

**UNIVERSIDAD NACIONAL DEL CALLAO
FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA
ESCUELA PROFESIONAL DE INGENIERÍA ELÉCTRICA**



**“MODELO DE PORTAFOLIO
DE GENERACIÓN
ELÉCTRICA DE CORTO
PLAZO EN EL PERÚ”**

**TESIS PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE
INGENIERO ELECTRICISTA**

AUTORES:

**JUAN CARLOS RIVERA ANTONIO
CELSO TOMAYQUISPE LLAMOCA**

ASESOR:

EDGAR DEL AGUILA VELA

**Callao, Julio 2015
PERÚ**

**FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA
ESCUELA PROFESIONAL DE INGENIERÍA ELÉCTRICA**



**TESIS PARA OBTENER EL TÍTULO PROFESIONAL DE INGENIERO
ELECTRICISTA**

**“MODELO DE PORTAFOLIO DE GENERACIÓN ELÉCTRICA DE CORTO
PLAZO EN EL PERÚ”**

**PRESENTADO POR LOS BACHILLERES
RIVERA ANTONIO, JUAN CARLOS
TOMAYQUISPE LLAMOCA, CELSO**

CALIFICACIÓN:

**Mg. Ing. JORGE ALBERTO
MONTAÑO PISFIL
Presidente de Jurado**

**Ing. PABLO MANUEL MORCILLO
VALDIVIA
Secretario de Jurado**

**Ing. ALEX ALFREDO VALLEJOS ZUTA
Vocal de Jurado**

CALLAO – PERÚ

DEDICATORIA

A mis padres, Por su apoyo, consejos, comprensión y ayuda en los momentos difíciles. Me han dado todo lo que soy como persona, mis valores, mis principios, mi carácter, mi empeño, mi perseverancia, mi coraje para conseguir mis objetivos.

A mis hermanos por estar siempre presentes, acompañándome y dándome fortaleza y motivo para seguir superándome.

Celso Tomayquipe Llamoca

A Dios, por haberme dado la vida y permitirme el haberme llegado hasta este momento tan importante de mi formación profesional. A mi madre Lidia Antonio P. por haberme inculcado valores y buenos hábitos que a la vez estuvo siempre a mi lado brindándome su mano amiga dándome a cada instante una palabra de aliento para llegar a culminar mi profesión. A mi padre Víctor Rivera U. (Q.E.P.D.) que a pesar de nuestra distancia física sé que me acompaña y me bendice desde el Cielo.

A mis hermanos por su ayuda y apoyo incondicional que me brindaron en los momentos que más lo necesité.

A mi esposa por ser una persona excepcional. Quien me ha brindado su apoyo incondicional y ha hecho suyos mis preocupaciones y problemas. Gracias por tu amor, paciencia y comprensión.

A mi hijo, por ser lo más grande y valioso que Dios me ha regalado, quien es mi fuente de inspiración y la razón que me impulsa a salir adelante.

Juan Carlos Rivera Antonio

AGRADECIMIENTOS

A Dios, por ser mi principal guía, por darme la fuerza necesaria para salir adelante y lograr alcanzar esta meta.

A mi Universidad Nacional del Callao, por darme la oportunidad de aprender y forjarme como profesional.

Al Ing Edgar del Águila Vela por su paciencia y dedicación para la realización de esta Tesis.

A mis compañeros y amigos del código 062., y en especial a Juan Carlos Rivera Antonio por compartir el desarrollo de la tesis.

Celso Tomayquipe Llamoca

A ti Dios por bendecirme para llegar hasta donde he llegado, porque hiciste realidad este sueño anhelado.

A mi prestigiosa Universidad Nacional del Callao y a sus Catedráticos, por haber permitido adquirir los conocimientos necesarios y la experiencia necesaria para poderla aplicar en la práctica.

A mis Asesores: Edgar del Águila Vela y Florencio Carranza, por la orientación y ayuda que nos brindó para la realización de la tesis.

Deseo reconocer mi agradecimiento a Celso Tomayquispe Llamoca compañero de tesis, gracias a su empeño y entusiasmo hemos podido lograr este objetivo.

Juan Carlos Rivera Antonio.

ÍNDICE DE CONTENIDO

Pág.

DEDICATORIA	I
AGRADECIMIENTOS	II
ÍNDICE DE CONTENIDO	III
ÍNDICE DE GRÁFICOS	V
ÍNDICE DE FIGURAS	VI
ÍNDICE DE TABLAS	VII
RESUMEN	VIII
ABSTRACT	IX
INTRODUCCIÓN	X
I.-PLANTEAMIENTO DE LA INVESTIGACIÓN	1
1.1. Identificación del problema.	1
1.2. Formulación del problema	3
1.3. Objetivos de la investigación	4
1.4. Justificación	4
1.5. Importancia.....	4
II.-MARCO TEÓRICO	5
2.1 Antecedentes del estudio	5
2.2 Marco Teórico.....	6
2.6 Definiciones de términos básicos	24
III.- VARIABLES E HIPÓTESIS	29
3.1 Variables de la investigación.	29
3.2 Operacionalización de las variables	30
3.3 Hipótesis general e hipótesis específica.....	32
IV.- METODOLOGÍA	34
4.1.- Tipo de investigación.....	34
4.2.- Diseño de la investigación.....	34
4.3 Población y muestra.	34
4.4 Técnicas e instrumentos de recolección de datos.	36

4.5 Procedimiento de recolección de datos.....	36
4.6 Procedimiento estadístico y análisis de datos.....	37
V.- RESULTADOS.....	46
VI.- DISCUSIÓN DE RESULTADOS.....	55
6.1.- Contratación de hipótesis con los resultados.....	57
6.2.- Contratación de resultados con otros estudios similares.....	58
VII.- CONCLUSIONES.....	59
VIII.- RECOMENDACIONES.....	61
IX. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	62

ÍNDICE DE GRÁFICOS.

Gráfico 1: Cobertura de la Máxima Demanda por Recurso Energético.	1
Gráfico 2: Producción de Energía Eléctrica.	2
Gráfico 3: Cambio de Matriz Energética	3
Gráfico 4: Producto Bruto Interno (2002 - 2012)	7
Gráfico 5: Modelo de Portafolio basado en datos de COES	37
Gráfico 6: Costo de energía eléctrica a precio Marginal	37

ÍNDICE DE FÍGURAS.

Figura 1: Modelo de Pool Clásico.....	10
Figura 2: Modelo de Pool Peruano.....	11
Figura 3: Actividades Desarrolladas en el Sector Eléctrico.....	15
Figura 4: Esquema de Tarifa de Gas.....	23

ÍNDICE DE TABLAS.

Tabla 1: Análisis de sector Eléctrico	15
Tabla 2: Tipos de Generación Termoeléctrica	18
Tabla 3: Matriz de operacionalización de las variables	30
Tabla 4: Disponibilidad de Recursos Energético.....	33
Tabla 5: Producción de Energía Eléctrica.....	33
Tabla 6: Centrales hidráulicas existentes en el SEIN.....	35
Tabla 7: Centrales térmicas existentes en el SEIN.....	36
Tabla 8: Márgenes de Energía Eléctrica.....	38
Tabla 9: Producción de Energía Eléctrica por Centrales Hidráulica en 24h.	39
Tabla 10: Producción de Energía Eléctrica por Centrales Térmicas en 24 horas.....	40
Tabla 11: Datos Operativos por Generación de Energía Eléctrica por Centrales Hidráulicas y Térmicas.....	41
Tabla 12: Datos Comparativos de Cmg Idealizado vs Cmg Real.....	42
Tabla 13: Datos de Distribuidores y Clientes Libres.....	43
Tabla 14: Análisis de Informe Diario.....	44
Tabla 15: Generación de Energía Eléctrica por Centrales Hidráulica y Térmica en 24 horas.....	46
Tabla 16: Cuadro de Generación de Energía Eléctrica en 24 horas con restricción de las Centrales Térmica (GT6-GT8).....	47
Tabla 17: Cuadro de Generación de Energía Eléctrica en 24 horas con Mantenimiento la central hidráulica GH1.....	48
Tabla 18: Cuadro de Generación de Energía Eléctrica en 24 horas con Falla en la Central Térmica (GT4).....	49
Tabla 19: Cuadro de Generación de Energía Eléctrica en 24 horas con Falla en la Térmica (GT5).....	50
Tabla 20: Cuadro de Generación de Energía Eléctrica por Día Operando solo la Central Hidráulica (GH1).....	51
Tabla 21: Cuadro de Generación de Energía Eléctrica por Día Operando la Térmica (GT4).....	52
Tabla 22: Cuadro de Generación de Energía Eléctrica por Día Operando las Térmicas a Gas (GT6-GT7-GT8).....	53
Tabla 23: Cuadro de Generación de Energía Eléctrica por Día Operando la Térmica a Carbón (GT5).....	54
Tabla 24: Análisis de Resultados Finales.....	59

RESUMEN

En esta investigación se analiza los diferentes eventos y escenario para un modelo de despacho óptimo y eficiente de los recursos de generación de energía eléctrica e identificar un modelo de portafolio eficiente que permitan obtener los mayores beneficios de un despacho económico de carga en el corto plazo, considerando la programación diaria y proyectada en la semana que incluye los costos marginales idealizados como parámetro fijo. Recogiendo la experiencia y basándose en la metodología de la venta de energía en los mercados eléctricos a diferentes precios. Se propone un modelo de programa de despacho diario con proyección en corto plazo, en el cual basado en la venta de energía en dichos mercados menos los costos incurridos por esta venta de energía. Es un esquema tipo "POOL" que considera como estrategias el manejo de la congestión y No congestión del ducto de gas, los mantenimientos eléctricos y fallas en el SINAC. Se simula la operación de este modelo con la adaptación a generadoras eléctricas del Sistema Interconectado Nacional.

Entre la contribución más importante, se destaca el desarrollo y la aplicación de un modelo de simulación de Portafolio de generación eléctrica que integra las características técnicas de generadores, permitiendo evaluar una forma simultánea los costos de la energía y el ingreso obtenido.

ABSTRACT

In this research the different events and stage for a model of optimal and efficient delivery of resources to generate electric power to identify a model of efficient portfolio that will generate the greatest benefits of economic load dispatch in the short term is analyzed, considering the daily and weekly projected marginal costs including idealized as fixed parameter programming.

Picking up the experience and methodology based on the sale of energy in the electricity markets at different prices. Model daily program office with short-term projection is proposed, which based on the sale of energy in these markets less costs incurred by the sale of energy. It is a type scheme "POOL" he considers strategies congestion management and congestion No gas pipeline, electrical maintenance and faults in the SINAC. The operation of this model is simulated with adaptation to power generators in the national grid.

Among the most important contribution, development and implementation of a simulation model of power generation portfolio that integrates the technical characteristics of generators stands, allowing simultaneously evaluating an energy costs and the income earned.

INTRODUCCIÓN

En las últimas décadas, la industria eléctrica alrededor del mundo ha tenido una serie de cambios en su estructura organizacional y en la toma de decisión de los agentes participantes: generadores y distribuidores. En esta tesis se presenta un modelo de portafolio de generación eléctrica a corto plazo en La industria de generación eléctrica. Considerando los costos variables de los combustibles y los embalses de agua, en consecuencia un problema en el abastecimiento futuro.

El modelo de portafolio que se plantea ofrece la oportunidad de obtener mayores rendimientos a las empresas generadoras de energía eléctrica, en conjunto sea hidráulica, térmica a gas natural, diésel, carbón, etc. con el fin de disminuir el riesgo de incumplir los contratos con los clientes.

En el mercado eléctrico peruano se desarrolla actividades en condiciones de competencia, supervisión y regulación por parte del estado. Estas condiciones han generado tres configuraciones de mercado de intercambio eléctrico El primero de ellos es el mercado libre, el mismo que se determina por oferta y demanda. El segundo es un mercado regulado, en el que el precio es fijado por el OSINERMIN bajo la denominación de tarifa en barra. Y un tercer mercado el que surge entre los generadores de electricidad, que es conocido como el mercado spot cuya formación se debe a que los generadores tienen en cualquier momento y por muchas razones déficit y superávit en su producción de electricidad. Al mismo tiempo de tener compromisos de venta de energía, previamente contratada que necesariamente tiene que ser atendida. La característica resaltante del mercado spot es que tiene un precio muy volátil.

El mercado spot es considerado como el más importante, porque en él se reflejan en tiempo real el verdadero precio de la producción de electricidad. Es por ello, que el precio de referencia de este mercado conocido como el costo marginal de generación de corto plazo o precio spot, queda afectado por factores tanto de oferta como de demanda. Por el lado de la oferta tenemos las condiciones hidrográficas, los precios del petróleo, el tipo de

cambio y los costos de producción eléctrica en general y los factores técnicos como son las condiciones de la red de transmisión eléctrica. Por el lado de la demanda el incremento de los consumidores residenciales, los consumidores libres y el crecimiento económico.

I.-PLANTEAMIENTO DE LA INVESTIGACIÓN

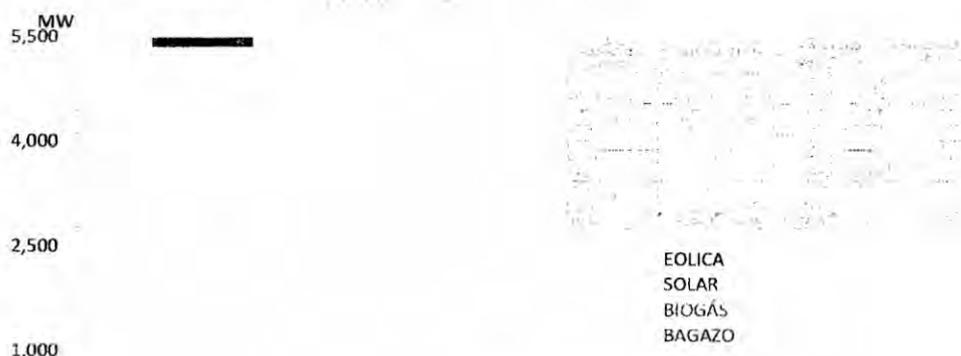
1.1. Identificación del problema.

Las empresas de generación eléctrica actualmente se enfrentan a los diferentes cambios en los precios de combustibles, a la variabilidad de la hidrología, de la demanda industrial y vegetativa, esto trae como consecuencia la necesidad de la aplicación de modelos de gestión de portafolios ante la competencia, cómo actuar ante estos cambios y obtener los mayores beneficios en sus ingresos.

Los nuevos mercados que se abren generan la incertidumbre del futuro inmediato. Debido a que aproximadamente el 53,73% de la oferta de generación eléctrica está compuesta por centrales hidráulicas, los precios marginales del SEIN dependen de la hidrología.

Según Resumen estadístico anual del COES 2014, la mayor participación en la cobertura de la máxima demanda fue la generación con recurso hídrico y gas natural estos registraron un incremento 8,9% y del 1,08% respectivamente en comparación al año 2013. Cabe destacar el aporte de las centrales eólicas cuya participación fue de 1.6%; así como mencionar que la máxima demanda del 2014 presento una disminución del orden de 67,3% del bagazo y del 3.2% del biogás. Así mismo no hubo participación del carbón, del petróleo residual ni del diésel.

Gráfico 1: Cobertura de la Máxima Demanda por Recurso Energético.

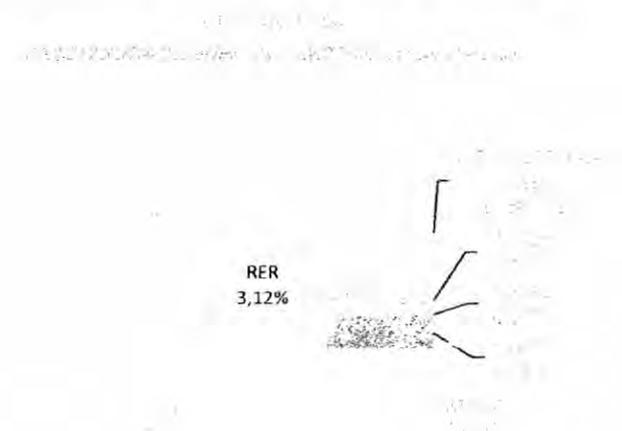


Fuente: COES – SINAC

Según el informe resumen estadístico anual COES-SINAC, La máxima demanda del 2014 fue de 5 737,27 MW y se registró a las 19:00 horas del miércoles 12 de noviembre de 2014, lo que representa un incremento de 162,03 MW y un crecimiento del 2,9% en comparación al obtenido en el año 2013.

Por otro lado la producción de energía eléctrica en el año 2014 totalizó 41 795,89 GW.h que representa un 5,36% mayor al registrado en el año 2013 que fue 39 669,43 GW.h. Dicho incremento incluye el Intercambio Internacional de Electricidad al Ecuador que fue 12,74 GW.h.

Gráfico 2: Producción de Energía Eléctrica.



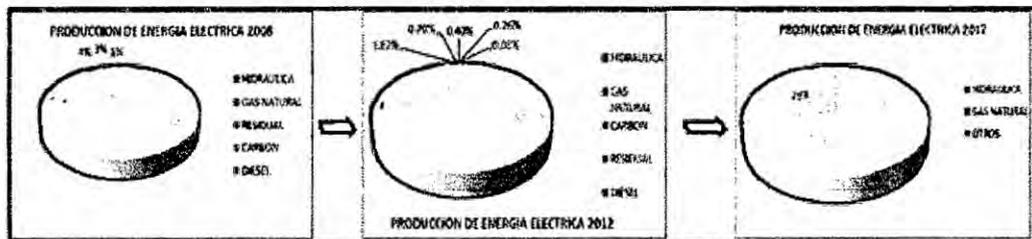
Fuente: COES-SINAC

A inicios del presente siglo, con la llegada del Gas de Camisea, el Perú anunció un cambio de matriz energética, orientado a desplazar el petróleo con el gas natural, dado el incremento del precio de los combustibles, y se da inicio al proceso de conversiones. El uso del gas natural tenía y mantiene el incentivo de su tarifa baja que es prácticamente la quinta parte con respecto al precio internacional. El efecto de estas nuevas centrales térmicas ha hecho que las centrales hidroeléctricas hayan disminuido su

participación en la producción eléctrica del 85% al 40% aproximadamente, al ser sustituida por el gas natural.

Sin embargo la crisis actual por la que atraviesa el sector eléctrico ante una falta del suministro del gas de Camisea; según el estudio Análisis del Sistema 2012-2016, encargado por la Asociación para el Fomento de la Infraestructura Nacional (AFIN); “**el gas de Camisea ya está llegando a su tope para abastecer nuevos proyectos de generación eléctrica**”, contradice los objetivos estratégicos del sector, se tiene como meta el cambio de la matriz energética del país (Ver Gráfico).

Gráfico 3: Cambio de Matriz Energética



Fuente: COES-SINAC

Por otro lado el acelerado ritmo con el que crece la demanda nos ha dejado con un margen de reserva del 20%, ya que ante lo expuesto anteriormente no se han generado ya nuevas inversiones en sector en centrales hidroeléctricas sino solo en térmicas que requieren de gas natural.

1.2. Formulación del problema

Problema General

¿Cómo debe ser el modelo de portafolio de generación eléctrica en el corto plazo en el Perú?

Problemas Específicos

- ¿Se podrá implementar un modelo de programa para un despacho eléctrico?
- ¿Existe el FODR energético, en el Perú?

- c) ¿Cuál es la disponibilidad de recursos energéticos en el Perú para la generación energética?

1.3. Objetivos de la investigación

Objetivo general:

Establecer un modelo de portafolio de generación eléctrica en el corto plazo en el Perú.

Objetivo específicos:

- a) Diseñar un modelo del programa que sea útil para los despachos energéticos de las empresas generadoras.
- b) Identificar el FODR energético del país.
- c) Conocer la disponibilidad de recursos energéticos en el país a nivel de las diferentes centrales de generación hidráulica y térmica.

1.4. Justificación

Las razones que justifican la investigación propuesta, son las siguientes:

- a) La tesis concluida será un valioso aporte para las empresas de generación eléctrica del SINAC.
- b) La tesis concluida servirá como modelo para la gestión de las empresas de generación eléctrica del SINAC.
- c) Los resultados de la investigación de estrategias, resultara ser un valioso patrón de referencia, para adecuarlos a otras empresas de generación eléctrica con realidades similares.

1.5. Importancia.

El modelo de portafolio de generación eléctrica es una herramienta gestión que nos sirve para evaluar costos y beneficios para el despacho económico a corto plazo.

Las estrategias de gestión energética para el corto plazo en el Perú, deben ser concretas, efectivas y aplicadas para la maximización de los ingresos diarios por la venta y la minimización de la compra de energía, además

podemos señalar que es una herramienta amigable al usuario ya que se encuentra desarrollado con una aplicación en el software Excel lo cual involucra un mínimo de tiempo de aprendizaje para la implementación de dicho modelo.

El modelo de portafolio está enfocado para la aplicación a cualquier empresa generadora del parque generador en el Perú que tenga la variabilidad del portafolio de generación eléctrica.

II.-MARCO TEÓRICO

2.1 Antecedentes del estudio

Habiendo realizado una revisión bibliográfica, con visitas a bibliotecas especializadas en Lima - Perú, al respecto no se encontró tesis similar sobre el tema planteado pero si se encontró una tesis que plantea conceptos, y procesos del mercado eléctrico.

“Estrategia de generación de valor, en una empresa de distribución eléctrica” Estudio de la universidad ESAN, el presente estudio propone una estrategia orientada, a incrementar la generación de valor económico para los accionistas, considerando las políticas y el estado actual de ELSE.

En las investigaciones por la web también se encontrado una bibliografía de análisis del precio spot de generación eléctrica de la Pontificia Universidad Católica del Perú – UPCP, del ingeniero Willy Anaya Morales, con la tesis “Determinantes del precio spot de generación eléctrica en el Perú”.

En el cual analizan mediante un modelo de corrección de error los determinantes del precio spot de generación eléctrica, mostrando evidencias de la relación existente entre las variables para periodos mensuales. El estudio muestra, que el precio spot de generación eléctrica, está influenciado por el volumen de agua, el precio internacional del petróleo, y el tipo de cambio real.

2.2 Marco Teórico.

2.2.1 Despacho económico de carga

El despacho económico de carga es un proceso por el cual se busca satisfacer la necesidad de utilizar energía eléctrica de forma económica y segura. En este proceso el objetivo es alcanzar un equilibrio entre oferta y demanda que corresponden respectivamente a la generación de centrales eléctricas y a los requerimientos de energía, potencia, seguridad y calidad de servicio por parte de los clientes.

La planificación de corto plazo, determina la programación horaria, económica y confiable de la operación de cada unidad generadora del sistema, llamado despacho económico.

2.2.2 Portafolio de generación

El portafolio es un concepto utilizado para determinar un conjunto de herramientas u opciones que pueden ser utilizados para hallar la solución a un problema u operación dada.

En el ámbito del mercado de compra y venta de potencia y energía eléctrica puede decirse que un portafolio energético es un conjunto de herramientas compuesto por todas las ofertas de energía disponibles en el mercado.

Estas ofertas disponibles están constituidas por aquellas plantas generadoras, independientemente de su tecnología y combustible utilizado, que estén dispuestas a ofertar en una determinada licitación.

2.2.3 Generación eléctrica en el Perú

En los últimos 10 años, el crecimiento económico experimentado por el Perú presenta una tendencia claramente exponencial. El consumo eléctrico, uno de los pilares de la bonanza económica peruana, presenta un incremento perfectamente acoplado con el Producto Interior Bruto, PIB. El crecimiento económico del país se mide en términos del incremento del PIB. En el Gráfico N°04, según datos de la Agencia de Promoción de la

Inversión Privada en el Perú, Pro Inversión, el PIB del Perú a finales del 2012 alcanzó los 199 mil millones de dólares.

Gráfico 4: Producto Bruto Interno (2002 - 2012)



Fuente: Pro Inversión

En las dos últimas décadas, la demanda de energía en el Perú ha aumentado en forma sostenida como consecuencia del crecimiento económico.

Considerando que la actual matriz de generación de energía eléctrica en el Perú está basada en hidroeléctricas (53.73% del total), de manera complementaria el gas natural (43.02%), el carbón, el diésel y otros combustibles (3.25%), y tomando en cuenta que la rentabilidad es uno de los criterios centrales para la toma de decisiones, el presente estudio evalúa en forma comparativa la viabilidad de tres opciones de generación de energía eléctrica: centrales hidroeléctricas, centrales térmicas de ciclo simple y centrales térmicas de ciclo combinado.

2.2.4 Tipos de usuarios.

El marco regulatorio peruano ha definido dos tipos de usuarios (Ley 25844 de 1992), los Clientes Regulados y los Clientes Libres o No Regulados, de acuerdo a la máxima demanda que consumen.

2.2.4.1 Clientes 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 1 MW, y se encuentran ubicados dentro de la zona de concesión de la empresa distribuidora.

Los clientes regulados para el año 2005, ascienden a 3, 983,329.0, que representan el 99.9% del total de clientes.

2.2.4.2 Clientes 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 superior a los 1 MW. Los clientes libres para el año 2005, ascienden a 243.0, que representan el 0.01% del total de clientes.

2.2.5 Modelo eléctrico peruano

En los mercados eléctricos existen dos formas básicas para realizar contratos comerciales entre compradores y suministradores:

- i) El trato directo, es decir, un comprador y un vendedor realizan contratos bilaterales físicos.
- ii) Mediante un intermediario denominado Pool (los productores venden su energía a través de la coordinación de un intermediario).

Estos tipos de contratos comerciales se superponen al mercado real, y el mercado quedará definido por el tipo de contrato que tenga mayor

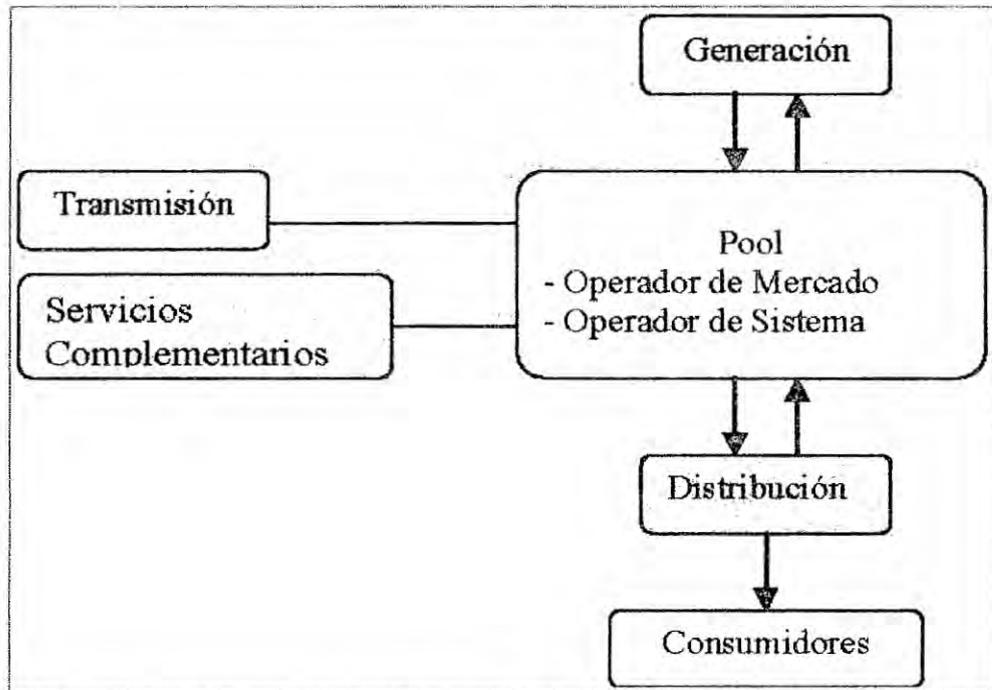
relevancia. En el Perú, la organización y funcionamiento del sistema eléctrico tiene las bases y características de un modelo Pool.

2.2.5.1 Modelo Pool general

El concepto del modelo "Pool" corresponde a una estructura de mercado en la cual los productores y consumidores no están en relación comercial directa (Flores (2003)). El "Pool" o Coordinador, que es una entidad sin fines de lucro, realiza un despacho de generación basado en los costos variables de las centrales participantes (precios spot), a través de un mecanismo preestablecido y aceptado por todos sus miembros. El precio spot es el resultado de haber hecho un despacho económico centralizado, basado en la entrega de costos o de ofertas de compra y venta de energía, además de las restricciones operativas, que entregan los agentes involucrados.

El Pool provee además un esquema de tarificación para el sistema de transmisión y el conjunto de servicios complementarios necesarios para la operación segura y confiable del sistema eléctrico, y por último debe de actuar como un intermediario frente a la aparición de discrepancias entre los participantes en el mercado.

Figura 1: Modelo de Pool Clásico.



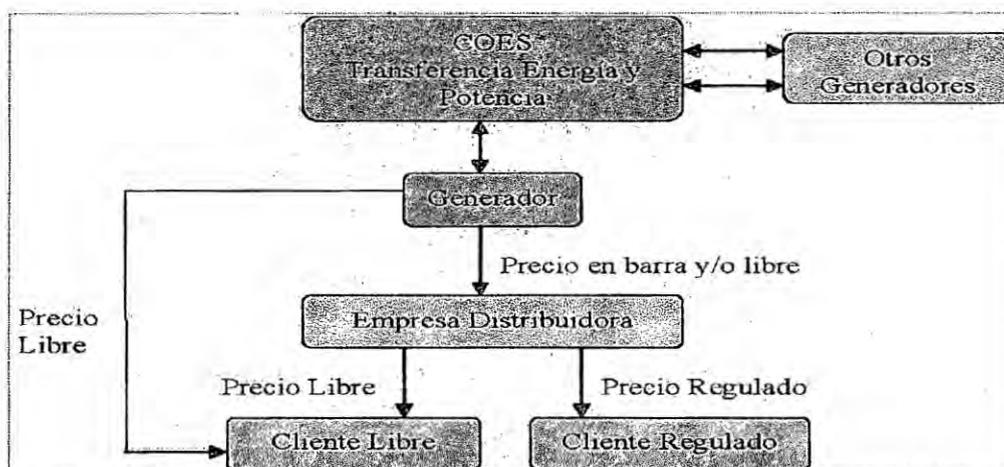
Fuente: OSINERGMIN

2.2.5.2 Modelo Pool peruano.

El modelo Pool peruano tiene una entidad sin fines de lucro denominada Comité de Operación Económica del Sistema (COES), como el ente coordinador o Pool.

El COES realiza los despachos de energía a través de una programación por orden de mérito de las centrales hidráulicas y térmicas que están disponibles, de modo de abastecer la demanda tanto de los clientes regulados como la demanda de los clientes libres. De acuerdo con la Figura N° 02 hay diferentes tipos de precios al que se puede transar la energía, dependiendo de quienes son los agentes que intervienen en la transacción.

Figura 2: Modelo de Pool Peruano.



Fuente: OSINERGMIN.

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

a) Mercado spot

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

En este mercado se realizan transferencias de potencia y energía entre los generadores. La valorización de las transferencias de energía se valoriza al costo marginal de corto plazo y que corresponde al costo variable (\$/kWh) de la central hidráulica o térmica que abastece la unidad adicional de energía en un momento determinado.

Las transferencias de potencia de punta entre un integrante del COES y el resto son calculadas como la diferencia entre su demanda de potencia de

punta y su potencia firme, y son valorizados tomando en cuenta los precios de potencia de punta en barra donde se origine la transferencia.

b) Mercado libre

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

c) Mercado de distribución

El mercado de distribución está constituido por las empresas de distribución que son monopolio regulado y los clientes regulados o de servicio público de electricidad.

Los concesionarios de distribución están obligados a dar servicio a quien lo solicite dentro de su zona de concesión o a aquellos que lleguen a dicha zona con sus propias líneas, en un plazo no mayor de un año, asimismo están obligadas a tener contratos vigentes con empresas generadoras que le garanticen su requerimiento de potencia y energía por los siguientes veinticuatro meses como mínimo.

El precio de venta de electricidad a clientes regulados está establecido como el precio de barra, que compensa la generación y el sistema de transmisión más el Valor Agregado de Distribución (VAD).

c.1) Precios de barra

Corresponde a los precios de generación y transmisión y son determinados para todas las barras o subestaciones donde se efectúe el suministro.

Poseen dos componentes: el precio de la energía y el precio de la potencia de punta. Con la finalidad de estabilizar los precios de la energía, ésta se

calcula considerando tanto para el cálculo de los costos marginales como para la demanda un horizonte de un año hacia atrás y dos años hacia delante. Este horizonte toma en cuenta las hidrologías acontecidas y las futuras con la finalidad de tener precios cercanos a la realidad, que luego se ajustan con la banda definida tomando en cuenta los precios libres.

c.2) Competencia en el sector de distribución

El mercado de distribución es un monopolio regulado, debido a las economías de ámbito que las caracterizan, y la legislación introduce el concepto de eficiencia ficticia, para fijar los precios, haciéndola competir en teoría con una empresa ficticia que es una empresa ideal modelo.

Sin embargo, en la actualidad los distribuidores están integrados verticalmente con las funciones de distribución (operador de cables) y la de comercialización, por lo que queda claro que nuevos comercializadores no pueden usar las instalaciones para ofrecer energía a los consumidores, limitando de esta manera toda forma de competencia en este sector eléctrico.

2.2.6 Mercado eléctrico peruano

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. Particularmente los lugares donde se produce la electricidad 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 los casos cubren grandes distancias a elevados voltajes a fin de minimizar las pérdidas de energía. En el caso del sector eléctrico, esta actividad de transporte se le conoce como Transmisión Eléctrica.

En seguida, la actividad que permite 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 en el mercado libre, mientras que la segunda, se refiere a la comercialización que existe con los usuarios regulados del servicio. En el Perú, la comercialización minorista se encuentra a cargo del operador que realiza la actividad de distribución eléctrica.

Por otra parte, se debe señalar que un actor importante en la organización de la industria de energía eléctrica es el Operador del sistema eléctrico, el cual se encarga del despacho económico de electricidad; es decir, de llamar a producir a las centrales en orden merito con respecto a sus costos variables, hasta que se logre cubrir la demanda en cada momento. En el Perú el operador del sistema es el Comité de Operación Económica del Sistema (COES).

Figura 3: Actividades Desarrolladas en el Sector Eléctrico.



Fuente: OSINERGMIN

2.2.7 FODR DEL SECTOR ELÉCTRICO PERUANO

Tabla 1: Análisis de sector Eléctrico

F: FORTALEZAS	O: OPORTUNIDADES
<ul style="list-style-type: none"> ➤ Impulso de la ampliación de la cobertura eléctrica en el país. ➤ La capacidad de OSINERGMIN de mejorar el marco normativo del sector eléctrico, El cual debe estar en la capacidad de poder hacer cambios a la normativa vigente ante nuevas tecnologías y cambios en los mercados eléctricos como mercados futuros, con opciones y mayoristas-minoristas, como lo han hecho otros países como: Chile, Argentina, Brasil, etc. 	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Los avances en las tecnologías de la información pueden dar mayor eficiencia al sector. ➤ Desarrollo de productos y servicios a la medida para el segmento industrial y doméstico. ➤ Políticas nacionales que promueven la inversión. ➤ Promoción de la generación de energía por medios renovables.

<ul style="list-style-type: none"> ➤ Alta certeza sobre ingresos y márgenes futuros debido a la inelasticidad de la demanda. ➤ El MINEM promueve la inversión privada, la eficiencia y las buenas prácticas empresariales. ➤ El personal del sector se capacita constantemente. ➤ Existen políticas hacia el mantenimiento de relaciones armoniosas entre los actores. ➤ Promueve el beneficio social y el aumento de la calidad de vida por medio de la creación de proyectos de electrificación a toda la población. ➤ Fomento del desarrollo productivo a través de la electrificación. 	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Inversión en generación hidráulica debido al potencial hidro energético. ➤ Exportación de energía eléctrica gracias a la interconexión del SEIN a sistemas de interconexión internacional. ➤ Desarrollo de nuevas oportunidades de negocios como servicios de asesoría, mantenimiento y reparación de instalaciones eléctricas.
D:DEBILIDADES	R:RIESGO
<ul style="list-style-type: none"> ➤ Alta dependencia de la regulación, sobre todo de las empresas distribuidoras. ➤ El poco conocimiento que se tiene del patrón de consumo de electricidad de los usuarios residenciales. ➤ La normatividad actual del sector no es eficiente. La determinación de sectores 	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Aumento de la competencia en el mercado libre, lo cual constituye un riesgo para los distribuidores. ➤ Problemas en la obtención de economías de escala en la compra de energía y su aplicación en la fijación tarifaria (por falta de oferta).

<p>típicos para la fijación tarifaria de distribución no concuerda con la realidad de las empresas de distribución.</p> <ul style="list-style-type: none"> ➤ Alta burocracia, proceso y procedimientos engorrosos y lentos en el sector. ➤ Falta de comunicación entre el organismo regulador y las empresas reguladas. 	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Volatilidad en los precios del petróleo a nivel internacional. ➤ Falta de confiabilidad en la administración de justicia y en la solución de controversias. ➤ Escala de multas por la aplicación de la norma técnica de calidad, especialmente, en el sector rural.
---	---

Fuente: Elaboración Propia.

2.2.8 RECURSOS ENERGÉTICOS EN EL PERÚ

2.2.8.1 VENTAJAS DEL GAS NATURAL

El gas natural se ha constituido en el combustible más económico para la generación de electricidad, ofrece mejores oportunidades en términos de economía, aumento de rendimiento y reducción del impacto ambiental. Estas ventajas pueden conseguirse tanto en las grandes centrales termoeléctricas así como en las pequeñas.

El otro, uso es en la industria que lo utiliza en hornos en general, de acuerdo a sus propias necesidades para generación de energía en centrales termoeléctricas, se une dos tipos de generadores

Tabla 2: Tipos de Generación Termoeléctrica.

CICLO SIMPLE	CICLO COMBINADO
El gas se quema para producir vapor y este impulsa una turbina que escapa a la atmósfera. Eficiencia es de un 38%.	Los gases de escape producidos por la combustión se recuperan y retoman a una caldera a vapor que a su vez genera electricidad. Eficiencia es de 60%.

Fuente: MINEM

La sustitución de centrales convencionales de carbón y diésel por centrales de ciclo combinado que utilizan gas natural es una manera efectiva de contribuir a la reducción del efecto invernadero. Por otro lado, la tecnología de ciclo combinado consume un 35% menos de combustible fósiles que los convencionales, lo que aporta, de hecho, la mejor solución para reducir las emisiones de CO₂ a la atmosfera y, por tanto, contribuir a preservar el entorno medioambiental.

En conclusión las centrales térmicas a gas natural son por su economía y limpieza son las llamadas a desplazar las otras fuentes energéticas tales como el petróleo, el carbón y en algunos casos las hidroeléctricas.

Esta eficiencia térmica permite la mejor regulación de temperaturas e incluso regular temperaturas diferentes para puntos diferentes en la cual se contribuye a una mejor calidad del producto y una economía energética que redunda en un menor costo.

2.2.8.2 Capacidad del gas natural

La capacidad de producción del gas natural de CAMISEA es producir hasta 450 millones de pies cúbicos diarios de gas natural.

En el año 2004 se amplió la capacidad del complejo hasta 1.200 millones de pies cúbicos.

En el febrero del 2011 se concretó una nueva ampliación de las plantas con lo cual se estaba produciendo de 1,100 millones a 1,580 millones de pies cúbicos diarios y la de Pisco de 85,000 barriles por día a 120 mil.

En el año 2012 la producción nacional de líquidos de gas natural alcanzó los 102 mil barriles por día en octubre de 2012, mayor en 28.9 por ciento respecto a los 79 mil barriles producidos en el mismo mes de 2011, informó la Sociedad Nacional de Minería, Petróleo y Energía (SNMPE).

Asimismo, en comparación con el mes de setiembre del 2012, se observó un incremento de 6.3 por ciento en la producción.

La mayor producción de Líquidos de Gas Natural, en octubre de 2012 respecto de setiembre del mismo año, fue producto principalmente del Lote 88, que aumentó su producción en 14.9 por ciento (8,093 barriles diarios más) y al Lote 31-C que creció 0.7 por ciento (20 barriles más por día). Sin embargo, compensó el crecimiento la menor producción del Lote 56 que se contrajo 5.2 por ciento (1,986 barriles diarios menos) y del Lote Z-2B que se redujo 0.1 por ciento (un barril diario menos)

2.2.8.3 Crisis a la que se enfrenta el gas natural

El sector eléctrico enfrentará una inminente crisis en el corto plazo que viene del 2013 al 2015, debido a que la demanda de electricidad crece a tasas superiores a las de la economía.

Indicó también que no resulta del todo claro que la generación eléctrica pueda superar los desafíos que el crecimiento económico presenta, ni en términos de oportunidad, ni de precios, pues actualmente la demanda eléctrica crece 2% más que la economía.

Esta etapa crítica que afrontará el sistema eléctrico se agravaría a consecuencia de mayores retrasos en la ampliación de la capacidad de transporte de gas natural de los yacimientos hasta Lima.

En el mediano plazo, el estudio revela que el sector eléctrico enfrentará también una seria incertidumbre y su desempeño dependerá de diversos factores como la ejecución oportuna de proyectos de transmisión, la ejecución de proyectos hidroeléctricos, variables climatológicas y la ejecución de proyectos de generación térmica en el sur del país.

De igual manera, se suma el retraso en la ampliación del transporte del Gas Natural por parte de Transportadoras de Gas del Perú (TGP) y las pocas reservas de potencia con que cuenta el sistema eléctrico nacional, se indica que para el 2015 los precios de la energía podrían sufrir aumentos muy considerables debido a estos retrasos.

Otros problemas que afrontará el sector son los diversos proyectos basados en el gas natural del Lote 88 que vienen reduciendo su capacidad para seguir sosteniendo el crecimiento económico durante la próxima década.

Para enfrentar la crisis, Herrera Descalzi recomienda apostar por proyectos hidroeléctricos por tratarse de una fuente renovable y de costos marginales, y por el gas del lote 58 para generar electricidad en el sur del país.

2.2.9 Demanda energética en el Perú

La demanda de energía eléctrica mostraría este año un crecimiento de 6,5% con relación al año pasado e impulsado principalmente por los proyectos mineros, estimó hoy el presidente del Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional (COES – SINAC).

“...El año pasado se cerró con un crecimiento de la demanda de 8,6% respecto al 2010, en el primer mes del 2012 fue de 5,5%, lo que refleja una

desaceleración y nosotros pensamos que este año debemos cerrarlo en 6,5%”.

Asimismo, los proyectos que impulsarán la demanda de energía están Antapaccay de Xstrata, Mina Justa de Marcobre, la ampliación de Cerro Lindo de Milpo, Pachapaqui de International Consolidated Minerals (ICM), Toromocho de Chinalco, la ampliación de Antamina y las ampliaciones de Southern Copper Corporation en Tacna y Moquegua.

Otros proyectos y otros industriales harán que la demanda de energía sume un total de 37.741 gigavatios hora (Gwh).

2.2.10 Oferta energética en el Perú

La oferta de generación eléctrica en Perú aumentará en 3,100 megavatios (MW) hasta el 2016 con la ejecución de nuevas inversiones en plantas de generación que han suscrito compromisos con el Estado.

El presidente del Comité Eléctrico de la SNMPE, Mark Hoffmann, indicó que entre esas iniciativas figuran seis proyectos hidroeléctricos y siete proyectos de generación termoeléctrica.

Entre las hidroeléctricas están Cerro del Aguila de 502 MW, Cheves de 168 MW, Quitaraca de 112 MW, Machu Picchu Segunda Fase de 101 MW, Santa Teresa de 90 MW y Huanza de 90 MW.

Mientras que entre las termoeléctricas están los ciclos combinados de Kallpa de 292 MW y Chilca Uno de 270 MW, así como las plantas de Santo Domingo de los Olleros de 196 MW y Fénix Power de 534 MW.

Además están las centrales térmicas del proyecto Reserva Fría de Generación, que fueron concesionadas por la Agencia de Promoción de la Inversión Privada (ProInversión), y que se instalarán en Ilo (Moquegua) de 400 MW, Eten (Lambayeque) de 200 MW y Talara (Piura) de 200 MW.

2.2.11 Oportunidades de inversión energética en el Perú

2.2.11.1 Ventajas de las inversiones de gas natural

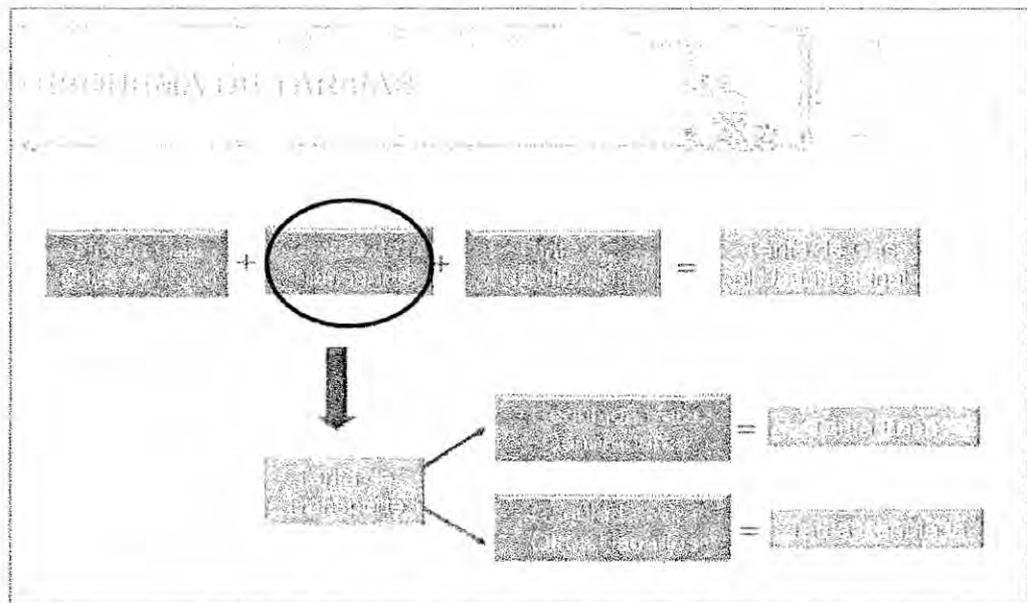
Las centrales termoeléctricas a gas natural ofrecen una serie de ventajas, entre ellos tenemos:

- La inversión inicial es menor la central termoeléctrica es una inversión de \$500 por KW. Instalado, contra una inversión, no menor de \$1000 por KW. Instalado en una central hidroeléctrica.
- El tiempo de desarrollo de proyecto es menor: Desarrollar un proyecto de generación termoeléctrica demora entre seis meses a un año mientras que la central hidroeléctrica toma no menos de cinco años.
- La recuperación del capital se da en un tiempo menor.
- La infraestructura es mucho menor pues no se requieren carreteras de acceso.
- El Impacto Ambiental es menor.
- Las centrales termoeléctricas no son afectadas por sequías, que si afectan a centrales hidroeléctricas hasta paralizarlos.
- Durante el foro Energía y Desarrollo, organizado por la Sociedad de Comercio Exterior del Perú (Comex Perú), las inversiones en el sector eléctrico peruano suman 11,456 millones de dólares entre los años 1995 y 2011, de los cuales 1,944 millones se invirtieron en el 2011.
- Esas inversiones permitieron aumentar la capacidad de generación eléctrica en 130% en el referido período, además de incrementar en más de 7,500 kilómetros las líneas de transmisión; mientras que el coeficiente de electrificación nacional subió de 56.8% en 1995 a 84.8% en el 2011.
- La desventaja que se presenta en el crecimiento del sector puede detenerse si no se ejecutan a tiempo los proyectos de las líneas de

transmisión Machu Picchu – Abancay – Cotaruse, Chilca – Marcona – Montalvo, y Tintaya – Socabaya.

- “Si no se ejecutan oportunamente estos proyectos habría un desabastecimiento eléctrico en el sur del país a partir del año 2013 porque solo se dependería de la operatividad de la línea Mantaro – Socabaya y no se podrían integrar al sistema nuevos proyectos de generación, tanto del centro como del sur del país”

Figura 4: Esquema de Tarifa de Gas



Fuente: MINEM.

2.1.1.12 Bases legales

La ley de concesiones en su artículo 1, menciona que las actividades de generación, transmisión y distribución podrán ser desarrolladas por personas naturales o jurídicas, nacionales o extranjeras. Las personas jurídicas deberán estar constituidas con arreglo a las leyes peruanas.

En su artículo 39, menciona que los titulares de las centrales de generación y de sistemas de transmisión, cuyas instalaciones se encuentren interconectadas conformarán un organismo técnico denominado Comité de

Operación Económica del Sistema (COES) con la finalidad de coordinar su operación al mínimo costo, garantizando la seguridad del abastecimiento de energía eléctrica y el mejor aprovechamiento de los recursos energéticos.

Para tal efecto, la operación de las centrales de generación y de los sistemas de transmisión se sujetará a las disposiciones de este Comité.

2.3 Fundamentación ontológica.

En el desarrollo del presente proyecto servirá para evaluar e implementar el manejo de los recursos disponibles, generando bienestar a la sociedad.

2.4 Fundamentación metodológica

El modelo desarrollado en la tesis consiste en la implementación de un conjunto herramientas y procedimientos que nos ayudará evaluar el rendimiento y beneficio de una empresa de generación eléctrica.

2.5 Fundamentación epistemológica

En base a los datos obtenidos del COES, podemos determinar y evaluar costos y beneficios para el despacho económico a corto plazo, las cuales deben ser concretas, efectivas y aplicadas generación de energía eléctrica.

2.6 Definiciones de términos básicos

a) Gestión

El latín gestión, el concepto de gestión hace referencia a la acción y a la consecuencia de administrar o gestionar algo. Al respecto, hay que decir que gestionar es llevar a cabo diligencias que hacen posible la realización de una operación comercial o de un anhelo cualquiera. Administrar, por otra parte, abarca las ideas de gobernar, disponer dirigir, ordenar u organizar una determinada cosa o situación.

b) Sistema Interconectado Nacional (SINAC)

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

c) Unidad de generación

Para el caso de las centrales térmicas, es el arreglo motor primo, generador y transformador asociado.

Para el caso de las centrales hidroeléctricas, se considera como unidad de generación a la central en su conjunto.

d) 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.

e) 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.

f) Costo Marginal Idealizado

Es el costo marginal de corto plazo que se hubiere dado sin la Situación de Congestión.

g) Costos Variables

Costos de operación normalmente expresados para condiciones de máxima eficiencia de una unidad de generación, o según el régimen de operación requerido, los cuales comprenden los costos variables combustible (CVC) y los costos variables no combustible (CVNC).

h) Mantenimiento correctivo

Actividad que se realiza con la finalidad de superar la presencia de una operación anormal o una avería en un equipo o en sus componentes y que origina las limitaciones en el funcionamiento y podría ocasionar la indisponibilidad parcial o total del mismo. En función a las condiciones operativas estos trabajos podrán ser incluidos en los programas de mantenimiento.

i) Mantenimiento correctivo de emergencia

Mantenimiento de instalaciones del sistema que debe efectuarse de inmediato, ante la inminencia de una falla en un equipo o componente del mismo, a fin de evitar graves consecuencias, por lo que la empresa afectada coordinará su ejecución en tiempo real con el Coordinador, quien lo autorizará tomando las precauciones del caso.

j) Mantenimiento correctivo programado

Es el mantenimiento en las instalaciones del sistema de necesidad urgente, pero que su oportunidad de intervención debe ser coordinado y programado por la DPP. El resultado de esta coordinación es considerado en la programación o reprogramación diaria.

k) Mantenimiento diario programado

Mantenimiento de un equipo determinado aprobado por la DPP y considerado en los programas de operación del sistema.

l) Periodo de Recuperación

Número de meses determinado como la diferencia entre la fecha de término del Plazo del Contrato BOOT sin considerar prórrogas y la Fecha de Puesta en Operación Comercial.

m) Costo del Servicio Total

Monto ofertado por el Inversionista. Incluye la inversión y los costos de operación y mantenimiento de la Red Principal durante todo el periodo de la concesión.

n) Periodo Tarifario

Lapso durante el cual rigen las Tarifas Reguladas por el uso de la Red Principal, que se inicia el 1° de mayo del año que corresponda y que puede durar hasta 4 años.

o) Capacidad Garantizada

Es la Capacidad de transporte por la Red Principal utilizada para el cálculo de los Ingresos Garantizados según Contrato BOOT.

p) Tarifa Base

Función del Costo de Servicio ofertado, las Capacidades Garantizadas y la fecha de Puesta de Operación Comercial.

q) Tarifa Regulada

Está definida por OSINERG para cada Período Tarifario y para cada tipo de cliente:

- Para el cliente Generador Eléctrico la Tarifa Regulada será igual a la Tarifa Base
- Para los Otros clientes la Tarifa Regulada será calculada en función de las Capacidades Contratadas para el Periodo de Recuperación.

2.7 ABREVIATURA UTILIZADAS

GH1: Generación Hidráulica.

GT1: Generación térmica 1, a petróleo R500.

GT2: Generación térmica 2, a petróleo R500.

GT3: Generación térmica 3, a petróleo R500.

GT4: Generación térmica 4, a petróleo R500.

GT5: Generación térmica a carbón.
GT6: Generación térmica 6, a gas.
GT7: Generación térmica 7, a gas.
GT8: Generación térmica 8, a gas.
GT9: Generación térmica 9, Diesel D2.
GT10: Generación térmica 10, Diesel D2.
GT11: Generación térmica 11, Diesel D2.
Ccbef: Costo de arranque - parada y de baja eficiencia- rampa de carga-
descarga
COES: Comité de Operación Económica del Sistema.
COES-SINAC: Comité de Operación Económica del Sistema
Interconectado Nacional.
CPP: Comité Técnico de Planeamiento, Programación y Coordinación. 50
CV: Costos variables
CVC: Costo variable combustible
CVNC: Costo variable no combustible
DOCOES: Dirección de Operación del COES-SINAC.
DPP: División de Planeamiento y Programación.
IDCC: Informe Diario de evaluación de la operación del Centro de Control.
IDCOS: Informe Diario de evaluación de la operación del Coordinador de la
Operación del Sistema.
IEOD: Informe de la Evaluación de la Operación Diaria, elaborado por la
DPP.
MCP: Modelo de Corto Plazo.
NTCSE: Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos
NTOTR: Norma Técnica de Coordinación de la Operación en Tiempo Real
de los Sistemas Interconectados.
OSINERG: Organismo Supervisor de la Inversión en Energía.
PAM: Programa Anual de Mantenimiento.
PDM: Programa Diario de Mantenimiento.
PDO: Programa Diario de Operación.

PMM: Programa Mensual de Mantenimiento.
PMMA: Programa de Mantenimiento Mayor.
PMO: Programa Mensual de Operación.⁵³
PSM: Programa Semanal de Mantenimiento.
PSO: Programa Semanal de Operación.
RF: Reserva fría.
RMC: Rechazo Manual de Carga
RNS: Reserva No Sincronizada.
RNSE: Reserva no sincronizada de emergencia.
RPF: Reserva Primaria de Frecuencia.
SPT: Sistema Principal de Transmisión.
SST: Sistema Secundario de Transmisión.
VAS: Valor del agua semanal.

III.- VARIABLES E HIPÓTESIS.

3.1 Variables de la investigación.

X: Modelo de portafolio de generación eléctrica de corto plazo en el Perú

Y: FODR energético

Z: disponibilidad de recursos energéticos en el Perú para la generación energética

Considerando los siguientes supuestos básicos.

a) El análisis de la estrategia debe ser analizada diariamente para ver el comportamiento de la competencia en la generación eléctrica.

b) El mantenimiento anual, mensual y diario de las unidades de generación debe ser tomada como fuente importante para el planeamiento de una de las estrategias (estrategia por mantenimiento).

c) Las empresas de generación eléctrica que utilizan el gas del ducto que viene de Camisea, deben ser estudiadas en los que respecta a su consumo de gas diario por cada unidad de la central.

3.2 Operacionalización de las variables

Por su naturaleza, todas las variables identificadas son del tipo cualitativas. Por su dependencia, la Variable **X** es dependiente, y las variables **Y** y **Z**, son independientes.

Es decir:

$$X=f(Y,Z)$$

3.2.1. Sistemas de variables

Organiza las dimensiones, indicadores, ítems, escala del objeto de estudio y variable relacionado a los sujetos operacionalizándolos en una matriz de operacionalización de variables.

Tabla 3: Matriz de operacionalización de las variables

Definición conceptual	Dimensión	Indicador
El margen diario son los beneficios obtenidos de la venta por energía de la generación eléctrica en los diferentes mercados eléctricos libres, regulados y spot.	Venta de energía a cliente libre	Valor obtenido de la generación contratada al cliente libre por el precio ofrecido y presentado en informe comercial
	Venta de energía a cliente distribuidora	Valor obtenido de la generación contratada al cliente distribuidor por el precio de tarifa de barra y presentado en informe comercial
	Venta de energía al spot	Valor obtenido de la generación excedente o deficitaria ofrecida al spot por el CMG y presentado en informe comercial

Fuente: Elaboración Propia.

3.2.2.-Estrategias por mantenimiento

Es de conocimiento general que hoy en día; el mantenimiento eléctrico es necesario para muchos aspectos en la vida diaria de una empresa. Esto nos lleva a la conclusión de que el mantenimiento eléctrico debe ser continuo.

Actualmente la técnica de mantenimiento eléctrico debe necesariamente desarrollarse bajo el concepto de reducir los tiempos de intervención sobre el equipo, con el fin de obtener la menor indisponibilidad para el servicio.

Nuestro modelo de portafolio de generación nos predice en el caso de que ocurra un mantenimiento cuanto es la pérdida o el beneficio de la empresa de generación.

3.2.3.-Estrategias por falla

En las centrales de generación hay casos inoportunos que ocurren fallas ya sean en la turbinas, tuberías forzadas o en otros elementos de una central de generación; en el cual dejan de operar.

Nuestro modelo de portafolio de generación nos predice en el caso de que ocurra una falla inesperada cuanto es la pérdida o el beneficio de la empresa de generación.

3.2.4.-Estrategias por suministro de Gas

En la época de estiaje disminuye la capacidad de producir energía en las centrales hidroeléctricas y por tanto el SEIN depende principalmente de las centrales térmicas disponibles.

La alta demanda de gas y la limitación del gaseoducto producen una situación de déficit energético.

Nuestro modelo de portafolio de generación nos predice en el caso de que ocurra una restricción en el suministro de gas en las centrales térmicas cuanto es la pérdida o el beneficio de la empresa de generación.

3.3 Hipótesis general e hipótesis específica

3.3.1 Hipótesis General

El modelo de portafolio de generación eléctrica debe de discriminar a los diferentes tipos de generación eléctrica vs la demanda de clientes regulados, libres, spot.

3.3.2 Hipótesis específicas.

- a) Mediante el diseño del programa del modelo de portafolio podremos implementar estrategias de despacho energético en las generadoras eléctricas.
- b) Mediante la identificación del FODR energético del país será posible gestionar políticas energéticas en el corto plazo en el Perú.
- c) Mediante el conocimiento de la disponibilidad de recursos energéticos en el Perú a nivel de centrales de generación hidráulica y térmica será posible determinar el costo beneficio de la empresa generadora que oferta la energía.

La disponibilidad de recursos energéticos en el Perú juega un rol determinante en el suministro energético global y nacional, los recursos energéticos utilizados para la generación de energía térmica conformadas por centrales del mercado eléctrico (COES y no COES). Los resultados del mes de agosto de 2013 indican que el uso del Residual 500 y Bagazo en la generación, se incrementaron en 29,2% y 39% con relación al mismo mes del 2012. Situación contraria, presentaron las centrales que consumen Diésel y residual 6 que disminuyeron su consumo, con relación al mismo mes del año anterior, en 79,9% y 10,0% respectivamente.

Tabla 4: Disponibilidad de Recursos Energético.

Recurso Energético		Agosto						Δ 2013/ 2012
		Coes		No Coes		Total		
		2012	2013	2012	2013	2012	2013	
Carbón	(Tn)	18303	0			18303	0	
Diésel	(Gal)	8727570	25630	499583	561662	9227153	817982	-91%
Gas Natural	(miles de m3)	362542	339069	711	0	363253	339069	-7%
Residual 6	(Gal)	66737	32513	117968 4	128352 8	1246421	1316041	6%
Residual 500	(Gal)	150192	422244			150192	422244	181%
Bagazo	(Tn)	32540	27396	22517	20404	55057	47800	-13%
Vapor	(Tn)			21103	21102	21103	21102	0%
Bio gas	(miles de m3)	1912	1601			1912	1601	-16%
Otro	(Gal)	0	342940			0	342940	

Fuente: OSINERGMIN

También podemos observar que para el año 2012, en el SEIN, se ha turbinado 24,194.24 millones de metros cúbicos de agua.

Tabla 5: Producción de Energía Eléctrica.

EMPRESAS	CENTRAL	POTENCIA	CAUDAL	ENERGÍA	VOLUMEN	RENDIMIENTO
		EFFECTIVA	TURBINABLE (*)		TURBINADO	MEDIO
		(MW)	(m³/s)		(Millones de metros cúbicos)	(KW.h/m³)
TOTAL		3,140.14		20,848.60	24,194.24	0.86

Fuente: OSINERGMIN

IV.- METODOLOGÍA.

El modelo servirá como base para que una empresa de generación eléctrica pueda realizar las estimaciones y proyecciones de la generación en el corto plazo (diariamente, hasta una semana o 7 días), planificando las estrategias más convenientes para obtener los beneficios e ingresos por la venta de energía buscando el costo de oportunidad en los bloques de media y máxima demanda, en caso de congestión, en black out, y en periodos de estiaje en los mercados regulados libres y spot.

4.1.- Tipo de investigación.

En el proyecto se ha realizado una investigación descriptiva, evaluando en costo y beneficio de los tipos de generación eléctrica.

4.2.- Diseño de la investigación.

El modelo está diseñado considerando la generación de centrales hidráulicas, centrales térmicas e ingreso de la demanda de los clientes regulados (Distribuidoras Norte, Distribuidoras Centro, Distribuidoras Sur), Clientes Libres y Distribuidoras Sin Contrato, Ingreso de Costos marginales Reales, Costos marginales Idealizados cada media hora hasta las 24 horas. De los ingresos de datos ya mencionados analizamos el beneficio de la empresa generadora; lo que se quiere de este modelo es generar el mayor beneficio lo cual aplicaremos estrategias.

4.3 Población y muestra.

4.3.1 Población.

Como población se ha tomado al sistema nacional interconectado SINAC, tomando como ejemplo una empresa de generación que tenga un portafolio de generación como Centrales Hidráulicas, Centrales Térmicas a Diésel, Centrales Térmicas a Carbón y Centrales Térmicas a Petróleo R500.

4.3.2 Muestra

Nuestro modelo de portafolio será aplicado a las empresas generadoras del de sistema interconectado nacional, que esté constituida por centrales hidráulicas, centrales térmicas a gas, diésel, carbón, petróleo R500.

Tabla 6: Centrales hidráulicas existentes en el SEIN.

Central	Tensión kV	Capacidad Instalada MW	Potencia Efectiva MW	Potencia Reservada MW	Nº de Grupos
MANTARO	13,8	310,0	131,3	219,0	7
RESTITUCION	13,8	217,5	109,7	130,4	3
CAÑON DEL PATO	13,8	259,6	260,7	31,6	8
CARHUANGERO	10,0	96,8	99,6	35,0	3
LIUNCO	12,5	340,0	247,3	160,0	4
MATUCANA	12,5	100,0	128,6	60,0	2
NIUYOPANPA	10,0	165,0	61,7	37,0	3
GALLARJUNCA_A	6,3	44,0	39,5	17,0	1
GALLARJUNCA_B	6,3	32,3	36,2	33,5	3
HUAMPANI	10,0	41,4	30,2	20,0	2
CHIMAY	13,8	100,0	100,9	134,4	2
YANANCO	10,0	40,0	42,5	18,0	1
HUANGHOR	10,0	20,4	19,8	9,2	3
CAHUA	10,0	35,0	43,1	16,0	4
PARIAC	10,0	6,1	4,5	1,7	3
GALLITO CIEGO	10,0	40,0	36,1	21,1	2
ARCATA	6,7	6,2	6,1	3,8	7
YAUPI	13,8	120,0	104,9	92,3	3
MALPASO	6,3	66,8	46,0	40,6	4
PACHAQUASA	2,3	15,0	12,3	7,2	4
OROYA	2,3	13,3	6,7	6,1	3
CHARCANI I	5,3	1,0	1,5	1,5	2
CHARCANI II	5,3	0,6	0,5	0,6	3
CHARCANI III	5,3	4,8	6,9	4,2	2
CHARCANI IV	5,3	15,3	16,3	14,3	3
CHARCANI V	13,0	146,4	169,9	96,3	3
CHARCANI VI	5,3	9,0	6,9	6,1	1
FERROCA	2,3	1,0	1,0	1,1	2
KACHIPICCHU	13,8	92,3	85,5	48,6	2
ARECOTA I	10,5	23,3	22,5	14,6	2
ARECOTA II	10,5	11,3	12,1	7,1	1
SAN GABAN II	13,8	112,9	113,1	73,6	2

Fuente: MINEM

Tabla 7: Centrales térmicas existentes en el SEIN.

CENTRAL	Capacidad (MW)	Producción total (GWh/año)	Producción térmica (GWh/año)	Producción hidroeléctrica (GWh/año)	Tipo de combustible	Empresa
ACQUAYTA F01	13,3	119,2	79,2	77,3	FD	TERMOSELVA
ACQUAYTA F02	13,3	119,2	79,1	77,3	FD	TERMOSELVA
CHILINA - ZURBERRI	10,1	9,2	3,1	3,1	DIESEL	ECASA
CHILINA - ZURBERRI	10,1	9,2	3,2	3,2	DIESEL	ECASA
CHILINA - VAPOR 1	10,1	9,2	3,5	3,1	TV	ECASA
CHILINA - VAPOR 2	10,1	11,6	10,1	5,7	TV	ECASA
CHILINA - CICLO COMBINADO	10,1	20,0	18,7	11,4	FD	ECASA
COLLENDU - MIRREBERRI	13,3	10,6	10,6	3,3	DIESEL	ECASA
COLLENDU - MIRREBERRI	13,3	10,6	10,6	3,3	DIESEL	ECASA
COLLENDU - MIRREBERRI	13,3	10,6	10,4	6,4	DIESEL	ECASA
COLLENDU - TOMA	10,0	43,0	33,2	28,8	FD	ECASA
COLLENDU - TOMA	10,0	43,0	33,0	27,0	FD	ECASA
DOLORESPATA - GILZER	11,0	3,1	2,9	2,1	DIESEL	ECENSA
DOLORESPATA - ALCO	4,2	3,0	3,1	2,9	DIESEL	ECENSA
DOLORESPATA - OM	4,2	7,5	3,1	4,3	DIESEL	ECENSA
GALANA	10,5	25,6	23,3	19,2	DIESEL	ENERSUR
MOJURQUA	3,2	1,3	0,6	0,7	DIESEL	ENERSUR
ILDI - TV	13,6	135,0	143,1	92,8	TV	ENERSUR
ILDI - CATRATO	4,3	3,3	3,3	2,8	DIESEL	ENERSUR
ILDI - FD	13,6	41,7	79,3	30,9	FD	ENERSUR
ILDI	17,2	115,0	111,1	67,3	CARBON	ENERSUR
INAYAYA	4,2	19,0	16,7	10,5	DIESEL	SAN GABAN
MELLAVIREA - MAN	10,0	3,1	3,6	3,3	DIESEL	SAN GABAN
BELLAVIREA - ALCO Y GILZER	2,9	3,2	2,1	2,9	DIESEL	SAN GABAN
TAPARACHI - SKODA Y MAN	2,6	3,7	3,6	7,4	DIESEL	SAN GABAN
TAPARACHI - MAN 1	10,3	3,1	1,5	0,3	DIESEL	SAN GABAN

Fuente: MINEM

4.4 Técnicas e instrumentos de recolección de datos.

Si bien todas las variables de la Investigación que se propone son cualitativas, la técnica de evaluación que se utilizara será una combinación del método cualitativo con el método Cuantitativo.

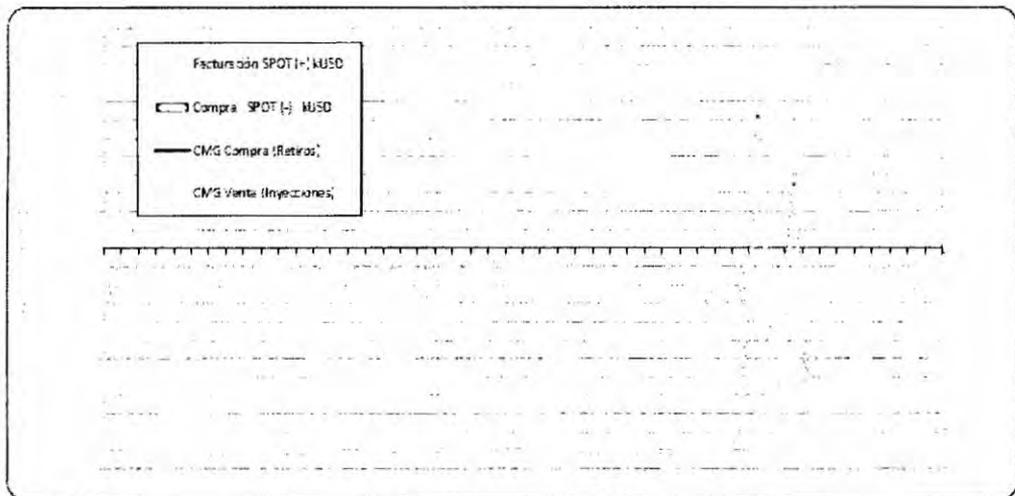
Se harán uso de herramientas especializadas a nivel de software, con la finalidad de contrastar y validar nuestros resultados.

4.5 Procedimiento de recolección de datos.

Los datos obtenidos de la página del COES, como fichas técnicas, programa de despacho, programa de mantenimiento etc.

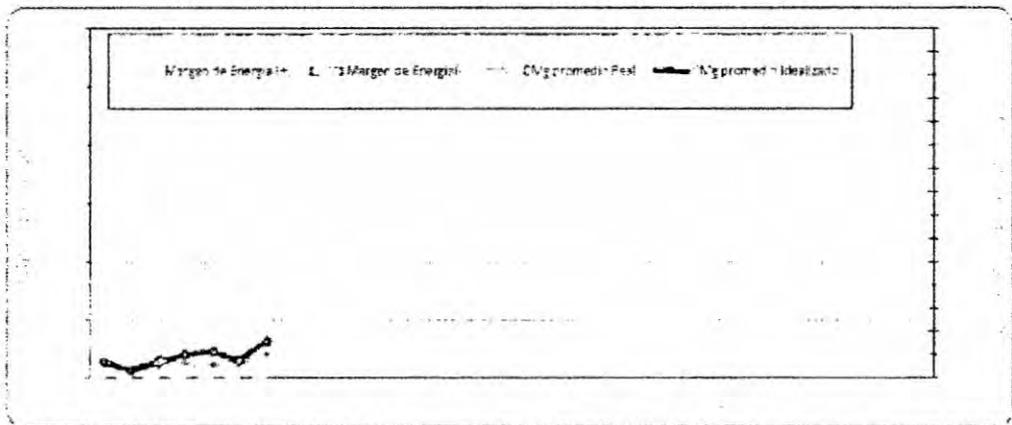
4.6 Procedimiento estadístico y análisis de datos.

Gráfico 5: Modelo de Portafolio basado en datos de COES



Fuente: Elaboración propia

Gráfico 6: Costo de energía eléctrica a precio Marginal



Fuente: Elaboración propia

Tabla 8: Márgenes de Energía Eléctrica

VENTA DIARIA DE ENERGIA

CLIENTES	VENTAS DE ENERGIA (USD)	MAXIMA DEMANDA MW(HP)	MAXIMA DEMANDA MW(HP)
Distribuidores Norte	4,789.60	5.23	5.92
Distribuidores Centro	249,254.00	357.37	350.97
Distribuidores Sur	31,124.31	50.23	46.14
Cientes Libres	309,757.48	281.08	285.74
Distribuidores Sin Contrato	5,010.86	7.81	7.23

BALANCE COMERCIAL DIARIO

	MWH	USD	
GENERACION NETA	19,600.23	601,743.79	CONDICION SPOT
RETIRO CLIENTES	(14,770.58)	(474,963.60)	
COMPRAS SPOT	-	-	Excedentario
FACTURACION SPOT	4,829.65	126,780.19	
COSTO DE PRODUCCION	19,907.58	(556,082.85)	27.93 USD/MWh
VENTAS A CLIENTES	14,770.58	599,936.25	40.62 USD/MWh
COMPENSACION POR CARGA MINIMA y DU		182,790.33	

MARGEN DE ENERGIA	\$ 353,423.92
--------------------------	----------------------

Fuente: Elaboración propia

4.6.1 Análisis de datos

El primer paso ingresamos los datos de potencias de las Centrales de Generación Hidráulica como se muestra en la Tabla N° 02, también se ingresa los datos de potencias las Centrales de Generación Térmica como se muestra en la Tabla N° 03. Como nuestro modelo, llamado "MODELO RIVETOM", es versátil ya que cuenta con un portafolio de generación, estos

datos de potencias los tomamos de la página web de la COES, de la programación diaria de despacho.

Tabla 9: Producción de Energía Eléctrica por Centrales Hidráulica en 24h.

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N	O	P
2																
3		HORA	GWh													
4		00:30	129.7													
5		01:00	129.7													
6		01:30	129.7													
7		02:00	129.7													
8		02:30	129.7													
9		03:00	129.7													
10		03:30	129.7													
11		04:00	129.7													
12		04:30	129.7													
13		05:00	129.7													
14		05:30	130.7													
15		06:00	130.7													
16		06:30	130.7													
17		07:00	130.7													
18		07:30	130.7													
19	MED	08:00	130.7													
20	MED	08:30	130.7													
21	MED	09:00	130.7													
22	MED	09:30	130.7													
23	MED	10:00	130.7													
24	MED	10:30	130.7													
25	MED	11:00	130.7													
26	MED	11:30	130.7													
27	MED	12:00	130.7													
28	MED	12:30	130.7													
29	MED	13:00	130.7													
30	MED	13:30	130.7													
31	MED	14:00	130.7													
32	MED	14:30	130.7													
33	MED	15:00	130.7													
34	MED	15:30	130.7													
35	MED	16:00	130.7													
36	MED	16:30	130.7													
37	MED	17:00	130.7													
38	MED	17:30	130.7													
39		18:00	130.7													
40		18:30	130.7													
41		19:00	130.7													
42		19:30	130.7													
43		20:00	130.7													
44		20:30	130.7													
45		21:00	130.7													
46		21:30	130.7													
47		22:00	130.7													
48		22:30	130.7													
49		23:00	130.7													
50		23:30	130.7													
51		00:00	130.7													
52																
53		MVH	3,131.80	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Fuente: Elaboración propia.

Tabla 10: Producción de Energía Eléctrica por Centrales Térmicas en 24 horas.

	HORA	GT1	GT2	GT3	GT4	GT5	GT6	GT7	GT8	GT9	GT10	GT11
	00:30	-	-	-	391	156	175	330	330	-	-	307
	01:00	-	-	-	391	156	175	330	330	-	-	307
	01:30	-	-	-	391	156	175	330	330	-	-	307
	02:00	-	-	-	391	156	175	330	330	-	-	307
	02:30	-	-	-	391	156	175	330	330	-	-	307
	03:00	-	-	-	391	156	175	330	330	-	-	307
	03:30	-	-	-	391	156	175	330	330	-	-	307
	04:00	-	-	-	391	156	175	330	330	-	-	307
	04:30	-	-	-	391	156	175	330	330	-	-	307
	05:00	-	-	-	391	156	175	330	330	-	-	307
	05:30	-	-	-	391	156	175	330	330	-	-	307
	06:00	-	-	-	391	156	175	330	330	-	-	307
	06:30	-	-	-	391	156	175	330	330	-	-	307
	07:00	-	-	-	391	156	175	330	330	-	-	307
	07:30	-	-	-	223	156	175	330	330	-	-	307
MED	08:00	-	-	-	223	156	175	330	330	-	-	307
MED	08:30	-	-	-	223	156	175	330	330	-	-	307
MED	09:00	-	-	-	249	156	175	330	330	-	-	307
MED	09:30	-	-	-	251	156	175	330	330	-	-	307
MED	10:00	-	-	-	291	156	175	330	330	-	-	307
MED	10:30	-	-	-	250	156	175	330	330	-	-	307
MED	11:00	-	-	-	248	156	175	330	330	-	-	307
MED	11:30	-	-	-	269	156	175	330	330	-	-	307
MED	12:00	-	-	-	261	156	175	330	330	-	-	307
MED	12:30	-	-	-	222	156	175	330	330	-	-	307
MED	13:00	-	-	-	223	156	175	330	330	-	-	307
MED	13:30	-	-	-	223	156	175	330	330	-	-	307
MED	14:00	-	-	-	223	156	175	330	330	-	-	307
MED	14:30	-	-	-	223	156	175	330	330	-	-	307
MED	15:00	-	-	-	223	156	175	330	330	-	-	307
MED	15:30	-	-	-	223	156	175	330	330	-	-	307
MED	16:00	-	-	-	223	156	175	330	330	-	-	307
MED	16:30	-	-	-	223	156	175	330	330	-	-	307
MED	17:00	-	-	-	244	156	175	330	330	-	-	307
MED	17:30	-	-	-	200	156	175	330	330	-	-	307
	18:00	-	-	-	223	156	175	330	330	-	-	307
	18:30	-	-	-	268	156	175	330	330	-	-	307
	19:00	-	-	-	239	156	175	330	330	-	-	307
	19:30	-	-	-	223	156	175	330	330	-	-	307
	20:00	-	-	-	231	156	175	330	330	-	-	307
	20:30	-	-	-	206	156	175	330	330	-	-	307
	21:00	-	-	-	241	156	175	330	330	-	-	307
	21:30	-	-	-	226	156	175	330	330	-	-	307
	22:00	-	-	-	268	156	175	330	330	-	-	307
	22:30	-	-	-	291	156	175	330	330	-	-	307
	23:00	-	-	-	391	156	175	330	330	-	-	307
	23:30	-	-	-	302	156	175	330	330	-	-	307
	00:00	-	-	-	302	156	175	330	330	-	-	307
MVH					710.60	3,249.00	4,155.04	4,020.00	4,512.00			353.14

Fuente: Elaboración propia.

Estos datos son almacenados en la hoja de "DATOS OPERATIVOS" como se muestra en la Tabla N° 8.

Tabla 11: Datos Operativos por Generación de Energía Eléctrica por Centrales Hidráulicas y Térmicas.

	HORA	GH1	GT1	GT2	GT3	GT4	GT5	GT6	GT7	GT8	GT9	GT10	GT11
	00:30	129.7	-	-	-	39.1	135.6	171.5	168.0	169.0	-	-	30.7
	01:00	129.7	-	-	-	39.1	135.6	171.5	168.0	169.0	-	-	30.7
	01:30	129.7	-	-	-	39.1	135.6	171.5	168.0	169.0	-	-	30.7
	02:00	129.7	-	-	-	39.1	135.6	171.5	168.0	169.0	-	-	30.7
	02:30	129.7	-	-	-	39.1	135.6	171.5	168.0	169.0	-	-	30.7
	03:00	129.7	-	-	-	39.1	135.6	171.5	168.0	169.0	-	-	30.7
	03:30	129.7	-	-	-	39.1	135.6	171.5	168.0	169.0	-	-	30.7
	04:00	129.7	-	-	-	39.1	135.6	171.5	168.0	169.0	-	-	30.7
	04:30	129.7	-	-	-	39.1	135.6	171.5	168.0	169.0	-	-	30.7
	05:00	129.7	-	-	-	39.1	135.6	171.5	168.0	169.0	-	-	-
	05:30	130.7	-	-	-	39.1	135.6	171.5	168.0	169.0	-	-	-
	06:00	130.7	-	-	-	39.1	135.6	171.5	168.0	169.0	-	-	-
	06:30	130.7	-	-	-	39.1	135.6	171.5	168.0	169.0	-	-	-
	07:00	130.7	-	-	-	39.1	135.6	171.5	168.0	169.0	-	-	-
	07:30	130.7	-	-	-	22.3	135.6	171.5	168.0	169.0	-	-	-
MED	08:00	130.7	-	-	-	22.3	135.6	171.5	168.0	169.0	-	-	-
MED	08:30	130.7	-	-	-	22.3	135.6	171.5	168.0	169.0	-	-	-
MED	09:00	130.7	-	-	-	24.9	135.6	171.5	168.0	169.0	-	-	-
MED	09:30	130.7	-	-	-	25.1	135.6	171.5	168.0	169.0	-	-	-
MED	10:00	130.7	-	-	-	29.1	135.6	171.5	168.0	169.0	-	-	-
MED	10:30	130.7	-	-	-	22.3	135.6	171.5	168.0	169.0	-	-	-
MED	11:00	130.7	-	-	-	24.8	135.6	171.5	168.0	169.0	-	-	-
MED	11:30	130.7	-	-	-	26.9	135.6	171.5	168.0	169.0	-	-	-
MED	12:00	130.7	-	-	-	26.1	135.6	171.5	168.0	169.0	-	-	-
MED	12:30	130.7	-	-	-	22.3	135.6	171.5	168.0	169.0	-	-	-
MED	13:00	130.7	-	-	-	22.3	135.6	171.5	168.0	169.0	-	-	-
MED	13:30	130.7	-	-	-	22.3	135.6	171.5	168.0	169.0	-	-	-
MED	14:00	130.7	-	-	-	22.3	135.6	171.5	168.0	169.0	-	-	-
MED	14:30	130.7	-	-	-	22.3	135.6	171.5	168.0	169.0	-	-	-
MED	15:00	130.7	-	-	-	22.3	135.6	171.5	168.0	169.0	-	-	-
MED	15:30	130.7	-	-	-	22.3	135.6	171.5	168.0	169.0	-	-	-
MED	16:00	130.7	-	-	-	22.3	135.6	171.5	168.0	169.0	-	-	-
MED	16:30	130.7	-	-	-	22.3	135.6	171.5	168.0	169.0	-	-	-
MED	17:00	130.7	-	-	-	24.4	135.6	171.5	168.0	169.0	-	-	-
MED	17:30	130.7	-	-	-	20.0	105.9	171.5	168.0	169.0	-	-	-
	18:00	130.7	-	-	-	22.3	135.6	171.5	168.0	169.0	-	-	-
	18:30	130.7	-	-	-	28.5	135.6	171.5	168.0	169.0	-	-	-
	19:00	130.7	-	-	-	23.9	135.6	171.5	168.0	169.0	-	-	-
	19:30	130.7	-	-	-	22.3	135.6	171.5	168.0	169.0	-	-	-
	20:00	130.7	-	-	-	23.1	135.6	171.5	168.0	169.0	-	-	-
	20:30	130.7	-	-	-	28.8	135.6	171.5	168.0	169.0	-	-	-
	21:00	130.7	-	-	-	24.1	135.6	171.5	168.0	169.0	-	-	-
	21:30	130.7	-	-	-	32.6	135.6	171.5	168.0	169.0	-	-	-
	22:00	130.7	-	-	-	38.8	135.6	171.5	168.0	169.0	-	-	-
	22:30	130.7	-	-	-	39.1	135.6	171.5	168.0	169.0	-	-	30.2
	23:00	130.7	-	-	-	39.1	135.6	171.5	168.0	169.0	-	-	11.6
	23:30	130.7	-	-	-	30.2	135.6	171.5	168.0	169.0	-	-	10.0
	00:00	130.7	-	-	-	30.2	135.6	171.5	168.0	169.0	-	-	10.0
MWh	3,131.80	-	-	-	-	710.60	3,249.00	4,115.04	4,020.00	4,512.00	-	-	163.14

Fuente: Elaboración propia

También se tendrá que ingresar las Demandas Ejecutadas y Demandas Programadas del SEIN que emite el Comité de Operación económica del

sistema (COES) en su página web, así como los costos marginales reales y costos marginales idealizados; como se muestra en la Tabla N° 9.

Tabla 12: Datos Comparativos de Cmg Idealizado vs Cmg Real.

Demanda Energía sin	Demanda Programada sin	CMG idealizado \$/MWh	CMG REAL \$/MWh
4,197.2	4,388.9	40.5	39.5
4,046.1	4,232.5	40.4	39.3
3,931.4	4,114.6	40.0	33.9
3,872.2	4,054.7	40.1	33.8
3,813.8	3,994.4	40.1	33.8
3,785.3	3,966.8	40.1	33.8
3,744.1	3,926.5	40.1	33.8
3,763.7	3,951.3	40.0	33.8
3,801.7	3,984.0	40.1	33.8
3,797.2	3,981.3	40.1	33.8
3,835.1	4,024.9	40.1	33.8
3,819.4	4,020.1	40.1	33.8
3,804.1	4,012.2	40.1	33.8
3,903.0	4,116.6	40.0	33.9
4,004.1	4,234.9	40.0	39.1
4,142.1	4,386.6	40.5	39.3
4,316.0	4,572.3	40.8	39.6
4,445.2	4,711.3	53.6	43.4
4,538.5	4,812.5	53.5	43.8
4,605.2	4,880.8	53.5	43.8
4,640.5	4,927.2	53.5	43.8
4,672.3	4,950.3	53.5	43.8
4,676.6	4,960.4	53.5	43.8
4,632.9	4,913.5	53.5	43.7
4,560.2	4,841.0	53.5	43.4
4,489.0	4,767.8	53.5	43.4
4,433.7	4,702.7	53.4	42.9
4,406.9	4,674.4	40.9	42.9
4,400.4	4,665.9	40.9	42.9
4,361.4	4,618.7	40.9	42.4
4,356.5	4,613.5	40.9	42.4
4,353.4	4,604.1	40.9	42.4
4,365.9	4,612.5	40.9	42.3
4,390.0	4,617.2	40.9	42.3
4,342.5	4,575.5	40.8	43.3
4,563.9	4,794.5	53.5	96.2
4,934.9	5,171.8	102.9	116.9
5,045.9	5,274.4	99.4	131.0
5,040.8	5,272.1	103.8	131.0
5,045.6	5,273.9	800.4	131.0
5,031.3	5,259.4	103.7	131.0
4,977.8	5,207.0	103.7	127.7
4,930.8	5,162.0	103.7	117.9
4,801.8	5,030.5	53.5	115.3
4,651.3	4,862.9	53.5	43.8
4,502.7	4,728.8	53.5	43.6
4,340.7	4,543.1	40.9	39.5
4,199.2	4,395.9	40.8	39.5

Fuente: Elaboración propia.

En nuestro modelo tenemos que ingresar datos la demanda de nuestros clientes de acuerdo a lo clasificado: Distribuidores Norte, Distribuidores Centro, Distribuidores Sur, Clientes Libres y Distribuidores Sin contrato, de acuerdo a la tabla N° 10.

Tabla 13: Datos de Distribuidores y Clientes Libres.

INVENTAR Decina de paginas FIRMAS Datos Revisar Vida Programador

CATEGORIA	DISTRIBUIDORES MORTE												DISTRIBUIDORES CENTRO												DISTRIBUIDORES SUR												CLIENTES LIBRES												DISTRIBUIDORES SIN CONTRATO											
	01	02	03	04	05	06	07	08	09	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40	41	42	43	44	45	46	47	48	49	50	51	52	53	54	55	56	57	58	59	60
0101	0102	0103	0104	0105	0106	0107	0108	0109	0110	0111	0112	0113	0114	0115	0116	0117	0118	0119	0120	0121	0122	0123	0124	0125	0126	0127	0128	0129	0130	0131	0132	0133	0134	0135	0136	0137	0138	0139	0140	0141	0142	0143	0144	0145	0146	0147	0148	0149	0150	0151	0152	0153	0154	0155	0156	0157	0158	0159	0160	
0201	0202	0203	0204	0205	0206	0207	0208	0209	0210	0211	0212	0213	0214	0215	0216	0217	0218	0219	0220	0221	0222	0223	0224	0225	0226	0227	0228	0229	0230	0231	0232	0233	0234	0235	0236	0237	0238	0239	0240	0241	0242	0243	0244	0245	0246	0247	0248	0249	0250	0251	0252	0253	0254	0255	0256	0257	0258	0259	0260	

Fuente: Elaboración propia

3.4.2 Análisis del informe diario

Tabla 14: Análisis de Informe Diario.

BALANCE COMERCIAL DIARIO			
	MWH	USD	
GENERACION NETA	19,600.23	601,743.79	CONDICION SPOT
RETIRO CLIENTES	(14,770.58)	(474,963.60)	
COMPRAS SPOT	-	-	Excedentario
FACTURACION SPOT	4,829.65	126,780.19	
COSTO DE PRODUCCION	19,907.58	(556,082.85)	27.93 USD/MWh
VENTAS A CLIENTES	14,770.58	599,936.25	40.62 USD/MWh
COMPENSACION POR CARGA MINIMA Y DU		182,790.33	
MARGEN DE ENERGIA		\$ 353,423.92	

Fuente: Elaboración propia

❖ **Generación neta.**

Es la sumatoria de toda la generación del portafolio.

❖ **Retiro de clientes.**

Es la demanda de los diversos clientes

❖ **Compra spot**

La compra spot se da en el siguiente caso:

$$\text{GENERACION NETA} < \text{RETIRO DE CLIENTES}$$

Este caso se da en los Generadores Deficitarios, las cuales generan menos energía que las que deben retirar para cumplir con sus contratos de suministro. Por tanto estos generadores deben salir a comprar al mercado spot, a los generadores excedentarios.

❖ **Facturación spot**

La venta o facturación spot se da en el siguiente caso:

$$\text{GENERACION NETA} > \text{RETIRO DE CLIENTES}$$

Este caso se da en los Generadores Excedentarios, las cuales generan más energía que la que retiran para sus clientes. Por tanto estos generadores cubren sus contratos, y venden sus excedentes en el mercado spot a otros generadores deficitarios.

❖ **Costo de producción**

Esta dado por el costo variable de cada generadora y su generación, más no se está tomando en cuenta el pago de personales y demás factores.

❖ **Ventas a clientes**

Es el valor obtenido por el precio de cada cliente en la barra asignada en el contrato con la demanda contratada.

❖ **Margen de energía**

Es la sumatoria de compra spot o facturación spot, costo de producción, venta a clientes y compensación por carga mínima y DU.

V.- RESULTADOS

5.1 Caso base: portafolio de generación eléctrica operando SEIN en condiciones normales.

En este caso las centrales de generaciones hidráulicas y térmicas están operando como manda el despacho del comité de operación económica del sistema (COES).

Tabla 15: Generación de Energía Eléctrica por Centrales Hidráulica y Térmica en 24 horas.

HORA	GH1	GT1	GT2	GT3	GT4	GT5	GT6	GT7	GT8	GT9	GT10	GT11
00:00	129.7	-	-	-	39.1	135.6	171.5	168.0	189.0	-	-	30.7
01:00	129.7	-	-	-	39.1	135.6	171.5	168.0	189.0	-	-	30.7
02:00	129.7	-	-	-	39.1	135.6	171.5	168.0	189.0	-	-	30.7
03:00	129.7	-	-	-	39.1	135.6	171.5	168.0	189.0	-	-	30.7
04:00	129.7	-	-	-	39.1	135.6	171.5	168.0	189.0	-	-	30.7
05:00	129.7	-	-	-	39.1	135.6	171.5	168.0	189.0	-	-	30.7
06:00	129.7	-	-	-	39.1	135.6	171.5	168.0	189.0	-	-	30.7
07:00	130.7	-	-	-	39.1	135.6	171.5	168.0	189.0	-	-	-
08:00	130.7	-	-	-	39.1	135.6	171.5	168.0	189.0	-	-	-
09:00	130.7	-	-	-	22.3	135.6	171.5	168.0	189.0	-	-	-
10:00	130.7	-	-	-	22.3	135.6	171.5	168.0	189.0	-	-	-
11:00	130.7	-	-	-	24.9	135.6	171.5	168.0	189.0	-	-	-
12:00	130.7	-	-	-	25.1	135.6	171.5	168.0	189.0	-	-	-
13:00	130.7	-	-	-	29.1	135.6	171.5	168.0	189.0	-	-	-
14:00	130.7	-	-	-	22.3	135.6	171.5	166.0	185.0	-	-	-
15:00	130.7	-	-	-	24.8	135.6	171.5	166.0	185.0	-	-	-
16:00	130.7	-	-	-	26.9	135.6	171.5	166.0	185.0	-	-	-
17:00	130.7	-	-	-	26.1	135.6	171.5	166.0	185.0	-	-	-
18:00	130.7	-	-	-	22.3	135.6	171.5	166.0	185.0	-	-	-
19:00	130.7	-	-	-	22.3	135.6	171.5	166.0	185.0	-	-	-
20:00	130.7	-	-	-	22.3	135.6	171.5	166.0	185.0	-	-	-
21:00	130.7	-	-	-	22.3	135.6	171.5	166.0	185.0	-	-	-
22:00	130.7	-	-	-	22.3	135.6	171.5	166.0	185.0	-	-	-
23:00	130.7	-	-	-	22.3	136.6	171.5	166.0	185.0	-	-	-
00:00	130.7	-	-	-	22.3	136.6	171.5	168.0	189.0	-	-	-
01:00	130.7	-	-	-	22.3	136.6	171.5	168.0	189.0	-	-	-
02:00	130.7	-	-	-	24.9	136.6	171.5	168.0	189.0	-	-	-
03:00	130.7	-	-	-	22.3	136.6	171.5	168.0	189.0	-	-	-
04:00	130.7	-	-	-	22.3	136.6	171.5	168.0	189.0	-	-	-
05:00	130.7	-	-	-	22.3	136.6	171.5	168.0	189.0	-	-	-
06:00	130.7	-	-	-	22.3	136.6	171.5	168.0	189.0	-	-	-
07:00	130.7	-	-	-	22.3	136.6	171.5	168.0	189.0	-	-	-
08:00	130.7	-	-	-	22.3	136.6	171.5	168.0	189.0	-	-	-
09:00	130.7	-	-	-	22.3	136.6	171.5	166.0	185.0	-	-	-
10:00	130.7	-	-	-	22.3	136.6	171.5	166.0	185.0	-	-	-
11:00	130.7	-	-	-	22.3	136.6	171.5	166.0	185.0	-	-	-
12:00	130.7	-	-	-	22.3	136.6	171.5	166.0	185.0	-	-	-
13:00	130.7	-	-	-	22.3	136.6	171.5	166.0	185.0	-	-	-
14:00	130.7	-	-	-	22.3	136.6	171.5	166.0	185.0	-	-	-
15:00	130.7	-	-	-	22.3	136.6	171.5	166.0	185.0	-	-	-
16:00	130.7	-	-	-	22.3	136.6	171.5	166.0	185.0	-	-	-
17:00	130.7	-	-	-	24.4	136.6	171.5	168.0	189.0	-	-	-
18:00	130.7	-	-	-	20.0	136.6	171.5	168.0	189.0	-	-	-
19:00	130.7	-	-	-	22.3	136.6	171.5	168.0	189.0	-	-	-
20:00	130.7	-	-	-	28.5	136.6	171.5	168.0	189.0	-	-	-
21:00	130.7	-	-	-	24.9	136.6	171.5	168.0	189.0	-	-	-
22:00	130.7	-	-	-	22.3	136.6	171.5	168.0	189.0	-	-	-
23:00	130.7	-	-	-	73.1	136.6	171.5	168.0	189.0	-	-	-
00:00	130.7	-	-	-	28.6	136.6	171.5	168.0	189.0	-	-	-
01:00	130.7	-	-	-	24.1	136.6	171.5	168.0	189.0	-	-	-
02:00	130.7	-	-	-	32.6	136.6	171.5	168.0	189.0	-	-	-
03:00	130.7	-	-	-	38.8	136.6	171.5	168.0	189.0	-	-	-
04:00	130.7	-	-	-	39.1	136.6	171.5	168.0	189.0	-	-	30.7
05:00	130.7	-	-	-	39.1	136.6	171.5	168.0	189.0	-	-	11.6
06:00	130.7	-	-	-	30.2	136.6	171.5	168.0	189.0	-	-	10.0
07:00	130.7	-	-	-	30.2	136.6	171.5	168.0	189.0	-	-	10.0

Fuente: Elaboración propia

Nos genera un margen de:

MARGEN DE ENERGIA	\$ 353,423.92
--------------------------	----------------------

5.2 Caso 1: Operación 00: 00 a 06:00 horas con restricción de suministro gas en central térmica (GT6-GT8) debido a CMG bajo.

En este caso las centrales térmicas a gas tiene una restricción en el periodo de 00:00 a 06:00hrs.

Tabla N° 09: Cuadro de Generación por Día

Tabla 16: Cuadro de Generación de Energía Eléctrica en 24 horas con restricción de las Centrales Térmica (GT6-GT8)

	HORA	GH1	GT1	GT2	GT3	GT4	GT5	GT6	GT7	GT8	GT9	GT10	GT11
	00:30	129.7	-	-	-	39.1	135.6	-	168.0	-	-	-	30.7
	01:00	129.7	-	-	-	39.1	135.6	-	168.0	-	-	-	30.7
	01:30	129.7	-	-	-	39.1	135.6	-	168.0	-	-	-	30.7
	02:00	129.7	-	-	-	39.1	135.6	-	168.0	-	-	-	30.7
	02:30	129.7	-	-	-	39.1	135.6	-	168.0	-	-	-	30.7
	03:00	129.7	-	-	-	39.1	135.6	-	168.0	-	-	-	30.7
	03:30	129.7	-	-	-	39.1	135.6	-	168.0	-	-	-	30.7
	04:00	129.7	-	-	-	39.1	135.6	-	168.0	-	-	-	30.7
	04:30	129.7	-	-	-	39.1	135.6	-	168.0	-	-	-	30.7
	05:00	129.7	-	-	-	39.1	135.6	-	168.0	-	-	-	30.7
	05:30	130.7	-	-	-	39.1	135.6	-	168.0	-	-	-	-
	06:00	130.7	-	-	-	39.1	135.6	-	168.0	-	-	-	-
	06:30	130.7	-	-	-	39.1	135.6	171.5	168.0	189.0	-	-	-
	07:00	130.7	-	-	-	39.1	135.6	171.5	168.0	189.0	-	-	-
	07:30	130.7	-	-	-	22.3	135.6	171.5	168.0	189.0	-	-	-
MED	08:00	130.7	-	-	-	22.3	135.6	171.5	168.0	189.0	-	-	-
MED	08:30	130.7	-	-	-	22.3	135.6	171.5	168.0	189.0	-	-	-
MED	09:00	130.7	-	-	-	24.9	135.6	171.5	168.0	189.0	-	-	-
MED	09:30	130.7	-	-	-	25.1	135.6	171.5	168.0	189.0	-	-	-
MED	10:00	130.7	-	-	-	29.1	135.6	171.5	168.0	189.0	-	-	-
MED	10:30	130.7	-	-	-	22.3	135.6	171.5	166.0	185.0	-	-	-
MED	11:00	130.7	-	-	-	24.8	135.6	171.5	166.0	185.0	-	-	-
MED	11:30	130.7	-	-	-	26.9	135.6	171.5	166.0	185.0	-	-	-
MED	12:00	130.7	-	-	-	26.1	135.6	171.5	166.0	185.0	-	-	-
MED	12:30	130.7	-	-	-	22.3	135.6	171.5	166.0	185.0	-	-	-
MED	13:00	130.7	-	-	-	22.3	135.6	171.5	166.0	185.0	-	-	-
MED	13:30	130.7	-	-	-	22.3	135.6	171.5	166.0	185.0	-	-	-
MED	14:00	130.7	-	-	-	22.3	135.6	171.5	166.0	185.0	-	-	-
MED	14:30	130.7	-	-	-	22.3	135.6	171.5	166.0	185.0	-	-	-
MED	15:00	130.7	-	-	-	22.3	135.6	171.5	166.0	185.0	-	-	-
MED	15:30	130.7	-	-	-	22.3	136.6	171.5	166.0	185.0	-	-	-
MED	16:00	130.7	-	-	-	22.3	136.6	171.5	166.0	185.0	-	-	-
MED	16:30	130.7	-	-	-	22.3	136.6	171.5	168.0	189.0	-	-	-
MED	17:00	130.7	-	-	-	24.4	136.6	171.5	168.0	189.0	-	-	-
MED	17:30	130.7	-	-	-	20.0	105.9	171.5	168.0	189.0	-	-	-
	18:00	130.7	-	-	-	22.3	136.6	171.5	168.0	189.0	-	-	-
	18:30	130.7	-	-	-	28.5	136.6	171.5	168.0	189.0	-	-	-
	19:00	130.7	-	-	-	23.9	136.6	171.5	168.0	189.0	-	-	-
	19:30	130.7	-	-	-	22.3	136.6	171.5	168.0	189.0	-	-	-
	20:00	130.7	-	-	-	23.1	136.6	171.5	168.0	189.0	-	-	-
	20:30	130.7	-	-	-	28.6	136.6	171.5	168.0	189.0	-	-	-
	21:00	130.7	-	-	-	24.1	136.6	171.5	168.0	189.0	-	-	-
	21:30	130.7	-	-	-	32.6	136.6	171.5	168.0	189.0	-	-	-
	22:00	130.7	-	-	-	38.8	136.6	171.5	168.0	189.0	-	-	-
	22:30	130.7	-	-	-	39.1	136.6	171.5	168.0	189.0	-	-	30.2
	23:00	130.7	-	-	-	39.1	136.6	171.5	168.0	189.0	-	-	11.6
	23:30	130.7	-	-	-	30.2	136.6	171.5	168.0	189.0	-	-	10.0
	00:00	130.7	-	-	-	30.2	136.6	171.5	168.0	189.0	-	-	10.0

Fuente: Elaboración propia

Nos genera un margen de:

MARGEN DE ENERGIA	\$ 374,042.43
--------------------------	----------------------

5.3 Caso 2: Operación por mantenimiento de central hidráulica (GH1)

En este caso la central hidráulica sale fuera de servicio por mantenimiento.

Tabla 17: Cuadro de Generación de Energía Eléctrica en 24 horas con Mantenimiento la central hidráulica GH1

HORA	GH1	GT1	GT2	GT3	GT4	GT5	GT6	GT7	GT8	GT9	GT10	GT11
00:30	-	-	-	-	39.1	135.6	171.5	168.0	189.0	-	-	30.7
01:00	-	-	-	-	39.1	135.6	171.5	168.0	189.0	-	-	30.7
01:30	-	-	-	-	39.1	135.6	171.5	168.0	189.0	-	-	30.7
02:00	-	-	-	-	39.1	135.6	171.5	168.0	189.0	-	-	30.7
02:30	-	-	-	-	39.1	135.6	171.5	168.0	189.0	-	-	30.7
03:00	-	-	-	-	39.1	135.6	171.5	168.0	189.0	-	-	30.7
03:30	-	-	-	-	39.1	135.6	171.5	168.0	189.0	-	-	30.7
04:00	-	-	-	-	39.1	135.6	171.5	168.0	189.0	-	-	30.7
04:30	-	-	-	-	39.1	135.6	171.5	168.0	189.0	-	-	30.7
05:00	-	-	-	-	39.1	135.6	171.5	168.0	189.0	-	-	-
05:30	-	-	-	-	39.1	135.6	171.5	168.0	189.0	-	-	-
06:00	-	-	-	-	39.1	135.6	171.5	168.0	189.0	-	-	-
06:30	-	-	-	-	39.1	135.6	171.5	168.0	189.0	-	-	-
07:00	-	-	-	-	39.1	135.6	171.5	168.0	189.0	-	-	-
07:30	-	-	-	-	22.3	135.6	171.5	168.0	189.0	-	-	-
MED 08:00	-	-	-	-	22.3	135.6	171.5	168.0	189.0	-	-	-
MED 08:30	-	-	-	-	22.3	135.6	171.5	168.0	189.0	-	-	-
MED 09:00	-	-	-	-	24.9	135.6	171.5	168.0	189.0	-	-	-
MED 09:30	-	-	-	-	25.1	135.6	171.5	168.0	189.0	-	-	-
MED 10:00	-	-	-	-	29.1	135.6	171.5	168.0	189.0	-	-	-
MED 10:30	-	-	-	-	22.3	135.6	171.5	166.0	185.0	-	-	-
MED 11:00	-	-	-	-	24.8	135.6	171.5	166.0	185.0	-	-	-
MED 11:30	-	-	-	-	26.9	135.6	171.5	166.0	185.0	-	-	-
MED 12:00	-	-	-	-	26.1	135.6	171.5	166.0	185.0	-	-	-
MED 12:30	-	-	-	-	22.3	135.6	171.5	166.0	185.0	-	-	-
MED 13:00	-	-	-	-	22.3	135.6	171.5	166.0	185.0	-	-	-
MED 13:30	-	-	-	-	22.3	135.6	171.5	166.0	185.0	-	-	-
MED 14:00	-	-	-	-	22.3	135.6	171.5	166.0	185.0	-	-	-
MED 14:30	-	-	-	-	22.3	135.6	171.5	166.0	185.0	-	-	-
MED 15:00	-	-	-	-	22.3	135.6	171.5	166.0	185.0	-	-	-
MED 15:30	-	-	-	-	22.3	136.6	171.5	166.0	185.0	-	-	-
MED 16:00	-	-	-	-	22.3	136.6	171.5	166.0	185.0	-	-	-
MED 16:30	-	-	-	-	22.3	136.6	171.5	168.0	189.0	-	-	-
MED 17:00	-	-	-	-	24.4	136.6	171.5	168.0	189.0	-	-	-
MED 17:30	-	-	-	-	20.0	105.5	171.5	168.0	189.0	-	-	-
18:00	-	-	-	-	22.3	136.6	171.5	168.0	189.0	-	-	-
18:30	-	-	-	-	28.5	136.6	171.5	168.0	189.0	-	-	-
19:00	-	-	-	-	23.9	136.6	171.5	168.0	189.0	-	-	-
19:30	-	-	-	-	27.2	136.6	171.5	168.0	189.0	-	-	-
20:00	-	-	-	-	23.1	136.6	171.5	168.0	189.0	-	-	-
20:30	-	-	-	-	28.6	136.6	171.5	168.0	189.0	-	-	-
21:00	-	-	-	-	24.1	136.6	171.5	168.0	189.0	-	-	-
21:30	-	-	-	-	32.6	136.6	171.5	168.0	189.0	-	-	-
22:00	-	-	-	-	38.8	136.6	171.5	168.0	189.0	-	-	-
22:30	-	-	-	-	39.1	136.6	171.5	168.0	189.0	-	-	30.7
23:00	-	-	-	-	39.1	136.6	171.5	168.0	189.0	-	-	11.6
23:30	-	-	-	-	30.2	136.6	171.5	168.0	189.0	-	-	10.0
00:00	-	-	-	-	30.2	136.6	171.5	168.0	189.0	-	-	10.0

Fuente: Elaboración propia

Nos genera un margen de:

MARGEN DE ENERGIA	\$ 256,577.18
--------------------------	----------------------

5.4 Caso 3: Operación por falla en la central térmica a petróleo R500 (GT4)

En este caso ocurrió una falla en la central térmica a petróleo R500 todo el día.

Tabla 18: Cuadro de Generación de Energía Eléctrica en 24 horas con Falla en la Central Térmica (GT4).

HORA	GH1	GT1	GT2	GT3	GT4	GT5	GT6	GT7	GT8	GT9	GT10	GT11
00:30	129.7	-	-	-	-	135.6	171.5	168.0	189.0	-	-	30.7
01:00	129.7	-	-	-	-	135.6	171.5	168.0	189.0	-	-	30.7
01:30	129.7	-	-	-	-	135.6	171.5	168.0	189.0	-	-	30.7
02:00	129.7	-	-	-	-	135.6	171.5	168.0	189.0	-	-	30.7
02:30	129.7	-	-	-	-	135.6	171.5	168.0	189.0	-	-	30.7
03:00	129.7	-	-	-	-	135.6	171.5	168.0	189.0	-	-	30.7
03:30	129.7	-	-	-	-	135.6	171.5	168.0	189.0	-	-	30.7
04:00	129.7	-	-	-	-	135.6	171.5	168.0	189.0	-	-	30.7
04:30	129.7	-	-	-	-	135.6	171.5	168.0	189.0	-	-	30.7
05:00	129.7	-	-	-	-	135.6	171.5	168.0	189.0	-	-	30.7
05:30	130.7	-	-	-	-	135.6	171.5	168.0	189.0	-	-	-
06:00	130.7	-	-	-	-	135.6	171.5	168.0	189.0	-	-	-
06:30	130.7	-	-	-	-	135.6	171.5	168.0	189.0	-	-	-
07:00	130.7	-	-	-	-	135.6	171.5	168.0	189.0	-	-	-
07:30	130.7	-	-	-	-	135.6	171.5	168.0	189.0	-	-	-
MED 08:00	130.7	-	-	-	-	135.6	171.5	168.0	189.0	-	-	-
MED 08:30	130.7	-	-	-	-	135.6	171.5	168.0	189.0	-	-	-
MED 09:00	130.7	-	-	-	-	135.6	171.5	168.0	189.0	-	-	-
MED 09:30	130.7	-	-	-	-	135.6	171.5	168.0	189.0	-	-	-
MED 10:00	130.7	-	-	-	-	135.6	171.5	168.0	189.0	-	-	-
MED 10:30	130.7	-	-	-	-	135.6	171.5	166.0	185.0	-	-	-
MED 11:00	130.7	-	-	-	-	135.6	171.5	166.0	185.0	-	-	-
MED 11:30	130.7	-	-	-	-	135.6	171.5	166.0	185.0	-	-	-
MED 12:00	130.7	-	-	-	-	135.6	171.5	166.0	185.0	-	-	-
MED 12:30	130.7	-	-	-	-	135.6	171.5	166.0	185.0	-	-	-
MED 13:00	130.7	-	-	-	-	135.6	171.5	166.0	185.0	-	-	-
MED 13:30	130.7	-	-	-	-	135.6	171.5	166.0	185.0	-	-	-
MED 14:00	130.7	-	-	-	-	135.6	171.5	166.0	185.0	-	-	-
MED 14:30	130.7	-	-	-	-	135.6	171.5	166.0	185.0	-	-	-
MED 15:00	130.7	-	-	-	-	135.6	171.5	166.0	185.0	-	-	-
MED 15:30	130.7	-	-	-	-	136.6	171.5	166.0	185.0	-	-	-
MED 16:00	130.7	-	-	-	-	136.6	171.5	166.0	185.0	-	-	-
MED 16:30	130.7	-	-	-	-	136.6	171.5	168.0	189.0	-	-	-
MED 17:00	130.7	-	-	-	-	136.6	171.5	168.0	189.0	-	-	-
MED 17:30	130.7	-	-	-	-	105.9	171.5	168.0	189.0	-	-	-
18:00	130.7	-	-	-	-	136.6	171.5	168.0	189.0	-	-	-
18:30	130.7	-	-	-	-	136.6	171.5	168.0	189.0	-	-	-
19:00	130.7	-	-	-	-	136.6	171.5	168.0	189.0	-	-	-
19:30	130.7	-	-	-	-	136.6	171.5	168.0	189.0	-	-	-
20:00	130.7	-	-	-	-	136.6	171.5	168.0	189.0	-	-	-
20:30	130.7	-	-	-	-	136.6	171.5	168.0	189.0	-	-	-
21:00	130.7	-	-	-	-	136.6	171.5	168.0	189.0	-	-	-
21:30	130.7	-	-	-	-	136.6	171.5	168.0	189.0	-	-	-
22:00	130.7	-	-	-	-	136.6	171.5	168.0	189.0	-	-	-
22:30	130.7	-	-	-	-	136.6	171.5	168.0	189.0	-	-	30.2
23:00	130.7	-	-	-	-	136.6	171.5	168.0	189.0	-	-	11.6
23:30	130.7	-	-	-	-	136.6	171.5	168.0	189.0	-	-	10.0
00:00	130.7	-	-	-	-	136.6	171.5	168.0	189.0	-	-	10.0

Fuente: Elaboración propia

Nos genera un margen de:

MARGEN DE ENERGIA	\$ 387,091.59
--------------------------	----------------------

5.5 CASO 4: Operación por falla en la central térmica a carbón (GT5)

En este caso ocurrió una falla en la central térmica a carbón todo el día.

Tabla 19: Cuadro de Generación de Energía Eléctrica en 24 horas con Falla en la Térmica (GT5).

HORA	GH1	GT1	GT2	GT3	GT4	GT5	GT6	GT7	GT8	GT9	GT10	GT11
00:30	129.7	-	-	-	39.1	-	171.5	168.0	189.0	-	-	30.7
01:00	129.7	-	-	-	39.1	-	171.5	168.0	189.0	-	-	30.7
01:30	129.7	-	-	-	39.1	-	171.5	168.0	189.0	-	-	30.7
02:00	129.7	-	-	-	39.1	-	171.5	168.0	189.0	-	-	30.7
02:30	129.7	-	-	-	39.1	-	171.5	168.0	189.0	-	-	30.7
03:00	129.7	-	-	-	39.1	-	171.5	168.0	189.0	-	-	30.7
03:30	129.7	-	-	-	39.1	-	171.5	168.0	189.0	-	-	30.7
04:00	129.7	-	-	-	39.1	-	171.5	168.0	189.0	-	-	30.7
04:30	129.7	-	-	-	39.1	-	171.5	168.0	189.0	-	-	30.7
05:00	129.7	-	-	-	39.1	-	171.5	168.0	189.0	-	-	-
05:30	130.7	-	-	-	39.1	-	171.5	168.0	189.0	-	-	-
06:00	130.7	-	-	-	39.1	-	171.5	168.0	189.0	-	-	-
06:30	130.7	-	-	-	39.1	-	171.5	168.0	189.0	-	-	-
07:00	130.7	-	-	-	39.1	-	171.5	168.0	189.0	-	-	-
07:30	130.7	-	-	-	22.3	-	171.5	168.0	189.0	-	-	-
MED 08:00	130.7	-	-	-	22.3	-	171.5	168.0	189.0	-	-	-
MED 08:30	130.7	-	-	-	22.3	-	171.5	168.0	189.0	-	-	-
MED 09:00	130.7	-	-	-	24.9	-	171.5	168.0	189.0	-	-	-
MED 09:30	130.7	-	-	-	25.1	-	171.5	168.0	189.0	-	-	-
MED 10:00	130.7	-	-	-	29.1	-	171.5	168.0	189.0	-	-	-
MED 10:30	130.7	-	-	-	22.3	-	171.5	166.0	185.0	-	-	-
MED 11:00	130.7	-	-	-	24.8	-	171.5	166.0	185.0	-	-	-
MED 11:30	130.7	-	-	-	26.9	-	171.5	166.0	185.0	-	-	-
MED 12:00	130.7	-	-	-	26.1	-	171.5	166.0	185.0	-	-	-
MED 12:30	130.7	-	-	-	22.3	-	171.5	166.0	185.0	-	-	-
MED 13:00	130.7	-	-	-	22.3	-	171.5	166.0	185.0	-	-	-
MED 13:30	130.7	-	-	-	22.3	-	171.5	166.0	185.0	-	-	-
MED 14:00	130.7	-	-	-	22.3	-	171.5	166.0	185.0	-	-	-
MED 14:30	130.7	-	-	-	22.3	-	171.5	166.0	185.0	-	-	-
MED 15:00	130.7	-	-	-	22.3	-	171.5	166.0	185.0	-	-	-
MED 15:30	130.7	-	-	-	22.3	-	171.5	166.0	185.0	-	-	-
MED 16:00	130.7	-	-	-	22.3	-	171.5	166.0	185.0	-	-	-
MED 16:30	130.7	-	-	-	22.3	-	171.5	168.0	189.0	-	-	-
MED 17:00	130.7	-	-	-	24.4	-	171.5	168.0	189.0	-	-	-
MED 17:30	130.7	-	-	-	20.0	-	171.5	168.0	189.0	-	-	-
18:00	130.7	-	-	-	22.3	-	171.5	168.0	189.0	-	-	-
18:30	130.7	-	-	-	28.5	-	171.5	168.0	189.0	-	-	-
19:00	130.7	-	-	-	23.9	-	171.5	168.0	189.0	-	-	-
19:30	130.7	-	-	-	22.3	-	171.5	168.0	189.0	-	-	-
20:00	130.7	-	-	-	23.1	-	171.5	168.0	189.0	-	-	-
20:30	130.7	-	-	-	28.6	-	171.5	168.0	189.0	-	-	-
21:00	130.7	-	-	-	24.1	-	171.5	168.0	189.0	-	-	-
21:30	130.7	-	-	-	32.6	-	171.5	168.0	189.0	-	-	-
22:00	130.7	-	-	-	38.8	-	171.5	168.0	189.0	-	-	-
22:30	130.7	-	-	-	39.1	-	171.5	168.0	189.0	-	-	30.7
23:00	130.7	-	-	-	39.1	-	171.5	168.0	189.0	-	-	11.6
23:30	130.7	-	-	-	30.2	-	171.5	168.0	189.0	-	-	10.0
00:00	130.7	-	-	-	30.2	-	171.5	168.0	189.0	-	-	10.0

Fuente: Elaboración propia

Nos genera un margen de:

MARGEN DE ENERGIA	\$ 314,266.87
--------------------------	----------------------

5.6 Caso 5: Operación de una central hidráulica (GH1).

En este caso solo opera la central hidráulica.

Tabla 20: Cuadro de Generación de Energía Eléctrica por Día Operando solo la Central Hidráulica (GH1)

HORA	GH1	GT1	GT2	GT3	GT4	GT5	GT6	GT7	GT8	GT9	GT10	GT11
00:30	129.7	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
01:00	129.7	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
01:30	129.7	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
02:00	129.7	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
02:30	129.7	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
03:00	129.7	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
03:30	129.7	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
04:00	129.7	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
04:30	129.7	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
05:00	129.7	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
05:30	130.7	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
06:00	130.7	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
06:30	130.7	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
07:00	130.7	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
07:30	130.7	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
MED 08:00	130.7	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
MED 08:30	130.7	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
MED 09:00	130.7	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
MED 09:30	130.7	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
MED 10:00	130.7	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
MED 10:30	130.7	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
MED 11:00	130.7	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
MED 11:30	130.7	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
MED 12:00	130.7	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
MED 12:30	130.7	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
MED 13:00	130.7	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
MED 13:30	130.7	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
MED 14:00	130.7	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
MED 14:30	130.7	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
MED 15:00	130.7	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
MED 15:30	130.7	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
MED 16:00	130.7	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
MED 16:30	130.7	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
MED 17:00	130.7	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
MED 17:30	130.7	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
18:00	130.7	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
18:30	130.7	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
19:00	130.7	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
19:30	130.7	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
20:00	130.7	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
20:30	130.7	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
21:00	130.7	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
21:30	130.7	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
22:00	130.7	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
22:30	130.7	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
23:00	130.7	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
23:30	130.7	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
00:00	130.7	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Fuente: Elaboración propia.

Nos genera un margen de:

MARGEN DE ENERGIA	\$ 194,000.25
--------------------------	----------------------

5.7 Caso 6: Operación de una central térmica a petróleo R500 (GT4)

En este caso solo opera la central Térmica a petróleo R500.

Tabla 21: Cuadro de Generación de Energía Eléctrica por Día Operando la Térmica (GT4)

	HORA	GH1	GT1	GT2	GT3	GT4	GT5	GT6	GT7	GT8	GT9	GT10	GT11
	00:30	-	-	-	-	39.1	-	-	-	-	-	-	-
	01:00	-	-	-	-	39.1	-	-	-	-	-	-	-
	01:30	-	-	-	-	39.1	-	-	-	-	-	-	-
	02:00	-	-	-	-	39.1	-	-	-	-	-	-	-
	02:30	-	-	-	-	39.1	-	-	-	-	-	-	-
	03:00	-	-	-	-	39.1	-	-	-	-	-	-	-
	03:30	-	-	-	-	39.1	-	-	-	-	-	-	-
	04:00	-	-	-	-	39.1	-	-	-	-	-	-	-
	04:30	-	-	-	-	39.1	-	-	-	-	-	-	-
	05:00	-	-	-	-	39.1	-	-	-	-	-	-	-
	05:30	-	-	-	-	39.1	-	-	-	-	-	-	-
	06:00	-	-	-	-	39.1	-	-	-	-	-	-	-
	06:30	-	-	-	-	39.1	-	-	-	-	-	-	-
	07:00	-	-	-	-	39.1	-	-	-	-	-	-	-
	07:30	-	-	-	-	22.3	-	-	-	-	-	-	-
MED	08:00	-	-	-	-	22.3	-	-	-	-	-	-	-
MED	08:30	-	-	-	-	22.3	-	-	-	-	-	-	-
MED	09:00	-	-	-	-	24.9	-	-	-	-	-	-	-
MED	09:30	-	-	-	-	25.1	-	-	-	-	-	-	-
MED	10:00	-	-	-	-	29.1	-	-	-	-	-	-	-
MED	10:30	-	-	-	-	22.3	-	-	-	-	-	-	-
MED	11:00	-	-	-	-	24.8	-	-	-	-	-	-	-
MED	11:30	-	-	-	-	26.9	-	-	-	-	-	-	-
MED	12:00	-	-	-	-	26.1	-	-	-	-	-	-	-
MED	12:30	-	-	-	-	22.3	-	-	-	-	-	-	-
MED	13:00	-	-	-	-	22.3	-	-	-	-	-	-	-
MED	13:30	-	-	-	-	22.3	-	-	-	-	-	-	-
MED	14:00	-	-	-	-	22.3	-	-	-	-	-	-	-
MED	14:30	-	-	-	-	22.3	-	-	-	-	-	-	-
MED	15:00	-	-	-	-	22.3	-	-	-	-	-	-	-
MED	15:30	-	-	-	-	22.3	-	-	-	-	-	-	-
MED	16:00	-	-	-	-	22.3	-	-	-	-	-	-	-
MED	16:30	-	-	-	-	22.3	-	-	-	-	-	-	-
MED	17:00	-	-	-	-	24.4	-	-	-	-	-	-	-
MED	17:30	-	-	-	-	20.0	-	-	-	-	-	-	-
	18:00	-	-	-	-	22.3	-	-	-	-	-	-	-
	18:30	-	-	-	-	28.5	-	-	-	-	-	-	-
	19:00	-	-	-	-	23.9	-	-	-	-	-	-	-
	19:30	-	-	-	-	22.3	-	-	-	-	-	-	-
	20:00	-	-	-	-	24.1	-	-	-	-	-	-	-
	20:30	-	-	-	-	28.6	-	-	-	-	-	-	-
	21:00	-	-	-	-	24.1	-	-	-	-	-	-	-
	21:30	-	-	-	-	32.6	-	-	-	-	-	-	-
	22:00	-	-	-	-	38.8	-	-	-	-	-	-	-
	22:30	-	-	-	-	39.1	-	-	-	-	-	-	-
	23:00	-	-	-	-	39.1	-	-	-	-	-	-	-
	23:30	-	-	-	-	30.2	-	-	-	-	-	-	-
	00:00	-	-	-	-	30.2	-	-	-	-	-	-	-

Fuente: Elaboración propia.

Nos genera un margen de:

MARGEN DE ENERGIA	\$ 63,485.84
--------------------------	---------------------

5.8 Caso 7: Operación de centrales térmicas a gas (GT6-GT7-GT8)

En este caso opera las Centrales Térmicas a gas.

Tabla 22: Cuadro de Generación de Energía Eléctrica por Día Operando las Térmicas a Gas (GT6-GT7-GT8)

HORA	GH1	GT1	GT2	GT3	GT4	GT5	GT6	GT7	GT8	GT9	GT10	GT11
00:30	-	-	-	-	-	-	171.5	168.0	189.0	-	-	-
01:30	-	-	-	-	-	-	171.5	168.0	189.0	-	-	-
02:30	-	-	-	-	-	-	171.5	168.0	189.0	-	-	-
03:30	-	-	-	-	-	-	171.5	168.0	189.0	-	-	-
04:30	-	-	-	-	-	-	171.5	168.0	189.0	-	-	-
05:30	-	-	-	-	-	-	171.5	168.0	189.0	-	-	-
06:30	-	-	-	-	-	-	171.5	168.0	189.0	-	-	-
07:30	-	-	-	-	-	-	171.5	168.0	189.0	-	-	-
MED 08:30	-	-	-	-	-	-	171.5	168.0	189.0	-	-	-
MED 09:30	-	-	-	-	-	-	171.5	168.0	189.0	-	-	-
MED 10:30	-	-	-	-	-	-	171.5	168.0	189.0	-	-	-
MED 11:30	-	-	-	-	-	-	171.5	166.0	185.0	-	-	-
MED 12:30	-	-	-	-	-	-	171.5	166.0	185.0	-	-	-
MED 13:30	-	-	-	-	-	-	171.5	166.0	185.0	-	-	-
MED 14:30	-	-	-	-	-	-	171.5	166.0	185.0	-	-	-
MED 15:30	-	-	-	-	-	-	171.5	166.0	185.0	-	-	-
MED 16:30	-	-	-	-	-	-	171.5	166.0	185.0	-	-	-
MED 17:30	-	-	-	-	-	-	171.5	168.0	189.0	-	-	-
MED 18:30	-	-	-	-	-	-	171.5	168.0	189.0	-	-	-
MED 19:30	-	-	-	-	-	-	171.5	168.0	189.0	-	-	-
MED 20:30	-	-	-	-	-	-	171.5	168.0	189.0	-	-	-
MED 21:30	-	-	-	-	-	-	171.5	168.0	189.0	-	-	-
MED 22:30	-	-	-	-	-	-	171.5	168.0	189.0	-	-	-
MED 23:30	-	-	-	-	-	-	171.5	168.0	189.0	-	-	-
MED 00:00	-	-	-	-	-	-	171.5	168.0	189.0	-	-	-

Fuente: Elaboración propia.

Nos genera un margen de:

MARGEN DE ENERGIA	\$ 246,463.33
--------------------------	----------------------

5.9 Caso 8: Operación de una central térmica a carbón (GT5)

En este caso opera la central Térmica a carbón.

Tabla 23: Cuadro de Generación de Energía Eléctrica por Día Operando la Térmica a Carbón (GT5)

	HORA	GH1	GT1	GT2	GT3	GT4	GT5	GT6	GT7	GT8	GT9	GT10	GT11
	00:30	-	-	-	-	-	135.6	-	-	-	-	-	-
	01:00	-	-	-	-	-	135.6	-	-	-	-	-	-
	01:30	-	-	-	-	-	135.6	-	-	-	-	-	-
	02:00	-	-	-	-	-	135.6	-	-	-	-	-	-
	02:30	-	-	-	-	-	135.6	-	-	-	-	-	-
	03:00	-	-	-	-	-	135.6	-	-	-	-	-	-
	03:30	-	-	-	-	-	135.6	-	-	-	-	-	-
	04:00	-	-	-	-	-	135.6	-	-	-	-	-	-
	04:30	-	-	-	-	-	135.6	-	-	-	-	-	-
	05:00	-	-	-	-	-	135.6	-	-	-	-	-	-
	05:30	-	-	-	-	-	135.6	-	-	-	-	-	-
	06:00	-	-	-	-	-	135.6	-	-	-	-	-	-
	06:30	-	-	-	-	-	135.6	-	-	-	-	-	-
	07:00	-	-	-	-	-	135.6	-	-	-	-	-	-
	07:30	-	-	-	-	-	135.6	-	-	-	-	-	-
MED	08:00	-	-	-	-	-	135.6	-	-	-	-	-	-
MED	08:30	-	-	-	-	-	135.6	-	-	-	-	-	-
MED	09:00	-	-	-	-	-	135.6	-	-	-	-	-	-
MED	09:30	-	-	-	-	-	135.6	-	-	-	-	-	-
MED	10:00	-	-	-	-	-	135.6	-	-	-	-	-	-
MED	10:30	-	-	-	-	-	135.6	-	-	-	-	-	-
MED	11:00	-	-	-	-	-	135.6	-	-	-	-	-	-
MED	11:30	-	-	-	-	-	135.6	-	-	-	-	-	-
MED	12:00	-	-	-	-	-	135.6	-	-	-	-	-	-
MED	12:30	-	-	-	-	-	135.6	-	-	-	-	-	-
MED	13:00	-	-	-	-	-	135.6	-	-	-	-	-	-
MED	13:30	-	-	-	-	-	135.6	-	-	-	-	-	-
MED	14:00	-	-	-	-	-	135.6	-	-	-	-	-	-
MED	14:30	-	-	-	-	-	135.6	-	-	-	-	-	-
MED	15:00	-	-	-	-	-	135.6	-	-	-	-	-	-
MED	15:30	-	-	-	-	-	136.6	-	-	-	-	-	-
MED	16:00	-	-	-	-	-	136.6	-	-	-	-	-	-
MED	16:30	-	-	-	-	-	136.6	-	-	-	-	-	-
MED	17:00	-	-	-	-	-	136.6	-	-	-	-	-	-
MED	17:30	-	-	-	-	-	105.9	-	-	-	-	-	-
	18:00	-	-	-	-	-	136.6	-	-	-	-	-	-
	18:30	-	-	-	-	-	136.6	-	-	-	-	-	-
	19:00	-	-	-	-	-	136.6	-	-	-	-	-	-
	19:30	-	-	-	-	-	136.6	-	-	-	-	-	-
	20:00	-	-	-	-	-	136.6	-	-	-	-	-	-
	20:30	-	-	-	-	-	136.6	-	-	-	-	-	-
	21:00	-	-	-	-	-	136.6	-	-	-	-	-	-
	21:30	-	-	-	-	-	136.6	-	-	-	-	-	-
	22:00	-	-	-	-	-	136.6	-	-	-	-	-	-
	22:30	-	-	-	-	-	136.6	-	-	-	-	-	-
	23:00	-	-	-	-	-	136.6	-	-	-	-	-	-
	23:30	-	-	-	-	-	136.6	-	-	-	-	-	-
	00:00	-	-	-	-	-	136.6	-	-	-	-	-	-

Fuente: Elaboración propia.

Nos genera un margen de:

MARGEN DE ENERGIA	\$ 128,460.10
--------------------------	----------------------

VI.- DISCUSIÓN DE RESULTADOS.

Resultados finales.

Caso 1: analizamos un modelo de portafolio considerando una restricción desde las 00:00 – 06:00 hrs con restricción de suministro de gas en la central térmica (GT6 – GT8), debido a un costo marginal relativamente menor a lo esperado, con lo cual podemos obtener un margen de energía de 5.83% superior al costo de base de la energía.

DESCRIPCIÓN	MARGEN DE ENERGIA	BENEFICIO
CASO1: MODELO DE PORTAFOLIO DE CON RESTRICCIÓN DE SUMINISTRO GAS EN CENTRAL TÉRMICA (GT6-GT8).	\$374,042.43	\$20,618.51

Caso 2: Analizamos un modelo de portafolio con el siguiente escenario considerando la salida de un central hidráulica GH1, las 24 hrs, por mantenimiento de las turbinas, obteniendo una pérdida económica para la empresa 27.4% con respecto al costo base de energía en un día de producción normal de energía eléctrica.

DESCRIPCIÓN	MARGEN DE ENERGIA	BENEFICIO
CASO 2: OPERACIÓN POR MANTENIMIENTO DE CENTRAL HIDRÁULICA (GH1)	\$256,577.18	-\$96,846.74

Caso 3: En el siguiente escenario analizamos un modelo de portafolio con la salida de una central térmica GT4, que utiliza como combustible diésel R500, salida del sistema por las 24hrs, a pesar de la salida de esta central térmica la empresa sigue marginando un 9.53% con respecto al costo base de la energía.

DESCRIPCIÓN	MARGEN DE ENERGIA	BENEFICIO
CASO 3: OPERACIÓN POR FALLA EN LA CENTRAL TÉRMICA A PETRÓLEO R500 (GT4)	\$387,091.59	\$33,667.67

Caso 4: analizamos un modelo de portafolio considerando la salida de una central térmica GT5, que utiliza como combustible el carbón mineral, la salida del sistema es por las 24hrs, se concluye que con respecto al costo base de la empresa operando en un día normal, la salida de la térmica nos genera un perdida de 11.079%

DESCRIPCIÓN	MARGEN DE ENERGIA	BENEFICIO
CASO 4: OPERACIÓN POR FALLA EN LA CENTRAL TÉRMICA A CARBÓN (GT5)	\$314,266.87	-\$39,157.05

Caso 5, 6, 7 y 8: se realiza un análisis de modelo de portafolio considerado que solo la empresa esté operando de la siguiente manera.

Caso 5: Operación por central hidráulica.

Caso 6: Operación por central Térmica a petróleo.

Caso 7: Operación por centrales térmicas a gas.

Caso 8: Operación por centrales térmica a carbón GT5.

DESCRIPCIÓN	MARGEN DE ENERGIA
CASO 5: OPERACIÓN DE UNA CENTRAL HIDRÁULICA (GH1).	\$194,000.25
CASO 6: OPERACIÓN DE UNA CENTRAL TÉRMICA A PETRÓLEO R500 (GT4)	\$63,485.84
CASO 7: OPERACIÓN DE CENTRALES TÉRMICAS A GAS (GT6-GT7-GT8)	\$246,463.33
CASO 8: OPERACIÓN DE UNA CENTRAL TÉRMICA A CARBÓN (GT5)	\$128,460.10

En el siguiente análisis se puede verificar cuanto aporta económicamente a la empresa de acuerdo a su generación o combustible que utiliza, podemos concluir que equipos nos es más eficiente y conveniente que esté operando para obtener mejores beneficios, a la vez se calculan modelos de portafolio eficiente para el sistema eléctrico peruano.

6.1.- Contratación de hipótesis con los resultados.

En el análisis de Modelo de Portafolio de Generación con respecto de la demanda se han analizado bloques horarios siguientes Hora Fuera de Punta (00:00 a 18:00 Hrs) y Hora Punta (18:00 a 23:00 Hrs.), considerando el tipo de generación sea hidráulica, térmicas gas o petróleo, zona de distribución Centro, Norte y Sur, también se analizando los tipos de gastos operativos que se incurre en la generación, en conclusión el análisis se llevado acabo diferenciando los tipos de generación, clientes libres, regulado y spot para un mejor análisis de modelo de portafolio.

Cálculos iniciales de la hipótesis, generación netamente hidráulica

- Margen de Energía con Generación hidráulica con Demanda en Hora Fuera de Punta(00:00 a 18:00 Hrs) : \$ 839 495.78
- Margen de Energía con Generación hidráulica con Demanda en Hora Punta (18:00 a 23:00 hrs.): \$ 440 751.62

Cálculos iniciales de la hipótesis, generación netamente térmica

- Margen de Energía con Generación Térmica con Demanda en Hora Fuera de Punta(00:00 a 18:00 Hrs) : \$ 369 021.58
- Margen de Energía con Generación Térmica con Demanda en Hora Punta (18:00 a 23:00 hrs.): - \$ 29 722.58

1.- Margen de Energía Base: 353 423.92

- En el comparativo entre la Generación hidráulica y Generación Térmica conviene operar con Generación hidráulica por su Costo Variable es cero y se refleja en el costo total.

- En el comparativo entre la Generación hidráulica y Generación Térmica en Demanda en Hora Punta no Conviene operar con Generación Neta Térmica debido a que hay una Perdida en la Producción de la Energía y por tanto en costo.
- Conviene operar con Generación hidráulica Neta en Hora punta inclusive con respecto a la operación Caso Base.

6.2.- Contrastación de resultados con otros estudios similares.

En la siguiente tesis se analizan diversos escenarios de tipos generación considerando caso para centrales hidráulicas, térmicas a gas, petróleo y carbón de los cuales se han considerado en un evento probabilísticos de tipo despacho de energía, el cual se está contrastando con la operación normal de sistema interconectado considerando la demanda.

Existe una tesis semejante que se ha realizado en Colombia, **“Optimización del portafolio de generación hidro-térmico en el Mercado Eléctrico Colombiano”** el cual se basa en la teoría de Harry Markowitz, el cual se plantea la **“Teoría Moderna de Portafolio”**, se analiza como maximizar el beneficio y minimizar el Riesgo, aplicando la teoría de varianza y covarianza para obtener las fronteras eficientes para los portafolio de generación en el mercado eléctrico colombiano, conformados por recursos hidráulicos y térmicos a gas natural, Finalmente, se recalcula la Frontera Eficiente del portafolio conformado por recursos hidráulicos y térmicos a gas natural y carbón, con el fin de incluir la desviación estándar móvil, el valor en riesgo y el valor en riesgo condicional como métricas para cuantificar la volatilidad.

VII.- CONCLUSIONES.

7.1.- Conclusión general.

Se ha establecido un modelo de portafolio de generación hidrotérmica de corto plazo en el Perú basado en la teoría económica de un despacho hidrotérmico en la cual se analiza la venta de energía diaria, considerando la demanda de clientes libres, spot y vegetativa incluyendo los costos de producción. Se analiza diferentes escenarios con el fin de obtener el beneficio óptimo con el menor riesgo, para la empresa de generación, dicho modelo se ha realizado en Formato Excel entendible para el Usuario.

7.2.- Conclusiones específicas.

7.2.1- Se ha diseñado un modelo de portafolio de generación eléctrica con criterios del mínimo costo de operación y calidad del servicio, preservando la seguridad y despacho económico considerando como datos de entrada; la demanda, mantenimientos, hidrología, costos variables, combustibles y restricciones operativas adicionales.

En los análisis de caso 1, caso 2, caso 3 se comprueban lo siguiente;

En el caso 3 (operación por falla con la salida del generador GT4 con petróleo R500) se ha obtenido un beneficio del 9.53% por encima del caso base, debido a los costos operativos por el consumo del combustible son bastantes elevado lo que disminuye el beneficio obtenido.

Como podemos concluir el modelo permite evaluar estratégicamente los diferentes escenario de operación para la obtención del mejor costo beneficio que se obtuvieron en los caso 1, caso 2 y caso 3.

Tabla 24: Análisis de Resultados Finales.

DESCRIPCIÓN	COSTO DE PROD. ENERGIA	BENEFICIO	MARGEN
CASO BASE: OPERACIÓN EN CONDICIONES NORMALES.	\$353,423.92	\$0.00	0.00%
CASO 1: OPERACIÓN 00: 00 A 06:00 HRS CON RESTRICCIÓN DE SUMINISTRO GAS EN CENTRAL TÉRMICA (GT6-GT8) DEBIDO A CMG BAJO.	\$256,577.18	\$20,618.51	5.83%
CASO 2: OPERACIÓN POR MANTENIMIENTO DE CENTRAL HIDRÁULICA (GH1)	\$256,577.18	-\$96,846.74	-27.40%
CASO 3: OPERACIÓN POR FALLA EN LA CENTRAL TÉRMICA A PETROLEO R500 (GT4)	\$387,091.59	\$33,667.67	9.53%
CASO 4: OPERACIÓN POR FALLA EN LA CENTRAL TÉRMICA A CARBON (GT5)	\$314,266.87	-\$39,157.05	-11.079%

Elaboración Propia

- Operando con centrales Hidráulicas el beneficio será mayor caso 3
- Al operar menos centrales térmicas a Diésel el beneficio será mayor.
- Al operar una central térmica a gas el beneficio será mayor cuando el costo variable de la central o unidad este por debajo del Cmg, del momento.

7.2.2- Identificar el FODR energético

Identificar el FODR energético

- La fortaleza; permite predecir cuál es el ingreso debido a restricciones por diferentes casuísticas.
- La oportunidad; ayuda a visualizar los escenarios de estiaje y avenida.
- La debilidad; no identifica la generación a largo plazo.
- El Riesgo; predice la generación a utilizar en los bloques de mayores precios.

7.2.3- Se concluye que al conocer la disponibilidad de recursos energéticos disponibles en el Perú para la generación energética, El modelo permite averiguar la disponibilidad hídrica, térmica, en el parque generador de corto plazo en el Perú, basado en la información emitida por las entidades que manejan el despacho económico y reservas energéticas como el COES, OSINERGMIN, MINEM.

VIII.- RECOMENDACIONES.

1.- Se recomienda realizar un análisis más sofisticado del modelo de Portafolio de Generación de Corto Plazo en el Perú, el cual incluya riesgos y se pueda predecir a largo plazo y como también implementar con un software más confiable como Visual Basic y por consiguiente obtener un mejor Costo – Beneficio.

2.- En los Casos analizados se recomienda en minimizar o evitar al mínimo las salidas de Centrales hidráulicas, el cual también se debe analizar el precio del gas vs el costo marginal en diferentes escenarios en las épocas de estiaje y avenida con el fin de dar un óptimo resultado.

3.- La generación en el mercado eléctrico peruano cuenta con limitaciones para su crecimiento debido a problemas social, climatológico, variación del precio del petróleo y congestión en el transporte de gas para lo cual se recomienda un análisis a las empresas generadoras Eléctricas para evidenciar y demostrar con datos reales que nos convendría que entre en el sistema a falta de energía eléctrica ya sea las térmicas a diésel, gas natural o hidráulicas en base al modelo de portafolio que hemos desarrollado podemos diferentes escenarios y proponer la mejor oferta de energía eléctrica para el mercado peruano.

4.- El modelo de portafolio tiene como fortaleza a la data extraída de las fuentes de información (COES), nos proporciona los valores para el cálculo costo de producción, precio de los distribuidores regulado y libres, también hemos reconocido la volatilidad del precio spot y ello pone en riesgo el negocio mismo y la provisión del servicio, muchas empresas generadoras postergan inversiones.

IX. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

1. LEMOS CANO, SANTIAGO :Optimización del portafolio de generación hidrotérmico en el mercado eléctrico Colombiano.

TESIS CONSULTADAS:

1. MORALES ANAYA, WILY R. :Determinantes del precio spot de generación eléctrica en el Perú.
2. SANCHEZ ARRIETA, ANTONIO. :El valor del cliente como herramienta estratégica de gestión en un mercado industrial". Tesis doctoral de la universidad de Málaga.
3. OYANGUREN RAMIREZ, JOSÉ. :El Comercializador como agente de Competencia en el Mercado Eléctrico Peruano.
4. YUNDA PADILLA, EDGAR :optimización de cobertura de riesgo para compras de electricidad de las empresas distribuidoras en el mercado eléctrico ecuatoriano.
5.
 1. CHARA JESUS,
 2. JARA NANCY,
 3. VALENZUELA HERNAN. :Estrategia de generación de valor de una empresa de distribución eléctrica
6. DAMMERT LIRA, ALFREDO :Fundamentos técnicos y económicos del sector eléctrico peruano.

INTERNET

- 1. Osinergmin - Publicaciones GART:**

2. Comité de Operación Económica del sistema interconectado internacional (COES) – Reportes Técnicos:

3. Comité de Operación Económica del sistema interconectado internacional (COES) – Reporte de Máxima Demanda:

Ley de concesiones eléctricas del Perú:

5. Estadística de operación 2014 COES:

6. Avance estadístico del subsector Eléctrico cifras Mayo 2014 MEM:

7. MINEM-Gas Natural en el Perú:

ANEXO

PROBLEMA SUSTANTIVO	OBJETIVOS	HIPÓTESIS	DIMENSIONES E INDICADORES	INSTRUMENTOS	METODOLOGIA
<p>Modelo de Portafolio de generación eléctrica RIVETOM, es una herramienta de gestión que nos permite planificar el despacho económico de carga en el corto plazo, considerando la programación diaria y proyectada en la semana que incluye los costos marginales idealizados como parámetros fijos y por consiguiente tomar la mejor decisión de las máquinas hidráulicas y térmicas que deben de operar en el SEIN, a consecuencia de ello obtener los mayores ingresos y beneficios para las empresas de generación eléctrica.</p>	<p>Los siguientes objetivos son los que persigue la presente investigación:</p> <p>1. OBJETIVO GENERAL</p> <p>Establecer un modelo de portafolio de generación eléctrica de corto plazo en el Perú.</p> <p>2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS</p> <p>2.1. Diseñar un modelo de programa que sea útil para los despachos energéticos de las empresas generadoras.</p> <p>2.2. Identificar el FODR energético del país.</p> <p>2.3. Conocer la disponibilidad de recursos energéticos en el país a nivel de las diferentes centrales de generación hidráulica y térmica.</p>	<p>HIPÓTESIS GENERAL.</p> <p>HG: Mediante el establecimiento del modelo de portafolio de generación eléctrica a corto plazo será posible discriminar a los tipos de generación vs la demanda de clientes libres, regulados y spot.</p> <p>HIPOTESIS ESPECIFICOS</p> <p>H1: Mediante el diseño del programa del modelo de portafolio podremos implementar estrategias de despacho energético en las generadoras eléctricas.</p> <p>H2: Mediante la identificación del FODR energético del país será posible gestionar políticas energéticas en el corto plazo en el Perú.</p> <p>H3: Mediante el conocimiento de la disponibilidad de recursos energéticos en el Perú a nivel de centrales de generación hidráulica y térmica será posible determinar el costo beneficio de la empresa generadora que oferta la energía.</p>	<p>VARIABLE INDEPENDIENTE</p> <p>X: Modelo de portafolio de generación eléctrica del corto plazo en el Perú</p> <p>VARIABLE DEPENDIENTE</p> <p>Y: FODR energético</p> <p>Z: Disponibilidad de los recursos disponibles en el Perú para la generación eléctrica.</p> <p>INDICADORES.</p> <p>X: Caracterizaciones del modelo de portafolio de generación eléctrica.</p> <p>X1: Planeamiento</p> <p>X2: Organización</p> <p>X3: Dirección</p> <p>X4: Control</p> <p>Y: Caracterizaciones del FODR energético.</p> <p>Y1: Fortalezas</p> <p>Y2: Debilidades</p> <p>Y3: Oportunidades</p> <p>Y4: Riesgos</p> <p>Z: Estadísticas de la disponibilidad de los recursos energéticos del país.</p> <p>Z1: Agua</p> <p>Z2: Gas</p> <p>Z3: Petróleo</p> <p>Z4: Carbón</p>	<p>TÉCNICAS E INSTRUMENTOS</p> <p>1.-Técnica de evaluación de los resultados cualitativos y cuantitativos</p> <p>Se harán uso de herramientas especializadas a nivel de software, con la finalidad de maximizar la rentabilidad del despacho energético que se realice.</p> <p>Basándonos en métodos para resolver el despacho de carga, se propone un modelo que programa el despacho para el día siguiente, de esta forma se formula un método que valora cada servicio en conjunto con la energía, llegando a un despacho factible que considera las condiciones de calidad y confiabilidad.</p>	<p>TIPO Y DISEÑO DE LA INVESTIGACIÓN.</p> <p>TIPO DE INVESTIGACIÓN.</p> <p>En el proyecto se ha realizado una investigación descriptiva, evaluando costo y beneficio de la empresa de generación eléctrica.</p> <p>DISEÑO DE INVESTIGACIÓN.</p> <p>El modelo de portafolio está diseñado considerando los diferentes tipos generación, centrales hidráulicas, centrales térmicas, ingreso de la demanda de los clientes regulados (Distribuidoras Norte, Centro y Sur), Clientes Libres y Distribuidoras Sin Contrato, Costos marginales Reales, Costos marginales Idealizados.</p> <p>PRUEBA DE HIPÓTESIS.</p> <p>1.- Se implementado un modelo de portafolio RIVETOM, con el cual se planifica diferentes eventos a beneficio de empresas generadoras.</p> <p>2- En el desarrollo de la tesis se ha obtenido el FODR de unidades de generación.</p> <p>3.-Según el estado del arte hemos podido identificar los recursos energéticos primordiales para generación eléctrica que se desarrolla en la tesis.</p>

RELACION DE VARIABLES: X=f (Y,Z)

X=Modelo de portafolio de generación eléctrica del corto plazo en el Perú.

F: fortaleza

Anexo 2: Procedimiento 2 - PROGRAMACIÓN DIARIA DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL

COES SINAC	PROCEDIMIENTO TÉCNICO DEL COMITÉ DE OPERACIÓN ECONÓMICA DEL SINAC	PR – 02
PROGRAMACIÓN DE LA OPERACIÓN DIARIA DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL		
<ul style="list-style-type: none"> ✍ Aprobado en S.D. N° 06 del 08 de marzo de 1995. ✍ Modificación aprobada en S.D. N°128 del 25 de agosto de 2000. ✍ Aprobado según RM N° 143-2001-EM/VME del 26 de marzo de 2001. 		

1. OBJETIVO

Determinar la metodología para efectuar la Programación de la Operación Diaria del SINAC, minimizando los costos de operación y racionamiento para el conjunto de instalaciones de los integrantes del Sistema, preservando la seguridad y calidad de servicio del SINAC.

2. BASE LEGAL

2.1 Decreto Ley N° 25844.- Ley de Concesiones Eléctricas (Artículo 41°. inciso a)

2.2 Decreto Supremo N° 009-93-EM.- Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas (Artículos 91°. inciso a, 92°, 93°, 95°, 96°, 97°, 98°, 99°)

2.3 Decreto Supremo N° 009-99-EM.- Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos.

2.4 Resolución Directoral N° 049-99-EM/DGE.- Norma Técnica para la Operación en Tiempo Real de los Sistemas Interconectados.

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

- a. La DPP es responsable de la elaboración del PDO, tomando como referencia el PSO vigente, además de su emisión y distribución.
- b. La DPP coordinará con los CC o con las personas encargadas de la operación de corto plazo de los integrantes del COES, las modificaciones al PSO que fueran necesarias, en base a la información requerida que se indica en el numeral ocho (8) del presente procedimiento. Así como, atender la(s) solicitud(es) de reconsideración a la aprobación del PDO, planteada por cualquier integrante del COES.

4.2 Del Coordinador

- a. Supervisar y coordinar con los Integrantes del SINAC, la operación en tiempo real, siguiendo el PDO o su reprogramación.
- b. Informar a la DPP la ejecución del PDO o su reprogramación.
- c. Proporcionar a la DPP la información necesaria para la elaboración del PDO.

4.3 De los integrantes del COES

- a. Son responsables de proporcionar a la DPP a través de sus respectivos CC y del Coordinador la información necesaria para elaborar el PDO del SINAC, así como la información ejecutada de la operación en tiempo real.
- b. A través de sus respectivos CC, son responsables de cumplir el PDO o su reprogramación, siguiendo las instrucciones del Coordinador.

5. PERIODICIDAD

El PDO (de ser el caso la actualización del PSO) será entregado antes de las 14:00 horas de cada día y de ser necesario un ajuste a dicho programa antes de las 22:00 horas (considerando la tendencia de la demanda del mismo día, una mejor aproximación al pronóstico de caudales ejecutados, entre otras variables). Este programa comprende el período de 00:00 h – 24:00 h del día siguiente.

6. MEDIOS DE TRANSMISIÓN

El PDO será remitido por correo electrónico o similar a los integrantes del COES y al Coordinador, pudiendo ser vía fax sólo en caso de algún desperfecto de los medios electrónicos.

7. VIGENCIA

Diaria

8. INFORMACIÓN REQUERIDA

DATOS BASE

- a. Producción de cada media hora de potencia activa de las unidades generadoras.

Reporte : Diario.

Emisor : Coordinador.

Receptor: DPP.

- b. Caudales naturales y regulados promedios.

Reporte: En tiempo real los caudales de operación, o los caudales promedios diarios a las 08:00 horas de cada día.

Emisores: Integrantes con centrales hidráulicas del COES.

Receptor: Coordinador, quien pondrá a disposición de la DPP.

- c. La variación de los embalses de los generadores hidráulicos.

Reporte: En tiempo real u horario de no contar con telemetria.

Emisores: Integrantes con centrales hidráulicas del COES.

Receptor: Coordinador, quien pondrá a disposición de la DPP.

- d. Confirmación de los mantenimientos aprobados en la Programación de la Operación Semanal 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 (protecciones, mandos, y SS.AA.), equipos de compensación reactiva y de transformación.

Reporte: Diario.

Emisores: Todos los integrantes del COES.

Receptor: DPP, cada día de 08:00 a 10:00 horas.

- e. Restricciones operativas y/o pruebas (de unidades de generación, transmisión, reserva de combustible entre otros).

Reporte: Diario.

Emisores: Todos los integrantes del COES y el Coordinador.

Receptor: DPP.

- f. Información en tiempo real de la potencia activa y reactiva, el perfil de tensiones, flujo de potencia activa y reactiva del sistema de generación, transmisión y distribución de la red del SINAC.

Reporte: En tiempo real.

Emisor : Coordinador

Receptor: DPP.

- g. Pronóstico de los caudales de operación naturales y regulados elaborado por los integrantes del COES con centrales hidráulicas.

Reporte: A las 08:00 horas de cada día.

Emisores: Integrantes con centrales hidráulicas del COES.

Receptor: DPP.

9. METODOLOGÍA DE LA PROGRAMACIÓN

La DPP, en base a los datos obtenidos, elaborará lo siguiente:

- a. Pronóstico de la demanda a corto plazo. Será calculado según el PR-N° 03.
- b. Pronóstico de caudales naturales promedios de operación y estado de los embalses. Serán proporcionados por las empresas integrantes del COES.
- c. Programa del mantenimiento diario del SINAC.
 - 1. Las empresas de generación y transmisión coordinarán con la DPP la actualización del programa de mantenimiento semanal.
 - 2. La aprobación de los mantenimientos fuera del programa semanal vigente, estará a cargo de la DPP, sujeta a la disponibilidad de la reserva de generación o transmisión de la red, salvo que sea un mantenimiento correctivo, para lo cual deberá sustentarse técnicamente, en primera instancia en forma telefónica para las coordinaciones del caso y en segunda instancia en forma escrita (vía fax) para la regularización respectiva.
 - 3. Las maniobras más importantes requeridas por los integrantes del Sistema por mantenimiento o pruebas, serán incluidas en el PDO.
 - 4. Cualquier mantenimiento ejecutado sin la adecuada coordinación con la DPP o el Coordinador se sujetará a las disposiciones vigentes. Se exceptúan los casos de emergencia sustentados posteriormente
- d. Elaboración del PDO.
 - 1. La elaboración del PDO se efectuará asignando en forma óptima los recursos disponibles de generación, para satisfacer la demanda del SINAC, garantizando la operación al mínimo costo total y preservando la seguridad y calidad del abastecimiento de energía eléctrica.
 - 2. En la elaboración del PDO se tomará en cuenta las restricciones operativas generadas por mantenimientos,

disponibilidad hidráulica de las centrales hidroeléctricas y otros.

3. Las potencias a programar por cada central, cada media hora, se determinarán haciendo uso de las herramientas computacionales que para tal efecto cuenta el COES, las mismas que han sido aprobadas por el Director de Operaciones y están vigentes.

e. Verificación de la adecuada seguridad de operación del SINAC.

1. El PDO se sustentará mediante programas de simulación de operación que garanticen el cumplimiento de lo establecido por las normas vigentes.
2. El PDO considerará la reserva rotante requerida, calculada conforme al Procedimiento Reserva Rotante en el Sistema Interconectado Nacional, así como el nivel de riesgo aprobado en el PSO.
3. Para casos de mantenimientos que generen riesgos se presentaran las simulaciones de verificación de la operatividad y seguridad.

Anexo 3: DECRETO SUPREMO 041-2008 EM

DECRETO SUPREMO N° 041-2008-EM

EL PRESIDENTE DE LA REPÚBLICA
CONSIDERANDO:

Que, el artículo 119° de la Constitución Política del Perú establece que la dirección y la gestión de los servicios públicos están confiadas al Consejo de Ministros; y a cada ministro en los asuntos que competen a la cartera a su cargo;

Que, de conformidad con el artículo 2° de la Ley N° 28832, Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica, es de interés público y responsabilidad del Estado asegurar el abastecimiento oportuno y eficiente del suministro eléctrico para el Servicio Público de Electricidad;

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

Que, el artículo 4° del Decreto Legislativo N° 1041 establece que en períodos de congestión en el suministro de gas natural, declarados por el Ministerio de Energía y Minas, los Generadores podrán redistribuir entre ellos de manera eficiente el gas y/o la capacidad de transporte disponible contratada;

Que, a falta de dichos acuerdos de redistribución, la misma norma establece que el COES coordinará con el transportista y productor las nominaciones de suministro y transporte de gas natural para los Generadores;

Que, en situaciones de congestión en el suministro de gas natural, el COES puede redistribuir el gas o la capacidad de transporte disponible para los Generadores a efectos del despacho eficiente del SEIN;

Que, la norma citada en el considerando que antecede también establece que los Generadores que resulten perjudicados con la reasignación efectuada por el COES recibirán una compensación que cubra los costos adicionales incurridos debido a dicha reasignación, mientras que los Generadores beneficiados con la reasignación efectuada por el COES deberán asumir los costos de dicha compensación de acuerdo a lo establecido en el Reglamento;

Que, de otro lado, la Quinta Disposición Transitoria del Decreto Legislativo N° 1041 prevé un mecanismo temporal conforme al cual los Generadores y los Usuarios pagarán en partes iguales los costos adicionales en que incurran las centrales que operen con costos variables superiores a los costos marginales de corto plazo que se hubieran presentado sin congestión, calculados por el COES mediante un despacho idealizado sin congestión;

Que, es necesario reglamentar el mecanismo y los criterios en base a los cuales se efectuará el cálculo y distribución de los costos adicionales, así como el régimen aplicable durante el período de congestión;

De conformidad con las atribuciones previstas en los numerales 8) y 24) del Artículo 118° de la Constitución Política del Perú;

DECRETA:

Artículo 1°.- Definiciones

Para efectos del presente Decreto Supremo, todas las expresiones que contengan palabras que empiezan con mayúscula, ya sea en singular o en plural, tienen los significados que se indican a continuación:

Costo Marginal Idealizado: Es el costo marginal de corto plazo que se hubiere dado sin la Situación de Congestión.

Decreto Legislativo: Es el Decreto Legislativo N° 1041.

Período de Congestión: Es el tiempo declarado por el Ministerio durante el cual se ha previsto la ocurrencia de Situaciones de Congestión, para efectos de lo dispuesto en el artículo 4° del Decreto Legislativo. La Resolución Ministerial que lo declara debe delimitar su duración.

Situación de Congestión: Es cada evento que se presenta durante el Período de Congestión, cuando la demanda de transporte de gas natural excede la capacidad de transporte de un ducto de transporte de gas natural. La presencia de cada Situación de Congestión es determinada por el COES.

Unidades de Respaldo: Son las unidades de Generación que, en Situaciones de Congestión, operan con costos variables totales superiores a los Costos Marginales Idealizados.

Otras expresiones que contengan palabras que comienzan con mayúscula no contempladas en este artículo, tendrán los significados previstos en la Ley de Concesiones Eléctricas y en la Ley N° 28832, salvo que se indique lo contrario.

Artículo 2°.- Atribuciones del COES

En ejercicio de las atribuciones que el artículo 4° del Decreto Legislativo le reconoce, cada vez que el COES determine la presencia de una Situación de Congestión, este organismo procederá a redistribuir entre los Generadores el gas y/o la capacidad de transporte disponible aplicando el criterio de eficiencia y mejor aprovechamiento del gas natural disponible en la producción de energía eléctrica.

Durante el Periodo de Congestión, el transportista y el productor de gas natural deberán informar al COES, en la forma y oportunidades que éste determine, sobre la disponibilidad de gas natural y sobre las nominaciones que les hayan sido solicitadas por los Generadores que operan usando dicho recurso energético.

En caso de existir acuerdos de redistribución de gas y/o capacidad de transporte entre los Generadores, y dichos acuerdos hayan sido comunicados al COES dentro del plazo que se establezca en la Resolución que declare el Periodo de Congestión, los validará cuando considere que éstos permitan el mejor aprovechamiento del gas natural disponible en la producción de energía eléctrica y efectuará la redistribución conforme a ellos. El COES aplicará en la operación del SEIN sólo los acuerdos validados.

Artículo 3°.- Costos adicionales de combustible

En el marco de la Quinta Disposición Transitoria del Decreto Legislativo, al finalizar el mes en el cual se produjeron las Situaciones de Congestión, el COES determinará los costos adicionales de combustible que reflejen los mayores costos que ha representado para el SEIN la operación de Unidades de Respaldo.

La determinación de los costos adicionales de combustible se efectuará mediante la sumatoria de los productos de la correspondiente energía producida por cada Unidad de Respaldo, multiplicada por la diferencia entre sus costos variables totales y los respectivos Costos Marginales Idealizados, con inclusión de los factores de pérdidas que correspondan.

Artículo 4°.- Pago de los costos adicionales de combustible

Los costos adicionales de combustible que corresponde ser pagados por los Generadores conforme a lo dispuesto en la Quinta Disposición Transitoria del Decreto Legislativo, serán asumidos por éstos en proporción directa a su energía firme, y serán pagados a los Generadores con Unidades de Respaldo mediante las transferencias que determine el COES conforme a las normas aplicables.

Los costos adicionales de combustible que corresponde ser asumidos por los Usuarios conforme a lo dispuesto en la Quinta Disposición Transitoria del Decreto Legislativo, serán incorporados por OSINERGMIN mediante un

cargo unitario en el Peaje por Conexión considerado en los Precios en Barra en el procedimiento correspondiente y en las normas complementarias aplicables.

Artículo 5°.- Pago de otros costos adicionales

Los otros costos adicionales resultantes de la reasignación de gas natural efectuada por el COES, serán asumidos por aquellos Generadores que operan con gas natural y que hayan resultado beneficiados por la reasignación de dicho combustible, y pagados a aquellos Generadores que, pudiendo operar con gas natural, hayan sido perjudicados con la reasignación.

Estos costos serán calculados por el COES e incluidos en los cuadros de transferencias mensuales que efectúa dicha entidad.

Artículo 6°.- Calidad de los Servicios Eléctricos

Cualquier deficiencia de la calidad del servicio eléctrico derivada directamente de Situaciones de Congestión, no será considerada para el cálculo y pago de las compensaciones a que se refiere la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos, aprobada mediante Decreto Supremo N° 020-97-EM.

Artículo 7°.- Racionamiento de Energía

De producirse racionamiento de energía por causa de una Situación de Congestión, se considerará como Costo de Racionamiento el Costo Marginal Idealizado para efectos de lo dispuesto en el artículo 131° del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, aprobado por Decreto Supremo N° 009-93-EM. En estos casos, si el Costo Marginal Idealizado fuese menor que el Precio de Energía en Barra correspondiente, la compensación por racionamiento a que se refiere el mencionado artículo 131° del Reglamento será igual a cero.

Artículo 8°.- Refrendo

El presente Decreto Supremo será refrendado por el Ministro de Energía y Minas.

DISPOSICIÓN COMPLEMENTARIA

ÚNICA.- El presente Decreto Supremo será de aplicación durante los Periodos de Congestión declarados por el Ministerio de Energía y Minas, inclusive la Resolución Ministerial N° 358-2008-MEM/DM y en tanto se encuentre vigente la Quinta Disposición Transitoria del Decreto Legislativo N° 1041.

Dado en la Casa de Gobierno, en Lima, a los doce días del mes de agosto del año dos mil ocho.

ALAN GARCÍA PÉREZ
Presidente Constitucional de la República

JUAN VALDIVIA ROMERO
Ministro de Energía y Minas

Anexo 4: DECRETO DE URGENCIA N° 049-2008

DECRETO DE URGENCIA N° 049-2008 DECRETO DE URGENCIA QUE ASEGURA CONTINUIDAD EN LA PRESTACIÓN DEL SERVICIO ELÉCTRICO

Concordancias:

1. Ley N° 29179
2. R. N° 001-2009-OS-CD (“Procedimientos para Compensación de los Costos Variables Adicionales y de los Retiros sin Contrato”)
3. R. N° 002-2009-OS-CD (Procedimiento “Compensación por Generación Adicional”)

EL PRESIDENTE DE LA REPÚBLICA

CONSIDERANDO:

Que, de conformidad con lo dispuesto por el Artículo 58 de la Constitución Política del Perú, el Estado actúa, entre otros, en el área de los servicios públicos, entre los cuales el Servicio Público de Electricidad, definido como el suministro regular de energía eléctrica para uso colectivo, es de utilidad pública según lo establece el Artículo 2 del Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas. Así, es de interés público y responsabilidad del Estado asegurar el abastecimiento oportuno y eficiente del suministro eléctrico para el Servicio Público de Electricidad conforme lo previsto en el Artículo 2 de la Ley N° 28832, Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica;

Que, mediante Ley N° 29179, Ley que Establece el Mecanismo para Asegurar el Suministro de Electricidad para el Mercado Regulado, cuya vigencia concluye el 31 de diciembre de 2008, se dictaron medidas para asegurar el suministro de las demandas de potencia y energía, destinadas al Servicio Público de Electricidad, que no cuenten con contratos de suministro de energía que las respalden;

Que, existe la posibilidad que, con posterioridad a la fecha señalada en el considerando anterior, algunas empresas distribuidoras de electricidad requieran efectuar retiros físicos de potencia y energía para atender la demanda de sus usuarios regulados al no contar con contratos de suministro con las empresas generadoras debido a la escasez de energía eficiente en el sistema, lo cual conlleva el riesgo de crear efectos económicos y financieros perjudiciales, extraordinarios y no previstos en la normatividad vigente, consistentes en el rompimiento de la cadena de pagos, haciendo peligrar la estabilidad económica del sistema eléctrico y la continuidad del Servicio Público de Electricidad.

Que, las restricciones de producción y transporte de gas natural, así como de transporte de electricidad constituyen eventos que, cada vez que se presentan, causan externalidades negativas y producen costos por restricciones en la operación del sistema eléctrico que distorsionan el sistema de transacciones a costos marginales, desincentivando el desarrollo de nueva oferta de generación;

Que, al respecto, la Duodécima Disposición Complementaria Final de la Ley N° 28832, el Decreto de Urgencia N° 046-2007, el Decreto Legislativo N° 1041 y el Decreto de Urgencia N° 037-2008 norman la remuneración de aquellos costos variables no cubiertos por los costos marginales según se trate de restricciones de transmisión o de transporte de gas natural; sin embargo, los criterios utilizados para la asignación de costos consideran una diversidad de criterios, los cuales introducen riesgos que dificultan la contratación de electricidad, a pesar de relacionarse con aspectos de una misma naturaleza; siendo por tanto necesario establecer un criterio único para la asignación de la parte no cubierta de los costos variables;

Que, del mismo modo, considerando la estructura de la oferta de generación y el nivel de crecimiento que ha experimentado la demanda en los últimos años, se requiere reducir el riesgo que supone la contratación de electricidad ante la posibilidad de costos marginales extremadamente elevados; para ello, es conveniente establecer un límite superior en los costos marginales que además oriente a la eficiencia en la operación del sistema eléctrico;

Que, de esta forma, es necesario dictar las reglas que impidan problemas como los descritos y resuelvan el tratamiento de los retiros sin contratos, que se generen a partir del 01 de enero del año 2009;

Que, es necesario establecer las medidas excepcionales pertinentes con el objeto de cautelar el interés nacional, asegurando que el suministro regular de energía eléctrica destinado al Servicio Público de Electricidad no sufra efectos negativos;

Que, de conformidad con lo dispuesto por el numeral 19 del Artículo 118 de la Constitución Política del Perú, corresponde al Presidente de la República dictar medidas extraordinarias, mediante decretos de urgencia con fuerza de ley, en materia económica y financiera, cuando así lo requiere el interés nacional y con cargo de dar cuenta al Congreso;

Que, de acuerdo a tales consideraciones, la situación amerita el uso de la facultad a que se refiere el numeral 19 del Artículo 118 de la Constitución Política del Perú;

Con el voto aprobatorio del Consejo de Ministros; y con cargo de dar cuenta al Congreso de la República;

DECRETA:

Artículo 1.- Costos Marginales de Corto Plazo

Para efectos del despacho económico a que se refiere el marco regulatorio de electricidad, se seguirán los siguientes criterios:

- 1.1 Los costos marginales de corto plazo del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN), se determinarán considerando que no existe restricción de producción o transporte de gas natural ni de transmisión de electricidad.
- 1.2 Los costos marginales referidos en el numeral anterior no podrán ser superiores a un valor límite que será definido por el Ministerio de Energía y Minas mediante Resolución Ministerial.
- 1.3 La diferencia entre los costos variables de operación en que incurran las centrales que operan con costos variables superiores a los costos marginales determinados conforme al numeral 1.1 y dichos costos marginales, será cubierta mediante un cargo adicional en el Peaje por Conexión al Sistema Principal de Transmisión.

Artículo 2.- Transacciones en el Mercado

Los retiros físicos de potencia y energía del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN), que efectúen las empresas distribuidoras de electricidad, para atender la demanda de sus usuarios regulados, sin contar con los respectivos contratos de suministro con las empresas generadoras, serán asignados a las empresas generadoras de electricidad, valorizados a Precios en Barra de mercado regulado, en proporción a la energía firme eficiente anual de cada generador menos sus ventas de energía por contratos.

En el caso de los retiros sin contrato, los costos variables adicionales con respecto a los Precios de Energía en Barra en que incurran las centrales para atender dichos retiros, serán incorporados en el Peaje por Conexión al Sistema Principal de Transmisión. Para tal efecto, se descontará la compensación que les corresponda recibir por aplicación del numeral 1.3 del Artículo anterior.

Artículo 3.- Unidades de generación al amparo del Decreto de Urgencia N° 037-2008

Las unidades de generación que se instalen al amparo del Decreto de Urgencia N° 037-2008, serán consideradas para efectos de distribuir los retiros sin contrato en las condiciones señaladas el Artículo 2 del presente Decreto de Urgencia.

El costo variable de dichas unidades de generación, será considerado para la determinación del Costo Marginal de Corto Plazo a que se refiere el Artículo 1 del presente Decreto de Urgencia.

Artículo 4.- Procedimientos

OSINERGMIN aprobará las disposiciones necesarias para la aplicación de lo dispuesto en el presente Decreto de Urgencia.

Artículo 5.- Vigencia y Refrendo (*)1

El presente Decreto de Urgencia se mantendrá en vigencia desde el 1 de enero de 2009 hasta el 31 de diciembre de 2011 y será refrendado por el Presidente del Consejo de Ministros, el Ministro de Energía y Minas y el Ministro de Economía y Finanzas.

Artículo 6.- Derogatoria

Deróguese el Decreto de Urgencia N° 046-2007 y todo aquello que se oponga o que señale un tratamiento diferente a la determinación de costos marginales, respecto de lo dispuesto en el presente Decreto de Urgencia. Dado en la Casa de Gobierno, en Lima, a los diecisiete días del mes de diciembre del año dos mil ocho.

ALAN GARCÍA PÉREZ

Presidente Constitucional de la República

YEHUDE SIMON MUNARO

Presidente del Consejo de Ministros

PEDRO SÁNCHEZ GAMARRA

Ministro de Energía y Minas y

Encargado del Despacho del Ministerio de Economía y Finanzas

Anexo 5: LEY DE CONCESIONES ELECTRICAS 28832

LEY PARA ASEGURAR EL DESARROLLO EFICIENTE DE LA GENERACION ELECTRICA

Capítulo Primero Disposiciones Generales

Artículo 1º.- Definiciones

Para efectos de la presente Ley, todas las expresiones que contengan palabras, ya sea en plural o singular, y que empiezan con mayúscula, tienen los significados que se indican a continuación y son aplicables a los artículos del Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas (LCE):

- 1. Agentes.-** Denominación genérica dada al conjunto de Generadores, Transmisores, Distribuidores y Usuarios Libres.
- 2. Base Tarifaria.-** Monto anual a reconocer por las instalaciones del Sistema Garantizado de Transmisión que se utilizará para el cálculo de las tarifas y compensaciones de transmisión.
- 3. Capacidad.-** Se considerará como sinónimo de potencia.
- 4. COES.-** El Comité de Operación Económica del Sistema.
- 5. Cogeneración.-** Proceso de producción combinada de energía eléctrica y energía térmica, que hace parte integrante de una actividad productiva, en el cual la energía eléctrica está destinada al consumo propio o de terceros.
- 6. Precio en Barra de Sistemas Aislados.-** Costo medio de generación y transmisión correspondientes a la inversión, operación y mantenimiento del conjunto de Sistemas Aislados de una empresa, en condiciones de eficiencia.
- 7. Costos de Explotación.-** Son los costos de operación, mantenimiento, renovación y reposición necesarios para mantener la vida útil y la calidad de servicio de las instalaciones durante el nuevo periodo de concesión.
- 8. Demanda.-** Demanda de potencia y/o energía eléctrica.
- 9. Distribuidor.-** Titular de una concesión de distribución.
- 10. Generador.-** Titular de una concesión o autorización de generación. En la generación se incluye la cogeneración y la generación distribuida.

- 11. Generación Distribuida.-** Instalación de Generación con capacidad no mayor a la señalada en el reglamento, conectada directamente a las redes de un concesionario de distribución eléctrica.
- 12. Grandes Usuarios.-** Usuarios Libres con una potencia contratada igual o superior a 10MW, o agrupaciones de Usuarios Libres cuya potencia contratada total sume por lo menos 10MW.
- 13. Interconexión Regional.-** Sistema de transmisión eléctrica destinada a intercambios de electricidad entre Agentes de países vecinos.
- 14. Ley de Concesiones Eléctricas (LCE).-** Decreto Ley N° 25844, promulgado el 6 de noviembre de 1992, y sus modificatorias.
- 15. Licitación.-** Proceso de concurso público para el suministro de electricidad en condiciones de competencia, que posibilitará la suscripción de contratos con las características que se señalan en el artículo 8° de la presente Ley.
- 16. Mercado de Corto Plazo.-** Mercado en el cual se realizan las Transferencias de potencia y energía, determinadas por el COES.
- 17. Ministerio.-** Ministerio de Energía y Minas.
- 18. NTCSE.-** Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos.
- 19. OSINERG.-** Organismo Supervisor de la Inversión en Energía.
- 20. Peaje de Transmisión.-** Es la diferencia entre la compensación que remunera la parte de la Base Tarifaria asignada a los Usuarios y el Ingreso Tarifario. Se calcula para cada instalación.
- 21. Plan de Transmisión.-** Estudio periódico, aprobado por el Ministerio, que identifica, mediante un análisis centralizado, los requerimientos de equipamiento de transmisión necesarios para mantener o mejorar la calidad, fiabilidad, seguridad o economía del sistema para un horizonte no mayor de diez (10) años. Este estudio tiene como producto un plan recomendado de obras de transmisión que considere los diversos escenarios de la expansión de la generación y de crecimiento de la demanda futura, el cronograma de ejecución y la asignación de las compensaciones para su remuneración.
- 22. Precio Básico de la Potencia de Punta.-** Tiene el significado a que se refiere el artículo 47° de la LCE.

- 23. Precio de la Potencia de Punta en Barra.-** Tiene el significado a que se refiere el artículo 47° de la LCE.
- 24. Precios Firmes.-** Corresponden a los precios de la energía y potencia que resulten de los procesos de Licitación y que no están sujetos a fijación administrativa por el regulador.
- 25. Precios a Nivel Generación.-** Corresponden a los precios de generación transferibles a los Usuarios Regulados, los cuales no incluyen los costos de transmisión a ser pagados por dichos usuarios.
- 26. Refuerzos.-** Son las instalaciones realizadas por un concesionario sobre redes y subestaciones en operación, destinadas a mejorar el sistema de transmisión y la calidad del servicio para alcanzar y preservar los estándares de calidad establecidos en las normas aplicables, así como aquellas necesarias para permitir el libre acceso a las redes y las interconexiones. No constituyen Refuerzos aquellas instalaciones que se carguen contablemente como gasto de acuerdo a las normas aplicables o que superen el monto definido en el Reglamento.
- 27. Reglamento.-** Reglamentos de la presente Ley, de la Ley de Concesiones Eléctricas, de Licitaciones y/o de Transmisión.
- 28. SEIN.-** Sistema Eléctrico Interconectado Nacional.
- 29. Sistema Complementario de Transmisión.-** Conjunto de activos o instalaciones de transmisión que no conforman el Sistema Garantizado de Transmisión.
- 30. Sistema Garantizado de Transmisión.-** Conjunto de activos o instalaciones de transmisión que se construyen como resultado del Plan de Transmisión.
- 31. Servicios Complementarios.-** Servicios necesarios para asegurar el transporte de la electricidad desde la generación hasta la demanda en condiciones de calidad y fiabilidad.
- 32. Sistema Aislado.-** Sistema eléctrico no conectado eléctricamente al SEIN. No incluye sistemas operados por empresas municipales.
- 33. TIE.-** Transacciones Internacionales de Electricidad.
- 34. Transferencia.-** Diferencia entre la cantidad inyectada por un Agente y la cantidad retirada por éste, según corresponda. La Transferencia puede ser de potencia y/o de energía.

- 35. Transmisor.-** Titular de una concesión de transmisión eléctrica.
- 36. Usuarios.-** Consumidores finales de electricidad localizados en el Perú.
- 37. Usuarios Libres.-** Usuarios no sujetos a regulación de precios por la energía o potencia que consumen.
- 38. Usuarios Regulados.-** Usuarios sujetos a regulación de precios por la energía o potencia que consumen.

Capítulo Tercero El Mercado de Corto Plazo

Artículo 11º.- El Mercado de Corto Plazo

- 11.1 Pueden participar en el Mercado de Corto Plazo los Generadores, Distribuidores para atender a sus Usuarios Libres y los Grandes Usuarios Libres, con las condiciones establecidas en el Reglamento.
- 11.2 La compra y venta de energía en el Mercado de Corto Plazo se efectúa en función a los Costos Marginales de Corto Plazo nodales.
- 11.3 Los retiros de potencia que se efectúen en el Mercado de Corto Plazo, que coincidan con la máxima demanda del periodo mensual, estarán sujetos al pago por Capacidad, de acuerdo con lo establecido en el Reglamento.
- 11.4 Los Generadores, Distribuidores y Grandes Usuarios Libres, en caso de que fuera necesario, deberán constituir fideicomisos u otras garantías de realización inmediata como respaldo de los retiros de capacidad y energía que efectúen del Mercado de Corto Plazo, de tal manera que se garantice el pago oportuno en dicho mercado.
- 11.5 El Reglamento establecerá los lineamientos para:
- a) El funcionamiento y organización del Mercado de Corto Plazo;
 - b) Las reglas para la liquidación de las operaciones de transferencia realizadas en el Mercado de Corto Plazo;
 - c) Las condiciones y requisitos a que se encuentra sujeta la participación de los Generadores, Distribuidores y Grandes Usuarios Libres en las operaciones del Mercado de Corto Plazo;
 - d) Los términos y condiciones para la constitución de garantías y las penalidades por su incumplimiento.

Capítulo Sexto Formación de Precios a Nivel Generación

Artículo 29º.- La formación de los Precios a Nivel Generación para Usuarios Regulados

29.1 Los Precios a Nivel Generación para Usuarios Regulados se calcularán como el promedio ponderado de los siguientes precios:

- a) Contratos sin Licitación. Por cada contrato, los precios serán igual al promedio de los Precios en Barra y los precios del contrato sin Licitación;
- b) Contratos resultantes de Licitaciones. Por cada contrato, los precios serán iguales a los Precios Firmes resultantes de la Licitación, considerando el régimen de incentivos definido en el artículo 10º.

29.2 Para efectos de la determinación de los Precios a Nivel Generación, los precios usados en los incisos a) y b) del numeral anterior, no incluirán los cargos de transmisión que son asumidos por los Usuarios.

29.3 El Reglamento establecerá el mecanismo de compensación entre los Usuarios Regulados, a fin de que el Precio a Nivel Generación para los Usuarios Regulados en el SEIN sea único, excepto por las pérdidas y la congestión de los sistemas de transmisión.

DISPOSICIÓN COMPLEMENTARIA MODIFICATORIA

ÚNICA.- Modificaciones al Decreto Ley N° 25844

Modifícanse los artículos 2º, 3º, 34º, 43º, 45º, 47º primer párrafo e incisos a), h) e i), 48º, 49º, 51º, 52º, 55º, 60º, 61º, 62º, 63º, 69º, 74º, 85º, 101º inciso c) y las

Definiciones 5, 6 y 12 del Anexo, de la Ley de Concesiones Eléctricas; debiendo los artículos citados quedar redactados de la siguiente manera:

“Artículo 2º.- Constituyen Servicios Públicos de Electricidad:

- a) El suministro regular de energía eléctrica para uso colectivo o destinado al uso colectivo, hasta los límites de potencia fijados por el Reglamento; y,
- b) La transmisión y distribución de electricidad.

Los retiros de potencia y energía en el COES que efectúen los El Servicio Público de Electricidad es de utilidad pública.

Artículo 3º.- Se requiere concesión para el desarrollo de cada una de las siguientes actividades:

- a) La generación de energía eléctrica que utilice recursos hidráulicos y geotérmicos, cuando la potencia instalada sea superior a 20 MW;
- b) La transmisión de energía eléctrica, cuando las instalaciones afecten bienes del Estado y/o requieran la imposición de servidumbre por parte de éste;
- c) La distribución de energía eléctrica con carácter de Servicio Público de Electricidad, cuando la demanda supere los 500 KW.

Artículo 34º.- Los concesionarios de distribución están obligados a:

- a) Suministrar electricidad a quien lo solicite dentro de su zona de concesión o a aquellos que lleguen a dicha zona con sus propias líneas, en un plazo no mayor de un (1) año y que tengan carácter de Servicio Público de Electricidad;
- b) Tener contratos vigentes con empresas generadoras que le garanticen su requerimiento total de potencia y energía por los siguientes veinticuatro (24) meses como mínimo;
- c) Garantizar la calidad del servicio que fije su contrato de Concesión y las normas aplicables;
- d) Permitir la utilización de todos sus sistemas y redes por parte de terceros para el transporte de electricidad, excepto cuando tenga por objeto el suministro de electricidad a usuarios del Servicio Público de Electricidad dentro de su área de concesión. OSINERG establecerá la remuneración correspondiente según lo que señala el Reglamento.

Artículo 43º.- Estarán sujetos a regulación de precios:

- a) La transferencia de potencia y energía entre generadores, los que serán determinados por el COES, de acuerdo a lo establecido en el artículo 14º de la Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica.
Esta regulación no regirá en el caso de contratos entre generadores por la parte que supere la potencia y energía firme del comprador.

- b) Distribuidores y Usuarios Libres, los mismos que serán determinados de acuerdo a lo establecido en el artículo 14º de la Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica.
- c) Las tarifas y compensaciones de Sistemas de Transmisión y Distribución.
- d) Las ventas de energía de Generadores a concesionarios de distribución destinadas al Servicio Público de Electricidad; excepto, cuando se hayan efectuado Licitaciones destinadas a atender dicho Servicio, conforme a la Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica.
- e) Las ventas a usuarios de Servicio Público de Electricidad.

Artículo 45º.- Las ventas de electricidad a un distribuidor, destinadas al Servicio Público de Electricidad, se efectúan en los puntos donde se inician las instalaciones del Distribuidor.

Artículo 47º.- Para determinar los Precios en Barra, el subcomité de Generadores y el subcomité de Transmisores, en la actividad que les corresponda, efectuarán los cálculos correspondientes en la siguiente forma:

- a) Calculará para cada una de las barras del sistema los factores nodales de energía de acuerdo a lo señalado en el artículo 48º. El factor nodal será igual a 1,00 en la barra en que se fije el Precio Básico de Energía;
(...)
- h) Determinará el Precio de la Potencia de Punta en Barra, para cada una de las barras del sistema, agregando al Precio Básico de la Potencia de Punta los valores unitarios del Peaje de Transmisión y el Peaje por Conexión a que se refiere el artículo 60º de la presente Ley;
- i) Determinará el Precio de Energía en Barra, para cada una de las barras del sistema, multiplicando el Precio Básico de la Energía nodal correspondiente a cada Bloque Horario por el respectivo factor nodal de energía.

Artículo 48º.- Los factores nodales de energía se calcularán considerando las pérdidas marginales y la capacidad del sistema de transmisión.

Artículo 49º.- En las barras del Sistema Secundario de Transmisión el precio incluirá el correspondiente peaje de dicho sistema.

Artículo 51º.- Antes del 15 de noviembre de cada año el Subcomité de Generadores y el Subcomité de Transmisores, en la actividad que les

corresponda, presentarán al OSINERG los correspondientes estudios técnico-económicos de las propuestas de Precios en Barra, que expliciten y justifiquen, entre otros aspectos, lo siguiente:

- a) La demanda de potencia y energía del sistema eléctrico para el período de estudio;
- b) El programa de obras de generación y transmisión;
- c) Los costos de combustibles, Costos de Racionamiento y otros costos variables de operación pertinentes;
- d) La Tasa de Actualización utilizada en los cálculos;
- e) Los costos marginales;
- f) Precios Básicos de la Potencia de Punta y de la Energía;
- g) Los factores nodales de energía;
- h) El Costo Total de Transmisión considerado;
- i) Los valores resultantes para los Precios en Barra; y,
- j) La fórmula de reajuste propuesta.

Asimismo el Subcomité de Generadores y el Subcomité de Transmisores, deberán entregar al COES toda la información relevante para los cálculos tarifarios, para ser puestos a disposición de los interesados que lo soliciten.

Para la aplicación del presente artículo OSINERG definirá los procedimientos necesarios.

Artículo 52°.- OSINERG efectuará sus observaciones, debidamente fundamentadas, a las propuestas de los Precios en Barra.

Los responsables deberán absolver las observaciones y/o presentar un nuevo estudio, de ser necesario.

Absueltas las observaciones o vencido el término sin que ello se produjera, OSINERG procederá a fijar y publicar las tarifas y sus fórmulas de reajuste mensuales, antes del 30 de abril de cada año.

Artículo 55°.- El COES deberá entregar obligatoriamente a OSINERG y a los interesados la información técnica que se requiera del sistema; asimismo, los responsables de presentar la propuesta tarifaria, deberán entregar al OSINERG, para su verificación, los modelos matemáticos, programas fuentes y otros elementos requeridos para la fijación de precios.

Artículo 60°.- La compensación a que se refiere el artículo anterior, se abonará separadamente a través de dos conceptos denominados Ingreso Tarifario y

Peaje por Conexión. El Ingreso Tarifario se determina como la suma de:

- a) Ingreso Tarifario Nacional, calculado en función a la potencia y energía entregadas y retiradas en barras, valorizadas a sus respectivos Precios en Barra, sin incluir el respectivo peaje;

- b) Ingreso Tarifario de los Enlaces Internacionales, calculado según el Reglamento de Importación y Exportación de Electricidad.

El Peaje por Conexión es la diferencia entre el Costo Total de Transmisión y el Ingreso Tarifario. El Peaje por Conexión Unitario será igual al cociente del Peaje por Conexión y la Máxima Demanda proyectada a ser entregada a los Usuarios.

El Reglamento definirá el procedimiento por el cual los Generadores harán efectiva la compensación a los propietarios del Sistema Principal de Transmisión.

Artículo 61°.- OSINERG fijará anualmente el Peaje por Conexión, el Peaje de Transmisión, sus valores unitarios y sus respectivas fórmulas de reajuste mensual, los cuales serán publicados en el Diario Oficial El Peruano, entrando en vigencia el 1 de mayo de cada año.

Artículo 62°.- Las compensaciones y peajes por las redes del Sistema Secundario de Transmisión, o del Sistema de Distribución serán reguladas por OSINERG.

Las discrepancias que dificulten o limiten el acceso del usuario a las redes tanto del Sistema Secundario de Transmisión como del Sistema de Distribución serán resueltas por OSINERG.

Las instalaciones del Sistema Secundario de Transmisión, son remuneradas de la siguiente manera:

- a. Si se trata de instalaciones para entregar electricidad desde una central de generación hasta el Sistema Principal de Transmisión existente son remuneradas íntegramente por los correspondientes generadores;
- b. Si se trata de instalaciones que transfieren electricidad desde una barra del Sistema Principal de Transmisión hacia un Distribuidor o consumidor final son remuneradas íntegramente por la demanda correspondiente;
- c. Los casos excepcionales que se presenten en el Sistema Secundario de Transmisión que no se ajusten a las reglas anteriores serán resueltos por OSINERG conforme se señala en el Reglamento.

Artículo 63°.- Las tarifas máximas a los Usuarios Regulados, comprenden:

- a) Los Precios a Nivel Generación;
- b) Los peajes unitarios de los sistemas de transmisión correspondientes; y,
- c) El Valor Agregado de Distribución.

Artículo 69°.- Con los Valores Agregados de Distribución, obtenidos según los artículos precedentes, y los componentes a) y b) señalados en el

artículo 63º, OSINERG estructurará un conjunto de precios para cada concesión.

Artículo 74º.- Las partes interesadas podrán interponer recursos de reconsideración contra la resolución del OSINERG, dentro de los quince (15) días hábiles siguientes a la fecha de su publicación en el Diario Oficial El Peruano.

El recurso de reconsideración deberá ser resuelto dentro de un plazo de treinta (30) días hábiles a partir de su interposición, con lo que quedará agotada la vía administrativa.

Artículo 85º.- En el caso de solicitantes pertenecientes a zonas habitadas que cuentan con habilitación urbana y que tengan un índice de ocupación predial –habitabilidad– mayor a cuarenta por ciento (40%), corresponde al concesionario efectuar, a su costo, todas las obras de electrificación definitiva de dicha zona, incluyendo las redes secundarias de servicio particular y alumbrado público.

En el caso de zonas habitadas que no cuenten con la habilitación urbana correspondiente así como, en el caso de aquellas que tengan habilitación urbana aprobada pero que no cuenten con un índice de ocupación predial mayor a cuarenta por ciento (40%), los solicitantes, previa opinión favorable de la autoridad municipal provincial respectiva, podrán requerir al concesionario la instalación de suministros provisionales de venta en bloque en baja tensión.

En estos casos, los solicitantes podrán aportar con contribuciones reembolsables de acuerdo al artículo 83º de la presente Ley, para la electrificación definitiva de la zona, correspondiendo efectuar la devolución de las contribuciones reembolsables a partir de la fecha en que el índice de ocupación predial sea mayor a cuarenta por ciento (40%).

Artículo 101º.- Es materia de fiscalización por parte del OSINERG:

(...)

c) El cumplimiento de las funciones asignadas por Ley al COES.

(...)

ANEXO DE LA LEY DE CONCESIONES ELÉCTRICAS

DEFINICIONES

(...)

5. COSTO MARGINAL DE CORTO PLAZO:

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

6. **ENERGÍA FIRME:** Es la máxima producción esperada de energía eléctrica, determinada para una probabilidad de excedencia de noventa y cinco por ciento (95%) para las unidades de generación hidroeléctrica y de indisponibilidad, programada y fortuita, para las unidades de generación térmica.

(...)

12. **POTENCIA FIRME:** Es la potencia que puede suministrar cada unidad generadora con alta seguridad de acuerdo a lo que defina el Reglamento. En el caso de las centrales hidroeléctricas, la potencia firme se determinará con una probabilidad de excedencia de noventa y cinco por ciento (95%). En el caso de las centrales termoeléctricas, la potencia firme debe considerar los factores de indisponibilidad programada y fortuita.”

**DISPOSICIÓN COMPLEMENTARIA
DEROGATORIA**

ÚNICA.- Derogatorias

Deróganse los artículos 39º, 40º y 41º de la LCE; así como, aquellas normas modificatorias y complementarias que se opongan a lo dispuesto en la presente Ley.

Comuníquese al señor Presidente de la República para su promulgación.
En Lima, a los diez días del mes de julio de dos mil seis.

MARCIAL AYAIPOMA ALVARADO
Presidente del Congreso de la República

FAUSTO ALVARADO DODERO
Primer Vicepresidente del Congreso de la República

AL SEÑOR PRESIDENTE CONSTITUCIONAL DE
LA REPÚBLICA

POR TANTO:

Mando se publique y cumpla.
Dado en la Casa de Gobierno, en Lima, a los veintiún días del mes de julio del año dos mil seis.

ALEJANDRO TOLEDO
Presidente Constitucional de la República

PEDRO PABLO KUCZYNSKI GODARD
Presidente del Consejo de Ministros