en Avenida para una disponibilidad de Gas del 80% (364.4 MMPCD).

TABLA N° 5.23 PRODUCCIÓN DE ENERGÍA CASO2 AVENIDA EF 80%

	Producción Hídrica (GWh)	Producción Térmica Gas Camisea (GWh)	RER (GWh)	Producción otras Térmicas (GWh)	Energía no suministrada (GWh)
Sab	67.0	44.6	6.7	3.2	0.0
Dom	65.2	35.7	7.4	2.8	0.0
Lun	64.6	47.3	7.6	2.5	0.0
Mar	66.4	49.6	6.6	3.0	0.0
Mié	66.8	49.6	6.3	3.0	0.0
Jue	66.4	50.0	6.2	3.1	0.0
Vie	66.1	49.8	6.5	3.0	0.0
Total	456.6	326.6	47.3	20.8	0.0

Fuente: Elaboración propia

En la tabla N° 5.24 se muestra los resultados de los costos operativos de la simulación del caso 2 EF en Avenida para una disponibilidad de Gas del 80% (364.4 MMPCD)

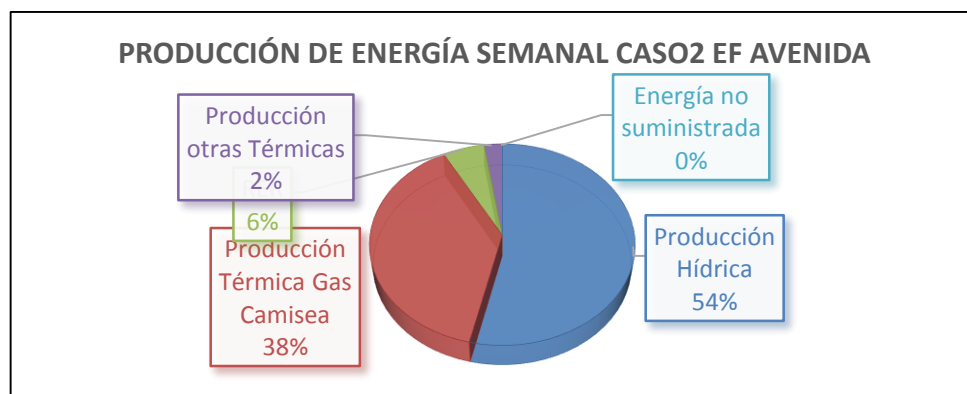
TABLA N° 5.24 COSTOS DE OPERACIÓN CASO2 AVENIDA EF 80%

	Costo de Operación	Costo de Energía no suministrada	Total
	Miles US\$	Miles US\$	Miles US\$
Sab	719.97	0.00	719.97
Dom	742.63	0.00	742.63
Lun	744.56	0.00	744.56
Mar	784.02	0.00	784.02
Mié	785.12	0.00	785.12
Jue	791.07	0.00	791.07
Vie	785.75	0.00	785.75
			5,353.11

Fuente: Elaboración propia

En el grafico 5.8 se muestra la participación de cada fuente de energía y la energía no suministrada en caso de racionamiento.

GRAFICO N° 5.8 PARTICIPACIÓN DE PRODUCCIÓN CASO2 AVENIDA EF 80%



Fuente: Elaboración propia

En la tabla N° 5.25 se muestra los resultados de la simulación del caso 3 EF en Avenida para una disponibilidad de Gas del 50% (227.75 MMPCD).

TABLA N° 5.25 PRODUCCIÓN DE ENERGÍA CASO3 AVENIDA EF 50%

	<b>Producción Hídrica (GWh)</b>	<b>Producción Térmica Gas Camisea (GWh)</b>	<b>RER (GWh)</b>	<b>Producción otras Térmicas (GWh)</b>	<b>Energía no suministrada (GWh)</b>
Sab	66.9	36.2	6.7	11.7	0.0
Dom	64.2	34.2	7.4	5.1	0.0
Lun	66.7	36.1	7.6	11.0	0.0
Mar	66.8	36.7	6.6	12.9	0.0
Mié	66.8	36.6	6.3	12.9	0.0
Jue	66.8	36.7	6.2	13.3	0.0
Vie	66.2	36.7	6.5	13.6	0.0
<b>Total</b>	<b>458.4</b>	<b>253.3</b>	<b>47.3</b>	<b>80.3</b>	<b>0.0</b>

Fuente: Elaboración propia

En la tabla N° 5.26 se muestra los resultados de los costos operativos de la simulación del caso 3 EF en Avenida para una disponibilidad de Gas del 50% (227.75 MMPCD).

TABLA N° 5.26 COSTOS DE OPERACIÓN CASO3 AVENIDA EF 50%

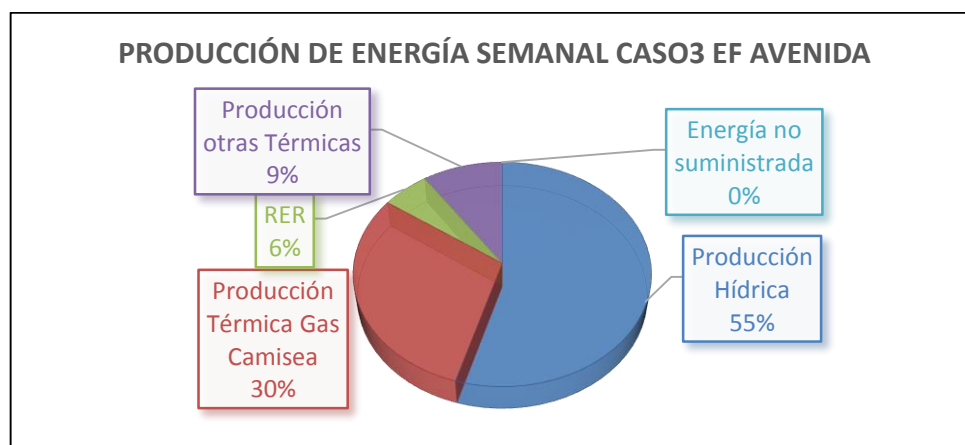
	<b>Costo de Operación Miles US\$</b>	<b>Costo de Energía no suministrada Miles US\$</b>	<b>Total Miles US\$</b>
Sab	1,201.54	0.00	1,201.54
Dom	684.63	0.00	684.63
Lun	1,427.14	0.00	1,427.14
Mar	2,258.48	0.00	2,258.48
Mié	2,372.79	0.00	2,372.79
Jue	2,417.65	0.00	2,417.65
Vie	2,340.77	0.00	2,340.77
			<b>12,703.00</b>

Fuente: Elaboración propia



En el grafico 5.9 se muestra la participación de cada fuente de energía y la energía no suministrada en caso de racionamiento.

GRAFICO N° 5.9 PARTICIPACIÓN DE PRODUCCIÓN CASO3 AVENIDA EF 50%



Fuente: Elaboración propia

En la tabla N° 5.27 se muestra los resultados de la simulación del caso 4 EF en Estiaje para una disponibilidad de Gas del 100% (455.5 MMPCD).

TABLA N° 5.27 PRODUCCIÓN DE ENERGÍA CASO4 ESTIAJE EF 100%

	Producción Hídrica (GWh)	Producción Térmica Gas Camisea (GWh)	RER (GWh)	Producción otras Térmicas (GWh)	Energía no suministrada (GWh)
Sab	50.4	62.7	6.4	2.0	0.0
Dom	43.8	56.8	7.0	3.8	0.0
Lun	48.5	63.3	7.3	3.0	0.0
Mar	50.1	66.2	6.3	3.2	0.0
Mié	49.9	66.7	6.0	3.3	0.0
Jue	49.9	66.7	5.8	3.4	0.0
Vie	49.8	65.9	6.1	3.5	0.0
Total	336.3	448.2	45.0	22.1	0.0

Fuente: Elaboración propia

En la tabla N° 5.28 se muestra los resultados de los costos operativos de la simulación del caso 4 EF en Estiaje para una disponibilidad de Gas del 100% (455.5 MMPCD).

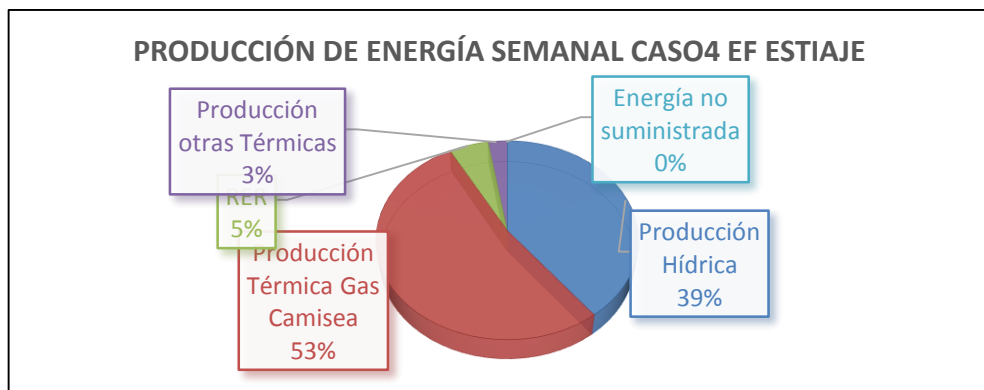
TABLA N° 5.28 COSTOS DE OPERACIÓN CASO4 ESTIAJE EF 100%

	Costo de Operación	Costo de Energía no suministrada	Total
	Miles US\$	Miles US\$	Miles US\$
Sab	921.32	0.00	921.32
Dom	1,242.38	0.00	1,242.38
Lun	998.55	0.00	998.55
Mar	1,062.86	0.00	1,062.86
Mié	1,072.20	0.00	1,072.20
Jue	1,076.02	0.00	1,076.02
Vie	1,069.32	0.00	1,069.32
			7,442.65

Fuente: Elaboración propia

En el grafico 5.10 se muestra la participación de cada fuente de energía y la energía no suministrada en caso de racionamiento.

GRAFICO N° 5.10 PARTICIPACIÓN DE PRODUCCIÓN CASO4 ESTIAJE EF 100%



Fuente: Elaboración propia

En la tabla N° 5.29 se muestra los resultados de la simulación del caso 5 EF en Estiaje para una disponibilidad de Gas del 80% (364.4 MMPCD).

TABLA N° 5.29 PRODUCCIÓN DE ENERGÍA CASO5 ESTIAJE EF 80%

	<b>Producción Hídrica (GWh)</b>	<b>Producción Térmica Gas Camisea (GWh)</b>	<b>RER (GWh)</b>	<b>Producción otras Térmicas (GWh)</b>	<b>Energía no suministrada (GWh)</b>
Sab	49.3	57.5	6.4	8.3	0.0
Dom	41.7	54.6	7.0	7.3	0.0
Lun	49.8	56.0	7.3	8.8	0.0
Mar	52.4	55.5	6.3	11.2	0.0
Mié	50.2	57.6	6.0	11.6	0.0
Jue	50.7	57.3	5.8	11.6	0.0
Vie	50.2	57.3	6.1	11.4	0.0
Total	338.3	395.7	45.0	70.2	0.0

Fuente: Elaboración propia

En la tabla N° 5.30 se muestra los resultados de los costos operativos de la simulación del caso 5 EF en Estiaje para una disponibilidad de Gas del 80% (364.4 MMPCD).

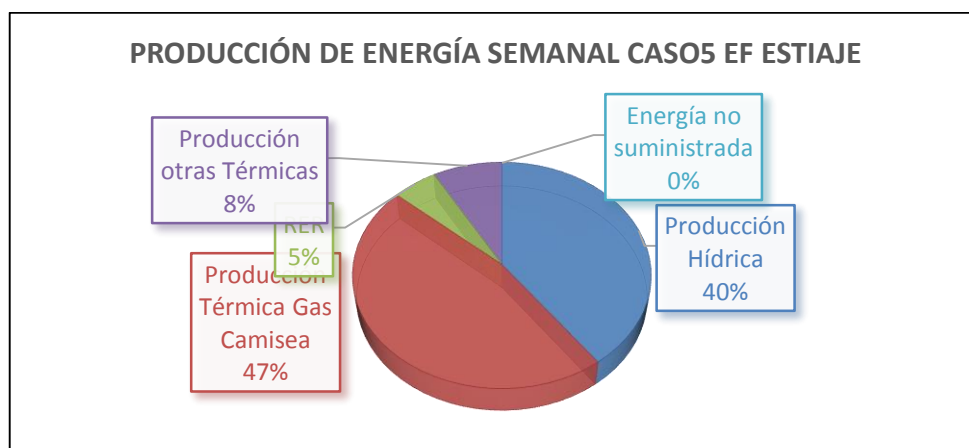
TABLA N° 5.30 COSTOS DE OPERACIÓN CASO5 ESTIAJE EF 80%

	<b>Costo de Operación Miles US\$</b>	<b>Costo de Energía no suministrada Miles US\$</b>	<b>Total Miles US\$</b>
Sab	1,122.95	0.00	1,122.95
Dom	1,072.77	0.00	1,072.77
Lun	1,141.53	0.00	1,141.53
Mar	1,402.02	0.00	1,402.02
Mié	1,473.09	0.00	1,473.09
Jue	1,470.98	0.00	1,470.98
Vie	1,441.35	0.00	1,441.35
			9,124.69

Fuente: Elaboración propia

En el grafico 5.11 se muestra la participación de cada fuente de energía y la energía no suministrada en caso de racionamiento.

GRAFICO N° 5.11 PARTICIPACIÓN DE PRODUCCIÓN CASO5 ESTIAJE EF 80%



Fuente: Elaboración propia

En la tabla N° 5.31 se muestra los resultados de la simulación del caso 6 EF en Estiaje para una disponibilidad de Gas del 50% (227.75 MMPCD).

TABLA N° 5.31 PRODUCCIÓN DE ENERGÍA CASO6 ESTIAJE EF 50%

	Producción Hídrica (GWh)	Producción Térmica Gas Camisea (GWh)	RER (GWh)	Producción otras Térmicas (GWh)	Energía no suministrada (GWh)
Sab	51.4	36.3	6.4	24.5	0.0
Dom	43.9	36.4	7.0	22.3	0.0
Lun	48.8	36.9	7.3	25.8	0.0
Mar	50.3	37.2	6.3	28.2	0.0
Mié	50.3	37.2	6.0	28.3	0.0
Jue	50.5	37.2	5.8	28.3	0.0
Vie	50.0	37.2	6.1	28.1	0.0
Total	339.2	258.5	45.0	185.5	0.0

Fuente: Elaboración propia

En la tabla N° 5.32 se muestra los resultados de los costos operativos de la simulación del caso 6 EF en Estiaje para una disponibilidad de Gas del 50% (227.75 MMPCD).

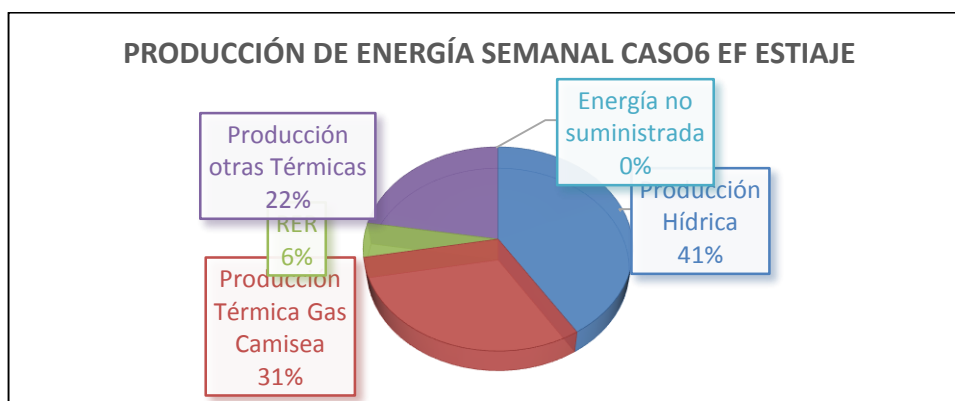
TABLA N° 5.32 COSTOS DE OPERACIÓN CASO6 ESTIAJE EF 50%

	Costo de Operación	Costo de Energía no suministrada	Total
	Miles US\$	Miles US\$	Miles US\$
Sab	5,110.86	0.00	5,110.86
Dom	4,282.95	0.00	4,282.95
Lun	5,913.19	0.00	5,913.19
Mar	6,773.15	0.00	6,773.15
Mié	6,843.17	0.00	6,843.17
Jue	6,829.10	0.00	6,829.10
Vie	6,813.69	0.00	6,813.69
			42,566.12

Fuente: Elaboración propia

En el grafico 5.12 se muestra la participación de cada fuente de energía y la energía no suministrada en caso de racionamiento.

GRAFICO N° 5.12 PARTICIPACIÓN DE PRODUCCIÓN CASO6 ESTIAJE EF 50%



Fuente: Elaboración propia

### **5.3. Metodología operativa**

Análogo al numeral anterior, la operación de los sistemas de potencia se evaluará como la comparación de los parámetros eléctricos considerando el despacho de las centrales con la metodología actual y la metodología propuesta. Para tal efecto se ha subdividido este acápite en dos partes, ambas convenidas en mostrar las variables eléctricas estacionarias más importantes en un sistema de potencia:

- Cargabilidad: Dado en porcentaje de la potencia nominal de cada equipo.
- Tensión: Dado en valor por unidad (p.u.) respecto a la tensión nominal base.

Vale decir que no se evaluará las variables eléctricas en estado transitorio o de pequeña señal, debido a que son específicos; además la experiencia en el sistema peruano muestra que no se han visto problemas graves que perjudiquen la operación.

Los equipos a evaluar serán aquellos más próximos (transformadores, celdas, líneas de transmisión) a las zonas de posible congestión o caídas de tensión (subestaciones que comprenden desde la SE Zapallal a la SE San Juan) y los valores base serán establecidos en función a los valores recogidos en las directivas técnicas del COES, que a continuación se muestran:

TABLA N° 5.33 TENSIONES DE OPERACIÓN VIGENTES EN EL AREA CENTRO

Subestación	Tensión de Operación (kV)
Paramonga Nueva	220
	138
	68.7
Huancavelica	223
	60.5
Pomacocha	220
Huayucachi	224
	60.8
Callahuanca	220
Cajamarquilla	213
Huacho	219
	66.6
Zapallal	217
Ventanilla	212
Chavarría	210
Santa Rosa	211
San Juan	211
Chilca Rep	216
Cantera	217
Desierto	217
Independencia	218
Independencia	62
Ica	217
	61.6
Marcona	219
	60.9
Oroya Nueva	222
	51.1
Carhuamayo Nueva	222
Carhuamayo	129
Paragsha II	220
Paragsha II	134
Vizcarra	223
Tingo María	222
Tingo María	140
Huánuco	137

Fuente: Carta COES/D-005-2015, del 06.01.2015

**TABLA N° 5.34 CAPACIDAD DE TRANSPORTE DE LAS PRINCIPALES INSTALACIONES DEL SEIN MAYORES A 100 KV**

EMPRESA	CODIGO	TENSIÓN (kV)	SUBESTACIONES (SE1 - SE2)	CAPACIDAD DE TRANSMISIÓN		SOBRECARGA PERMISIBLE		FACTOR LIMITANTE
				(A)	(MVA)	(% DE LA CAPACIDAD DE TRANSMISIÓN)	TIEMPO (min)	
REP	L-2210	220	Independencia - Ica	473	180	20	240	
REP	L-2090	220	Cantera - Chilca	400	152	20	240	
REP	L-2091	220	Desierto - Chilca	400	152	20	240	
REP	L-2093	220	Chilca - San Juan	945	360	20	240	
REP	L-2094	220	Chilca - San Juan	920	350	20	240	
REP	L-2095	220	Chilca - San Juan	920	350	20	240	
REP	L-2010	220	San Juan - Santa Rosa	400	152	20	240	
REP	L-2011	220	San Juan - Santa Rosa	400	152	20	240	
REP	L-2003	220	Santa Rosa - Chavarría	400	152	20	240	
REP	L-2004	220	Santa Rosa - Chavarría	400	152	20	240	
REP	L-2244	220	Chavarría - Ventanilla	496	189	20	240	
REP	L-2245	220	Chavarría - Ventanilla	496	189	20	240	
REP	L-2246	220	Chavarría - Ventanilla	496	189	20	240	
REP	L-2242	220	Ventanilla - Zapallal	400	152	20	240	
REP	L-2243	220	Ventanilla - Zapallal	400	152	20	240	
CTM	L-2103	220	Chilca Nueva - La Planicie REP	920	350	-	-	
CTM	L-2104	220	Chilca Nueva - La Planicie REP	920	350	-	-	
CTM	L-2105	220	La Planicie REP - Carabayllo	920	350	-	-	
CTM	L-2106	220	La Planicie REP - Carabayllo	920	350	-	-	
CTM	L-5006	500	Carabayllo-Chimbote	1000	865	-	-	LIMITE POR TC
CTM	L-5001	500	Chilca Nueva - Carabayllo	1000	865	-	-	LIMITE POR TC
CTM	L-2109	220	El Platanal - Chilca	941	358	-	-	
CTM	L-2107	220	Carabayllo - Zapallal	1250	476	-	-	LIMITE POR TC
CTM	L-2108	220	Carabayllo - Zapallal	1250	476	-	-	LIMITE POR TC
CHINALCO	L-2284	220	Pomacocha - Toromocho	657	250	-	-	
CHINALCO	L-2285	220	Pomacocha - Toromocho	657	250	-	-	
STA LUISA	L-2262	220	Vizcarra - Huallanca Nueva	400	152	-	-	
KALLPA	L-2096	220	Chilca - CT Kallpa	567	216	-	-	
KALLPA	L-2097	220	Chilca - CT Kallpa	530	202	-	-	
KALLPA	L-2098	220	Chilca - CT Kallpa	567	216	-	-	
EGENOR	L-2111	220	Las Flores - Chilca	1200	457	-	-	LIMITE POR TC

Fuente: Carta COES/D-045-2013, del 23.10.2013

Los equipos detallados, se han considerado como los más críticos; respecto a las líneas de transmisión, son como sigue:

- L-2093: San Juan – Chilca, de 360MVA en 220kV
- L-2018: Santa Rosa - San Juan, de 152MVA en 220kV
- L-2003: Chavarría – Santa Rosa, de 152MVA en 220kV
- L-2244: Ventanilla – Chavarría, de 180MVA en 220kV
- L-2242: Ventanilla - Zapallal, de 152MVA en 220Kv

Respecto a las tensiones, son como sigue:

- Zapallal, con una tensión de operación 217KV



- Ventanilla, con una tensión de operación 212KV
- Santa Rosa, con una tensión de operación 211KV
- San Juan, con una tensión de operación 211KV

Finalmente, de los doce (12) escenarios se escogerá un día típico, que de acuerdo al PR N°3 vigente: “Pronóstico de demanda de Corto Plazo”, puede ser un martes, miércoles, jueves o viernes.

Se escogerá un día martes de cada escenario, y de este se escogerá dos periodos críticos:

- Media Demanda: 12:00 horas
- Máxima Demanda: 19:00 horas

#### **5.3.1. Metodología actual:**

Con esta metodología (ya tratada en el numeral 5.2), se obtienen los siguientes resultados, que se muestran en las tablas n° 5.35, 5.36, 5.37 y 5.38. Se observan en algunos escenarios, que la línea L-2018 (Santa Rosa – San Juan) se carga a su máxima capacidad, esa es la razón del despacho de la generación de las centrales térmicas en la subestación Santa Rosa para compensar el flujo de llegada a esta.

Lo anterior implica la descongestión de la línea L-2242 (Ventanilla – Zapallal), que llega a valores bien bajos de carga en algunos escenarios (9%).

TABLA N° 5.35 CARGABILIDAD EN LOS EQUIPOS ADYACENTES (%)

Escenario	Caso	Porcentaje de disponibilidad de uso del ducto de Camisea	Cargabilidad(%)				
			L-2093	L-2018	L-2003	L-2244	L-2242
Avenida	1	100%	74	69	34	68	38
	2	80%	74	69	34	68	38
	3	50%	68	63	39	72	38
Estiaje	4	100%	96	100	88	43	11
	5	80%	94	100	28	70	38
	6	50%	70	23	74	48	72

Fuente: Elaboración propia

TABLA N°525.36 CARGABILIDAD EN LOS EQUIPOS ADYACENTES (%)

Escenario	Caso	Porcentaje de disponibilidad de uso del ducto de Camisea	Cargabilidad(%)				
			L-2093	L-2018	L-2003	L-2244	L-2242
Avenida	1	100%	72	71	40	69	34
	2	80%	72	71	40	69	34
	3	50%	68	63	39	72	38
Estiaje	4	100%	93	100	95	46	9
	5	80%	91	100	26	77	46
	6	50%	68	25	83	50	72

Fuente: Elaboración propia

Respecto a los perfiles de tensión, no se observan problemas algunos. Cabe indicar, que a menor disponibilidad del gas de Camisea, se despachan menores centrales térmicas en la zona del centro del SEIN, lo que implica menores niveles de tensión, pero siempre dentro de la norma.

**TABLA N° 5.37 PERFILES DE TENSIÓN EN LAS BARRAS ADYACENTES (P.U.)**

Escenario	Caso	Porcentaje de disponibilidad de uso del ducto de Camisea	Tensiones (pu)			
			Zapallal	Ventanilla	Santa Rosa	San Juan
Avenida	1	100%	0.98	0.99	0.99	0.98
	2	80%	0.98	0.99	0.99	0.98
	3	50%	0.98	0.99	0.99	0.98
Estiaje	4	100%	0.97	0.98	0.98	0.97
	5	80%	0.97	0.98	0.98	0.97
	6	50%	0.97	0.98	0.98	0.97

Fuente: Elaboración propia

**TABLA N° 5.38 PERFILES DE TENSIONES EN LAS BARRAS ADYACENTES (P.U.) EN MEDIA DEMANDA**

Escenario	Caso	Porcentaje de disponibilidad de uso del ducto de Camisea	Tensiones (pu)			
			Zapallal	Ventanilla	Santa Rosa	San Juan
Avenida	1	100%	0.99	0.99	0.98	0.98
	2	80%	0.99	0.99	0.98	0.98
	3	50%	0.99	0.99	0.98	0.98
Estiaje	4	100%	0.98	0.98	0.97	0.97
	5	80%	0.98	0.98	0.97	0.97
	6	50%	0.98	0.98	0.97	0.97

Fuente: Elaboración propia

### **5.3.2. Metodología propuesta:**

Con esta metodología (ya tratada en el numeral 5.2), se obtienen los siguientes resultados, que se muestran en las tablas n° 5.39, 5.40, 5.41 y 5.42. Se observan en algunos escenarios, que la línea L-2018 (Santa Rosa – San Juan) se carga a su máxima capacidad, esa es la razón del despacho de la generación de las centrales térmicas en la subestación Santa Rosa para compensar el flujo de llegada a esta.

TABLA N°555.39 CARGABILIDAD EN LOS EQUIPOS ADYACENTES (%)

Escenario	Caso	Porcentaje de disponibilidad de uso del ducto de Camisea	Cargabilidad(%)				
			L-2093	L-2018	L-2003	L-2244	L-2242
Avenida	7	100%	91	83	49	64	33
	8	80%	92	85	42	67	35
	9	50%	70	2	50	75	53
Estiaje	10	100%	95	100	67	54	12
	11	80%	92	88	51	64	33
	12	50%	79	34	28	83	67

Fuente: Elaboración propia

TABLA N° 5.40 CARGABILIDAD EN LOS EQUIPOS ADYACENTES (%)

Escenario	Caso	Porcentaje de disponibilidad de uso del ducto de Camisea	Cargabilidad(%)				
			L-2093	L-2018	L-2003	L-2244	L-2242
Avenida	7	100%	90	86	56	66	33
	8	80%	90	88	49	70	37
	9	50%	70	11	60	75	49
Estiaje	10	100%	92	100	65	64	26
	11	80%	90	89	53	69	37
	12	50%	76	33	34	88	72

Fuente: Elaboración propia

Similar a la metodología anterior, respecto a los perfiles de tensión, no se observan problemas algunos. Cabe indicar, que a menor disponibilidad del gas de Camisea, se despachan menores centrales térmicas en la zona del centro del SEIN, lo que implica menores niveles de tensión, pero siempre dentro de la norma.

TABLA N° 5.41 CARGABILIDAD EN LOS EQUIPOS ADYACENTES (%)

Escenario	Caso	Porcentaje de disponibilidad de uso del ducto de Camisea	Tensiones (pu)			
			Zapallal	Ventanilla	Santa Rosa	San Juan
Avenida	7	100%	0.98	0.99	0.99	0.98
	8	80%	0.98	0.99	0.99	0.98
	9	50%	0.98	0.99	0.99	0.98
Estiaje	10	100%	0.97	0.98	0.98	0.97
	11	80%	0.97	0.98	0.98	0.97
	12	50%	0.97	0.98	0.98	0.97

Fuente: Elaboración propia

TABLA N°585.42 CARGABILIDAD EN LOS EQUIPOS ADYACENTES (%)

Escenario	Caso	Porcentaje de disponibilidad de uso del ducto de Camisea	Tensiones (pu)			
			Zapallal	Ventanilla	Santa Rosa	San Juan
Avenida	7	100%	0.99	0.99	0.98	0.98
	8	80%	0.99	0.99	0.98	0.98
	9	50%	0.99	0.99	0.98	0.98
Estiaje	10	100%	0.98	0.98	0.97	0.97
	11	80%	0.98	0.98	0.97	0.97
	12	50%	0.98	0.98	0.97	0.97

Fuente: Elaboración propia

## CAPITULO VI

### DISCUSIÓN DE RESULTADOS

#### 6.1. Evaluación de Resultados temporada de Avenida

En la tabla N° 6.1 se muestra las diferencias del resultado en la producción de energía térmica y la detección de energía no suministrada para una disponibilidad de Gas para la generación del 100%.

TABLA N° 6.1 PRODUCCIÓN DE ENERGIA TERMICA, ENERGÍA NO SUMINISTRADA Y COSTOS OPERATIVOS CON DISPONIBILIDAD DE GAS 100% - AVENIDA

	Disponibilidad de Gas Natural	Producción Térmica Gas de Camisea		Energía no suministrada		Costos Operativos	
		Metodología CV	Metodología EF	Metodología CV	Metodología EF	Metodología CV	Metodología EF
		(GWh)	(GWh)	(GWh)	(GWh)	Miles US\$	Miles US\$
	MMPCD						
Sab	455.5	43.74	45.16	0.00	0.00	482.61	715.95
Dom		35.11	38.93	0.00	0.00	404.24	852.47
Lun		45.05	47.05	0.00	0.00	540.09	740.98
Mar		46.91	49.43	0.00	0.00	598.63	775.03
Mié		47.80	49.60	0.00	0.00	596.11	777.55
Jue		57.35	49.69	0.00	0.00	682.00	779.33
Vie		50.23	49.39	0.00	0.00	570.94	774.59
		326.20	329.26	0.00	0.00	3,874.62	5,415.90

Fuente: Elaboración propia

Si analizamos las diferencias, para una disponibilidad de Gas de Camisea del 100% para la generación, no habría necesidad de aplicar el despacho por eficiencias ya que contemplando la temporada de Avenida (Mayor producción de Centrales Hídricas) el Gas en ambos casos es suficiente para abastecer la demanda, evitándose así el racionamiento de energía. Dicho esto no sería necesario aplicar la metodología propuesta.

En la tabla N° 6.2 se muestra las diferencias del resultado en la producción de energía térmica y la detección de energía no suministrada para una disponibilidad de Gas para la generación del 80%.

**TABLA N° 6.2 PRODUCCIÓN DE ENERGIA, ENERGÍA NO SUMINISTRADA Y COSTOS OPERATIVOS CON DISPONIBILIDAD DE GAS 80% - AVENIDA**

Disponibilidad de Gas Natural	Producción Térmica Gas de Camisea		Energía no suministrada		Costos Operativos	
	Metodología CV	Metodología EF	Metodología CV	Metodología EF	Metodología CV	Metodología EF
	(GWh)	(GWh)	(GWh)	(GWh)	Miles US\$	Miles US\$
MMPCD						
Sab	44.60	44.60	0.00	0.00	495.72	719.97
Dom	35.72	35.72	0.00	0.00	538.82	742.63
Lun	46.28	47.30	0.00	0.00	506.02	744.56
Mar	48.58	49.61	0.00	0.00	528.77	784.02
Mié	49.38	49.60	0.00	0.00	531.09	785.12
Jue	48.92	50.02	0.00	0.00	542.50	791.07
Vie	48.61	49.80	0.00	0.00	536.25	785.75
	322.10	326.65	0.00	0.00	3,679.18	5,353.11

Fuente: Elaboración propia

Si analizamos las diferencias, para una disponibilidad de Gas de Camisea del 80% para la generación, no habría necesidad de aplicar el despacho por eficiencias ya que contemplando la temporada de Avenida (Mayor producción de Centrales Hídricas) el Gas en ambos casos aún es suficiente para abastecer la demanda, evitándose así el racionamiento de energía.

Dicho esto no sería necesario aplicar la metodología propuesta.

En la tabla N° 6.3 se muestra las diferencias del resultado en la producción de energía térmica y la detección de energía no suministrada para una disponibilidad de Gas del 80%.

**TABLA N° 6.3 PRODUCCIÓN DE ENERGIA, ENERGÍA NO SUMINISTRADA Y COSTOS OPERATIVOS CON DISPONIBILIDAD DE GAS 50% - AVENIDA**

Disponibilidad de Gas Natural	Producción Térmica Gas de Camisea		Energía no suministrada		Costos Operativos	
	Metodología CV	Metodología EF	Metodología CV	Metodología EF	Metodología CV	Metodología EF
	(GWh)	(GWh)	(GWh)	(GWh)	Miles US\$	Miles US\$
MMPCD						
Sab	36.05	36.22	0.09	0.00	1,075.85	1,201.54
Dom	35.48	34.22	0.00	0.00	482.31	684.63
Lun	32.98	36.12	0.77	0.00	1,530.32	1,427.14
Mar	32.61	36.71	0.71	0.00	2,168.38	2,258.48
Mié	36.48	36.61	0.49	0.00	1,803.78	2,372.79
Jue	36.09	36.71	2.73	0.00	3,059.99	2,417.65
Vie	36.97	36.72	2.20	0.00	2,800.32	2,340.77
	246.66	253.32	6.98	0.00	12,920.95	12,703.00

Fuente: Elaboración propia

Si analizamos las diferencias, para una disponibilidad de Gas de Camisea del 50% para la generación, se puede apreciar que se llega al racionamiento de energía, esto debido a que el gas de Camisea, según la metodología actual, no es usado eficientemente ya que es utilizado por unidades que no son realmente eficientes pero que declaran precios bajos para generar rentabilidad. Caso contrario que si disponemos de las eficiencias de cada unidad se puede usar al máximo la cantidad de gas disponible y no llegar a un racionamiento que conlleva a elevar los costos de operación por la energía no suministrada.

Luego de este análisis, se procedió a analizar el punto de vista operativo. Se observa en las tablas N° 6.4 y 6.5, las variaciones relativas porcentuales de las cargabilidades de los equipos principales, respecto a la metodología actual, para máxima demanda y media demanda respectivamente.



Se nota mayoritariamente diferencias en el orden del 20%, y una diferencia mínima de -96.39% en la línea L-2018. Esto se obtiene, debido a que las diferencias de las metodologías ocasionan repartos diferenciados de generación térmica a gas de Camisea en la subestación Chilca, mas no en la subestación Santa Rosa; por tanto la suma de la generación en la subestación Chilca y Santa Rosa no se afecta notablemente y conlleva a que los flujos de las líneas tampoco se afecten notablemente.

Respecto a los perfiles de tensión, no se ha observado cambios significativos, por tanto no se ha detallado.

**TABLA N° 6.4 VARIACIÓN RELATIVA PORCENTUAL DE LAS CARGABILIDADES CON LA METODOLOGÍA PROPUESTA RESPECTO A LA METODOLOGÍA ACTUAL – MÁXIMA DEMANDA**

Porcentaje de disponibilidad de uso del ducto de Camisea	Variación porcentual (%)				
	L-2093	L-2018	L-2003	L-2244	L-2242
100%	23.59%	20.66%	42.81%	-6.71%	-12.87%
80%	24.40%	23.93%	24.30%	-2.46%	-9.04%
50%	4.03%	-96.39%	27.59%	3.53%	39.89%

Fuente: Elaboración propia

**TABLA N° 6.5 VARIACIÓN RELATIVA PORCENTUAL DE LAS CARGABILIDADES CON LA METODOLOGÍA PROPUESTA RESPECTO A LA METODOLOGÍA ACTUAL – MEDIA DEMANDA**

Porcentaje de disponibilidad de uso del ducto de Camisea	Variación porcentual (%)				
	L-2093	L-2018	L-2003	L-2244	L-2242
100%	25.15%	20.72%	38.70%	-3.72%	-3.64%
80%	25.79%	23.01%	21.19%	1.34%	6.61%
50%	4.14%	-82.01%	55.22%	4.06%	28.87%

Fuente: Elaboración propia

## 6.2. Evaluación de Resultados temporada de Estiaje

En las siguientes tablas se muestra la diferencia entre los resultados al simular las dos metodologías en la temporada de Estiaje.

En la tabla N° 6.6 se muestra las diferencias del resultado en la producción de energía térmica y la detección de energía no suministrada para una disponibilidad de Gas para la generación del 100%.

**TABLA N° 6.6 PRODUCCIÓN DE ENERGIA, ENERGÍA NO SUMINISTRADA Y COSTOS OPERATIVOS CON DISPONIBILIDAD DE GAS 100% - ESTIAJE**

	Disponibilidad de Gas Natural	Producción Térmica Gas de Camisea		Energía no suministrada		Costos Operativos	
		Metodología CV	Metodología EF	Metodología CV	Metodología EF	Metodología CV	Metodología EF
		(GWh)	(GWh)	(GWh)	(GWh)	Miles US\$	Miles US\$
	MMPCD						
Sab	455.5	61.40	62.73	0.00	0.00	696.86	921.32
Dom		56.62	56.77	0.00	0.00	906.59	1,242.38
Lun		62.69	63.31	0.00	0.00	721.64	998.55
Mar		67.65	66.19	0.00	0.00	813.83	1,062.86
Mié		69.44	66.65	0.00	0.00	907.16	1,072.20
Jue		67.27	66.68	0.00	0.00	834.93	1,076.02
Vie		67.20	65.88	0.00	0.00	837.22	1,069.32
		452.26	448.21	0.00	0.00	5,718.25	7,442.65

Fuente: Elaboración propia

Si analizamos las diferencias, para una disponibilidad de Gas de Camisea del 100% para la generación, no habría necesidad de aplicar el despacho por eficiencias ya que a pesar de estar en la temporada de estiaje (Menor producción hídrica) el Gas en ambos casos es suficiente para abastecer la demanda, evitándose así el racionamiento de energía.

Dicho esto no sería necesario aplicar la metodología propuesta.

En la tabla N° 6.7 se muestra las diferencias del resultado en la producción de energía térmica y la detección de energía no suministrada para una disponibilidad de Gas para la generación del 80%.

**TABLA N° 6.7 PRODUCCIÓN DE ENERGIA, ENERGÍA NO SUMINISTRADA Y COSTOS OPERATIVOS CON DISPONIBILIDAD DE GAS 80% - ESTIAJE**

Disponibilidad de Gas Natural	Producción Térmica Gas de Camisea		Energía no suministrada		Costos Operativos	
	Metodología CV	Metodología EF	Metodología CV	Metodología EF	Metodología CV	Metodología EF
MMPCD	(GWh)	(GWh)	(GWh)	(GWh)	Miles US\$	Miles US\$
Sab	53.30	57.47	0.83	0.00	1,607.22	1,122.95
Dom	53.40	54.56	0.43	0.00	1,363.02	1,072.77
Lun	54.50	55.99	0.00	0.00	1,025.38	1,141.53
Mar	55.13	55.48	0.00	0.00	1,391.48	1,402.02
Mié	54.50	57.64	0.00	0.00	1,517.46	1,473.09
Jue	54.50	57.28	0.00	0.00	1,480.12	1,470.98
Vie	54.50	57.30	0.00	0.00	1,494.12	1,441.35
	379.83	395.71	1.27	0.00	9,878.80	9,124.69

Fuente: Elaboración propia

Si analizamos las diferencias, para una disponibilidad de Gas de Camisea del 80% para la generación, se puede apreciar que se llega al racionamiento de energía para la metodología CV, esto debido a que el gas de Camisea, según la metodología actual, no es usado eficientemente ya que es utilizado por unidades que no son realmente eficientes pero que declaran precios bajos para generar rentabilidad. Caso contrario que si disponemos de las eficiencias de cada unidad, se puede usar al máximo la cantidad de gas disponible y no llegar a un racionamiento que conlleva a elevar los costos de operación por la energía no suministrada.

En la tabla N° 6.8 se muestra las diferencias del resultado en la producción de energía térmica y la detección de energía no suministrada para una disponibilidad de Gas para la generación del 50%.

**TABLA N° 6.8 PRODUCCIÓN DE ENERGÍA, ENERGÍA NO SUMINISTRADA Y COSTOS OPERATIVOS CON DISPONIBILIDAD DE GAS 50% - ESTIAJE**

Disponibilidad de Gas Natural	Producción Térmica Gas de Camisea		Energía no suministrada		Costos Operativos	
	Metodología CV	Metodología EF	Metodología CV	Metodología EF	Metodología CV	Metodología EF
MMPCD	(GWh)	(GWh)	(GWh)	(GWh)	Miles US\$	Miles US\$
Sab	36.32	36.32	0.02	0.00	5,611.40	5,110.86
Dom	34.96	36.42	0.02	0.00	3,155.83	4,282.95
Lun	36.05	36.89	1.42	0.00	5,695.27	5,913.19
Mar	36.36	37.20	0.87	0.00	7,137.39	6,773.15
Mié	36.39	37.23	0.81	0.00	7,314.99	6,843.17
Jue	36.37	37.23	0.67	0.00	7,211.28	6,829.10
Vie	36.36	37.22	0.58	0.00	7,119.33	6,813.69
	252.81	258.51	4.38	0.00	43,245.49	42,566.12

Fuente: Elaboración propia

Si analizamos las diferencias, para una disponibilidad de Gas de Camisea del 50% para la generación, se puede notar que es el caso más crítico, ya que se llega al racionamiento de energía en todos los días de la semana evaluada, esto debido a que el gas de Camisea, según la metodología actual, no es usado eficientemente ya que es utilizado por unidades que no son realmente eficientes pero que declaran precios bajos para generar rentabilidad. Caso contrario que si disponemos de las eficiencias de cada unidad aun estando en una temporada de estiaje, se puede usar al máximo la cantidad de gas disponible y no llegar a un racionamiento que conlleva a elevar los costos de operación por la energía no suministrada. Luego de este análisis, se procedió a analizar el punto de vista operativo. Se observa en las tablas N° 6.9 y 6.10, las variaciones relativas

porcentuales de las cargabilidades de los equipos principales, respecto a la metodología actual, para máxima demanda y media demanda respectivamente.

Se nota mayoritariamente diferencias en el orden del -45%, lo que significa que los flujos resultantes con la metodología propuesta se han reducido respecto a la metodología actual, que equivale a decir que los equipos trabajarán con menor carga.

Sin embargo, vale decir que se nota una diferencia de 103.14 % en la línea L-2003 para media demanda con 80% de disponibilidad de Gas de Camisea. Esto significa que el flujo en este equipo se ha incrementado poco más del doble; se procedió a analizar a más detalle y se concluyó que efectivamente el equipo trabajará con más carga pero igual sigue holgado.

Respecto a los perfiles de tensión, no se ha observado cambios significativos, por tanto no se ha detallado.

**TABLA N° 6.9 VARIACIÓN RELATIVA PORCENTUAL DE LAS CARGABILIDADES CON LA METODOLOGÍA PROPUESTA RESPECTO A LA METODOLOGÍA ACTUAL – MÁXIMA DEMANDA**

Porcentaje de disponibilidad de uso del ducto de Camisea	Variación porcentual (%)				
	L-2093	L-2018	L-2003	L-2244	L-2242
100%	-1.03%	0.00%	-24.40%	24.75%	8.15%
80%	-1.91%	-11.45%	84.51%	-9.29%	-12.24%
50%	13.03%	48.57%	-62.82%	73.22%	-6.14%

Fuente: Elaboración propia

**TABLA N° 6.10 VARIACIÓN RELATIVA PORCENTUAL DE LAS CARGABILIDADES CON LA METODOLOGÍA PROPUESTA RESPECTO A LA METODOLOGÍA ACTUAL – MEDIA DEMANDA**

Porcentaje de disponibilidad de uso del ducto de Camisea	Variación porcentual (%)				
	L-2093	L-2018	L-2003	L-2244	L-2242
100%	-1.21%	0.00%	-31.61%	38.31%	190.59%
80%	-1.88%	-10.88%	103.14%	-10.44%	-18.23%
50%	12.15%	31.90%	-59.23%	74.08%	0.00%

Fuente: Elaboración propia

### **6.3. Contrastación de Hipótesis con los resultados**

- a. A la hipótesis de: Es posible establecer las condiciones iniciales del abastecimiento del gas de Camisea para la operación del SEIN. Se evaluaron los diferentes escenarios y de acuerdo a la temporada se originó como resultado que a partir de una capacidad definida de Gas ya se puede establecer que metodología es la adecuada para ser aplicada.
- b. A la hipótesis de: Es posible proponer una metodología de despacho de los generadores asociados al uso del gas de Camisea. De acuerdo a los resultados obtenidos si es posible, ya que en mantenimientos rutinarios o contingencias fortuitas, en boca de pozo o el ducto principal de transporte, se debe prever la manera más eficiente de utilizar esa capacidad disponible.
- c. Es posible establecer el método para afrontar con éxito las rampas de subidas de demanda y verificar la seguridad y confiabilidad del SEIN.

#### **6.4. Contrastación de los resultados con otros estudios similares**

No existen otros estudios similares en la zona de estudio, ni por tiempo ni por espacio (lugar).

## **CAPITULO VII**

### **CONCLUSIONES**

Las conclusiones más relevantes que se han obtenido en el presente trabajo son las siguientes:

- 1.** En situaciones de emergencia de la capacidad del Gas de Camisea, que implique su consecuente restricción de la disponibilidad para la generación eléctrica, lo primordial es usar el combustible gas natural, de la forma más eficiente con el objetivo de producir la mayor energía térmica posible. Así se mitiga el riesgo de estar en situación de déficit de energía en el SEIN.
- 2.** La eficiencia en el uso del gas natural, está ligado a los rendimientos individuales de las centrales que usan el gas natural, mas no del costo operativo, debido a ello el organismo coordinador de la operación (COES) deberá dar prioridad a las unidades de generación que puedan utilizar de forma más eficiente este recurso.
- 3.** De acuerdo a los resultados obtenidos el comité de operación económica del sistema (COES) debe tener claro que a partir de una indisponibilidad del 50% a más de la capacidad de Gas Natural de Camisea se debe tener en cuenta esta metodología para tener presente que de acuerdo a las características que unidades serán las selectivas para el aprovechamiento del recurso.
- 4.** De acuerdo a las evaluaciones presentadas el objetivo primordial es utilizar el Gas Natural de Camisea de la forma más eficiente posible y



no encarecer el costo de operación del sistema que está ligado a un desabastecimiento de energía que implica interrumpir el proceso productivo – económico del País.

5. La incertidumbre en las informaciones, no debe limitar la acción en el tiempo real; por tanto se debe usar la mejor información disponible que tenga un criterio conservador.
6. A manera general, las metodologías expuestas no implican despachos económicos que conlleven a variaciones significativas de los parámetros eléctricos (cargabilidad y tensión) lo que facilita operación del SEIN.

## **CAPITULO VIII**

### **RECOMENDACIONES**

Dentro de las recomendaciones de la presente tesis, siempre se desea que haya una mejora continua del mismo de las metodologías de despacho, en función al cambio de la topología de la red y la probabilidad de incidencia de fallas en el ducto de Camisea; por lo que se recomienda a futuros operadores que estén interesados en la presente tesis, aportar con su experiencia en la operación y en los algoritmos de despacho económicos con alternativas nuevas.

Se recomienda adicionalmente, y sin perjuicio de las metodologías expuestas, proponer un método más eficiente de interrupción de suministros, con el objetivo de reducir al mínimo el impacto.

## **CAPITULO IX**

### **REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS**

[1] DAMMERT Alfredo, Fundamentos Técnicos y Económicos del Sector Eléctrico Peruano. Primera edición, Publicación Osinergmin. Perú. Mayo 2011

[2] DAMMERT Alfredo, Los Efectos Económicos del Proyecto Camisea en el Perú. Documento de trabajo No. 14 Osinergmin. Perú. 2006.

[3] División de Gas Natural de la Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria (GART), Regulación de Gas Natural en el Perú, Publicación Osinergmin. Perú. 2006.

[4] Oficina de Estudios Económicos (OEE), La industria del Gas Natural en el Perú, Publicación Osinergmin. Perú. 2014

[5] DAMMERT Alfredo y Lira MOLINELLI, ¿Qué significa el Proyecto Camisea?, Documento de Trabajo N° 23 Osinergmin, Perú. Octubre de 2006.

[6] OYANGUREN Fernando, El comercializador como agente de competencia en el mercado eléctrico peruano, Publicación PUCP. Perú. 2007.

[7] BENDEZÚ Luis, José GALLARDO y Arturo VÁSQUEZ, La Problemática de los Precios de los Combustibles. Documento de Trabajo N° 11 de la Oficina de Estudios Económicos – Osinergmin. 2005.

- [8] WOOD Allen, Dispatch and system control. 1990.
- [9] CAMPOSANO, Mauricio, Contratos Bilaterales Físicos v/s Transacciones Spot: Oportunidades para ejercer Poder de Mercado. 2001.
- [10] CHAO H-P y WILSON R, Resource adequacy and market power mitigation via option contracts. Proceeding of the POWER Conference, University of California Energy Institute. Berkeley. CA. 2004.
- [11] SPILLER, Pablo, OREN Schmucl, Manuel ABDALÁ y Gonzalo TAMAYO, Revisión del Marco Regulatorio de la Actividad de Generación, Informe de Consultoría elaborado para OSINERGMIN. 2004.
- [12] Dirección de Operaciones del COES, Tensiones de operación en las barras principales del SEIN, Informe COES sobre la decisión de la dirección ejecutiva del COES N° 001-2015-D/COES. Perú. 2015.
- [13] Dirección de Operaciones del COES, Tensiones de operación en las barras principales del SEIN, Informe COES sobre la decisión de la dirección ejecutiva del COES N° 010-2015-D/COES. Perú. 2015.
- [14] Dirección de Operaciones del COES, Actualización de las capacidades de líneas, transformadores y acoplamientos de barras, Informe técnico COES: D/DO/SEV-INF-065-2013. Perú. 2015.

[15] TURBAY Julio Cesar y Germán LORENZÓN, Despacho económico de cargas, Presentación departamento electrotecnia. Universidad Tecnológica Nacional Santa Fe. Argentina. 2011.

[16] SEPÚLVEDA VERGARA Leslie, Despacho económico ambiental en sistemas eléctricos, Tesis para obtención de título de Ingeniería Civil de Industrias Mención Electricidad. Pontificia Universidad Católica de Chile. 1998.

[17] VIEIRA FILHO Xisto, Operación de Sistemas de Potencia con control automático de generación, Publicación editorial Campus LTDA, Rio de Janeiro, 1984.

[18] HUGH RUDNICK, RODRIGO MORENO, HUGO TAPIA Y CLAUDIO TORRES, Abastecimiento de Gas Natural, Publicación del departamento de Ingeniería Eléctrica – mercados eléctricos, Chile, 2007.

[19] LEYVA FLORES, Ricardo, Contrato del lote 88, lecciones aprendidas y proceso de recuperación, Presentación PUCP sobre El Gas de Camisea. Perú. 2012.

[20] H. ESTRADA, Javier, Desarrollo del gas lutita (*shale gas*) y su impacto en el mercado energético de México: Reflexiones para Centroamérica, publicación de CEPAL, México, 2013.

[21] SARANGO SEMINARIO, Luis Alberto, Control o no control de fusiones en la industria regulada: extendiendo el caso del sector eléctrico

al mercado de gas Natural, Tesis para obtención de magister en derecho de la empresa con mención en regulación de servicios públicos – PUCP. Perú, 2010.

[22] MINISTERIO DE ENERGIA Y MINAS, Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos, aprobado por decreto supremo N°020-97-EM. Perú. 2011. Disponible en: <http://www.coes1.org.pe/marco-normativo/WebPages/baselegal.aspx>. Artículo web. Consultada el 01 de Junio del 2015

[23] Dirección de Operaciones del COES, Procedimiento técnico del COES N°6: Reprogramación de la operación diaria. Disponible en: <http://www.coes1.org.pe/marco-normativo/WebPages/procedimientos.aspx>. Artículo web. Consultada el 01 de Junio del 2015

[24] Dirección de Operaciones del COES, Procedimiento técnico del COES N°3: Pronóstico de la demanda a corto plazo del Sistema Interconectado Nacional. Disponible en: <http://www.coes1.org.pe/marco-normativo/WebPages/procedimientos.aspx>. Artículo web. Consultada el 01 de Junio del 2015

[25] Dirección de Operaciones del COES. Procedimiento técnico del COES N°1: Programación de la operación a corto plazo tico de la demanda a corto plazo del Sistema Interconectado Nacional. Disponible en: [http://www.coes1.org.pe/marco-](http://www.coes1.org.pe/marco-normativo/WebPages/procedimientos.aspx)

normativo/WebPages/procedimientos.aspx. Artículo web. Consultada el 01 de Junio del 2015

[26] Dirección de Operaciones del COES, Procedimiento técnico del COES N°9: Coordinación de la Operación en Tiempo Real del Sistema Interconectado Nacional. Disponible en: <http://www.coes1.org.pe/marco-normativo/WebPages/procedimientos.aspx>. Artículo web. Consultada el 01 de Junio del 2015

[27] ANAYA PEREZ Luis Daniel, Despacho económico con suministro restringido de combustible moderado linealmente, Tesis para la obtención del título de ingeniero electricista. Instituto Politécnico Nacional. México. 2009.

ANEXO:

Anexo 1: Matriz de Consistencia

TÍTULO DEL PROYECTO: "PROPUESTA METODOLÓGICA DE OPERACIÓN ECONÓMICA DEL SEIN EN RELACIÓN AL DESABASTECIMIENTO DEL GAS DE CAMISEA PARA LA GENERACIÓN ELÉCTRICA."				
PROBLEMAS	OBJETIVOS	HIPÓTESIS	VARIABLES	MÉTODOLOGIA
<p>General</p> <p>¿Cómo la ausencia de una metodología definida para la operación económica del SEIN cuando existan problemas de desabastecimiento del Gas de Camisea, puede conllevar a operaciones ineficientes, sobrecostos innecesario o poner en el peligro la seguridad del SEIN?</p> <p>Específico</p> <p>1. ¿Cuál sería la mejor metodología de despacho de los generadores asociados al combustible del gas de Camisea?</p> <p>2. ¿Qué criterios iniciales se deberían tener en cuenta para minimizar los riesgos por las incertidumbres del tiempo de prolongación del ducto de Gas de Camisea?</p> <p>3. ¿Cómo el COES demostraría que es el mejor método de respuesta y actuación frente a problemas en el ducto del Gas de Camisea?</p> <p>4. ¿Qué criterios se deben tener en cuenta para operar con éxito frente a una demanda con un perfil no uniforme?</p>	<p>General</p> <p>Elaborar una metodología para la operación económica del SEIN cuando existan problemas de desabastecimiento del Gas de Camisea.</p> <p>Específicos</p> <p>1. Establecer las condiciones iniciales del abastecimiento del gas de Camisea para la operación del SEIN.</p> <p>2. Proponer una metodología de despacho de los generadores asociados al uso del gas de Camisea.</p> <p>3. Establecer el método para afrontar con éxito las rampas de subidas de demanda y verificar la seguridad y confiabilidad del SEIN.</p>	<p>General</p> <p>Es posible elaborar una metodología para la operación económica de generación del SEIN cuando existan problemas de desabastecimiento del gas de Camisea para la generación eléctrica.</p> <p>Específicos</p> <p>1. Es posible establecer las condiciones iniciales del abastecimiento del gas de Camisea para la operación del SEIN.</p> <p>2. Es posible proponer una metodología de despacho de los generadores asociados al uso del gas de Camisea.</p> <p>3. Es posible establecer el método para afrontar con éxito las rampas de subidas de demanda y verificar la seguridad y confiabilidad del SEIN.</p>	<p>Variable: X</p> <p>Desabastecimiento del gas de Camisea para la generación eléctrica</p> <p>Dimensiones</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Unidades de Generación Hídrica: X1</li> <li>- Unidades de Generación Térmica con Gas de Natural: X2</li> <li>- Unidades de Generación Térmica con Otros tipos de Fuente: X3</li> <li>- Unidades de Generación RER: X4</li> <li>- Características Técnicas de las unidades de Generación: X5</li> <li>- Curvas de Eficiencia de las unidades Térmicas a Gas Natural: X6</li> <li>- Capacidad de Líneas de Transmisión: X7</li> </ul> <p>Variable: Y</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Capacidad del Gas Natural de Camisea: Y1</li> <li>- Capacidad del Gas Natural para la exportación: Y2</li> <li>- Capacidad del Gas Natural para el mercado interno: Y3</li> </ul>	<p>Tipo de investigación</p> <p>Es una investigación descriptiva porque está basada en la recolección de datos como por ejemplo las situaciones pasadas donde han ocurrido problemas en el ducto del gas de Camisea. Es una investigación correlacional porque la variación de algunas variables influye en las otras, ya sea la variación de los volúmenes de gas disponible, costos de operación o tiempo de toma de acción de las maniobras en el estado de emergencia.</p> <p>Diseño de la investigación</p> <p>A continuación se presenta los pasos a seguir en el desarrollo de la presente investigación:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>-Recolectar la data histórica de los eventos de problemas de desabastecimiento del Gas de Camisea.</li> <li>-Revisar la NTCSE y la NTCOTR que indiquen respecto a los temas de seguridad y confiabilidad del SEIN.</li> <li>-Tener la información de los compromisos actuales y futuros de la empresa tomando como referencia la empresa modelo a seleccionar.</li> </ul>



## Anexo 2: PR-01 Programa de la Operación de Corto Plazo

<b>COES SINAC</b>	<b>PROCEDIMIENTO TÉCNICO DEL COMITÉ DE OPERACIÓN ECONÓMICA DEL SEIN</b>	<b>PR-01</b>
<b>PROGRAMACIÓN DE LA OPERACIÓN DE CORTO PLAZO</b>		
Aprobado mediante Resolución OSINERGMIN N° 244-2014-OS/CD, publicada el 26 de noviembre de 2014. De conformidad con el artículo 8° de dicha Resolución, <u><a href="#">este Procedimiento Técnico entró en vigencia el 1° de Enero de 2015.</a></u>		

### 1. OBJETIVO

Establecer los criterios técnicos y la metodología para la elaboración de los programas de la operación de Corto Plazo de las Unidades de Generación del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN), considerando su gestión eficiente para el mejor aprovechamiento de los recursos energéticos, así como garantizar la operación económica del SEIN preservando los criterios de calidad, seguridad y confiabilidad establecidos por la normativa vigente.

### 2. ALCANCE

Están comprendidas dentro del alcance del presente Procedimiento Técnico las Unidades de Generación en Operación Comercial en el COES.

### 3. BASE LEGAL

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

- 3.1. Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas .
- 3.2. Ley N° 28832, Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica.
- 3.3. Decreto Legislativo N° 1002, Promoción de la Inversión para la Generación de Electricidad con el Uso de Energías Renovables.
- 3.4. Decreto Supremo N° 009-93-EM, Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas.
- 3.5. Decreto Supremo N° 020-97-EM, Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos.
- 3.6. Decreto Supremo N° 037-2006-EM, Reglamento de Cogeneración.
- 3.7. Decreto Supremo N° 027-2008-EM, Reglamento del Comité de Operación Económica del Sistema (COES).
- 3.8. Decreto Supremo N° 012-2011-EM, Reglamento de la Generación de Electricidad con Energías Renovables.
- 3.9. Decreto Supremo N° 011-2012-EM. Reglamento Interno para la Aplicación de la Decisión 757 de la CAN"
- 3.10. Resolución Directoral N° 014-2005- EM- DGE, Norma Técnica para la Coordinación de la Operación en Tiempo Real de los Sistemas Interconectados.
- 3.11. Resolución Ministerial N° 111-2011-MEM/DM, Normas Complementarias sobre Reserva Fría de Potencia.

3.12. Resolución Ministerial N° 232-2012-MEM/DM, Disponen Adecuación de los Procedimientos Técnicos del COES a Contratos de Concesión de Reserva Fría de Generación.

#### 4. PRODUCTOS

Los resultados de la aplicación del presente Procedimiento Técnico serán:

- a) Programa Semanal de Operación (PSO).
- b) Programa Diario de Operación (PDO).

Estos programas de operación deben contener como mínimo la información detallada en el numeral 4 del Anexo 2 del presente Procedimiento Técnico.

#### 5. DEFINICIONES

Para la aplicación del presente Procedimiento, los términos en singular o plural que se inicien con mayúscula se encuentran definidos en el "Glosario de Abreviaturas y Definiciones utilizadas en los Procedimientos Técnicos del COES-SINAC", aprobado mediante Resolución Ministerial N° 143-2001-EM/VME o la que lo sustituya; así como en la normativa citada en la Base Legal.

En todos los casos, cuando se citen procedimientos técnicos o cualquier otro dispositivo legal en el presente Procedimiento, se entenderá que incluyen sus normas modificatorias y sustitutorias.

#### 6. RESPONSABILIDADES

##### 6.1. Del COES

- 6.1.1. Establecer la forma y medios en que los Integrantes deben presentar la información que se utilizará para la elaboración del PSO y PDO.
- 6.1.2. Consolidar toda la información necesaria, obtenida a través de la aplicación de los diferentes Procedimientos Técnicos del COES, para la elaboración del PSO y PDO. En caso lo requiera, podrá solicitar aclaraciones, precisiones o información adicional que considere pertinente para el cumplimiento del presente Procedimiento Técnico.
- 6.1.3. Elaborar el PSO y el PDO utilizando la información presentada por sus Integrantes y/o la mejor información disponible, cumpliendo con los plazos y metodología establecida en el presente Procedimiento Técnico.
- 6.1.4. Vía su Portal de Internet, poner a disposición de los Integrantes el PSO y PDO en los formatos que éste establezca y en los plazos fijados en el presente Procedimiento Técnico.
- 6.1.5. Vía su Portal de Internet, poner a disposición de los Integrantes los archivos de entrada y salida de los modelos matemáticos utilizados en la elaboración del PSO y PDO.
- 6.1.6. Coordinar con los Integrantes, a través de sus Centros de Control, las modificaciones al PSO y PDO que el COES considere necesarias y las que resulten de atender las observaciones de los Integrantes para ser consideradas en la emisión del PDO o RDO, según corresponda.

##### 6.2. De los Agentes del SEIN

- 6.2.1. Los Integrantes del COES deberán enviar la información detallada en el numeral 7 del presente Procedimiento Técnico, en los formatos y medios que establezca el COES dentro de los plazos establecidos en

este o en su respectivo Procedimiento Técnico y en la normativa que la regule. Asimismo, cuando el COES lo solicite, oportunamente deberán absolver las observaciones, requerimientos de información adicional así como aclaraciones y/o precisiones respecto a la información remitida.

- 6.2.2. Verificar que el PSO y PDO y las disposiciones operativas del COES no vulneren la seguridad de sus equipos e instalaciones o las disposiciones normativas referidas a sus obligaciones ambientales, de conservación del Patrimonio Cultural de la Nación u otras obligaciones legales de carácter imperativo, en cuyo caso, deberán comunicarlo al COES previo a la ejecución del programa, presentando el sustento técnico correspondiente.
- 6.2.3. Excepcionalmente y cuando el COES lo requiera, los Agentes del SEIN que no sean integrantes del COES, deberán remitir la información que éste solicite para el cumplimiento del presente Procedimiento Técnico. Asimismo, cuando el COES lo solicite, oportunamente deberán absolver las observaciones, requerimientos de información adicional así como aclaraciones y/o precisiones respecto a la información remitida.
- 6.2.4. Los Agentes del SEIN son responsables de que la información que remitan al COES sea veraz, correcta y adecuada.

## **7. INFORMACIÓN UTILIZADA PARA LA ELABORACIÓN DEL PSO Y PDO**

Para la elaboración del PSO y PDO se utilizará la información detallada en el presente numeral, la cual es obtenida por el COES en aplicación del presente Procedimiento Técnico y/o de los demás Procedimientos Técnicos señalados a continuación o aquellos que los modifiquen o sustituyan.

### **7.1. Información de Intercambios Internacionales de Electricidad**

La declaración de los Agentes Autorizados para suscribir contratos de Intercambios de Electricidad relativa a la ejecución de los mismos, siguiendo las disposiciones establecidas en el Procedimiento Técnico COES "Intercambios Internacionales de Electricidad en el Marco de la Decisión 757 de la CAN".

### **7.2. Disponibilidad de combustible de las centrales térmicas**

Los valores de disponibilidad del combustible y las limitaciones en capacidad de transporte de gas natural informados por los integrantes para elaborar el PSO y PDO. Esta información deberá ser presentada por los integrantes en los plazos establecidos en el numeral 9.1 del presente Procedimiento Técnico.

### **7.3. Costo de Racionamiento para programación de la operación**

El Costo de Racionamiento aplicable para la programación de la operación será el utilizado para el Plan de Transmisión vigente.

### **7.4. Características técnicas de las Unidades de Generación y de las instalaciones de transmisión**

Se debe considerar todas las combinaciones operativas de las Unidades de Generación con las cuales se le otorgó la Operación Comercial, así como las demás características técnicas de las Unidades de Generación y las instalaciones de transmisión que se encuentren vigentes de acuerdo a lo informado por sus Titulares en sus respectivas Fichas Técnicas presentadas para la conexión de sus instalaciones al SEIN, o aquellas que las reemplacen

o modifiquen conforme al Procedimiento Técnico COES "Ingreso, Modificación y Retiro de Instalaciones en el SEIN".

#### **7.5. Pronóstico de los aportes hídricos**

El pronóstico de los aportes hídricos será aquel que resulte de la aplicación del Procedimiento Técnico "Información Hidrológica para la Operación del SEIN".

#### **7.6. Demanda prevista**

La demanda prevista será la determinada de acuerdo al Procedimiento Técnico "Pronóstico de la Demanda a Corto Plazo del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional".

#### **7.7. Costos Variables y de Arranque-Parada de las Unidades de Generación**

Los Costos Variables asociados a las Centrales Térmicas e Hidroeléctricas y los Costos de Arranque - Parada y de Baja Eficiencia Rampa de Incremento-Disminución de Generación de las Unidades de Generación, serán los determinados de acuerdo al Procedimiento Técnico "Cálculo de los Costos Variables de las Unidades de Generación".

#### **7.8. Mantenimientos e intervenciones en los equipos del SEIN**

Los mantenimientos e intervenciones de los equipos del SEIN serán los definidos de acuerdo a lo establecido en el Procedimiento Técnico "Programación del Mantenimiento para la Operación del Sistema Interconectado Nacional".

#### **7.9. Reserva Rotante**

La Reserva Rotante será la determinada de acuerdo a los Procedimientos Técnicos "Reserva Rotante para Regulación Primaria de Frecuencia" y "Reserva Rotante para Regulación Secundaria de Frecuencia".

#### **7.10. Pruebas de Unidades de Generación**

La programación de pruebas de Unidades de Generación de acuerdo a lo establecido en el Procedimiento Técnico "Pruebas de Unidades de Generación" y el Procedimiento Técnico "Ingreso, Modificación y Retiro de Instalaciones en el SEIN".

#### **7.11. Programa de generación de Centrales de Cogeneradores Calificada**

Los programas de producción asociada de energía y calor útil presentados por los Titulares de Centrales de Cogeneración Calificadas, en los plazos establecidos en el numeral 9.1 del presente Procedimiento Técnico.

#### **7.12. Programa de generación de las Unidades de Generación que utilizan RER**

Los programas de generación asociados a las características de su fuente primaria de energía presentados por los Titulares de Unidades de Generación con RER, en los plazos establecidos en el numeral 9.1 del presente Procedimiento Técnico.

#### **7.13. Unidades de Generación con regímenes particulares**

Los criterios y disposiciones para la programación de las Unidades de Generación que se encuentran bajo un régimen normativo particular (por ejemplo: Reserva Fría de Generación u otros similares), se considerarán de acuerdo a lo dispuesto en las normas específicas vigentes para dicho fin.

#### **7.14. Información proveniente de la programación de Mediano Plazo**

El enlace entre la programación de Corto Plazo y la programación de Mediano Plazo se realizará mediante la Función de Costos Futuros de los embalses optimizables para uso energético que fueron modelados en el Mediano Plazo, de acuerdo al Anexo 1 del presente Procedimiento Técnico.

#### **7.15. Otra información**

De considerarlo necesario para la programación de la operación, el COES podrá solicitar el envío de información adicional, los cuales deberán presentar al COES en los plazos establecidos en el numeral 9.1 del presente Procedimiento Técnico.

### **8. METODOLOGÍA Y CRITERIOS ESPECÍFICOS**

#### **8.1. METODOLOGÍA**

La metodología a utilizar en la elaboración del PSO y PDO es la detallada en el Anexo 2 del presente Procedimiento Técnico.

#### **8.2. CRITERIOS ESPECÍFICOS**

##### **8.2.1. Criterios de seguridad del SEIN**

Como parte de la elaboración del PSO y PDO se debe verificar el cumplimiento de los Criterios de Seguridad establecidos en el Procedimiento Técnico "Criterios para la Seguridad Operativa de Corto Plazo del SEIN" y de corresponder, realizar las modificaciones que surjan por la aplicación de dicho Procedimiento Técnico.

##### **8.2.2. Condiciones iniciales a ser considerados en el PSO y PDO**

Las condiciones operativas correspondientes al inicio del periodo de optimización a considerar en el PSO y PDO (niveles de los embalses, Despacho Económico de Generación y topología del Sistema de Transmisión) son las siguientes:

Para el PSO: Las que se esperan al término de la semana operativa vigente y las consideraciones del PDO correspondiente al viernes previo al inicio del PSO en elaboración.

Para el PDO: Las que se esperan a las 24:00 horas del PDO o RDO en ejecución.

##### **8.2.3. Centrales Hidroeléctricas de Pasada**

Estas centrales deberán ser modeladas con capacidad de almacenamiento igual a cero.

##### **8.2.4. Unidades de Generación en pruebas**

El despacho de generación de las Unidades o Centrales en pruebas, será igual al valor del programa enviado por el Agente del SEIN, independientemente de sus Costos Variables, y será considerada como no optimizable.

##### **8.2.5. Centrales de Cogeneración Calificadas**

Las Unidades de Generación de las Centrales de Cogeneración Calificadas se tratarán de acuerdo a lo establecido en el Reglamento de Cogeneración.

#### 8.2.6. Programa de generación de las Unidades de Generación que utilizan RER

El PSO y PDO deben incluir los programas de generación informados al COES por los Agentes del SEIN titulares de generación con RER, los cuales serán considerados con Costo Variable igual a cero de acuerdo a lo dispuesto por la normativa vigente.

#### 8.2.7. Programa de Racionamiento Manual de Carga (PRMC)

En caso de aplicar racionamiento, en el PSO y el PDO, primero se considerará a los usuarios calificados por el COES dentro el mecanismo de desconexión voluntaria de carga, y posteriormente, en caso no hubiese usuarios calificados o la suma de sus potencias no sea suficiente para cubrir el racionamiento, se establecerá el Programa de Racionamiento Manual de Carga (PRMC) de acuerdo a la metodología definida en el Procedimiento Técnico "Racionamiento por Déficit de Oferta".

#### 8.2.8. Parámetros del Modelo de Despacho Económico

En caso que el Modelo de Despacho Económico utilizado para elaborar el PSO y PDO requiera la fijación de parámetros particulares (tales como error de convergencia, tolerancias, número de iteraciones, etc.), estos serán fijados por el COES, mediante la emisión de Notas Técnicas.

#### 8.2.9. Falta de información

Cuando los Integrantes del COES o excepcionalmente los Agentes del SEIN, no cumplan con en el envío de información en los plazos establecidos o cuando las observaciones, aclaraciones y requerimientos de información adicional no sean absueltas a satisfacción del COES; para la elaboración de los programas de operación de Corto Plazo, el COES tomará a su criterio la mejor información disponible a utilizar y la pondrá en conocimiento de los Integrantes del COES.

#### 8.2.10. Horizonte de Optimización

*El horizonte de optimización a utilizar para elaborar el PDO será de tres (3) días como mínimo. De resultar necesario, a partir del segundo día se utilizará la información de mantenimientos correspondiente al PSO en ejecución o, de corresponder, la información del PSO en elaboración. Se podrá utilizar una discretización horaria a fin de reducir los tiempos de cálculo del modelo de optimización.*

*El horizonte de optimización para elaborar el PSO será de siete (07) días como mínimo y se podrá utilizar una discretización diferente a la horaria para los últimos días a fin de reducir los tiempos de cálculo del modelo de optimización<sup>1</sup>.*

---

<sup>1</sup> De acuerdo con la Disposición Complementaria Transitoria Única de la Resolución de OSINERGMIN que aprueba el presente Procedimiento Técnico, este numeral entrará en vigencia a partir del 01 de diciembre de 2016. En tanto no se encuentre vigente este numeral, regirá en su lugar lo siguiente:

##### \*Horizonte de Optimización

El horizonte de optimización a utilizar para elaborar el PDO será de un (01) día como mínimo.

El horizonte de optimización para elaborar el PSO será de siete (07) días como mínimo y se podrá utilizar una discretización diferente a la horaria para los últimos días a fin de reducir los tiempos de cálculo del modelo de optimización."

## 9. HORIZONTE, PERIODICIDAD Y PLAZOS

- 9.1. La información detallada en el numeral 7 que debe ser presentada por los integrantes al COES, será entregada en los siguientes plazos.

PORGRAMA	PLAZO DE ENTREGA DE INFORMACIÓN
PSO	Hasta las 14:00 horas del martes de cada semana

PORGRAMA	PLAZO DE ENTREGA DE INFORMACIÓN
PDO	Hasta las 09:00 horas de cada día

Los formatos bajo los cuales se debe presentar la información serán los que el COES publique en su portal de internet.

- 9.2. Para la publicación del PSO y del PDO por parte del COES.

PROGRAMA	PLAZO	HORIZONTE
PSO	Será publicado por el COES, a más tardar a las 18:00 horas del jueves de cada semana	Se realiza para el periodo de una semana, que comprende desde las 00:00 horas del sábado hasta las 24:00 horas del viernes de la semana siguiente.
PDO	Será publicado por el COES hasta las 16:00 horas de cada día.	Se realiza para un periodo diario que comprende desde las 00:00 horas hasta las 24:00 horas del día siguiente al día de su publicación

## 10. ANEXOS

Anexo	Descripción
1	Metodología para enlazar la Programación de Corto Plazo con la programación de Mediano Plazo.
2	Metodología para la Programación de la Operación de Corto Plazo

## ANEXO 1

### METODOLOGÍA PARA ENLAZAR LA PROGRAMACIÓN DE CORTO PLAZO CON LA PROGRAMACIÓN DE MEDIANO PLAZO

#### 1. METODOLOGÍA

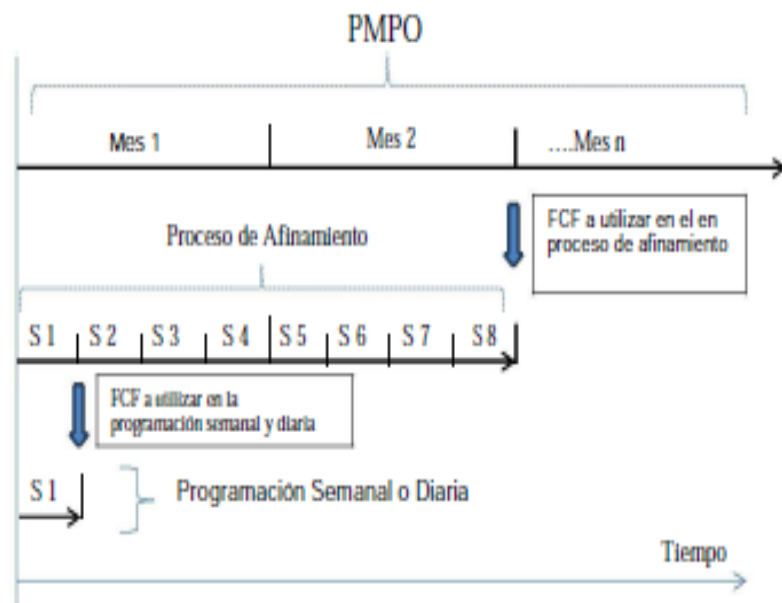
El enlace entre las decisiones previstas en el Mediano Plazo (operación futura) y las decisiones de Corto Plazo, se realiza mediante la Función de Costos Futuros (FCF) de los embalses calificados como estacionales, de acuerdo al Procedimiento Técnico "Información Hidrológica para la Operación del SEIN".

#### 2. SECUENCIA DEL PROCESO

- 2.1. En caso que el Programa de Mediano Plazo de la Operación del SEIN (PMPO) vigente posea etapas mensuales, se procederá a refinar los resultados correspondientes a los dos primeros meses de dicho PMPO mediante su desagregación en etapas semanales para lo cual se debe seguir el siguiente proceso:
  - 2.1.1. Para determinar la Función de Costos Futuros a utilizar en el PSO y PDO se representará el SEIN utilizando un modelo de optimización basado en programación dinámica dual estocástica u otro algoritmo equivalente.
  - 2.1.2. Como mínimo, se utilizará el nivel de detalle del modelamiento de los embalses, topología hidráulica, Sistema de Transmisión, costos y parámetros técnicos utilizados en el PMPO.
  - 2.1.3. La demanda a utilizar será la prevista en el PMPO vigente o reajustada en base a la Información del Despacho Económico ejecutado que se encuentre disponible y otra información que difiera de la que fue utilizada en la elaboración del PMPO. Esta demanda será representada en etapas semanales con cuatro (04) bloques horarios por etapa como mínimo.
  - 2.1.4. La Información de caudales a utilizar será la que se determine en aplicación del Procedimiento Técnico "Información Hidrológica para la Operación del SEIN".
  - 2.1.5. El horizonte de optimización será hasta el periodo correspondiente a la FCF del PMPO del segundo mes.
  - 2.1.6. La representación de la operación futura al final del horizonte de optimización del proceso de refinamiento será tomada en cuenta mediante la utilización de la FCF generada por el PMPO correspondiente a la etapa final considerado en el proceso de refinamiento.
  - 2.1.7. Con la información actualizada hasta el mediodía del miércoles de cada semana, se procederá a ejecutar el modelo de optimización a fin de generar la FCF para la semana correspondiente al PSO en elaboración.

En el siguiente gráfico se detalla el proceso descrito en el numeral 2.1 previo.





- 2.2. En caso que el PMPO posea etapas semanales, se procederá directamente de acuerdo a lo señalado en el numeral 2.1.7 previo.
- 2.3. La FCF correspondiente al final de la primera etapa semanal generada de acuerdo a lo señalado en el numeral 2.1 o el numeral 2.2, constituirá un dato de entrada para la determinación del PSO y el PDO.

## ANEXO 2

### METODOLOGÍA PARA LA PROGRAMACIÓN DE LA OPERACIÓN DE CORTO PLAZO

#### 1. PROGRAMACIÓN DE OPERACIÓN CORTO PLAZO

El objetivo de la programación de la operación de Corto Plazo es determinar el menor costo total de operación del SEIN, garantizando la seguridad del abastecimiento de energía eléctrica y el mejor aprovechamiento de los recursos energéticos disponibles. Lo cual implica que la referida programación considere la operación de Unidades de Generación, minimizando el costo incurrido en la generación incluido el Racionamiento, durante un periodo de tiempo determinado y considerando las Restricciones Operativas Impuestas.

La programación de la operación de Corto Plazo comprende un horizonte semanal o diario según sea el caso, con una resolución máxima de una hora. Debe considerar señales de costo futuro del agua, provenientes de la programación del Mediano Plazo representadas como una Función de Costo Futuro (FCF).

La programación de la operación de Corto Plazo se obtiene mediante la aplicación de técnicas de optimización matemática. La función objetivo está formulada para minimizar el costo de operación presente, futuro y el de Racionamiento en el SEIN, considerando las restricciones técnicas aplicables.

#### 2. FORMULACIÓN DEL MODELO DE DESPACHO ECONÓMICO PARA LA PROGRAMACIÓN DE CORTO PLAZO

La función objetivo de dicho modelo debe permitir considerar los siguientes términos:

- 2.1. Costos Variables de las Unidades o Centrales de Generación mediante una representación cuadrática o lineal por tramos de la función de costo horario versus potencia de las Unidades de Generación.
- 2.2. Costos de Arranque-Parada y de Baja Eficiencia rampa de Aumento-Disminución de Generación de las Unidades o Centrales de Generación.
- 2.3. Máquina de Racionamiento por cada Barra de demanda modelada. La inclusión de esta variable tiene como fin evitar infactibilidades en la solución del problema y mostrar señales adecuadas de costos cuando la generación disponible es insuficiente para atender la demanda prevista.
- 2.4. FCF esperado por el uso del agua proveniente de embalses calificados como estacionales con capacidad de ser optimizados para uso energético, es decir aquellos embalses cuya magnitud de descargas puede determinarse con la finalidad de optimizar la operación del SEIN.
- 2.5. Otros costos que pudieran identificarse y resulten importantes de tenerse en cuenta. Por ejemplo: los costos de sólidos en suspensión y la retribución única al Estado por uso de agua (Artículo 107° de la Ley de Concesiones Eléctricas).

Las restricciones que mínimamente se deben considerar en el modelo son las siguientes:

- 2.6. Centrales Hidroeléctricas: Límites entre su Generación Mínima Técnica y la Máxima Potencia, ecuación de potencia en función del caudal.
- 2.7. Centrales Térmicas: Límites entre su Generación Mínima Técnica y la Máxima Potencia que pueda entregar la Central o Unidad de Generación tomando en

cuenta toda condición que le cause una reducción de potencia, tales como las condiciones ambientales.

- 2.8. Ciclos Combinados: Modalidades de operación que respeten sus tiempos mínimos de operación y fuera de operación, así como los costos asociados a cada modo operativo.
- 2.9. Líneas del Sistema de Transmisión y Transformadores: Modelado mediante flujo en DC (corriente continua) que permita representar los límites de flujo y la consideración explícita de las pérdidas ya sea modeladas mediante una función no lineal o linealizada con al menos 3 tramos.
- 2.10. Embalses y topología hidráulica: Límites de volúmenes máximos y mínimos, ecuación de balance hídrico considerando la topología hidráulica, restricciones asociadas a vertimientos, riego, capacidad de cauces y canales, etc.
- 2.11. Balance Nodal: Ecuación de balance nodal por Barra modelada.
- 2.12. Reserva Rotante: Representación de los requerimientos de Reserva Rotante para Regulación Primaria y Secundaria de Frecuencia.
- 2.13. Mantenimientos: Centrales Hidroeléctricas, Centrales Térmicas, Líneas de Transmisión y Transformadores.
- 2.14. Enlace con el Mediano Plazo: El modelo debe poder incorporar la FCF proveniente del PMPO.

La incorporación de otras restricciones dependerá de la capacidad del modelo matemático para representarlas adecuadamente y que el tiempo de cálculo sea compatible con su aplicación práctica.

### **3. CARACTERÍSTICAS DEL MODELO PARA LA PROGRAMACIÓN DE CORTO PLAZO**

El modelo de optimización a utilizar en la programación de Corto Plazo debe estar basado en técnicas de programación matemática que, además de minimizar el costo total de operación, permitan conocer los Multiplicadores de *Lagrange* asociados a las restricciones modeladas. Asimismo, debe permitir modelar, como mínimo, la función objetivo y las restricciones definidas en el ítem 2 del presente Anexo. Además, dicho modelo debe permitir un fácil ingreso de la información, así como la lectura de los resultados.

Los tiempos de ejecución deben ser tales que faciliten el cumplimiento de las actividades operativas del COES.

### **4. RESULTADOS DEL MODELO DE DESPACHO ECONÓMICO PARA LA PROGRAMACIÓN DE CORTO PLAZO**

El modelo de optimización debe entregar como mínimo, los siguientes resultados para cada uno de los sub periodos de optimización considerados:

- 4.1. Generación para cada una de las Centrales y Unidades de Generación modeladas.
- 4.2. Costos Marginales de Corto Plazo para cada Barra modelada, dado por el Multiplicador de *Lagrange* asociado a la ecuación de balance nodal de dicha Barra.
- 4.3. Volumen para cada uno de los embalses modelados.

- 4.4. Valor del Agua de los embalses semanales y horarios, clasificados de acuerdo al Anexo 3 del Procedimiento Técnico "Información Hidrológica para la Operación del SEIN, obtenido del Multiplicador de Lagrange asociado a la restricción de balance hidráulico para las centrales asociadas a dichos embalses.
- 4.5. Vertimientos para cada uno de los embalses modelados.
- 4.6. Racionamiento por Barra modelada.
- 4.7. Flujos de potencia por líneas de transmisión y transformadores modelados.
- 4.8. Operación de Unidades de Generación forzadas así como los motivos de las mismas.

Anexo 3: PR-09 Coordinación de la operación en tiempo real del sistema interconectado nacional

<b>COES SINAC</b>	<b>PROCEDIMIENTO TÉCNICO DEL COMITÉ DE OPERACIÓN ECONÓMICA DEL SINAC</b>	<b>PR – 09</b>
<b>COORDINACION DE LA OPERACION EN TIEMPO REAL DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL</b>		
<ul style="list-style-type: none"> <li>□ Aprobado en S.D. N° 10 del 02 de mayo de 1995.</li> <li>□ Modificación aprobada en S.D. N° 128 del 25 de agosto de 2000.</li> <li>□ Aprobado según R.M. N° 143-2001-EM/VME del 26 de marzo de 2001.</li> <li>□ Modificado según R.M. N° 232-2001-EM/VME del 29 de mayo del 2001.</li> <li>□ Modificado según R.M. N° 009-2009-MEM/DM del 13 de enero de 2009.</li> <li>□ Modificado según Resolución OSINERGMIN N° 004-2011- OS/CD del 13 de enero de 2011.</li> </ul>		

**1. OBJETIVO**

Reglamentar las coordinaciones de la Operación en Tiempo Real del SINAC, en los estados de operación normal, alerta, emergencia y recuperación, considerando lo dispuesto en las Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos (NTCSE) y la Norma de Operación en Tiempo Real de los Sistemas Interconectados (NTOTR).

**2. BASE LEGAL**

- 2.1. Decreto Ley N° 25844.- Ley de Concesiones Eléctricas Decreto (Artículos 39°, 40°, Inciso c, 41°. Incisos a y b)
- 2.2. Decreto Supremo N° 009-93-EM.- Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas (Artículos 91°. Incisos a y b, 92°, 93°, 95°, 97°, 201°)
- 2.3. Decreto Supremo N° 009-99-EM.- Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos (Títulos Tercero, Quinto y Sexto)
- 2.4. Resolución Directoral N° 049-99-EM/DGE.- Norma Técnica para la Operación en Tiempo Real de los Sistemas Interconectados.
- 2.5. Decreto Supremo N° 037-2006-EM – Reglamento de Cogeneración (Artículo 7°)
- 2.6. Ley N° 28832, Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica (Artículos 12° y 14°, inciso c).
- 2.7. Decreto Supremo N° 027-2008-EM, Reglamento del COES (Artículos 27.2, inciso a).
- 2.8. Decreto Legislativo N° 1002, Promoción de la Inversión para la Generación de Electricidad con el Uso de Energías Renovables.
- 2.9. Decreto Supremo N° 050-2008-EM, Reglamento de la Generación de Electricidad con Energías Renovables (Artículos 1.17, 19.1, Disposición Complementaria Única).
- 2.10. Estatutos del COES.

**3. DEFINICIONES**

Las definiciones utilizadas en el presente Procedimiento, están precisadas en el Glosario de Abreviaturas y Definiciones.

**4. RESPONSABILIDADES**

- 4.1. De la DOCOES

- 4.1.1. Remitir al Coordinador y a los Miembros del COES los programas de operación: PSO, PDO y Reprogramación de la Operación, de acuerdo a los plazos, horarios y medios establecidos en los procedimientos PR-Nº 01, PR-Nº 02 y PR-Nº 06.
- 4.1.2. Atender los requerimientos de reprogramación solicitados por el Coordinador en los términos, formas y plazos establecidos en el procedimiento PR-Nº 06.
- 4.1.3. Enlazar su sistema informático con el del Coordinador, a través de un sistema de comunicación confiable y compatible. El sistema de la DOCOES debe adaptarse al protocolo de comunicaciones del Coordinador.
- 4.1.4. Efectuar el seguimiento de la evolución de las variables de control del sistema en tiempo real, a fin de tomar decisiones sobre la reprogramación de la operación del Sistema.
- 4.1.5. Recopilar en tiempo real y/o diferido la información del Coordinador y de los Miembros del COES, los datos necesarios para elaborar los programas de operación de corto plazo (PSO, PDO y Reprogramación de la operación).
- 4.1.6. Realizar una evaluación del despacho ejecutado, considerando el PDO, su reprogramación y, según el caso, un despacho idealizado en los casos que se requiera según acuerdos y procedimientos vigentes. Es responsable de elaborar el IEOD utilizando la información disponible de la ejecución de la operación en tiempo real.
- 4.1.7. Convocar a reuniones a los Miembros del COES para el análisis de fallas de los eventos más resaltantes del sistema, cuyos resultados serán comunicados al OSINERG dentro de los plazos establecidos por la NTCSE.
- 4.1.8. Programar y evaluar el cumplimiento de la asignación, la distribución y el uso óptimo de los recursos destinados para la reserva rotante del sistema o áreas responsables de los subsistemas aislados.
- 4.1.9. Está obligado a reconocer la referencia horaria establecida por el Coordinador utilizando el sistema de información de tipo satelital, y sincronizar esta referencia para la información de uso interno de la DOCOES y de las empresas Miembros del COES.
- 4.1.10. Elevar un informe ampliado y sustentado en relación al informe preliminar emitido por el Coordinador, de los hechos que originen interrupciones de más del 5 por ciento (5%) de la demanda del sistema, al Ministerio de Energía y Minas (la Dirección General de Electricidad) y al OSINERG, dentro de las 48 horas de producido el evento.
- 4.1.11. Establecer las tensiones de operación a ser controladas en barras del sistema de transmisión del SINAC, derivados de los estudios especializados que realiza la DPP.
- 4.1.12. Evaluar el trato equitativo y la calidad de servicio eléctrico que el Coordinador brinde a los clientes de los Miembros del COES del Sistema en general.

- 4.1.13. Establecer las prioridades y los procedimientos para controlar manualmente las tensiones de barras del SINAC, previo estudio especializado.
- 4.1.14. Establecer de acuerdo con los Miembros del COES y el Coordinador el uso del código fonético internacional, para comunicaciones verbales en medios alternativos de comunicación.
- 4.1.15. Establecer la secuencia de conexión y desconexión de líneas y los correspondientes procedimientos de coordinación entre el Coordinador y los Miembros del COES, previo estudio especializado.
- 4.1.16. Incluir los programas de racionamiento en los Programas de Operación Anual, Mensual, Semanal y Diario, en caso se prevea déficit de oferta en el sistema, y verificar el cumplimiento con la información que el coordinador proporcione acerca de la ejecución de los mismos.
- 4.1.17. Pre-establecer los esquemas de rechazo automático de carga antes del 30 de setiembre de cada año, o en fecha que la Autoridad determine.
- 4.1.18. Pre-establecer rechazos manuales de carga y/o desconexión de generadores u otros equipos para preservar la estabilidad y seguridad del sistema, basado en estudios del Sistema.
- 4.1.19. Informar de los casos de incumplimientos y trasgresiones de las normas NTCSE y NTOTR a OSINERG y la DGE.
- 4.1.20. Establecer la forma y plazos en que los titulares de generación, redes de transmisión, redes de distribución y clientes libres deben presentar la información técnica en tiempo diferido.
- 4.1.21. Solicitar a través del Coordinador la forma en que los titulares de generación, redes de transmisión, redes de distribución y clientes libres deben presentar la información en tiempo real y diferido, requerida para el cumplimiento de sus funciones.
- 4.1.22. Desarrollar los estudios eléctricos que garanticen la seguridad, calidad y economía de la operación.
- 4.1.23. Revisar y aprobar los estudios de operatividad de las instalaciones existentes o nuevas del Sistema, que son necesarios para garantizar la confiabilidad y operatividad del Sistema.
- 4.1.24. Evaluar los reclamos que hubiere a la reprogramación de la operación del sistema y a las disposiciones operativas del Coordinador.
- 4.1.25. Realizar estudios para definir el plan de restablecimiento del Sistema.
- 4.2. Del Coordinador
  - 4.2.1. Coordinar la operación en tiempo real del sistema, a que se refiere el Artículo 92º del Reglamento, e informar permanentemente al Director de Operaciones. La actividad de coordinación se desarrolla las 24 horas de todos los días del año.
  - 4.2.2. Disponer en todo momento de un Ingeniero Coordinador de turno, encargado de ejecutar la operación en tiempo real de las instalaciones del sistema en coordinación con los Miembros del COES. El Coordinador debe suministrar, oportunamente a la DOCOES, toda la información que ésta requiera para evaluar, programar o reprogramar la operación del sistema. Asimismo, está obligado a poner a disposición de la DOCOES,

en tiempo real, la información relacionada con la operación del sistema que se le solicite.

- 4.2.3. Para la transferencia de información de tiempo real con la DOCOES, proporcionar los puertos de comunicación necesarios dentro de sus instalaciones.
- 4.2.4. Proporcionar a la DOCOES y a los Miembros del COES el acceso a la siguiente información:
  - a El despacho real de las unidades de generación: potencia activa y reactiva.
  - b Los costos marginales, costos diarios de operación/raционamiento del sistema.
  - c Las perturbaciones ocurridas
  - d Las horas de salida y reconexión de equipos por mantenimiento/falla.
  - e Las horas de orden de arranque/parada y las de ingreso/salida de unidades.
  - f Las disposiciones de la reprogramación de la operación del sistema.
  - g Las disposiciones de regulación de tensión, frecuencia, etc.
  - h El registro de la frecuencia.
  - i Otra información técnica adicional que sea requerida por la DOCOES.
- 4.2.5. Elevar un informe preliminar de los hechos que origine interrupciones de suministro a más del 5 por ciento (5%) de la demanda del sistema al Ministerio de Energía y Minas, y al OSINERG, con copia a la DOCOES, dentro de las dos (2) horas de ocurrido el hecho. Este informe será ampliado y sustentado ante dichos organismos, por la DOCOES, dentro de las cuarenta y ocho (48) horas de producido el evento.
- 4.2.6. Supervisar y coordinar la operación en tiempo real del SINAC, siguiendo el PDO o su reprogramación e informa a la DPP su ejecución en los IDCOP.
- 4.2.7. Solicitar a la DPP de la DOCOES la reprogramación de la operación en tiempo real del SINAC.
- 4.2.8. Superar el cambio del estado de "ALERTA" al estado "NORMAL", mediante la adecuada utilización y restitución de la reserva rotante, reduciendo el riesgo de que el sistema pase al estado de "EMERGENCIA".
- 4.2.9. Disponer la operación de la(s) unidad(es) de reserva no sincronizada de emergencia, si las condiciones del sistema lo ameritan.
- 4.2.10. Adecuar la configuración del SINAC preservando la seguridad y calidad del servicio eléctrico, logrando minimizar los costos de operación y de racionamiento.



- 4.2.11. Supervisar en tiempo real la reserva rotante asignada para RPF y RSF, la frecuencia, el perfil de tensiones, los flujos de potencia activa y reactiva, etc., en instalaciones y equipos vinculados al COES.
- 4.2.12. Registrar, evaluar y difundir la información de la operación en tiempo real. Por ejemplo: los caudales de operación, los niveles de los embalses de regulación para las centrales hidráulicas y el volumen de combustible almacenado para las centrales térmicas, etc.
- 4.2.13. Supervisar la ejecución de toda actividad que conlleve a un cambio de estado de los equipos y dispositivos del sistema eléctrico vinculado al COES.
- 4.2.14. Dirigir en coordinación con los CC de los Miembros del COES, el restablecimiento del sistema luego de una perturbación e informa a la DPP las coordinaciones y acciones tomadas, que permitan el análisis de fallas. La referida debe contener entre otros: la relación de la actuación de los sistemas de protección, señalizaciones, oscilogramas, actuación de los equipos de maniobras, valores de los parámetros de control pre y post falla, entre otros.
- 4.2.15. Por razones de mantenimiento o falla en el sistema u otras causas justificadas, el Coordinador podrá delegar a un integrante, la coordinación de la operación en tiempo real de un área, por un período determinado, manteniendo la supervisión periódica. La delegación debe quedar claramente registrada por el emisor y los receptores (si son varias áreas de coordinación) y será comunicada oportunamente a la DPP.
- 4.2.16. En ausencia de la reprogramación elaborada por la DPP, reformular el programa de operación, considerando los criterios de seguridad, calidad y mínimo costo operativo y de acuerdo a los procedimientos vigentes.
- 4.2.17. Mantener una adecuada comunicación con los CC de los Miembros del COES del sistema para conducir la operación durante las 24 horas del día y en cualquier circunstancia, a fin de preservar la seguridad y calidad del suministro eléctrico del SINAC. Por otro lado el Coordinador establecerá la referencia horaria para el registro de todos los eventos y actividades vinculados con la operación en tiempo real del sistema utilizando referencia de tiempo de tipo satelital (GPS).
- 4.2.18. La empresa o empresas en cuya representación actúa el Coordinador, son pasibles de las sanciones a que hubiere lugar por el mal servicio y/o el incumplimiento por parte del Coordinador, en aplicación de la ley, el reglamento, la norma y los procedimientos operativos aprobados por el COES. Las sanciones a que hubiere lugar se ejecutarán de acuerdo a la NTOTR.
- 4.2.19. Establecer el detalle de la información en tiempo real de las señales de alarma de generadores, subestaciones, líneas, transformadores y equipos de compensación reactiva que le deben ser presentadas.
- 4.2.20. Informar las características técnicas del protocolo de comunicación de su sistema SCADA para llevar a cabo la transferencia de información en tiempo real.
- 4.2.21. Evaluar cuándo se considera que un sistema de comunicaciones es confiable y compatible con el del Coordinador.

- 4.2.22. Disponer las medidas necesarias en caso de que las empresas Miembros del COES o algún otro Integrante del SINAC informen de sobrecargas de sus equipos.
- 4.2.23. Supervisar y controlar los niveles de tensión en barras de transmisión del SINAC.
- 4.2.24. Disponer la puesta en servicio de las unidades de generación de emergencia cuando la tensión está por debajo del 97,5% de la tensión de operación y el rechazo de carga para valores inferiores al 95%.
- 4.2.25. Instruir a los CC de generación las directivas para regular la frecuencia del sistema mediante la RPF y RSF.
- 4.2.26. Cuando las variaciones sostenidas de frecuencia exceden tolerancias, disponer las medidas correctivas necesarias para mantener la frecuencia dentro de las tolerancias establecidas.
- 4.2.27. Cuando el error acumulado de frecuencia excede la tolerancia de IVDF, establecer una estrategia de recuperación e implementarla.
- 4.2.28. Llevar el registro de la IVDF semanal, mensual y anual.
- 4.2.29. Disponer la ejecución de maniobras que involucren equipos de generación y transmisión, así como aquellos de distribución o de clientes libres que considere necesarios.
- 4.2.30. Definir, en la ejecución del programa de operación la secuencia de maniobras en las instalaciones de los Miembros del COES, en coordinación con éstos y la DOCOES.
- 4.2.31. Evaluar los reclamos que hubiere a la reprogramación de la operación del sistema y a las disposiciones operativas del Coordinador, pudiendo rechazarlas o aceptarlas.
- 4.2.32. Evaluar los déficit por desconexión intempestiva de equipos, variación de la demanda y/o los caudales respecto a la programación diaria, tomando las medidas correctivas correspondientes y coordinando la reprogramación de la operación con la DPP.
- 4.2.33. Supervisar el cumplimiento de los programas de racionamiento incluidos en el Programa de Operación Diario, tomando las medidas necesarias e informando a la DOCOES de su ejecución.
- 4.2.34. Disponer las acciones necesarias para restablecer la operación del sistema a su estado normal, después de producida una perturbación.
- 4.2.35. Cuando sucede una falla general en el Sistema, aplicar el plan de restablecimiento del Sistema, en coordinación con los Miembros del COES.
- 4.2.36. Otorgar autonomía a los Miembros del COES para ejecutar maniobras, cuando las circunstancias lo justifiquen.
- 4.2.37. Elaborar el informe de perturbaciones, remitiéndolo a los Miembros del COES y a la DOCOES.
- 4.2.38. Informar los casos de incumplimiento y/o transgresiones a la norma al OSINERG con copia a la DOCOES.

- 4.2.39. El requerimiento de la presencia de la(s) unidad(es) no sincronizada(s) de emergencia podrá(n) ser utilizada(s) en los despachos en tiempo real para evitar el cambio de estado del sistema a situaciones de emergencia.
  - 4.2.40. De estar en vigencia un modelo de programación de cálculo multinodal y multiembalse, coordinar de acuerdo al orden de despacho establecido por el VAS para cada embalse.
  - 4.2.41. Definir el plan de restablecimiento del Sistema, basado en estudios del sistema, elaborado por el COES.
- 4.3. De los Miembros del COES
- 4.3.1. En un sistema interconectado, todos los titulares de generación que operen conectados eléctricamente al sistema, así como los titulares de redes de transmisión, titulares de redes de distribución, los clientes libres del sistema, están obligados a operar sus instalaciones y a suministrar la información necesaria para coordinar la operación del sistema en la oportunidad, manera y forma que se señalan en la NTOTR.
  - 4.3.2. Contar con un Centro de Control (CC) para la operación en tiempo real de sus instalaciones.
  - 4.3.3. Cumplir con las disposiciones del Coordinador y disponer de los recursos humanos y materiales necesarios para operar físicamente sus instalaciones.
  - 4.3.4. Los Miembros del COES, titulares de los sistemas principales de transmisión designan a su representante y éste al Jefe de Coordinación.
  - 4.3.5. El CC de cada integrante, debe contar con una persona responsable de la operación, en calidad de Jefe nombrado ante el Coordinador.
  - 4.3.6. A través de sus respectivos CC, son responsables de la seguridad de las personas y de sus instalaciones.
  - 4.3.7. La información de las restricciones operativas o cambios en la disponibilidad que afecten a la operación presente o futura, será proporcionada al Coordinador y a la DPP de preferencia por medios electrónicos, vía fax, teléfono u otros análogos.
  - 4.3.8. A través de su respectivo CC, emitir y enviar los IDCC de sus correspondientes empresas, a la DPP y al Coordinador dentro de los plazos establecidos en el PR-Nº 05.
  - 4.3.9. Mantener actualizados los Manuales de Instrucciones de "Operación" correspondientes para el proceso de maniobras y la conexión o desconexión de circuitos del sistema, remitiéndolo a la DOCOES para su aprobación.
  - 4.3.10. Los titulares de redes de distribución y los clientes libres presentarán al Coordinador, en tiempo real y, en la forma que éste lo establezca, la información sobre la operación de sus instalaciones que el Coordinador considere que puedan afectar la calidad del servicio o la seguridad del sistema.
  - 4.3.11. Para llevar a cabo la transferencia de información a que se refiere esta acción, los Miembros del COES del sistema deben enlazar sus respectivos Centros de Control, a través de un sistema de

comunicaciones confiable y compatible con el del Coordinador, adaptándose a su protocolo de comunicaciones.

- 4.3.12. Dirigir, por disposición del Coordinador o por cuenta propia (dependiendo de la circunstancia y magnitud de la perturbación), el restablecimiento del suministro eléctrico de su subsistema o área, luego de producida una perturbación, e informará al Coordinador y a la DPP de las coordinaciones y acciones tomadas, que permitan el análisis de fallas. Los datos que deben contener entre otros es la relación de la actuación de los sistemas de protección, señalizaciones, oscilogramas, actuación de los equipos de maniobras, valor de los parámetros de control pre y post falla, etc.
- 4.3.13. Contar con los recursos para operar sus instalaciones e intercambiar información con el Coordinador. Para la transferencia de información en tiempo real sus Centros de Control deben enlazarse, a través de un sistema de comunicaciones confiable y compatible con el del Coordinador, adaptándose a su protocolo de comunicaciones.
- 4.3.14. Presentar a la DPP con copia al Coordinador, la información técnica en tiempo diferido, de acuerdo a la forma y plazos establecidos por los Procedimientos, incluyendo los cambios previstos.
- 4.3.15. Presentar la información operativa de sus instalaciones en tiempo real al Coordinador de acuerdo a la forma establecida por la NTOTR.
- 4.3.16. Utilizar la referencia horaria del Coordinador para el registro de eventos y actividades vinculadas con la operación en tiempo real.
- 4.3.17. Supervisar que sus equipos operen dentro de los límites de carga declarados al COES y al Coordinador; en caso contrario los Miembros del COES deberán informar al Coordinador inmediatamente sobre estas desviaciones. En cada caso informará la sobrecarga admisible y el tiempo máximo admitido.
- 4.3.18. Los niveles de tensión de las barras de distribución serán regulados por sus respectivos titulares.
- 4.3.19. En la operación en tiempo real, suministrar la potencia reactiva solicitada a despachar por el Coordinador, considerando los límites operativos de sus instalaciones.
- 4.3.20. Los Miembros del COES de generación regularán la frecuencia del sistema dentro de los márgenes permitidos por las normas NTCSE y NTOTR, bajo las directivas del Coordinador.
- 4.3.21. Ejecutar las maniobras dispuestas y/o autorizadas por el Coordinador en tiempo real.
- 4.3.22. Verificar que la reprogramación de la operación del sistema y las disposiciones operativas del Coordinador no vulneren las normas de seguridad, calidad, economía ni limiten la operación de sus equipos e instalaciones, en caso contrario deberán comunicar al Coordinador de inmediato para su corrección respectiva.
- 4.3.23. Los Miembros del COES de generación comunicarán a sus clientes los programas de racionamiento establecidos en los Programas de Operación Anual, Mensual, Semanal y Diario, en caso se prevea déficit de oferta.

- 4.3.24. Disponer e implementar los esquemas pre-establecidos por el COES para situaciones de rechazo automático de carga, antes del 31 de diciembre de cada año.
- 4.3.25. Elaborar el diagnóstico de las perturbaciones y presenta las observaciones mediante informe al Coordinador con copia a la DPP.
- 4.3.26. En caso se integren nuevas unidades al Sistema, éstas serán equipadas de sistemas de comunicación y control según lo requerido por la norma.
- 4.3.27. Informar los casos de incumplimiento de la norma por parte de los Miembros del COES y/o el Coordinador al OSINERG con copia a la DOCOES.
- 4.3.28. Aceptar la delegación de responsabilidad de coordinación, en caso así lo disponga el Coordinador, asumiendo las responsabilidades derivadas del cargo. Esta delegación quedará claramente registrada por el remitente y el receptor.
- 4.3.29. Los Miembros del COES, bajo su responsabilidad deben informar al Coordinador, previo a la ejecución, las maniobras que signifiquen variaciones de generación o consumo que representen variaciones de la demanda mayores a 1%, posibles transgresiones a la NTCSE y maniobras en equipos de compensación reactiva.

## 5. PERIODICIDAD

- 5.1. El PDO (de ser el caso la actualización del PSO) será entregado antes de las 14:00 horas de cada día y, en caso necesario, un ajuste a dicho programa antes de las 22:00 horas, incluyendo el resultado de la operación del mismo día en horas de máxima demanda. Este programa comprende el período de 00:00 - 24:00 del día siguiente.
- 5.2. Es obligación de las empresas Miembros del COES, enviar permanentemente la información de la operación de sus instalaciones en Tiempo real al Coordinador, quien a su vez retransmitirá la información a la DPP.
- 5.3. El IDCC será emitido y enviado por cada uno de los CC de los Miembros del COES al Coordinador y a la DPP, a más tardar a las 02:00 horas de cada día.
- 5.4. El IDCOS será emitido y enviado por el Coordinador a la DPP y a los CC de los Miembros del COES a más tardar a las 06:00 horas de cada día.
- 5.5. El IEOD será emitido y enviado por la DPP a los Miembros del COES y al Coordinador, a más tardar a las 10:00 horas de cada día.

## 6. VIGENCIA

Las 24 horas de todos los días del año.

## 7. INFORMACION REQUERIDA

### 7.1. Medios

Correo Electrónico u otros medios magnéticos, vía fax ó teléfono en caso de desperfecto del medio electrónico.

### 7.2. Requerimientos

- 7.2.1. Características generales del equipamiento del sistema de generación
  - a La potencia efectiva por unidad y consumo propio por central.

- b La configuración de las subestaciones y redes que posean.
- c Las características técnicas de las unidades de generación, líneas, transformadores y equipos de medición.
- d Las características de los sistemas de protección y maniobras, incluido los rechazos de carga.
- e Programas de generación y/o pronóstico de la demanda mensual de potencia y energía en cada barra de compra, para los próximos doce meses.
- f El tiempo de arranque entre la parada fría y el sincronismo, el tiempo entre el sincronismo y la plena carga, el tiempo mínimo requerido entre la parada y el re-arranque para cada unidad de generación, en condiciones normales y de emergencia.
- g En caso de centrales térmicas: las características del sistema de aprovisionamiento y almacenamiento de combustibles, los consumos específicos promedios y los consumos específicos para distintos niveles de carga para cada unidad.
- h En caso de centrales hidráulicas: las características de los embalses, los tiempos de desplazamiento del agua en los hidrodutos principales, la relación de conversión m<sup>3</sup>/kWh en función al nivel de las presas, niveles mínimo y máximo de los embalses, caudales mínimo y máximo turbinables, series históricas de los caudales, etc.
- i Las curvas de capacidad de los generadores.
- j Características técnicas de las unidades asignadas para las RR y RNSE del sistema.
- k Característica de los sistemas de desconexión automática de generación (DAG).
- l Sobrecargas admisibles de los equipos del sistema de generación y transmisión.

Reporte : Anual y en tiempo diferido.

Emisores : Miembros del COES.

Receptores : Coordinador(original) y la DPP(copia).

#### 7.2.2. Programas de Mantenimiento y programas de operación previstos

- a Programa de mantenimiento mayor y anual de equipos e instalaciones de las centrales de generación, líneas de transmisión y sus componentes principales, equipos de distribución y de clientes libres.
- b Los programas de carga prevista.
- c La información técnica adicional a solicitud de la DPP y el Coordinador.

Reporte : Anual, mensual y en tiempo diferido.

Emisores : Miembros del COES.

Receptores : DPP(original) y el Coordinador(copia).

7.2.3. La configuración del sistema para mediano plazo.

- a La configuración de las subestaciones.
- b Las características de las líneas, transformadores, equipos de compensación reactiva y equipos de medición, etc., que posean.
- c Las características de los sistemas de protección, control y maniobra (lógica local, enclavamientos, sincronización, etc.)
- d Características técnicas y operativas de nuevos equipos que se incorporan al sistema.
- e La información técnica adicional a solicitud de la DPP y el Coordinador.

Reporte : Anual, mensual y en tiempo diferido.

Emisores : Miembros del COES.

Receptores : DPP(original) y el Coordinador(copia).

7.2.4. La configuración del sistema de generación y transmisión para corto plazo

- a Confirmación de los mantenimientos aprobados en la Programación de la Operación Mensual y/o previsión de mantenimientos correctivos de las unidades de generación y de las instalaciones complementarias así como de las líneas de transmisión y de los equipos complementarios de las Subestaciones (protección, mando y servicios auxiliares), equipos de compensación reactiva y de transformación.
- b La variación horaria de los embalses de las centrales de generación hidráulicas.
- c Restricciones operativas y/o pruebas (de generación, transmisión, reserva de combustible entre otros).
- d La variación de los caudales promedios de operación de las principales cuencas del sistema de generación hidráulica.
- e Información técnica adicional que el Coordinador y la DOCOES requieran.

Reporte : Semanal, diario, diferido o en tiempo real.

Emisores : Miembros del COES.

Receptores : DPP(original) y el Coordinador(copia).

7.2.5. Mediante el protocolo de comunicaciones del Coordinador, se transmitirá de los titulares de generación, la siguiente información en tiempo real:

- a La posición de los seccionadores de las subestaciones.
- b La posición de los interruptores de potencia.
- c Los caudales promedios y los niveles de las presas.
- d Los niveles de tensión en bornes de generación y en barras de alta tensión.
- e Las potencias activa y reactiva de cada generador y transformador.

- f Las señales y alarmas principales de las centrales de generación, transformadores, las cuales serán concentradas en dos niveles: alarmas de alerta y alarmas de emergencia.
- g La información técnica adicional a requerimiento de la DPP o el Coordinador.

Reporte : En Tiempo real.

Emisores : Todos los Miembros del COES del sistema de: generación.

Receptor : El Coordinador, quien retransmitirá a la DPP.

7.2.6. Mediante el protocolo de comunicaciones del Coordinador, se transmitirá de los titulares de transmisión, la siguiente información en tiempo real:

- a La posición de los seccionadores de las subestaciones.
- b La posición de los interruptores de potencia.
- c La posición de los taps de los transformadores con regulación bajo carga o manual.
- d Los niveles de tensión en barras.
- e Las potencias activa y reactiva de las líneas y transformadores.
- f La potencia reactiva de equipos de compensación reactiva inductiva/capacitiva.
- g Las señales y alarmas principales de las subestaciones: líneas, transformadores, equipos de protección y equipos de compensación reactiva, las cuales serán concentradas en dos niveles: alarmas de alerta y alarma de emergencia.
- h La información técnica adicional a requerimiento del Coordinador o de la DPP.

Reporte : En tiempo real.

Emisores : Todos los Miembros del COES del sistema de trasmisión.

Receptor : El Coordinador quien retransmitirá a la DPP.

7.2.7. Mediante el protocolo de comunicaciones del Coordinador se transmitirá de los titulares de distribución, la siguiente información en tiempo real:

- a La operación de sus circuitos principales y complementarios de alta tensión o con cargas mayores al 1% de la demanda, así como de sus equipos de compensación reactiva de capacidad mayor a 10 MVAR.
- b La información técnica adicional a requerimiento del Coordinador o de la DPP.

Reporte : En tiempo real.

Emisores : Los titulares de distribución y clientes libres.

Receptor : Coordinador quien retransmitirá a la DPP.

7.2.8. Mediante el protocolo de comunicaciones del Coordinador se transmitirá la siguiente información en tiempo real:



- a Información de la potencia activa y reactiva: el perfil de tensiones, flujo de potencia activa y reactiva del sistema de generación, transmisión y distribución del SINAC.
- b Pronóstico de los caudales de operación (naturales y regulados) y el estado de los embalses, que se están ejecutando en las centrales hidráulicas de los miembros del COES.
- c Estado operativo de las unidades calificadas y habilitadas como reserva no sincronizada de emergencia, como se indica en el Procedimiento relativo a la Reserva Rotante en el Sistema Interconectado Nacional.
- d Actualización de la base de datos: demanda horaria de potencia activa de las unidades generadoras miembros del COES.
- e Actualización de la base de datos: producción horaria de potencia activa de las unidades generadoras.

Reporte : En tiempo real.

Emisor : Integrantes del SINAC que no sean miembros de COES.

Receptor : El Coordinador quien retransmitirá a la DPP.

## 8. CRITERIOS BASICOS DE LA OPERACION EN TIEMPO REAL

La ejecución de la operación se basa fundamentalmente en el criterio de seguridad, calidad y mínimo costo de la operación del servicio eléctrico, para el cual se requiere:

- 8.1. El control del balance de la demanda y la oferta de generación en cada instante, manteniendo la frecuencia y la tensión dentro de los valores nominales establecidos por la NTCSE y la NTOTR.
- 8.2. El PDO y la reprogramación de la operación optimiza el costo de operación diaria del SINAC, teniendo en cuenta los costos futuros del agua y los costos variables totales, sin afectar las restricciones operativas de los equipos, la seguridad y la calidad del suministro eléctrico, así como las obligaciones con terceros (compañías del agua potable, Ministerio de Agricultura y otros). Sin embargo en la operación en tiempo real del sistema, hay que tener en cuenta además las siguiente consideraciones:

### 8.2.1. Operación en estado normal

El Coordinador, acordará la operación del SINAC con los CC de los Miembros del COES, siguiendo en lo posible el PDO o la reprogramación de la operación cuando haya sido emitido, con el objeto de mantener el Sistema en estado normal, el cual se caracteriza por las siguientes condiciones:

- a Los niveles de tensión de operación deben estar en el rango del  $\pm 2.5\%$  del valor de la tensión de operación.
- b La frecuencia del sistema debe regularse a 60 Hz aceptándose variaciones sostenidas en el rango de 60 Hz  $\pm 0.6\%$  (entre 59.64 y 60.36 Hz), variación súbita de la frecuencia para  $\Delta f = \pm 1.0$  Hz (59.0 Hz y 61.0 Hz), e integral de variación diaria de frecuencia para  $\pm 600$  ciclos/día.

- c Los transformadores de potencia y líneas de transmisión serán operados hasta los valores indicados en el Anexo 04.
- d La magnitud de la reserva rotante del SINAC es al menos el valor calculado por la DPP de la DOCOES, considerados en el PDO o de carácter extraordinario para los casos que en tiempo real ocurra la salida intempestiva de una unidad de generación o variaciones significativas de la oferta/demanda del sistema.
- e El Coordinador verificará que las demandas, combustibles disponibles en las centrales térmicas, caudales y embalses de las cuencas de los ríos de las centrales hidráulicas y, la disponibilidad de los equipos del SINAC estén dentro de los márgenes previstos en el PDO.

De producirse variaciones significativas de éstas magnitudes con relación a lo considerado en el PDO, o se produjera cambios forzados en la disponibilidad de equipos principales, se efectuará la reprogramación de la operación con la finalidad de que la operación del resto del día mantenga los criterios de seguridad, calidad y economía del suministro.

#### 8.2.2. Operación en estado de alerta

- a En este estado, el Coordinador debe disponer las acciones necesarias para restablecer el estado normal de operación, o en caso de serias limitaciones de las condiciones operativas, tratar que éstas no decaigan y conduzcan al SINAC al estado de emergencia.
- b Cuando los niveles de tensión y/o frecuencia se encuentren en los límites establecidos para el estado de alerta, el Coordinador, dispondrá con los CC de los Miembros del COES, las acciones correctivas para recuperarlas al estado normal y si es posible coordinará el ingreso de la(s) unidad(es) no sincronizadas de emergencia.
  - 1 Para una tensión nominal en barras AT(alta tensión) de carga, la variación de tensión debe oscilar en valores inferiores al  $\pm 5\%$  de la tensión de operación.
  - 2 Para tensiones nominales menores que la AT en barras de carga, la variación de tensión no excederá a  $\pm 2.5\%$  o  $\pm 5.0\%$  de la tensión de operación
- c Evitar la desconexión automática de carga de los relés de mínima frecuencia ajustados para actuar en la primera etapa.
- d Evitar el descenso de la frecuencia a valores inferiores a 58.5 Hz para no perder la estabilidad del sistema y la reducción de la vida útil de las unidades térmicas. Por lo tanto, el nivel mínimo de la frecuencia del sistema lo determina la capacidad de las unidades térmicas las que siempre se encuentran fijadas por debajo de 58 Hz.
- e Evitar que la frecuencia del sistema ascienda a valores superiores a 61 Hz.

Cuando los niveles de tensión y/o frecuencia se encuentren en los límites establecidos para el estado de alerta, el Coordinador establecerá conjuntamente con los CC de los Miembros del COES, las acciones correctivas para recuperarlas al estado normal o en situaciones extremas solicitará a la DPP la reprogramación de la Operación del Sistema.

### 8.2.3. Operación en estado de emergencia

Producido un estado de emergencia en el SINAC, el Coordinador deberá concertar con los CC de los Miembros del COES las siguientes acciones:

- a Previa confirmación o verificación de la falla, se tratará de seguir operando con las líneas de interconexión entre áreas operativas o entre zonas geográficas, si las condiciones de la configuración de la red lo permiten, manteniendo la frecuencia y tensión lo más cercano posible a los valores del estado normal.

Una vez lograda la estabilidad o las condiciones normales de operación del Sistema, el Coordinador informará a los CC el estado de la red y de las restricciones existentes, así mismo coordinará con la DPP la reprogramación de la operación, si las condiciones del sistema lo exigen.

- b Producida una contingencia que afecte la capacidad de generación y/o de transmisión del SINAC y a fin de lograr estabilizar la totalidad del sistema o parte del mismo, sobre la base del nivel de frecuencia y los niveles de tensión de la red, se tomarán las siguientes medidas:

#### b.1 Para estabilizar la frecuencia:

- Usar la reserva rotante hidráulica y/o térmica.
- Usar la reserva no sincronizada de emergencia.
- Usar la reserva fría hidráulica.
- Usar la reserva fría térmica.
- Conectar o desconectar cargas.
- Desconectar unidades de generación.
- Efectuar rechazos de carga si fuera posible.

#### b.2 Para estabilizar los niveles de tensión:

- Usar al máximo las reservas de potencia reactiva de las unidades de generación en función a las curvas de capacidad de cada unidad disponible en dicha zona o áreas del sistema.
- Usar los equipos de compensación reactiva.
- Redistribuir la generación de energía reactiva.
- Usar la reserva fría hidráulica.
- Usar la reserva fría térmica.
- Conectar o desconectar líneas.

- Conectar o desconectar cargas.
- Efectuar rechazos de carga si fuera posible.

#### 8.2.4. Operación en estado de recuperación

El Coordinador procederá a las coordinaciones de las maniobras de normalización de la red de acuerdo a las siguientes fases:

##### a Fase de reconocimiento:

Luego de ocurrida una falla severa, cada CC inicia las acciones de reconocimiento e identificación del tipo de falla que ha provocado la interrupción parcial o total de la red, basado en la determinación de los siguientes datos:

##### a.1 Configuración pre y post - falla

El personal de turno de los CC registrará y recolectará la cronología, magnitud y probables causas de la ocurrencia de la(s) desconexión(es). A continuación procederán a recopilar la información del estado en que se encuentren sus equipos y la configuración pre y post falla, para confirmar la disponibilidad de los mismos e informar al Coordinador de la operación.

##### a.2 Causa Probable

Para determinar la causa probable, los CC recolectarán de las instalaciones que controlan, la siguiente información:

a.2.1. Actuación de los sistemas de protección y aperturas de los interruptores.

a.2.2. Señalizaciones y alarmas.

a.2.3. Condiciones climáticas.

##### a.3 Indicaciones de los registradores y localizadores de fallas.

a.4 Probables causas de la falla (equipo, error humano, mal ajuste de la protección, calidad de materiales, falta o mal mantenimiento, condiciones atmosféricas, etc.)

##### a.5 Consecuencias

Los CC, comunicarán al Coordinador la relación de suministros afectados, información que se anotará en magnitud y duración (tiempo estimado de la duración de la restricción del suministro) en el Libro de Ocurrencias. Asimismo la relación de las pérdidas y daños ocasionados a los equipos y/o instalaciones a consecuencia de la falla.

##### a.6 Evaluación de la falla y medidas adoptadas

Con la información proporcionada por los CC, incluyendo las medidas tomadas, el Coordinador determinará lo siguiente:

a.6.1. Tipo de falla (transitoria, permanente, etc.).

a.6.2. Evaluación de la magnitud. (MW y MWh).

a.6.3. Equipos afectados.

a.6.4. Pronóstico de la causa de la falla y equipos comprometidos

Una vez reconocida y aislada la falla, el Coordinador procederá a disponer con los CC, la realización de la secuencia de maniobras de recuperación.

En el proceso de recuperación los equipos probables causantes de la falla serán evaluados antes de su energización.

**b. Fases del proceso de recuperación**

Después de la fase de reconocimiento, las acciones de recuperación pueden dividirse en dos fases:

**b.1 Fase de autorestablecimiento:**

Transcurrido un máximo de 15 minutos desde la ocurrencia de una falla y habiendo verificado la configuración actual del sistema, el CC responsable de la(s) zona(s) afectada(s) iniciará las maniobras de auto restablecimiento.

En esta fase, las acciones de recuperación previamente definidas, permitirán la recuperación de las zonas de autorestablecimiento. Para que esta etapa se cumpla exitosamente, es necesario que en los CC de los Miembros del COES, existan "Manuales de Operación" detallados que brinden autonomía a los operadores para aplicarlos.

En caso que la reposición del suministro eléctrico dependa de varias empresas, los CC responsables coordinarán la normalización en función al manual de "Procedimientos Interempresas".

**b.2 Fase coordinada:**

En esta fase de recuperación el Coordinador y CC deben dar continuidad al proceso, sincronizando las zonas de autorestablecimiento y recuperando las cargas del resto del sistema.

En el caso de encontrarse impedido para continuar con el proceso principal de recuperación, en las zonas de autorestablecimiento, los respectivos CC coordinarán la reformulación del proceso de restablecimiento de la operación del sistema. Conforme a lo estipulado en el Manual de Procedimiento de cada CC.

Si las etapas de autorestablecimiento se cumplieron exitosamente, los CC del Sistema, bajo la directiva del Coordinador, sincronizarán y restablecerán el COES.

**9. METODOLOGIA PARA LA OPERACION EN TIEMPO REAL**

Durante la ejecución de la operación en tiempo real, las actividades del Coordinador se limitarán a seguir el PDO o su Reprogramación, dando origen a los Despachos en

tiempo real con la aplicación de las acciones correctivas del caso, para mantener el sistema en estado normal, pero expuestos permanentemente a la presencia de las desviaciones significativas al programa tal como:

- La desviación de la demanda que origina un cambio en el programa de operación.
- La indisponibilidad forzada en el despacho económico del sistema del equipo de una empresa integrante que altere la ejecución del programa diario de operación.
- Las variaciones de los caudales naturales de los ríos y el estado de los embalses, que afecten la capacidad de generación de las centrales hidráulicas de pasada o con regulación diaria y semanal.
- La variación de los niveles de tensión cuando se prevé exceder los límites permisibles considerados en la NTCSE ó NTOTR.
- Exceder el límite de capacidad de transporte de los sistemas de transmisión y de sus componentes principales.
- Indisponibilidad o restricción total o parcial del suministro de combustible para las plantas térmicas.
- Variaciones de la frecuencia.

El despacho económico en tiempo real será ejecutado por el Coordinador tal como se indica a continuación:

#### 9.1. Por desviación de la demanda

La demanda debe ser registrada en tiempo real o cuando menos cada media hora, y se comparará con la demanda programada en el PDO. Esto permitirá verificar, cuantificar y determinar en lo posible la(s) causa(s) de la desviación de la demanda de manera que se pueda estimar la tendencia de la carga en las siguientes horas del día.

Cuando la demanda real es mayor o menor que la programada y como consecuencia se prevé que afectará los límites establecidos como reserva de frecuencia (RPF, RSF), el Coordinador dispondrá variar el despacho de generación considerando criterios de seguridad y calidad, teniendo en cuenta en lo posible, los procedimientos operativos del COES sobre la operación al mínimo costo total del SINAC.

##### 9.1.1. Despacho por presencia de mayor demanda que la prevista

Se incrementará la generación del sistema, de preferencia de acuerdo a la siguiente prioridad:

- a Centrales hidráulicas con capacidad de regulación. El valor límite de generación adicional estará dado por los máximos y mínimos niveles permisibles de los embalses, considerando las restricciones operativas de cada central o del sistema según sea el caso.
- b Con centrales térmicas: en función al menor costo operativo total para el Sistema.

##### 9.1.2. Despacho por presencia de menor demanda a la prevista

Se disminuirá la generación, de preferencia de acuerdo a la siguiente prioridad:

- a Las centrales térmicas: empezando por la de mayor costo operativo total. Se exceptúan las que estén programadas por necesidad de energía o por restricciones operativas (tensión, seguridad, calidad, etc.) o por requerimiento propio de un generador con sus clientes o las unidades de las Centrales de Cogeneración Calificadas cuando estén operando para producir calor útil.
- b Las centrales hidráulicas con capacidad de regulación: El valor límite de la menor generación estará dado por los niveles máximos y mínimos permisibles en los embalses, considerando las restricciones operativas de cada central o del sistema según sea el caso.
- c Centrales hidráulicas sin capacidad de regulación: La disminución de generación de las unidades hidráulicas se efectuará en forma proporcional a sus potencias efectivas, considerando sus restricciones operativas y del sistema.
- d Las unidades de generación utilizando RER conforme a los límites establecidos por el COES para la máxima capacidad de este tipo de generación a ser conectada en los nodos del SEIN.

En caso de producirse la variación sostenida que afecte a las reservas asignadas del sistema, el Coordinador solicitará la reprogramación de la operación.

## 9.2. Despacho por indisponibilidad forzada de equipos y/o sus componentes principales

### 9.2.1. Indisponibilidad forzada de una unidad de generación

Cuando se produce la repentina indisponibilidad de una unidad de generación, el Coordinador evaluará el déficit y dispondrá incrementar en esa magnitud, la generación de las unidades de reserva rotante de menor costo variable preferentemente o, en su defecto dispondrá la operación de la unidad o unidades de emergencia con menor costo operativo total para el sistema.

### 9.2.2. Indisponibilidad de una línea de transmisión

Cuando se indisponen repentinamente una línea de transmisión que enlaza centros de generación, ocasionando un déficit o exceso de generación, las acciones correctivas serán:

- a De producirse un déficit de generación: el Coordinador decidirá se incremente la oferta con unidades de la reserva rotante de menor costo variable o, en su defecto, dispondrá la operación de unidades de emergencia, siempre en función al menor costo operativo total para el sistema.
- b De producirse un exceso de generación, el Coordinador decidirá se disminuya la oferta con unidades de mayor costo variable, quedando exceptuadas las unidades térmicas que están operando por cuota de energía o, por restricciones operativas de cada central o del sistema, según sea el caso, manteniendo como objetivo el menor costo total de operación del sistema.

### 9.2.3. Disponibilidad de un generador y una línea simultáneamente

De producirse la indisponibilidad de un generador y una línea simultáneamente, el miembro del COES cuyo equipo salga de operación, comunicará al Coordinador el tiempo previsto de la indisponibilidad, pudiendo presentarse uno de los siguientes casos:

- a Si la disponibilidad es inmediata, el Coordinador dispondrá la reconexión e informará a la DPP de las medidas adoptadas.
- b Si no lo es, el Coordinador tomará las medidas correctivas que el caso amerite, informando sobre el hecho y las medidas adoptadas inmediatamente a la DPP, quien evaluará el estado del sistema y, de ser necesario, realizará la reprogramación.

### 9.2.4. Disponibilidad de la línea de transmisión y sus componentes

En caso necesario, deberá ser cubierta por el incremento de la generación de las centrales hidráulicas con regulación diaria y semanal, o con unidades de la reserva rotante de menor costo variable o, en su defecto, se dispondrá la operación de las unidades de emergencia.

Si la indisponibilidad provocara variaciones de los parámetros de control del sistema en forma sostenida, el Coordinador solicitará a la DPP la Reprogramación de la Operación del SINAC.

## 9.3. Despacho por variación de los caudales naturales

### 9.3.1. Incremento de caudales

Se tomarán las siguientes acciones correctivas:

- a En caso de centrales hidráulicas y térmicas:

De producirse el incremento de los caudales naturales, el Coordinador decidirá incrementar la generación de las centrales hidráulicas de pasada, en cuyas cuencas se presentaron los incrementos de caudales naturales y por otro lado la disminución y/o la salida de servicio de la generación térmica, exceptuando a las unidades de las Centrales de Cogeneración Calificadas cuando estén operando para producir calor útil y a las unidades de generación RER, empezando por la de mayor costo operativo total, manteniendo como objetivo el menor costo de operación del sistema.

- b Si solo operan centrales hidráulicas:

El Coordinador dispondrá incrementar la generación de centrales de pasada y disminuir aquellas con regulación diaria y semanal hasta que alcancen la condición de vertimiento.

### 9.3.2. En caso de sobre oferta hidráulica:

- a En caso de sobre-oferta hidráulica, el Coordinador disminuirá la generación de todas las unidades hidráulicas en forma proporcional a sus potencias efectivas, considerando sus restricciones operativas.
- b En lo posible minimizar el vertimiento de las centrales hidroeléctricas.



### 9.3.3. Disminución de caudales naturales:

Se tomarán las siguientes acciones correctivas:

- a) Evaluar si resulta óptimo para la operación económica del sistema, el incrementar la generación con centrales hidráulicas con regulación semanal y diaria.
- b) Dependiendo de la magnitud y la persistencia de la disminución de los caudales, se evaluará la RSF del SINAC, en caso llegará a los límites de regulación aprobados ( $RSF \pm \Delta RSF$ ), el Coordinador solicitará a la DPP la Reprogramación de la Operación.

### 9.4. Despacho por variación de la tensión en barras del SINAC

Tanto para la operación del sistema integrado como para la operación en sub sistemas:

#### 9.4.1. Caída de Tensión

##### a) Acciones correctivas

Se procederán inicialmente a monitorear los equipos de compensación reactiva, conexión de líneas, se despachará la reserva de energía reactiva local de las unidades de generación, maniobras sobre los equipos de compensación reactiva, y en casos extremos disponer la operación de unidades térmicas por tensión.

De continuar las limitaciones de tensión en barras del SINAC, se dispondrá la reprogramación de la operación de las unidades generadoras de acuerdo a la disponibilidad y a la necesidad de energía reactiva del sistema, considerando las restricciones operativas correspondientes y manteniendo como objetivo la seguridad, la calidad y el menor costo total de operación del sistema para las condiciones existentes.

##### b) Acciones extremas

En situaciones extremas el Coordinador puede disponer la puesta en servicio de las unidades de reserva fría (no-sincronizadas) para elevar la tensión de una barra de carga, cuando ésta es inferior al 97.5 % de la tensión de operación y puede disponer el rechazo de la misma, cuando la barra opere con tensiones inferiores al 95% de la tensión de operación.

#### 9.4.2. Incremento de Tensión

En caso del incremento de la tensión en barras del SINAC, se procederá a reducir la generación de energía reactiva dentro de los límites de operación dadas por las curvas de capacidad de la unidad respectiva hasta conseguir las tensiones nominales de operación, teniendo en cuenta las restricciones operativas correspondientes. De persistir con tensiones elevadas en las barras del sistema, se operarán los equipos de compensación reactiva y en casos extremos se procederá a la desconexión de líneas y transformadores de potencia, preservando la confiabilidad, seguridad y calidad del suministro eléctrico.

#### 9.4.3. Regulación de Tensión

- a. Todos los Miembros del COES del sistema están obligados a proveer de equipos necesarios para la supervisión de los niveles de tensión en sus respectivas instalaciones.
- b. Los niveles de tensión en las barras de los sistemas de distribución serán regulados directamente por sus titulares.
- c. Los Miembros del COES del sistema están obligados a suministrar la potencia reactiva inductiva o capacitiva solicitada por el Coordinador, hasta los límites de capacidad de sus equipos para mantener los niveles adecuados de tensión.
- d. El Coordinador es responsable de supervisar y controlar los niveles de tensión en barras del sistema de transmisión. En el estado normal la tensión de barras de carga se mantiene dentro del  $\pm 2.5$  % de la tensión de operación.
- e. El COES establecerá las tensiones de operación a ser controladas en las barras de los sistemas de transmisión sobre la base de estudios especializados. Estas tensiones no deben exceder los rangos de operación especificados para el estado normal. Transitoriamente hasta el año 2009 la tensión de operación será la estipulada en los contratos entre el suministrador y el cliente.
- f. El COES mediante un estudio, establecerá las prioridades y los procedimientos para reducir o elevar manualmente la tensión de barras.
- g. El Coordinador puede disponer la puesta en servicio de las unidades de reserva no sincronizada para elevar la tensión de una barra de carga, cuando ésta es inferior al 97.5% de la tensión de operación y puede disponer el rechazo de carga para elevar tensiones cuando la barra de carga opere a tensiones inferiores al 95% de la tensión de operación.
- h. Tratándose de una barra de entrega, la tensión se ajusta a las tolerancias especificadas en la NTCSE.

A partir de la evaluación de las medidas correctivas adoptadas en el Despacho, el Coordinador solicitará a la DPP una reprogramación de la operación del SINAC.

#### 9.5. Despacho por límite de capacidad de transporte de la línea de transmisión y equipos de transformación

- 9.5.1. En tiempo real, los Miembros del COES a través de sus CC supervisarán que sus equipos operen dentro de los límites de carga informados al Coordinador y a la DOCOES.
- 9.5.2. Si se presentaran sobrecargas fuera de los límites de tolerancia admisible en las líneas y equipos de alta tensión del sistema, en coordinación con los CC, el Coordinador decidirá la modificación del flujo de carga del sistema, variando los parámetros de control (tensión y frecuencia) en los sistemas de generación, transmisión y transformación del SINAC, respetando en lo posible las disposiciones dadas por la NTCSE y la NTOTR.

- 9.5.3. En caso de detectarse una sobrecarga que exceda los límites fijados para un equipo determinado de un integrante, éste le comunicará al Coordinador, quien dispondrá las medidas necesarias para reducir la carga del equipo. El integrante informará en cada caso, el valor de la sobrecarga admisible y el tiempo máximo admitido en las coordinaciones existentes en ese momento.

A partir de la evaluación de las medidas correctivas adoptadas en el despacho en tiempo real el Coordinador solicitará a la DPP la Reprogramación de la Operación.

9.6. Despacho por variación de frecuencia del sistema

Tanto para la operación integrada del sistema u operación en sub sistemas aislados:

- 9.6.1. Los Miembros de generación del COES son responsables por la regulación de la frecuencia del SINAC bajo la directiva del Coordinador.

- 9.6.2. Frente a una variación sostenida ó súbita de la frecuencia, en primera instancia será controlada y regulada automáticamente por la(s) central(es) calificada(s) para ejercer la RPF. Sin embargo, el Coordinador dispondrá la RSF con la central o centrales calificadas para ejercer dicha función de acuerdo al Procedimiento relativo a la Reserva Rotante en el Sistema Interconectado Nacional.

Para los casos de separación del sistema, en la etapa de la programación de la operación se preverá asignar a la central o centrales habilitadas por la DOCOES que ejercerán la RPF y RSF de acuerdo al Procedimiento relativo a la Reserva Rotante en el Sistema Interconectado Nacional.

- 9.6.3. De contarse con un Sistema de Control Automático de Generación, éste efectuará la RSF.

- 9.6.4. La frecuencia del Sistema se ajustará a las tolerancias especificadas en las NTCSE, para los siguientes indicadores:

- Variaciones Sostenidas de Frecuencia.
- Variaciones Súbitas de Frecuencia.
- Integral de Variaciones Diarias de Frecuencia.

- 9.6.5. Las unidades asignadas para la RPF y RSF operarán de acuerdo a los procedimientos establecidos por el COES, a los cuales se sujetan las disposiciones del Coordinador.

- 9.6.6. Si las variaciones sostenidas de frecuencia exceden tolerancias establecidas por la NTCSE en un momento dado, el Coordinador dispondrá inmediatamente las medidas correctivas necesarias para mantener la frecuencia dentro de los límites permitidos.

- 9.6.7. Si la integral de Variación Diaria de Frecuencia (IVDF), en un momento determinado del día excede las tolerancias especificadas, el Coordinador establecerá una estrategia de recuperación y la implementará. En ningún caso la frecuencia de recuperación, establecidas como parte de esta estrategia, determinará que las tolerancias para los otros indicadores sean excedidas. En todo caso debe mantenerse el criterio de mínimo costo operativo.

9.6.8. El Coordinador registrará, adicionalmente, la IVDF semanal, mensual y anual del sistema integrado y de los subsistemas.

9.6.9. Diariamente la DOCOES enviará al OSINERG según formato establecido, la información de frecuencia y sus indicadores de calidad de los puntos de control establecidos.

El control de la RPF será continuo, en caso llegara a los límites de regulación aprobados, el Coordinador dispondrá devolver la capacidad de regulación mediante una RSF con la central o centrales calificadas para ejercer dicha función, en casos extremos el Coordinador solicitará a la DPP la Reprogramación de la Operación.

El Coordinador deberá indicar claramente todas las incidencias ocurridas durante la operación en tiempo real del sistema en los respectivos IDCOP y a su vez esta misma información será transmitida a la DPP.

#### 9.7. Coordinación de maniobras

9.7.1. El Coordinador dispondrá la ejecución de toda maniobra que involucre equipos de generación y transmisión, así como de aquellos equipos de distribución o de clientes libres que el Coordinador considere necesario.

9.7.2. Las maniobras requeridas por los Miembros del COES, por mantenimiento o pruebas, se ajustaran a las incluidas en el PDO. Así mismo se efectúan las maniobras necesarias para mantenimientos correctivos de fuerza mayor.

9.7.3. El Coordinador definirá la secuencia de maniobras de las instalaciones del sistema, en coordinación con los Miembros del COES. Por otro lado los Miembros del COES son responsables de ejecutar las maniobras dispuestas y/o autorizadas por el Coordinador. Toda maniobra se efectuará considerando la seguridad de las personas y del equipo.

9.7.4. La comunicación entre el Coordinador y los Miembros del COES, o viceversa, debe contener, en forma explícita lo siguiente:

- a. El nombre de la entidad y persona que emite la comunicación;
- b. La identificación del equipo involucrado, si es el caso;
- c. La disposición correspondiente;
- d. La hora en que debe ejecutarse;
- e. La hora en que se imparte la comunicación;
- f. La hora de entrega del equipo o instalación;
- g. La hora que se incorpora al sistema; y,
- h. La confirmación de parte del CC responsable, la conformidad de puesta en servicio del equipo o instalación.

9.7.5. Toda disposición o información operativa se emitirá principalmente a través de teléfono siempre con grabación permanente. De ser requerida se emitirá la disposición o su confirmación por escrito.

9.7.6. El supervisor de turno de un Miembro del COES que reciba oralmente una disposición del Coordinador, la repetirá para asegurar al emisor la recepción clara del mensaje. Tratándose de códigos, siglas u otras

instrucciones similares, en un mensaje hablado, se utilizará el código fonético internacional.

9.7.7. Mediante un estudio, el COES establecerá la secuencia para la conexión o desconexión de las líneas y los correspondientes procedimientos de coordinación entre el Coordinador y los Miembros del COES.

9.7.8. Si ingresan nuevos equipos o instalaciones al Sistema, las coordinaciones de las maniobras se efectuarán bajo los procedimientos establecidos para el caso entre los Miembros del COES, el Coordinador y la DOCOES.

#### 9.8. Reprogramación por coordinaciones defectuosas

9.8.1. La reprogramación, operación del sistema y las disposiciones operativas del Coordinador deben considerar: la seguridad de la persona, las limitaciones propias de equipos e instalaciones, la seguridad del sistema y la integridad tanto de las instalaciones como la propiedad de terceros; por lo que los Miembros del COES deben verificar inmediatamente que la reprogramación o tales disposiciones, no vulneren dichas consideraciones.

9.8.2. De comprobarse inminentes vulneraciones, cualquier Miembro del COES deberá comunicarlo inmediatamente al Coordinador para su corrección con copia a la DOCOES, por vía electrónica o fax en caso excepcional. Simultáneamente remitirán copia del reclamo a los demás Miembros del COES por el mismo medio.

9.8.3. El Coordinador evaluará inmediatamente el reclamo, aceptándolo o rechazándolo, debiendo sustentar su decisión; luego hará de conocimiento a todos los Miembros del COES por vía electrónica o fax. De aceptarla corregirá inmediatamente sus disposiciones y/o requerirá la reprogramación a la DOCOES.

### 10. RACIONAMIENTO Y RECHAZO DE CARGA

#### 10.1. Racionamiento

10.1.1. El servicio eléctrico se raciona cuando, en un momento determinado la oferta eléctrica es inferior a la demanda en el sistema, como consecuencia de salidas programadas o forzadas del equipo, caudales bajos, escasez de combustible, etc.

10.1.2. Los programas de operación anual, mensual, semanal y diario incluirán el plan de racionamiento, si se prevén déficit de oferta. El cumplimiento de estos programas es obligatorio para todos los Miembros del COES del sistema interconectado. Los titulares de generación comunicarán a sus clientes todo racionamiento programado inmediatamente después de conocerse los programas de operación. El Coordinador supervisará el cumplimiento de los programas incluidos en los PDO.

10.1.3. El racionamiento se efectuará en proporción a las demandas máximas de los Miembros del COES, de este modo se determinará el porcentaje de racionamiento que le corresponde a cada titular de generación y distribución, estos a su vez distribuirán dicho porcentaje entre sus clientes de acuerdo a las prioridades y/o compromisos adquiridos con ellos. Para evaluar la demanda a ser racionada en el sistema o en un área, la DOCOES pronosticará la demanda de las empresas distribuidoras y clientes libres en cada barra del sistema de transmisión,

tomando en cuenta sus consumos históricos. Así mismo las empresas distribuidoras pronosticarán la demanda de cada circuito de la red primaria de distribución.

- 10.1.4. Las cargas esenciales tienen prioridad en el servicio. El racionamiento debe ser distribuido en forma rotativa y equitativa entre las cargas restantes. Se entiende por cargas esenciales a hospitales y a otras instalaciones para las cuales el servicio eléctrico es de vital importancia. OSINERG calificará cuáles son las cargas esenciales.
- 10.1.5. Si una empresa distribuidora o un cliente libre excediera su potencia asignada según el programa de racionamiento, el Coordinador le notificará para que, en un plazo máximo de quince(15) minutos, se sujete al programa. De persistir el exceso, transcurrido el plazo, el Coordinador puede disponer la desconexión de sus cargas en coordinación con sus suministradores.
- 10.1.6. El Coordinador informará diariamente a la DOCOES sobre la ejecución de los programas de racionamiento, sustentando los cambios realizados. La DOCOES evaluará su cumplimiento, y basado en estos resultados, establecerá los planes de racionamiento de los PDO siguientes.

#### 10.2. Rechazos automáticos de carga

- 10.2.1. El COES encargará o efectuará anualmente los estudios necesarios para pre-establecer los esquemas de rechazo automático de carga y hacer frente a situaciones de inestabilidad del sistema. Estos esquemas de rechazo de carga son de cumplimiento obligatorio y son comunicados a todos los Miembros del COES antes del 30 de setiembre de cada año, y éstos los implantarán antes del 31 de diciembre del mismo año.
- 10.2.2. El COES definirá mediante un estudio los esquemas de rechazo de carga para evitar inestabilidad angular y/o de tensión, dicho estudio tomará en cuenta por lo menos los siguientes criterios:
  - a. Nivel máximo y mínimo de frecuencia;
  - b. Valores máximos y mínimos de tensión;
  - c. Etapas de desconexión automática y temporizaciones;
  - d. Se dará prioridad de desconexión de carga;
  - e. Porcentaje de carga de cada titular incluido en los esquemas de rechazo de carga;
  - f. Segmentación del sistema en áreas de operación aislada;
  - g. Características del equipamiento a ser utilizado.

Los titulares de generación y distribución establecerán un orden de prioridad para la demanda de sus clientes según el porcentaje de participación que les corresponda.

Los criterios iniciales para el esquema de rechazo de carga serán los que se fijan en la tercera disposición transitoria de la NTOTR.

## ANEXO N° 01

### CONFIGURACION DEL SISTEMA: AREAS OPERATIVAS DE LA RED

Actualmente en el Sistema Interconectado Nacional se pueden distinguir las siguientes Areas Operativas, las cuales pueden operar independientemente:

- Area 1: Conformada por las centrales térmicas: Nueva Central Térmica de Tumbes y Las Mercedes y las subestaciones Zorritos y Tumbes.
- Area 2: Conformada por las centrales térmicas de Malacas, Talara y Verdún y las subestaciones Talara y Malacas.
- Area 3: Conformada por la central hidráulica Curumuy y las centrales térmicas de Piura, Sullana y Paíta y las subestaciones de Piura Oeste y Piura Centro.
- Area 4: Conformada por la central hidráulica de Carhuaquero y la central térmica de Chiclayo y la subestación Chiclayo Oeste.
- Area 5: Integrada por la central hidráulica Gallito Ciego y la central térmica de Pacasmayo, y las subestaciones de Gallito Ciego y Guadalupe.
- Area 6: Integrada por la central térmica de Trujillo Sur y la subestación Trujillo Sur.
- Area 7: Integrada por las centrales hidráulicas Cañón del Pato y Pariac, la central térmica de Chimbote y las subestaciones de Chimbote 1, Chimbote 2 y Huallanca.
- Area 8: Integrada por la central hidráulica Cahua, la central térmica de Paramonga y las subestaciones de Paramonga Nueva y Paramonga Existente.
- Area 9: Integrada por las centrales hidráulicas Huinco, Matucana, Callahuanca, Moyopampa y Huampani, las centrales térmicas de Santa Rosa y Ventanilla y las subestaciones de Ventanillas, Chavarria, Santa Rosa, San Juan y Callahuanca.
- Area 10: Integrada por la central térmica de San Nicolás y las subestaciones de San Nicolás y Marcona.
- Area 11: Integrada por las centrales hidráulicas de Yaupi, Malpaso, Pachachaca y Oroya, la central térmica de Aguaytía y las subestaciones de Tingo María, Vizcarra, Paragsha II, Huánuco, Carhuamayo y Oroya Nueva.
- Area 12: Integrada por las centrales hidráulicas de Mantaro, Restitución, Yanango y Chimay, y las subestaciones de Campo Amiño, Huancavelica, Huayucachi, Pachachaca, Pomacocha, Independencia, Ica, Ayacucho y Socabaya.
- Area 13: Integrada por las centrales hidráulicas de San Gaban, Dolorespata, Bellavista y las subestaciones asociadas.
- Area 14: Integrada por la central hidráulica de Charcani I, II, III, IV, V y VI, y las centrales térmicas de Chilina, Mollendo y las subestaciones asociadas.
- Area 15: Integrada por las centrales térmicas de Ilo y Moquegua y las subestaciones asociadas.
- Area 16: Integrada por las centrales hidráulicas de Aricota 1, 2, las centrales térmicas de Calana y Para y las subestaciones asociadas.

- Aún cuando se han previsto acciones para evitar la desintegración total del sistema, eventualmente se pueden aislar áreas operativas en una o más áreas geográficas, en casos específicos de mantenimiento o por circunstancias de fuerza mayor.
- Los integrantes del sistema son encargados de mantener actualizados sus propios Manuales de Operaciones y/o Manual de Procedimientos Interempresas, según sea el caso, con el objeto de facilitar el proceso de maniobras de desconexión o reposición de circuitos del sistema.



**ANEXO N° 02 – A**  
**CARACTERISTICA DE OPERACION DEL SISTEMA HIDRAULICO DEL SINAC**

CENTRALES HIDRAULICAS DEL SINAC	POTENCIA EFECTIVA (Mw)	RENDIMIENTO PROM.		CAUDALES DE OPERACIÓN		
		POTENCIA Mw/m3/seg	ENERGIA Mwh/mils m3	MINIMO m3/seg	MAXIMO m3/seg	PROMEDIO m3/seg

**ANEXO N° 02 – B**  
**CARACTERISTICAS DE OPERACIÓN DE LOS RESERVORIOS DEL SINAC**

EMBALSES DE REGULACION	VOLUMEN UTIL miles m3	EMBALSE MINIMO miles m3	EMBALSE MAXIMO miles m3	VOLUMEN MUERTO miles m3	RESERVORIO O CENTRALES QUE ALIMENTA AGUAS ABAJO

**ANEXO N° 03  
NIVELES DE CARGA PERMISIBLES EN LAS LINEAS DEL SINAC**

N°	Empresa	Línea de Transmisión	Código Actual	Tensión Nominal (KV)	Longitud (Km)	Capacidad Nominal T. Corriente (A)	Capacidad Nominal Conductor (A)	Capacidad Máxima (A)	Factor Limitante	Número de Circuitos

**ANEXO N° 04  
NIVELES DE CARGA PERMISIBLES EN TRANSFORMADORES DE POTENCIA DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL**

N°	EMPRESA	SUBESTACIÓN	CODIGO ACTUAL	RELACION DE TRANSFORMACION NOMINAL (PLACA) (KV)	CAPACIDAD DE TRANSFORMACION NOMINAL (PLACA) (MVA)	CAPACIDAD DE TRANSFORMACION SOBRECARGA (2 HORAS) (MVA)

## *CONCEPTOS BASICOS DE DESPACHO ECONOMICO.*

### **1 Presentación del problema.**

El tema del despacho económico se presenta en este capítulo en forma conceptual. En tal sentido se presentará:

- Generación térmica pura en barra única.
- Generación hidrotérmica en barra única.
- Generación térmica pura con pérdidas en la red.
- Generación hidrotérmica con red de transporte.

#### *1.1 Generación térmica pura en barra única.*

Dado una demanda a cubrir con un parque de generación térmico puro de distinto tipo incluido nuclear, existe una cantidad muy grande de despachos posibles (combinación de configuraciones de generación) que satisfacen la demanda con distinto costo de operación asociado. Ello se debe al comportamiento no lineal de las funciones de producción (eficiencia) asociada a cada unidad generadora y a las características diferentes según los tipos de generación térmica.

Los costos operativos asociados a cada escenario del parque de generación y el despacho del mismo resultará de la optimización conjunta del parque. Desde el punto de vista económico y de seguridad, intuitivamente para cubrir la demanda se pueden brindar una serie de criterios y pautas como son:

- El costo de operación conjunto a obtener debe ser el mínimo posible desde el punto de vista del sistema (usuario final) cualquiera sea el sistema de precios a adoptar. Este criterio no implica que sea óptimo para cada actor del mercado mayorista.
- En general el costo por unidad de energía térmica generada crece en la medida que aumenta el requerimiento de potencia en forma no lineal. Por lo tanto se debe evitar usar potencias grandes. Este requerimiento no es solo puntual sino que debe analizarse en forma integral extendida a todo el periodo de la demanda a cubrir. En definitiva se traduce en aplanar la curva de demanda en la mayor medida posible.
- El sistema debe contar con cierta reserva para cubrir eventualidades en el parque de generación dado que el déficit de generación es más caro para el sistema que la más cara de las posibles fuentes de generación. La reserva se debe asignar proporcionalmente a aquellas unidades que se encuentran en operación por razones técnicas.

- La generación **turbovapor y nuclear y ciclo combinado no es apta para cubrir cargas de pico por sí solas debido a limitaciones técnicas**. Las dos primeras tampoco pueden cubrir demanda de semibase por el mismo motivo.
- Se hace la hipótesis de que la **generación de distinto tipo es suficiente para cubrir por sí sola el total de la demanda, limitándose solo por las restricciones técnicas citadas en el punto anterior**.

En base a los criterios enunciados para cubrir la demanda, ¿Cómo se procedería cualitativamente para cubrir óptimamente el diagrama de demanda?

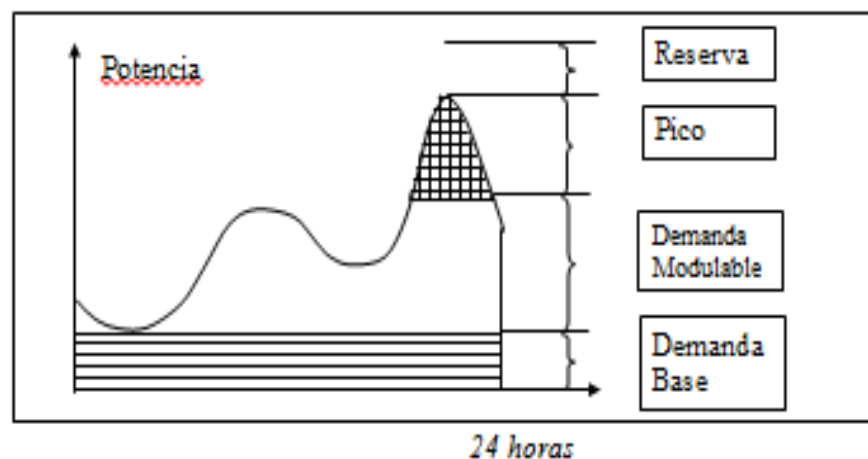


Figura 1. Zonas típicas del diagrama de demanda.

- En el **pico** de carga se ubica normalmente la generación por medio de **turbogases** dado que si bien es la más cara **es la única que técnicamente puede hacerlo**.
- En la semibase del diagrama se ubicará **generación ciclo combinado** dado su bajo costo y su capacidad técnica para cubrir esta zona.
- En la **base del diagrama** se ubicará la **generación térmica más barata** y que además no es posible utilizar por sí sola en las otras zonas del diagrama, tal es el caso de las centrales nucleares y/o ciclo combinado y/o turbovapor.

En la figura 2 se presenta como se cubriría el diagrama de demanda utilizando las pautas y restricciones indicadas anteriormente. En la práctica existen otras restricciones y situaciones intermedias que se presentaran en capítulos posteriores.

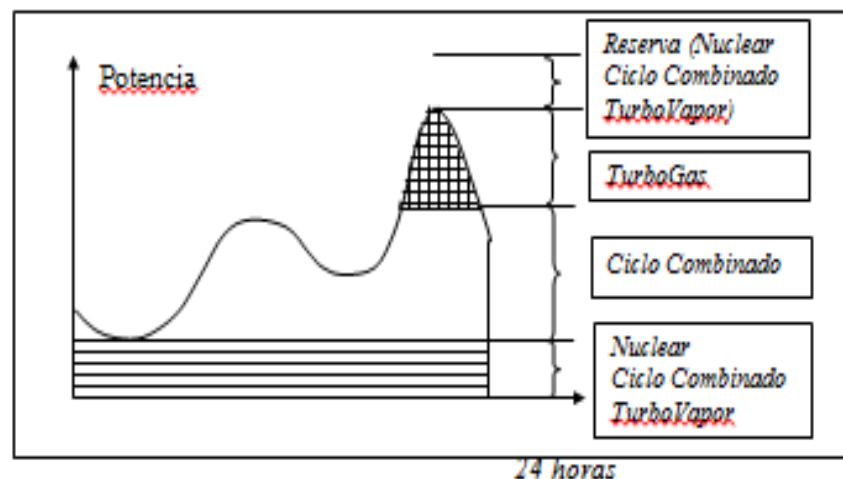


Figura 2. Cubrimiento Económico y Técnico de cada zona del diagrama de demanda.

### 1.2 Generación hidrotérmica en barra única.

Este caso es similar al analizado en 1.1 considerando que se dispone además de generación hidrocontrolable.

Los costos operativos asociados a cada escenario del parque de generación hidrotérmico y el despacho del mismo resultará de la optimización conjunta del parque. Desde el punto de vista económico y de seguridad intuitivamente para cubrir la demanda deben considerar los siguientes criterios adicionales:

- La generación hidrocontrolable de costo operativo cero debe cumplir con dos premisas desde el punto de vista económico: utilizarse totalmente y ubicarse en aquellas partes del diagrama de demanda que reemplace energía que de otro modo debería ser cubierta con energía térmica de costo elevado.

En base a los criterios enunciados, ¿Cómo se procedería cualitativamente para cubrir óptimamente el diagrama de demanda? Se utiliza como base el diagrama de la figura 1

- Se hace la hipótesis que la energía hidrocontrolable no alcanza para cubrir la zona de pico y semibase por sí sola. Igualmente la generación de ciclo combinado es limitada.
- La hipótesis anterior descarta toda posibilidad de cubrir el diagrama solo con energía hidroeléctrica y plantea la incógnita de cual es la mejor ubicación de la misma.
- De los posibles lugares para ubicar la energía hidrocontrolable de antemano se descarta la base del diagrama por su bajo valor económico de reemplazo de energía térmica y por lo tanto el análisis se centra en el pico y en la semibase del diagrama.
- En la base del diagrama se ubicará la generación térmica más barata y que además no es posible utilizar en las otras zonas del diagrama, tal es el caso de las centrales

nucleares y/o turbovapor. También en esta zona se puede utilizar ciclo combinado, sin embargo dado su limitada disponibilidad se la reserva para la semibase.

- Si luego de cubrir la base del diagrama resta generación denominada de base, su utilización en la zona del pico no es posible y en la semibase solo en alguna medida en el caso de ciclo combinado.
- Tomando en forma conjunta la zona del pico y semibase se busca ubicar toda la energía hidrocontrolable de tal manera que el diagrama resulte lo más aplanado posible. En la figura 3 se puede apreciar que una misma cantidad de energía puede conducir a diferentes diagramas resultantes con una distribución final de potencia con diferentes formas. De la simple observación se deduce que la forma 3 es la que conduce a un diagrama resultante más plano. Luego dado que este debe ser cubierto con energía térmica y teniendo en cuenta la forma no lineal de la función costos de costo se deduce que es la forma más conveniente de utilizar la energía hidrocontrolable es la 3, dado que da lugar al menor costo.

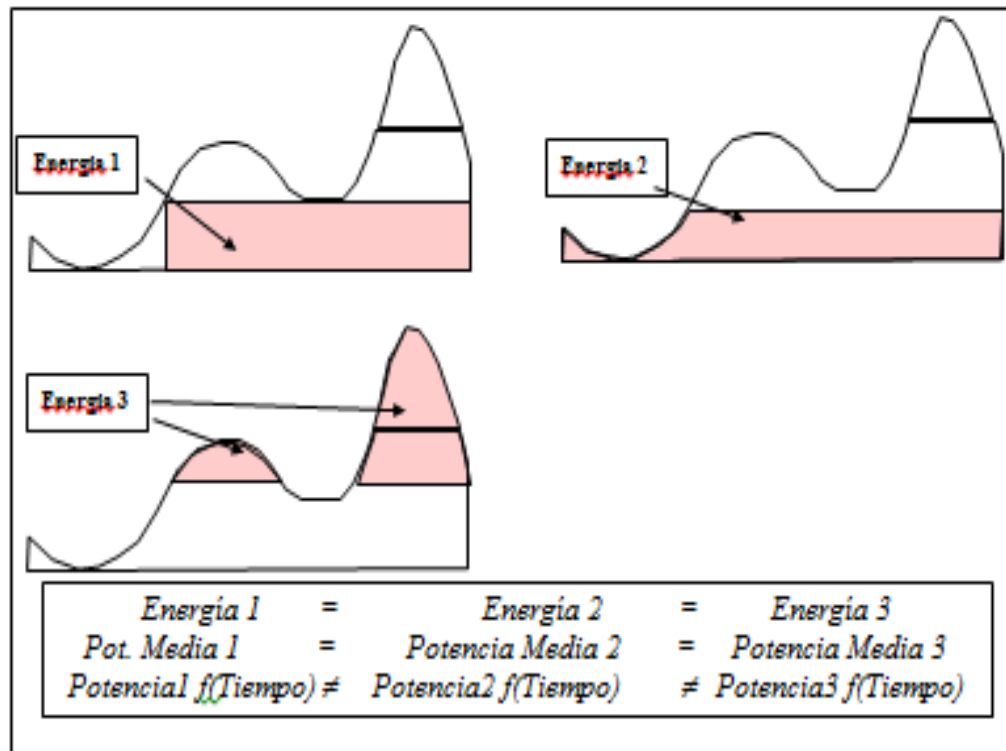


Figura 3. Posibilidades de utilizar la energía hidrocontrolable.

- En la zona de semibase (modulable) del diagrama se utilizará la generación hidrocontrolable dado la facilidad de controlar rápidamente la producción de este tipo de centrales. Como no en todos los casos se dispone de este tipo de generación o no alcanza, se pueden utilizar también generación térmica controlable (con buen ramping) principalmente turbogas, en segundo lugar ciclo combinado y en forma parcial (colaborando) turbovapor.

- En la parte de pico del diagrama en caso de no contarse con generación hidroeléctrica controlable remanente, el equipamiento más apropiado es el turbogas, de alto costo operativo pero de gran capacidad de arranque y seguimiento de la carga.
- Para cubrir la reserva (eventual requerimiento de generación), se limita un porcentaje de las centrales en operación, respecto de su capacidad nominal a efectos de eventualidades en la generación.

De este planteo y análisis del problema considerando que siempre en un sistema la generación disponible supera holgadamente a la demanda en todo instante, ello plantea la diversidad de posibles despachos que pueden satisfacer la demanda pero con distinto costo.

Si se representara la función de costo de operación total (ordenados en forma decreciente) función de los posibles despachos, tendría la siguiente forma aproximada.

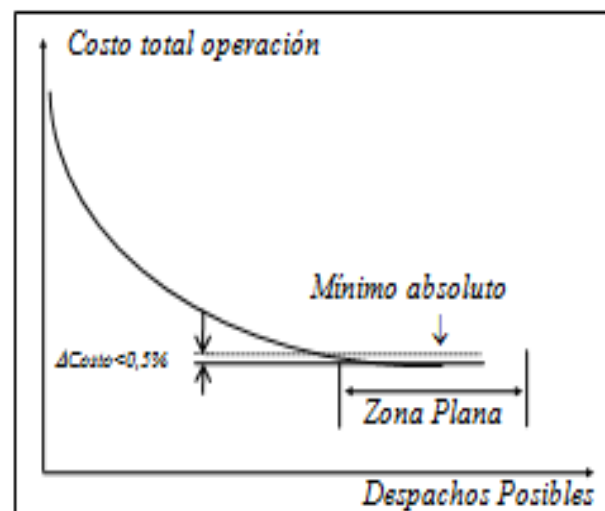


Figura 4. Costos ordenados función de posibles despachos

Naturalmente en la práctica esta función no es totalmente continua ni perfectamente armónica pudiendo presentar inclusive mínimos relativos.

Tal como es típico en los problemas de optimización se observa que la función presenta una "Zona Plana" alrededor del mínimo absoluto y que corresponde a despachos que sin ser el óptimo absoluto se encuentran muy próximos al mismo. Esta característica de la función de costos, permite desde el punto de vista metodológico utilizar modelos simplificados que facilitan plantear variantes de cálculo en los modelos. Por ejemplo solucionar un problema de 'n' dimensiones (varios aprovechamientos hidroeléctricos con embalse) en 'n' problemas de una dimensión a resolver.

## Anexo 5: Método de relajación de Lagrange en el despacho económico

Las características del método de relajación permiten superar las desventajas del MPD principalmente para sistemas muy grandes, comentado sin embargo que otros problemas surgen en este caso. Este método está basado en el método dual de optimización ya estudiado.

Se comienza el análisis comenzando con la definición de la variable  $U_i^t$  como:

$$\begin{aligned} U_i^t &= 0, \text{ si la unidad } i \text{ esta fuera de operación en el periodo } t \\ U_i^t &= 1, \text{ si la unidad } i \text{ esta en operación en el periodo } t \end{aligned}$$

Luego el problema del predespacho se puede formular como:

- Restricciones de demanda:

$$P_D^t - \sum P_i U_i^t = 0 \text{ para } t=1, \dots, T$$

- Restricciones de intervalo:

$$U_i^t P_i^{\min} \leq P_i^t \leq U_i^t P_i^{\max} \text{ para } i=1, \dots, N \text{ y } t=1, \dots, T$$

- Tiempo mínimo en servicio y fuera de servicio:

- la Función Objetivo es:

$$\sum_T \sum_N [C_i(P_i^t) + \text{Costos Arranque}(i,t)] U_i^t = C_i(P_i^t, U_i^t) \Rightarrow \text{Mínimo}$$

Luego formando el Lagrangeano:

$$L(P, U, \lambda) = C_i(P_i^t, U_i^t) + \sum_T \lambda^t (P_D - \sum_N P_i U_i^t)$$

El problema del predespacho requiere minimizar la función de Lagrange sujeta a las restricciones presentadas, las cuales pueden ser aplicadas a cualquier unidad. Nótese lo siguiente:

- La función de costo  $C_i(P_i^t, U_i^t)$  junto con la segunda y tercera restricción son para cada unidad independientes del resto de las unidades del parque.
- La restricción de balance de potencia (la primera) es de acoplamiento a través de las unidades de tal manera que lo que se decide para una unidad afecta al resto.

La solución utilizando el procedimiento de Lagrange resuelve el problema del predespacho relajando o momentáneamente ignorando las restricciones de acoplamiento y resolviendo el problema como si no existiera. En tal sentido se utiliza el método de optimización dual. El procedimiento dual intenta alcanzar el óptimo restringido maximizando el Lagrangiano con respecto a los multiplicadores de Lagrange, mientras se minimiza a las variables del problema.



$$q^*(\lambda) = \max_{(P,U)} q(\lambda)$$

Donde:

$$q(\lambda) = \min_{(P,U)} L(P,U,\lambda)$$

Esto se realiza en dos pasos:

- *Paso 1*: Encontrar un valor de cada  $\lambda^t$  el cual mueve  $q(\lambda)$  hacia un valor grande.
- *Paso 2*: Suponer que  $\lambda^t$  encontrado en el paso 1 esta ahora fijo, luego encontrar el mínimo de  $L$  ajustando los valores de  $P^t$  y  $U^t$ .

Primero reescribamos el Lagrangiano como:

$$L = \sum_T \sum_{i \in I} [C_i(P_i^t) + \text{Costos Arranque}(i,t)] U_i^t + \sum_T \lambda^t (P_{D,t}^* - \sum_N P_i U_i^t)$$

A su vez puede ser reescrito como:

$$L = \sum_T \sum_{i \in I} [C_i(P_i^t) + \text{Costos Arranque}(i,t)] U_i^t + \sum_T \lambda^t P_{D,t}^* - \sum_T \sum_N \lambda^t P_i U_i^t$$

El segundo término es constante y puede ser eliminado dado que  $\lambda^t$  esta fijo. Finalmente el Lagrangiano queda:

$$L = \sum_{i \in I} (\sum_T [C_i(P_i^t) + \text{Costos Arranque}(i,t)] U_i^t - \lambda^t P_i U_i^t)$$

Aquí se ha logrado el objetivo de separar cada unidad respecto del resto que corresponde al término:

$$\sum_T [C_i(P_i^t) + \text{Costos Arranque}(i,t)] U_i^t - \lambda^t P_i U_i^t$$

Por lo tanto puede ser resuelta para cada unidad en forma separada sin interesar que sucede con las otras unidades. La minimización de Lagrange es encontrada para cada unidad de generación para todo el periodo, esto es:

$$\text{Min } q(\lambda) = \sum_N \min \sum_T [C_i(P_i^t) + \text{Costos Arranque}(i,t)] U_i^t - \lambda^t P_i U_i^t$$

Sujeto a las restricciones:

$$U_i^t P_i^{\text{min}} \leq P_i^t \leq U_i^t P_i^{\text{max}} \text{ para } t=1, \dots, T$$

*Tiempos mínimos en operación y fuera de servicio.*

Este problema ahora puede ser solucionado mediante PD de una sola variable.

## 2.7 Sistema Hidrotérmico considerando pérdidas en la red.

*Optimización conjunta para un horizonte definido:*

En el caso que se plantea la función objetivo de minimización es la que se ha presentado anteriormente:

$$\mathbf{F. O. = \Sigma (Costo Operación + Costo Falla) \Rightarrow \text{Mínimo}}$$

Donde las variables (generación hidroeléctrica) asociadas al recurso hídrico no intervienen directamente en la misma como tales. Esto se debe a que el efecto de una determinada decisión respecto de la generación hidroeléctrica tiene implicancias económicas que son valoradas a través del costo de generación térmica. O sea que el valor económico asociado al agua si bien este no tiene un costo de adquisición si lo tiene desde el punto de vista de la oportunidad de la generación. De hecho, en un problema de optimización se plantea que el modelo dado una cantidad del recurso hídrico, este se despachará prioritariamente a la generación térmica. De hecho este tipo de generación contribuye a minimizar la función objetivo dado que desplaza generación térmica o déficit, que de otro modo debería emplearse si no existiera. Esta contribución en valores relativos se debe, además de reemplazar energía térmica, energía que debería ser cubierta a mayor costo unitario dado el carácter no lineal de la generación térmica en función de la demanda.

Otro aspecto muy importante que participa en la disminución de la función objetivo no es solo la utilización integral del recurso hídrico, sino también utilizarlo adecuadamente desde el punto de vista de su mejor oportunidad (tiempo) y mayor eficiencia ( $Pot = f(Q, H, \eta(Q), \Delta H(Q))$ ), lo que se manifiesta en los resultados, tratando de aplanar al máximo posible la parte de la demanda que debe cubrir la generación térmica de mayor costo. Esto se traduce en el criterio de: *máximo empuntamiento de la energía hidroeléctrica, máxima eficiencia desde el punto de vista del rendimiento, máximo salto, etc.*

*Otra característica que distingue a la generación hidroeléctrica esta dado por plantear una restricción integral de la disponibilidad del recurso de agua cuya flexibilidad de utilización esta limitada.*

El algoritmo de optimización debe buscar la combinación de estos factores que máximicen la función objetivo.

$$\mathbf{Función\ Objetivo = \Sigma_i C_i(PGi) + Costo\ Falla \Rightarrow \text{Mínimo}}$$

*Sujeta a las restricciones de:*

- *Cubrir la demanda.*
- *Respetar las restricciones de intervalo del equipamiento térmico, hidráulico y de red.*
- *Restricciones integral de los recursos primarios (hídrico).*