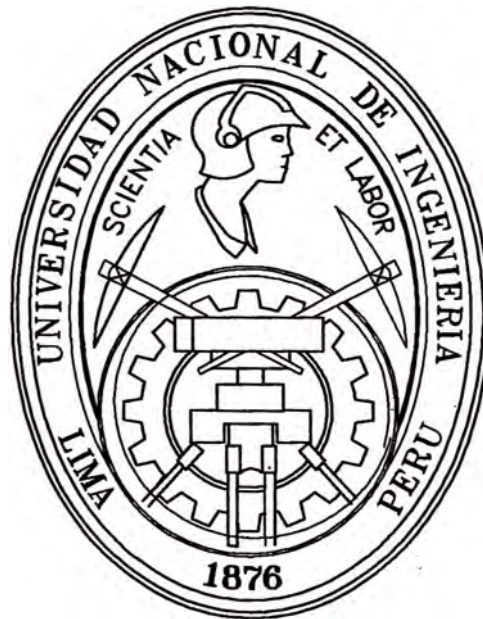


UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA

FACULTAD DE INGENIERÍA MECÁNICA



**“PROYECCIÓN DE LOS INGRESOS ECONÓMICOS PARA
UNA NUEVA CENTRAL HIDROELÉCTRICA EN EL
MERCADO ELÉCTRICO PERUANO”**

INFORME DE SUFICIENCIA

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

**MARCO ANTONIO BEREMEO MONTESINOS
PROMOCIÓN 1991-I**

**LIMA-PERÚ
2007**

TABLA DE CONTENIDO

PRÓLOGO	01
 CAPÍTULO I	
INTRODUCCIÓN	04
1.1 Antecedentes	04
1.2 Justificación.....	05
1.3 Objetivo.....	05
 CAPÍTULO II	
SECTOR ELÉCTRICO PERUANO	06
2.1 Generalidades	06
2.2 Marco Legal vigente.....	08
2.3 Sistema Tarifario actual	16
2.4 Ingresos y egresos de una empresa de generación	18
 CAPÍTULO III	
INFORMACIÓN TÉCNICA NECESARIA	19
3.1 Normatividad aplicable.....	19
3.2 Información a presentar por el propietario de la Central Hidroeléctrica	20
 CAPÍTULO IV	
CÁLCULO DE LA POTENCIA FIRME DE LA CENTRAL	23
4.1 Potencia Efectiva	23
4.2 Potencia Firme.....	24
4.3 Información Hidrológica.....	27
4.4 Potencia garantizada y potencia firme de la central hidroeléctrica	30

CAPÍTULO V

ENERGÍA GENERABLE DE LA CENTRAL	32
5.1 Premisas de Cálculo.....	32
5.2 Modelamiento de la central hidroeléctrica.....	33
5.3 Energía Generable de la C.H. Modelo.....	34

CAPÍTULO VI

PROYECCIÓN DE LAS TARIFAS DE POTENCIA Y ENERGÍA	37
6.1 Tarifas de Potencia	37
6.1.1 Metodología	37
6.1.2 Tipo de Unidad Generadora.....	38
6.1.3 Ubicación de la Unidad de Punta	39
6.1.4 Procedimiento a seguir	39
6.1.5 Precio básico de la Potencia.....	44
6.2 Tarifas de Energía.....	47
6.2.1 Modelo matemático empleado.....	47
6.2.2 Proyección de la demanda	52
6.2.3 Programa de obras de generación.....	57
6.2.4 Ejecución y resultados del modelo.....	59

CAPÍTULO VII

PROYECCIÓN DE LOS INGRESOS ECONÓMICOS	63
7.1 Ingresos económicos por la venta de potencia activa.....	64
7.2 Ingresos económicos por la venta de energía activa.....	66
7.3 Ingresos económicos totales de la central Modelo	67
CONCLUSIONES	68
BIBLIOGRAFÍA	70
ANEXOS	71

LISTA DE TABLAS

Tabla N° 4.1: Caudales afluentes al embalse Viconga	27
Tabla N° 4.2: Caudales afluentes entre el embalse Viconga y el reservorio Modelo.	28
Tabla N° 4.3: Caudales afluentes entre los reservorios Modelo y Cahua	29
Tabla N° 4.4: Energía y Potencias Garantizadas de la C.H. Modelo.....	30
Tabla N° 4.5: Resultados de la simulación de operación.....	31
Tabla N° 5.1: Energía generada por la C.H. Modelo 2007-2009	34
Tabla N° 5.2: Energía generada por la C.H. Modelo 2010-2013	35
Tabla N° 5.3: Energía generada por la C.H. Modelo 2014-2016	36
Tabla N° 6.1: Obtención de la Capacidad Estándar de la Turbina	45
Tabla N° 6.2: Precio Básico de la Potencia.....	45
Tabla N° 6.3: Cálculo detallado del Precio Básico de la Potencia	46
Tabla N° 6.4: Datos y Resultados de la proyección econométrica	54
Tabla N° 6.5: Proyección de la demanda en el periodo de estudio	56
Tabla N° 6.6: Centrales Hidroeléctricas actuales	57
Tabla N° 6.7: Centrales Térmicas actuales.....	58
Tabla N° 6.8: Proyección del Parque Generador.....	59
Tabla N° 6.9: Costos marginales de energía 2007-2009	60
Tabla N° 6.10: Costos marginales de energía 2010-2013	61
Tabla N° 6.11: Costos marginales de energía 2014-2016	62
Tabla N° 7.1: Ingresos por venta de potencia activa.....	66
Tabla N° 7.2: Ingresos por venta de energía activa	66
Tabla N° 7.3: Ingresos totales por venta de potencia y energía activa	67

LISTA DE FIGURAS

Figura N° 2.1: Interrelaciones entre los agentes del Sector Eléctrico.....	15
Figura N° 4.1: Diagrama Topológico de la cuenca de la C.H. Modelo	26
Figura N° 6.1: Esquematación de la secuencia y opciones del Modelo PERSEO ..	50
Figura N° 6.2: Síntesis de los archivos de entrada y de salida del Modelo.....	51

PRÓLOGO

Actualmente el parque generador del sistema eléctrico peruano está conformado por centrales del tipo hidráulico y térmico. Dentro del tipo térmico se pueden observar las centrales que utilizan como combustible al Gas Natural, Carbón y Diesel, este último en sus versiones de Residual 500, Residual 6 y Diesel 2. Existen algunas centrales a vapor pero de baja potencia, las cuales utilizan el vapor remanente de otros procesos industriales.

La tendencia al uso del gas natural en casi todas las actividades posibles en el campo industrial han traído como consecuencia que la expansión actual del parque generador del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional sea básicamente con unidades hidráulicas o con unidades térmicas que usan gas natural.

Bajo este contexto, el presente informe aborda la metodología a seguir por los inversionistas en centrales hidráulicas, con la finalidad de obtener la proyección de sus ingresos económicos durante la operación de la central. Para efectos ilustrativos, se ha considerado un periodo de simulación de 10 años, el cual se ha supuesto que se inicia en enero de 2007.

El informe está compuesto de 6 capítulos, cuyo contenido se detallan a continuación:

El Capítulo I, trata sobre los antecedentes y los temas que justifican la elaboración del presente informe. Se menciona también el objetivo que se espera alcanzar con este documento.

En el Capítulo II, se explica las generalidades del Mercado Eléctrico Peruano y las funciones de los organismos involucrados en este negocio. Se muestran conceptos que deben ser atendidos y profundizados para una mejor comprensión de la forma de remuneración de una central de generación bajo el contexto de nuestra legislación.

El Capítulo III, menciona la información del tipo técnico que debe presentar el propietario de una central de generación cuando se convierte en integrante del COES y comience a remunerar por sus instalaciones. También se presenta una relación de diferentes documentos legales que han sido consultados en la elaboración del informe y deben ser de conocimiento del propietario de una central de generación.

En el Capítulo IV se presenta la metodología a seguir para calcular la Potencia Firme de una Central Hidráulica. Se inicia con las definiciones de Potencia Efectiva y Potencia Firme, para después mostrar el modelamiento de una Central Hidroeléctrica en la cuenca del río Pativilca, que actualmente es aprovechada por la Central Hidroeléctrica Cahua. Finalmente se presentan los resultados de Energía y Potencia Garantizada de la central en una operación conjunta con la central actualmente existente. La didáctica del informe se manifiesta en su aplicación práctica a una central denominada C.H. Modelo de 140 MW.

El Capítulo V, trata sobre la proyección de la energía que puede ser generada por la central. Dado que el proceso de proyección de tarifas de energía se efectuará utilizando el “Modelo para la determinación de Costos Marginales en el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional” PERSEO, estos resultados están ligados a los resultados del capítulo siguiente. Al final, después del proceso de simulación, se presentan las energías por bloques horarios y mensuales que generaría esta Central durante el periodo de simulación.

El Capítulo VI, se refiere a la metodología seguida para la proyección de las tarifas de potencia y energía. En el primer caso, se presenta la metodología para la obtención de los parámetros de la unidad de punta, luego se mencionan las consideraciones para valorizarlo y calcular la anualidad de su inversión para finalmente obtener el precio básico de la potencia. En el segundo caso, referente a las tarifas de energía, se inicia describiendo los archivos de entrada y salida del modelo matemático Perseo; luego se indica la metodología a seguir para proyectar la demanda de energía del tipo econométrico y la demanda global del sistema eléctrico; después se presenta la información del parque generador actual y futuro que se utilizará; finalmente se muestran los valores de costos marginales de energía en bloques horarios y mensuales para el periodo 2007-2016.

Finalmente, en el capítulo VII se presentan los cuadros resultantes de valorizar la potencia y energía, con los respectivos costos unitarios obtenidos en los capítulos anteriores, los mismos que corresponden a los primeros 10 años de operación de la Central.

CAPÍTULO I

INTRODUCCIÓN

1.1. ANTECEDENTES

La fabricación de centrales de generación cada vez más económicas ha obligado que el desarrollo del parque generador peruano sea fundamentalmente con centrales de generación del tipo hidráulica o térmica usando el gas natural de Camisea.

La aparición de inversionistas, que desconocen la realidad del Mercado Eléctrico y su funcionamiento, ha permitido la aparición de muchas empresas consultoras que proporcionan el servicio de proyección de cálculo de los ingresos económicos de las centrales de generación que desee el inversionista.

Se observan diferentes metodologías utilizadas en el cálculo de los ingresos económicos de una determinada central, algunas veces difieren apreciablemente especialmente cuando se trata de consultoras internacionales.

1.2. JUSTIFICACIÓN

El presente informe se justifica ya que, además de su objetivo principal, intenta uniformizar los criterios de proyección necesarios para cálculos de esta naturaleza. Se pretende mostrar las variables más importantes y que necesariamente se deben considerar en una proyección de esta naturaleza.

La confiabilidad de los precios que se obtengan de la simulación, permitirá una mayor tranquilidad del inversionista que muchas veces desea incursionar en el Mercado Eléctrico pero los conceptos que se manejan terminan por hacer que lo vea con mucha incertidumbre y se desanime.

1.3. OBJETIVO

Presentar una metodología que integre en un documento único los procedimientos necesarios para proyectar los ingresos económicos por los conceptos de potencia y energía activa de una central hidroeléctrica que se conecta al Sistema Interconectado Nacional. Esta metodología puede ser empleada por un inversionista en centrales de generación y que desea ingresar al Mercado Eléctrico Peruano.

CAPÍTULO II

SECTOR ELÉCTRICO PERUANO

2.1. GENERALIDADES

Al final de la década de 1980, el sector eléctrico peruano se encontraba en una seria situación de crisis. Los monopolios estatales afrontaron problemas financieros crónicos, desincentivando la inversión, y las consecuencias se tradujeron en un sector ineficiente y una cobertura eléctrica limitada y de pequeña confiabilidad, con tarifas inadaptadas.

Aunque los problemas financieros estaban ligados a la devaluación constante del sol y a una politización del sector, más que a una estructura sectorial totalmente deficiente, la solución elegida en las reformas incluía cuatro ejes importantes:

- La desintegración horizontal y vertical de Electroperú y Electrolima en nuevas empresas.
- La privatización parcial y progresiva de estas nuevas empresas.
- La libre competencia por los contratos de grandes consumidores (>1 MW).
- La creación de organismos reguladores independientes y la utilización del principio de los costos marginales en la computación de las tarifas reguladas.

En consecuencia, el sector eléctrico se desarrolló en un mercado muy desintegrado hacia el año 2001 (más de 30 empresas producían electricidad, 7 tenían infraestructuras de transmisión y 21 hacían la distribución). En dicho año, más del 50% de la energía producida fue vendida en el mercado libre, donde las especificaciones de los contratos estuvieron negociadas de manera privada. La privatización del sector no fue total. Las principales empresas de generación (ELECTROPERÚ) y de transmisión (ETECEN) permanecieron en propiedad del Estado, como la mayoría de las distribuidoras rurales, donde la densidad y el consumo de los usuarios no atraían inversionistas privados.

Los indicadores de desempeño del sector indican un avance significativo en la década de 1990. El coeficiente de electrificación creció por encima del 70% en 1999 (se encontraba por debajo del 50% en 1990), las pérdidas de energía de las distribuidoras disminuyeron de 21% a 10% entre 1993 y 2000, y las ventas totales de energía se duplicaron, pasando de 7 603GWh en 1990 a 15 525 GWh en el 2000.

Para los consumidores, los precios resultan menos estables; así, los grandes consumidores pueden contratar a largo plazo, mientras que los pequeños consumidores ven cambiar el precio cada semestre, con el respectivo cambio de precios marginales de largo plazo. Finalmente, como el precio para el consumidor residencial es comparable con el nivel internacional (alrededor de 0,1 US\$/kWh), se puede concluir que las reformas fueron globalmente positivas para el país. A pesar de que durante los años 1990 se podía debatir

sobre varios aspectos de la privatización y desintegración, era indiscutible la necesidad de las reformas.

2.2. MARCO LEGAL VIGENTE

Luego del proceso de liberalización que tuviera el mercado eléctrico peruano a fines de 1992 con la entrada en vigencia de la Ley de Concesiones Eléctricas, donde se desintegró el monopolio estatal al segmentarse en 3 actividades (generación, transmisión y distribución), el mercado eléctrico en los últimos años ha venido creciendo en línea con la mejora en la producción y demanda generada por la mayor actividad económica, en especial la derivada del sector industrial y minero (principales demandantes dentro del segmento clientes libres).

La Ley de Concesiones Eléctricas creó un marco regulatorio que estableció claros lineamientos para la fijación de tarifas, el otorgamiento de concesiones, la prestación del servicio y la fiscalización de los operadores. Se diseñó un marco institucional que contemplaba la existencia del Sistema Supervisor de la Inversión de Energía, integrado por tres entidades:

- Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (OSINERGMIN), encargado de fiscalizar el cumplimiento de las disposiciones legales y técnicas relacionadas con las actividades de los sectores eléctrico e hidrocarburos.

- Instituto de Defensa de la Libre Competencia y de la Protección de la Propiedad Intelectual (INDECOPI), encargado de velar por la aplicación de las normas de libre competencia, represión de la competencia desleal, publicidad en protección al consumidor y otras normas de su competencia.
- Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria (GART), es una oficina del OSINERGMIN, siendo el órgano regulador encargado de fijar las tarifas máximas de generación, transmisión y distribución, antes Comisión de Tarifas de Energía (CTE).

En relación a la estructura del sector, se divide en 3 actividades:

- **Generación:** Encargada de la producción y planificación de la capacidad de abastecimiento. La energía se produce mediante diferentes técnicas y cada una difiere en sus requerimientos de inversión y costos de operación. En función al insumo utilizado se distingue: generación hidroeléctrica y generación térmica.
- **Transmisión:** Conjunto de redes que transportan energía en niveles de muy alta, alta y media tensión. Está compuesto por las líneas de transmisión, subestaciones y equipos de compensación reactiva. La transmisión se considera un monopolio natural al presentar economías de alcance, escala y de densidad.
- **Distribución:** Compuesta por redes de media y baja tensión. Encargada de transportar energía desde las subestaciones de distribución hacia los consumidores (industriales, comerciales y residenciales). Esta actividad presenta economías de escala por lo que es susceptible de regulación.

El Sector Eléctrico en el país presenta una fuerte dependencia del recurso “agua” (lluvias), debido a que el 82% de la generación de energía es hidroeléctrica, cuyos principales insumos lo constituyen el agua y los repuestos, mientras que el 18% restante es generación térmica, donde se utiliza principalmente gas, carbón, diesel y residual clasificándose de acuerdo al número de ciclos que utilizan (tecnología de ciclo simple y combinado).

El problema de la insuficiencia de lluvias que se presentó desde finales del año 2003 se hizo evidente durante el año 2004, al agravarse la escasez de agua en las principales cuencas hidrológicas del Perú, lo cual originó que las centrales hidroeléctricas dejaran de operar a plena capacidad. Las centrales térmicas asumieron la producción de energía requerida, las cuales por ser muchas de ellas obsoletas y utilizar principalmente diesel como combustible, incurren en un alto costo de generación de energía que se incrementó considerablemente debido al alza del precio del petróleo a nivel internacional. Esta situación originó un incremento sustancial del precio de la energía en el mercado spot, generándose una brecha con los precios barra establecidos por OSINERGMIN.

Teniendo en cuenta que la Ley de Concesiones Eléctricas obligaba a la Distribuidoras a mantener, contratos de energía con las Generadoras, se produjeron frecuentes tensiones en el sector ya que las empresas generadoras se resistían a firmar nuevos contratos con las distribuidoras en un contexto en que la tarifa pactada (tarifa Barra) no compensaba los altos precios a los cuales

las generadoras (que se encontraban en una posición corta) tenían que comprar la energía faltante en el mercado spot.

En este contexto en julio del 2004, el Gobierno aprobó el Decreto de Urgencia 007-2004 por el cual se resolvió parcialmente la contingencia presentada por la falta de contratos entre las empresas generadoras y algunas distribuidoras de energía. Con el Decreto, se dispuso que los retiros de potencia y energía que no tenían contratos y que se produjeran de julio a diciembre de 2004, fueran asumidos por las generadoras estatales, mientras que los producidos en el primer semestre del año 2005 lo serían por las generadoras privadas.

Simultáneamente el sector registró una mayor demanda de energía, producto del crecimiento de la economía, lo cual dada la limitada capacidad de las empresas generadoras y un marco regulatorio que no promovía las inversiones la crisis tomó otra dimensión, apareciendo el fantasma del riesgo político al momento de regular y legislar al respecto. Sin embargo a fines de 2004 que la incertidumbre respecto al riesgo regulatorio que enfrentaba el sector eléctrico se despejó con la Ley N° 28447 publicada a fines del 2004, la cual modificó la Ley de Concesiones Eléctricas (LCE) creando un ambiente de estabilidad para el desarrollo de la actividad eléctrica. Entre los aportes que introduce la norma se encuentra la disminución del período para la determinación de la Tarifa en Barra de generación. En efecto bajo la nueva modalidad se considera que para proyectar la demanda de energía se considerará 24 meses hacia delante y 12 meses anteriores al 31 de marzo de cada año. La tarifa se fijará anualmente y

entró en vigencia en el mes de mayo de ese año. Esta modificación a la norma permitirá disminuir la incertidumbre en los procesos de fijación tarifaria y creará un ambiente de transparencia para futuras inversiones.

Asimismo la norma suspende a partir del 30 de diciembre de 2004 y hasta el 31 de diciembre de 2007, los efectos de lo dispuesto en el artículo 36° de la LCE relacionado a que las empresas distribuidoras deberán acreditar la garantía del suministro por 24 meses como mínimo. Con esta modificación se supera la obligación que tenían las distribuidoras de mantener contratos de energía y potencia vigentes destinada al mercado regulado a tarifas barra.

El 23 de julio de 2006, mediante Ley N° 28832 se aprobó la Ley para asegurar el desarrollo eficiente de la generación de energía. Entre las principales modificaciones están:

- La incorporación de nuevos agentes al Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado integrándose: los usuarios libres, las empresas distribuidoras y de transmisión, y las empresas generadoras. Además el directorio estará conformado por los representantes de cada uno de los agentes señalados anteriormente y el Presidente será elegido por la Asamblea, de esta manera el COES tiene una independencia que es necesaria para cautelar la transparencia de la subasta de energía.

- Que otras instituciones como la Sociedad Nacional de Minería Petróleo y/o la Defensoría del Pueblo pueden presentar propuestas para la fijación de tarifas eléctricas.
- Otra de las modificaciones busca proveer a la demanda eléctrica la oportunidad de poder responder a las señales de precios (escasez o abundancia) que incentiven el uso racional y económico de la energía. Para ello la norma posibilita el acceso de los distribuidores y clientes libres al mercado de corto plazo para que puedan liquidar sus compromisos de compra y potencia de energía, de esta manera si un cliente libre contrata una cantidad de energía a un determinado precio y necesita más, podrá acudir a este mercado para comprar la energía que requiere al precio del momento.
- Hasta antes de la promulgación de la norma si un cliente necesita más energía debe comprar al precio que pactó inicialmente.
- Se crea el mecanismo de subastas públicas para la compra de energía por parte de las empresas distribuidoras. Estas subastas serán organizadas por las distribuidoras y supervisadas por OSINERGMIN, quien aprobará las bases, el precio tope, así como la fórmula para el cálculo del reajuste de precios. La modalidad de estas subastas es a precio firme, es decir que el ganador (generador) mantiene durante el plazo del contrato de suministro un mismo precio, el cual puede modificarse de acuerdo a la fórmula aprobada por OSINERGMIN. Estas subastas tendrán que hacerse con tres años de

anticipación. Los primeros contratos entrarían en vigencia en cuatro años, mientras tanto los precios se regulan de acuerdo al Decreto de Urgencia 007-2006.

Por otro lado, cabe indicar que la principal oportunidad que tiene el sector se deriva de la buena performance de la actividad económica nacional, los cambios en la normatividad y la inversión en generación aprovechando los recursos energéticos derivados de Camisea.

Asimismo, la tendencia mundial hacia la unificación de los sistemas de transmisión incrementa las posibilidades comerciales y competitivas de la generación y comercialización de energía eléctrica. En América Latina se viene configurando un proyecto que abarca a los países de la región, con la finalidad de asegurar abastecimiento ante contingencias de oferta que pongan en peligro el servicio.

El 20 de mayo de 2005 se inició la exportación de electricidad al Ecuador, sin embargo, dicha exportación de aproximadamente 40 MW diarios, es provisional, dado que no se ha llegado a un acuerdo sobre la renta de congestión. Asimismo, se viene evaluando la posibilidad de exportar electricidad hacia Chile y Bolivia.

Finalmente, se espera que con la entrada de nuevas centrales térmicas con fuente de energía de bajo costo (gas natural como insumo) y la normalización

de las precipitaciones fluviales, se logra una reducción de los costos marginales y un aumento en la producción de fuente hídrica.

Resulta importante destacar que en la actualidad el gas natural utilizado para la generación de electricidad representa el 80% de la producción total nacional de éste recurso energético y, el 20% es requerido por otras industrias.

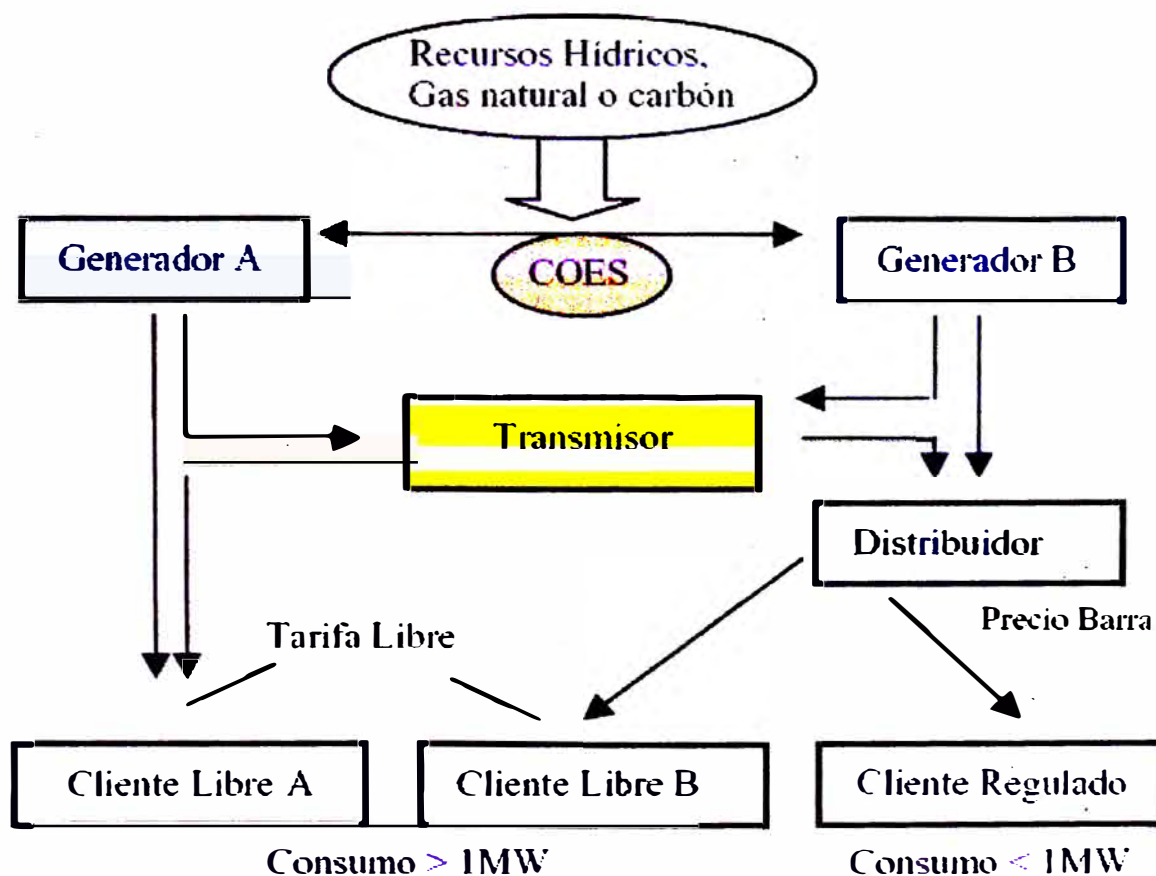


Figura N° 2.1: Interrelaciones entre los agentes del Sector Eléctrico

2.3. SISTEMA TARIFARIO ACTUAL

El Sistema Tarifario Actual indica que los ingresos económicos de cualquier central de generación se obtiene de los ingresos por venta de energía al costo marginal instantáneo más los ingresos por venta de potencia al costo de desarrollo de la central de punta, el cual debe ser igual al costo anual de inversión más el costo anual de operación y mantenimiento de la central.

La relación matemática sería:

$$\text{PPM} * \text{Potencia} + \text{CmgE} * \text{Energía} = \text{aCInv} + \text{COyM}$$

Donde:

PPM	:	Precio de la Potencia
CmgE	:	Costo Marginal de Energía
aCInv	:	Anualidad del Costo de Inversión
Comí	:	Costo de operación y mantenimiento

Entre los criterios que permiten hacer efectiva la tarifa que se garantiza podemos mencionar:

- Se mantiene como principio básico, el reconocimiento de costos eficientes. Para ello se han establecido criterios de tarifación basado en los costos marginales. El Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado (COES) coordina la operación en tiempo real bajo el criterio de mínimo costo de generación. Adicionalmente se han establecido, en Leyes y normas, la garantía al cliente de prestarle los servicios con calidad y seguridad, reconociendo costos de falla y compensaciones por contingencias.

- Los costos eficientes, son el resultado de optimizar el costo total de la operación, manteniendo la seguridad en el servicio, mediante una programación de despacho de las unidades de generación justificados en virtud de que su costo marginal es inferior o igual al costo marginal del sistema. Las transferencias originadas por esta optimización, entre empresas generadoras, se valorizan al C_{mgE} .
- Adicionalmente se efectúan las transferencias de potencia entre los generadores, valorizados a las tarifas en barra PPM. En este cálculo se utiliza el concepto de Potencia Firme, así como la potencia efectivamente generada en operación real.
- En el caso de los suministros a las empresas distribuidoras, las ventas de energía se realizan con las tarifas o precios en barra, las cuales son obtenidas como un promedio de los costos marginales de generación esperados. Estos valores son fijados anualmente por el OSINERGMIN, estableciendo las correspondientes fórmulas de reajuste. Su aplicación es obligatoria cuando el suministro corresponde al servicio público.
- En lo referente a los sistemas de transmisión, el propietario del sistema principal de transmisión percibe lo que corresponde a una anualidad del Valor Nuevo de Reemplazo (VNR) de las instalaciones que conformarían un sistema económicamente adaptado.

2.4. INGRESOS Y EGRESOS DE UNA EMPRESA DE GENERACIÓN

La presencia de una central de generación eléctrica en el Mercado Eléctrico produce ingresos y egresos a sus propietarios o inversionistas. Algunas de ellas se mencionan a continuación:

INGRESOS

- Venta de energía activa.
- Venta de potencia activa.
- Regulación primaria de frecuencia.
- Regulación de tensión.
- Inyección de energía reactiva.

EGRESOS

- Aporte para el sostenimiento del COES.
- Aporte para el sostenimiento del OSINERGMIN y la DGE del MEM.
- En caso sea necesario, pago a los titulares de sistemas de transmisión que transportan la energía generada.
- Retribución única por uso de aguas en la generación de energía eléctrica.

Es necesario aclarar que casi la totalidad de los ingresos económicos de una central de generación se producen por las ventas de potencia activa y energía activa, por ello, este informe está orientado a la evaluación de los ingresos por estos dos aspectos: Venta de Potencia Activa y Venta de Energía Activa.

CAPÍTULO III

INFORMACIÓN TÉCNICO-LEGAL APLICABLE

3.1. NORMATIVIDAD APLICABLE

Para la elaboración del presente informe se han observado la siguiente información legal:

- Ley de Concesiones Eléctricas (Decreto Ley N° 25845) y sus modificaciones.
- Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas (Decreto Supremo N° 009-93-EM) y sus modificaciones.
- Ley No 28447 y el Reglamento de Importación y Exportación de electricidad (RIEE)
- Resoluciones anuales de Fijación de Tarifas en Barra y de los Procedimientos y Cálculos Tarifarios.
- Ley No 27133. Ley de Promoción del Desarrollo de la Industria del Gas Natural.

Adicionalmente se muestra información legal adicional que el inversionista en una Central de Generación Hidráulica debe revisar:

- Ley No 28176. Ley de Promoción de la Inversión en Plantas de Procesamiento de Gas Natural.

- Decreto Supremo No 040-99-EM. Reglamento de la Ley de Promoción del Desarrollo de la Industria del Gas Natural, y sus modificatorias.
- Resolución OSINERG No 084-2003-OS/CD. Fijan Tarifas de Transporte de Gas Natural por Ductos correspondientes a la Red Principal del Proyecto Camisea.
- Resolución OSINERG No 082-2003-OS/CD. Fijan Tarifas de Distribución de Gas natural por Red de Ductos en Alta Presión de la Concesión de Lima y Callao correspondiente a la Red Principal del Proyecto de Camisea.
- Ley Antimonopolio y Antioligopolio en el Sector Eléctrico (N° 26876).

3.2. INFORMACIÓN A PRESENTAR POR EL PROPIETARIO DE LA CENTRAL HIDROELÉCTRICA

A continuación se muestra una relación de información que se debe presentar con motivo de las pruebas de potencia efectiva, transferencias de potencia activa, trasferencias de energía activa, fijaciones tarifarias, etc.

- Pliego Técnico de las unidades, incluyendo las especificaciones técnicas procedimientos de operación y el informe de resultados de las pruebas de recepción y puesta en operación.
- Esquemas de Principio de las instalaciones relacionadas con las unidades de generación y sus servicios auxiliares.
- Esquemas de disposición de planta.
- Diagrama unifilar eléctrico de la central y unidades.

- Programa de Mantenimiento Mayor de las unidades de generación indicando el tiempo de parada y las actividades a desarrollar.
- Potencia efectiva de la central en MW.
- Rendimiento de la Central Hidroeléctrica (MW/m³/s) a la potencia efectiva.
- Caudal de diseño (m³/s)
- Variación de la potencia generada con la altura del embalse de regulación (expresión matemática o tabla altura-caudal turbinable)
- Información de hidrología mensual en m³/s, sobre todos los embalses involucrados y trayectorias entre los embalses y la central.
- Esquema hidráulico de la cuenca con sus datos principales.
- Reservorio de regulación anual y/o estacional: volumen máximo y mínimo, caudal máximo de descarga, tiempo de desplazamiento del agua entre compuerta de descarga y central.
- Reservorio de regulación diario/horario: volumen máximo y mínimo, caudal máximo de descarga, variación de nivel máximo por incremento o disminución de cota, tiempo de desplazamiento del agua entre compuerta de descarga y central.
- Restricciones de caudal mínimo para regadío, agua potable y otros.
- Requerimiento de caudal promedio (mensual/semanal) en algún punto del sistema hidráulico para fines agrícolas, agua potable, otros (indicar ubicación de tal punto).
- Características de los canales y/o túneles de descarga de todos los embalses
- Características y dimensiones de la bocatoma.

- Características y dimensiones de los canales y/o túneles de conducción.
- Características y dimensiones de las pozas desarenadoras.
- Características y dimensiones de los embalses de regulación diaria de la cámara de carga, y canal de demasías.
- Características y dimensiones de la casa de maquinas y del canal o túnel de descarga.
- Tuberías de presión: cantidad, capacidad de cada una, longitud, sección, espesor, tipo de material de la tubería, pendiente y número de unidades alimentadas por cada una.
- Presentar el Programa de Mantenimiento Anual y Mensual de las unidades de generación indicando el tiempo de parada y las actividades a desarrollar.
- Registros de inyección de energía activa integrados en periodos de 15 minutos, en la barra de transferencia que se encuentra conectada.
- Información técnica del sistema de transmisión involucrado, desde la central de generación hasta la barra de transferencia, indicando fundamentalmente las capacidades de transporte y sus parámetros eléctricos. Se debe incluir la información de los equipos de medición, protección, interrupción y seccionamiento, y compensación reactiva.

CAPÍTULO IV

CÁLCULO DE LA POTENCIA FIRME DE LA CENTRAL

4.1. POTENCIA EFECTIVA

Se llama así a la máxima potencia continua entregada por la Central Hidroeléctrica en sus bornes de generación, en condiciones de potencia efectiva. Estas condiciones son aquellas bajo las cuales el flujo de agua por la turbina es estable, no se observa ningún tipo de sobrecarga eléctrica ni hidráulica, la velocidad de rotación de las turbinas es la nominal (corresponde a una frecuencia eléctrica de 60 Hz) y la Altura Bruta es la correspondiente al diseño de la Central.

DETERMINACIÓN DE LA POTENCIA EFECTIVA DE LA CENTRAL

Los Ensayos de Potencia Efectiva de la Central Hidroeléctrica, se efectúan a su ingreso en operación comercial. Estas mediciones son válidas hasta que el propietario indique que ha efectuado cambios importantes en la infraestructura y/o componentes anexos a la central que ameritan una nueva medición. Sin embargo, el COES o una Empresa Generadora integrante del COES, puede solicitar que se efectúen nuevas mediciones si considera que existen razones sustentadas para considerar que la potencia de alguna central pueda haber experimentado alguna modificación importante.

INFORMACIÓN REQUERIDA

La información básica a ser proporcionada por la Empresa Generadora comprenderá lo siguiente:

- a) Pliego Técnico de las unidades, que incluye las especificaciones técnicas procedimientos de operación y el informe de resultados de las pruebas de recepción y puesta en operación; otras pruebas de desempeño y curvas de comportamiento que se hayan realizado durante el tiempo de operación de la central.
- b) Esquemas de Principio de las instalaciones y de sus servicios auxiliares.
- c) Esquemas de disposición de planta.
- d) Diagrama unifilar eléctrico de la central y unidades.

La secuencia a seguir para la determinación de la Potencia Efectiva se encuentra establecida en el Procedimiento N° 18 del COES.

Para efectos aplicativos de lo expuesto en el presente informe se está considerando una Central Hidroeléctrica “MODELO” con una potencia efectiva de 140 MW, el cual se instalará en la cuenca del río Pativilca y operará conjuntamente con al C.H. Cahua actualmente existente.

4.2. POTENCIA FIRME

Es aquella potencia que la Central Hidroeléctrica puede garantizar bajo ciertas condiciones hidrológicas específicas y en un tiempo establecido. Según el RLCE, las Centrales Hidráulicas deben garantizar una potencia firme durante

un periodo de 7 horas de regulación y una probabilidad de excedencia hidrológica del 95%.

Para efectos remunerativos, este cálculo se debe efectuar mensualmente. El valor obtenido, es utilizado en la valorización de las transferencias de potencia activa entre empresas generadoras de energía efectuada en el COES.

INFORMACIÓN REQUERIDA

Al inicio de la operación comercial y/o cuando los cambios en la infraestructura de la Central lo amerite, se debe presentar al COES la siguiente información:

- Caudal máximo turbinable de la Central.
- Mantenimientos programados de las unidades y elementos hidráulicos conexos.
- Caudales naturales mensuales para la probabilidad de excedencia hidrológica de caudales dada.
- Restricción de mínimo caudal, es decir los requerimientos de agua para riego y/o agua potable antes y después de la central.
- Capacidades de túneles y canales.
- Estudio Hidrológico y Batimetría en los Embalses, conteniendo toda la información sustentatoria de los embalses y afluentes.

En nuestro caso, los embalses son aprovechados por dos centrales de generación, por lo cual, la simulación considera la correlación física y la optimización común de los embalses y cuencas en beneficio del sistema.

A continuación se presenta el diagrama topológico de las cuencas hidrográficas involucradas y que resume lo expuesto. Los aportes hidrológicos se muestran con los prefijos QN.

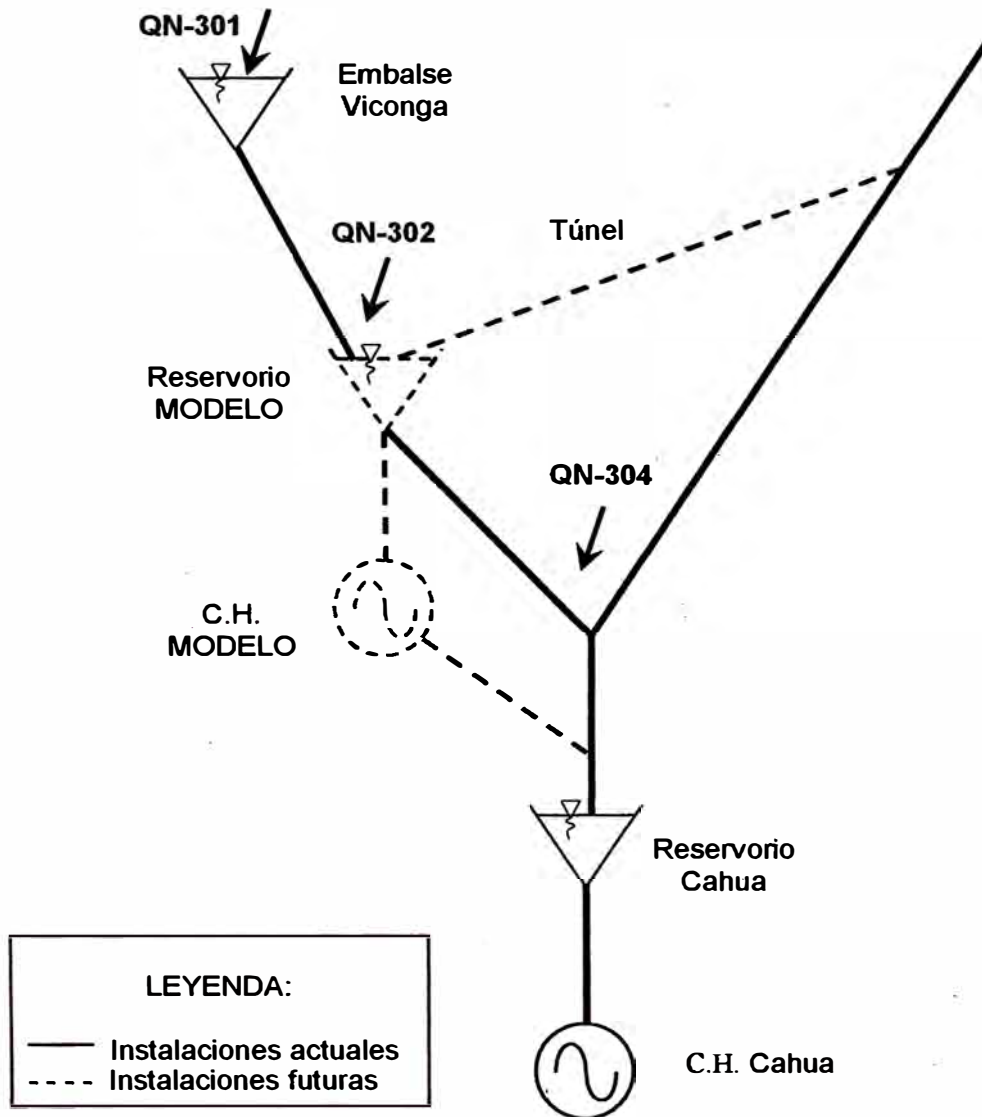


Figura N° 4.1: Diagrama Topológico de la cuenca de la C.H. Modelo

4.3. INFORMACIÓN HIDROLÓGICA

a) CAUDALES NATURALES AFLUENTES AL EMBALSE VICONGA

QN-301

AFLUENTE A VICONGA

AÑO	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
1965	3,4	4,6	5,4	1,3	0,4	0,6	0,6	0,5	0,7	1,1	1,1	2,5
1966	5,0	4,3	2,7	0,9	0,5	0,5	0,5	0,5	0,6	1,3	1,3	2,9
1967	4,8	14,0	5,1	1,2	0,4	0,7	0,7	0,6	0,6	1,5	1,4	2,1
1968	3,1	3,5	2,5	0,8	0,3	0,5	0,5	0,5	0,6	0,9	1,6	2,5
1969	2,2	4,3	3,4	1,4	0,4	0,6	0,6	0,5	0,7	1,1	1,8	5,1
1970	8,3	4,2	2,7	1,4	0,8	1,1	1,1	0,9	1,3	1,3	2,2	3,5
1971	3,8	5,5	4,0	1,3	0,6	0,9	0,8	0,8	0,8	1,1	1,3	2,4
1972	3,4	4,1	5,7	1,6	0,7	0,9	1,0	0,9	0,8	1,1	1,5	2,5
1973	4,8	12,1	4,6	2,8	0,7	1,0	0,9	0,8	0,9	1,9	2,4	4,1
1974	5,8	8,3	3,4	1,4	0,6	1,0	1,0	0,8	0,8	1,0	1,3	1,8
1975	3,8	4,1	4,9	1,1	0,7	0,9	0,8	0,8	0,9	1,4	1,6	1,8
1976	5,1	7,7	3,8	1,4	0,6	0,9	0,8	0,7	0,8	0,9	1,2	1,6
1977	3,7	8,7	4,7	1,3	0,5	0,7	0,7	0,8	0,8	0,9	2,3	3,2
1978	3,5	8,7	3,7	1,3	0,4	0,6	0,5	0,5	0,7	0,9	2,1	3,0
1979	2,4	6,0	4,6	1,1	0,5	0,7	0,5	0,7	0,9	1,1	1,6	1,0
1980	3,6	3,3	2,3	1,0	0,3	0,6	0,4	0,5	0,7	1,5	2,0	4,2
1981	4,1	13,9	7,4	1,2	0,5	0,7	0,6	0,4	0,5	1,1	2,6	3,7
1982	3,5	7,8	2,8	1,2	0,5	0,7	0,7	0,6	0,6	1,1	3,0	3,2
1983	5,6	2,7	3,8	2,2	0,7	0,7	1,0	0,5	0,8	0,9	1,4	2,3
1984	2,9	14,7	9,2	1,9	0,9	1,3	1,0	0,8	0,9	0,9	2,0	2,5
1985	3,4	5,0	4,0	2,0	0,6	0,8	0,6	0,8	1,0	0,9	1,3	2,2
1986	5,3	5,6	4,9	2,1	0,8	0,8	0,6	0,6	0,8	0,9	1,3	1,7
1987	10,6	11,8	4,9	1,2	0,7	0,6	0,7	0,7	0,7	0,9	1,8	4,3
1988	8,3	10,9	2,8	1,6	0,8	0,7	0,5	0,6	0,6	0,9	1,2	2,5
1989	5,9	9,9	5,5	0,6	0,6	0,8	0,9	0,8	0,7	1,0	1,4	1,7
1990	2,9	3,4	2,1	0,8	0,4	0,6	0,5	0,5	0,5	1,5	1,5	3,0
1991	3,4	4,6	2,8	1,4	0,8	0,6	0,5	0,5	0,5	0,7	1,2	2,9
1992	2,3	2,4	2,5	0,9	0,4	0,5	0,5	0,4	0,4	0,6	0,9	1,9
1993	2,0	6,1	3,7	2,3	1,1	0,6	0,7	0,6	0,6	0,7	1,3	2,5
1994	8,0	9,1	3,7	1,3	0,9	0,8	0,7	0,6	0,6	0,6	1,2	2,2
1995	3,0	2,5	2,0	1,0	0,6	0,6	0,6	0,5	0,5	0,6	1,2	2,3
1996	4,2	8,8	6,0	2,2	0,7	0,7	0,6	0,6	0,5	0,6	1,1	2,4
1997	3,8	5,3	2,8	0,7	0,3	0,4	0,5	0,4	0,4	0,5	1,4	4,4
1998	5,9	8,1	4,2	1,6	0,6	0,9	0,9	0,8	0,8	1,0	1,3	2,2
1999	3,0	9,7	3,6	1,6	0,7	1,1	1,0	0,7	0,8	1,1	1,5	3,5
2000	2,4	2,8	3,2	1,9	1,0	0,4	0,3	0,3	0,7	1,6	1,0	2,3
2001	5,2	2,6	4,6	2,2	1,0	0,4	0,3	0,3	0,8	1,5	2,2	2,6
2002	2,6	4,3	3,5	1,3	0,4	0,5	0,5	0,4	0,4	0,8	1,7	3,4
2003	4,6	6,3	5,6	1,8	0,8	0,2	0,7	0,3	0,7	0,8	0,8	2,3
2004	3,6	2,0	1,8	0,9	0,2	0,4	0,6	0,3	0,5	1,2	1,3	1,8
2005	1,4	1,6	1,6	0,8	0,2	0,1	0,6	0,6	0,4	0,0	0,2	1,4

Tabla N° 4.1: Caudales afluentes al embalse Viconga

b) CAUDALES NATURALES ENTRE EL EMBALSE VICONGA Y EL
RESERVORIO MODELO

QN-302 Area **90%**

CAUDAL INTERMEDIO 1

AÑO	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
1965	37,5	51,1	110,1	49,6	25,8	16,4	14,0	11,7	15,9	24,4	19,4	28,0
1966	55,3	47,7	54,5	33,5	33,2	13,5	11,8	11,6	13,1	28,3	22,2	32,4
1967	53,3	154,8	105,3	45,8	22,3	19,2	16,5	13,7	13,4	32,1	24,0	23,6
1968	34,8	38,6	52,0	29,5	19,7	14,1	11,2	10,8	13,1	20,9	26,9	27,1
1969	24,2	46,9	69,4	52,8	19,5	12,7	9,8	8,1	10,2	17,0	20,9	56,1
1970	91,2	46,0	54,4	52,6	36,5	23,3	16,5	14,4	19,5	20,3	26,1	38,7
1971	42,5	60,2	81,8	47,2	25,1	17,4	13,2	12,4	12,0	16,7	15,4	26,6
1972	37,8	45,5	116,1	61,9	30,3	18,9	15,2	13,2	12,6	16,5	17,6	28,0
1973	52,5	133,8	93,7	104,2	29,6	19,7	14,5	12,9	14,3	28,8	28,0	45,6
1974	64,1	91,8	69,5	54,0	28,8	19,8	15,5	12,9	12,4	16,0	15,8	20,2
1975	42,3	45,8	100,0	42,6	31,1	18,6	12,9	12,2	13,9	21,6	18,7	20,2
1976	56,6	85,3	77,9	54,3	27,2	17,6	12,7	11,2	12,1	13,6	14,4	17,8
1977	41,1	96,1	95,1	49,2	24,1	14,0	11,3	11,9	12,8	13,7	26,4	35,7
1978	38,4	96,4	75,2	48,4	19,7	11,5	8,1	7,4	11,4	13,6	24,3	32,6
1979	26,2	66,6	92,9	41,4	22,2	14,2	7,8	10,7	14,1	16,3	18,5	11,1
1980	39,9	35,9	47,3	38,6	15,0	11,2	6,0	7,6	10,8	22,8	23,8	46,7
1981	45,7	153,2	150,1	44,3	20,4	13,7	9,9	6,9	8,2	16,4	30,6	41,2
1982	38,2	85,6	56,9	45,4	21,9	13,5	10,4	9,8	9,8	17,6	35,3	35,0
1983	61,6	29,5	78,1	84,3	31,1	14,9	14,8	8,1	12,0	14,0	16,7	25,2
1984	31,5	162,2	188,2	71,1	39,8	26,0	14,8	11,9	14,0	13,5	23,3	27,1
1985	37,1	55,0	81,8	73,5	28,2	16,1	9,7	12,8	14,9	14,6	14,7	24,4
1986	59,0	61,4	99,6	80,2	35,3	16,8	9,6	9,4	12,1	13,8	15,6	18,3
1987	116,4	129,6	100,0	46,4	30,9	13,0	10,8	11,3	10,9	14,0	20,7	47,0
1988	91,0	120,0	56,7	61,9	36,7	14,1	7,9	8,7	9,8	13,4	14,4	27,4
1989	64,7	109,0	112,9	22,4	27,6	17,0	14,2	13,1	11,3	16,2	16,0	18,6
1990	31,8	37,9	43,6	30,2	18,2	11,2	7,9	7,8	7,9	22,8	17,2	32,9
1991	37,4	50,8	57,6	53,0	34,4	11,7	7,8	8,3	8,4	11,0	14,4	32,1
1992	25,4	26,4	51,2	32,1	16,4	10,0	7,1	6,7	6,7	8,7	10,2	20,4
1993	22,2	67,7	75,2	88,2	51,2	12,7	10,4	10,1	8,9	10,9	14,7	27,5
1994	88,1	100,5	74,9	50,3	41,4	16,4	11,4	8,9	9,0	9,6	14,3	23,8
1995	32,7	27,8	40,5	38,0	27,0	11,3	8,9	8,1	8,5	9,1	14,2	25,8
1996	45,8	97,4	122,7	83,8	29,2	15,2	9,6	8,6	7,2	9,6	14,8	25,9
1997	42,1	58,3	56,5	24,5	19,4	11,0	10,9	9,3	9,6	10,4	24,2	48,9
1998	65,0	89,6	86,5	61,1	38,8	25,6	20,2	18,1	18,2	21,4	22,6	24,2
1999	33,6	107,0	72,8	61,2	40,5	32,1	22,6	15,4	18,2	23,9	25,6	38,9
2000	33,5	75,7	77,9	38,6	25,1	19,3	14,9	13,3	12,7	15,6	14,4	29,7
2001	73,0	70,5	112,6	44,3	25,4	19,4	18,0	12,1	14,3	16,0	35,2	33,4
2002	28,4	47,2	70,9	50,2	22,6	15,7	11,5	8,8	9,6	18,4	29,8	38,0
2003	47,3	75,7	80,6	51,4	27,8	17,2	12,5	11,3	12,2	17,9	22,3	30,3
2004	25,4	50,7	39,3	32,6	14,7	9,0	7,4	6,8	8,2	19,6	31,7	38,2
2005	41,4	40,8	52,2	38,8	17,5	12,7	8,1	6,6	7,6	12,1	15,2	25,5

Tabla N° 4.2: Caudales afluentes entre el embalse Viconga y el reservorio Modelo

c) CAUDALES NATURALES ENTRE EL RESERVORIO MODELO Y EL
RESERVORIO CAHUA

QN-304

Area 10%

CAUDAL INTERMEDIO 2

AÑO	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
1965	4,2	5,7	12,2	5,5	2,9	1,8	1,6	1,3	1,8	2,7	2,2	3,1
1966	6,1	5,3	6,1	3,7	3,7	1,5	1,3	1,3	1,5	3,1	2,5	3,6
1967	5,9	17,2	11,7	5,1	2,5	2,1	1,8	1,5	1,5	3,6	2,7	2,6
1968	3,9	4,3	5,8	3,3	2,2	1,6	1,2	1,2	1,5	2,3	3,0	3,0
1969	2,7	5,2	7,7	5,9	2,2	1,4	1,1	0,9	1,1	1,9	2,3	6,2
1970	10,1	5,1	6,0	5,8	4,1	2,6	1,8	1,6	2,2	2,3	2,9	4,3
1971	4,7	6,7	9,1	5,2	2,8	1,9	1,5	1,4	1,3	1,9	1,7	3,0
1972	4,2	5,1	12,9	6,9	3,4	2,1	1,7	1,5	1,4	1,8	2,0	3,1
1973	5,8	14,9	10,4	11,6	3,3	2,2	1,6	1,4	1,6	3,2	3,1	5,1
1974	7,1	10,2	7,7	6,0	3,2	2,2	1,7	1,4	1,4	1,8	1,8	2,2
1975	4,7	5,1	11,1	4,7	3,5	2,1	1,4	1,4	1,5	2,4	2,1	2,2
1976	6,3	9,5	8,7	6,0	3,0	2,0	1,4	1,2	1,3	1,5	1,6	2,0
1977	4,6	10,7	10,6	5,5	2,7	1,6	1,3	1,3	1,4	1,5	2,9	4,0
1978	4,3	10,7	8,4	5,4	2,2	1,3	0,9	0,8	1,3	1,5	2,7	3,6
1979	2,9	7,4	10,3	4,6	2,5	1,6	0,9	1,2	1,6	1,8	2,1	1,2
1980	4,4	4,0	5,3	4,3	1,7	1,2	0,7	0,8	1,2	2,5	2,6	5,2
1981	5,1	17,0	16,7	4,9	2,3	1,5	1,1	0,8	0,9	1,8	3,4	4,6
1982	4,2	9,5	6,3	5,0	2,4	1,5	1,2	1,1	1,1	2,0	3,9	3,9
1983	6,8	3,3	8,7	9,4	3,5	1,7	1,6	0,9	1,3	1,6	1,9	2,8
1984	3,5	18,0	20,9	7,9	4,4	2,9	1,6	1,3	1,6	1,5	2,6	3,0
1985	4,1	6,1	9,1	8,2	3,1	1,8	1,1	1,4	1,7	1,6	1,6	2,7
1986	6,6	6,8	11,1	8,9	3,9	1,9	1,1	1,0	1,3	1,5	1,7	2,0
1987	12,9	14,4	11,1	5,2	3,4	1,4	1,2	1,3	1,2	1,6	2,3	5,2
1988	10,1	13,3	6,3	6,9	4,1	1,6	0,9	1,0	1,1	1,5	1,6	3,0
1989	7,2	12,1	12,5	2,5	3,1	1,9	1,6	1,5	1,3	1,8	1,8	2,1
1990	3,5	4,2	4,8	3,4	2,0	1,2	0,9	0,9	0,9	2,5	1,9	3,7
1991	4,2	5,6	6,4	5,9	3,8	1,3	0,9	0,9	0,9	1,2	1,6	3,6
1992	2,8	2,9	5,7	3,6	1,8	1,1	0,8	0,7	0,7	1,0	1,1	2,3
1993	2,5	7,5	8,4	9,8	5,7	1,4	1,2	1,1	1,0	1,2	1,6	3,1
1994	9,8	11,2	8,3	5,6	4,6	1,8	1,3	1,0	1,0	1,1	1,6	2,6
1995	3,6	3,1	4,5	4,2	3,0	1,3	1,0	0,9	0,9	1,0	1,6	2,9
1996	5,1	10,8	13,6	9,3	3,2	1,7	1,1	1,0	0,8	1,1	1,6	2,9
1997	4,7	6,5	6,3	2,7	2,2	1,2	1,2	1,0	1,1	1,2	2,7	5,4
1998	7,2	10,0	9,6	6,8	4,3	2,8	2,2	2,0	2,0	2,4	2,5	2,7
1999	3,7	11,9	8,1	6,8	4,5	3,6	2,5	1,7	2,0	2,7	2,8	4,3
2000	3,7	8,4	8,7	4,3	2,8	2,1	1,7	1,5	1,4	1,7	1,6	3,3
2001	8,1	7,8	12,5	4,9	2,8	2,2	2,0	1,3	1,6	1,8	3,9	3,7
2002	3,2	5,2	7,9	5,6	2,5	1,7	1,3	1,0	1,1	2,0	3,3	4,2
2003	5,3	8,4	9,0	5,7	3,1	1,9	1,4	1,3	1,4	2,0	2,5	3,4
2004	2,8	5,6	4,4	3,6	1,6	1,0	0,8	0,8	0,9	2,2	3,5	4,2
2005	4,6	4,5	5,8	4,3	1,9	1,4	0,9	0,7	0,8	1,3	1,7	2,8

Tabla N° 4.3: Caudales afluentes entre los reservorios Modelo y Cahua

4.4. POTENCIA GARANTIZADA Y POTENCIA FIRME DE LA CENTRAL HIDROELÉCTRICA

La ubicación de la Central Modelo se proyecta en una cuenca donde actualmente se encuentra operando la Central Hidroeléctrica Cahua, el proceso de simulación para el cálculo de la Potencia Firme considera la correlación física y la optimización común del aprovechamiento de los embalses y cuencas en beneficio del Sistema Eléctrico Nacional.

Del proceso de simulación conjunta se obtienen los siguientes resultados:

ENERGÍA GARANTIZADA		Resultados
Total		EG = 336,6 GWh
Por los Reservorios	Estacionales	EGRE = 67,8 GWh
	Horarios	EGRH = 64,7 GWh
	Total	EGR = 132,5 GWh
Como Central de Pasada		EGCPhr = 59,5 GWh
POTENCIA GARANTIZADA		Resultados
Por los Reservorios		PGR = 103,4 MW
Como Central de Pasada		PGCP = 46,5 MW
Potencia Garantizada		PG = 140,0 MW

Tabla N° 4.4: Energía y Potencias Garantizadas de la C.H. Modelo

Finalmente, la Potencia Firme se obtiene como el producto del Factor de Presencia¹ de la Central y la Potencia Garantizada. Este factor considera los tiempos de parada de la central por causas atribuibles a la propia central, en nuestro caso se considerará un valor igual a la unidad, obteniéndose:

POTENCIA FIRME: 140 MW

¹ Calculado de acuerdo al Procedimiento N° 25 del COES.

SIMULACIÓN DE LA OPERACIÓN DE LA CENTRAL HIDROELÉCTRICA MODELO CÁLCULO DE LA POTENCIA FIRME

Embalse Viconga	Capacidad : 30,00 MMC	Volumen Inicial : 10,00 MMC	Excedencia : 95%	Horas Regulación : 7
C.H. Modelo	Potencia : 140,00 MW	Qmax : 22,00 m³/s	Factor : 6,364 MW/m³/s	Reservorio : 0,20 MMC
C.H. Cahua	Potencia : 43,11 MW	Qmax : 22,86 m³/s	Factor : 1,886 MW/m³/s	Reservorio : 0,03 MMC

		Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	
QN-301	Caudal a Viconga	m³/s	2,30	2,52	2,14	0,80	0,32	0,39	0,45	0,34	0,44	0,59	0,97	1,66
	Trayectoria Viconga	MMC	16,16	22,26	27,98	30,00	30,00	20,42	21,63	22,55	13,09	8,07	0,00	4,46
	Descarga Viconga	m³/s	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	4,08	0,00	0,00	4,08	2,46	4,08	0,00
	Rebose Viconga	m³/s	0,00	0,00	0,00	0,03	0,32	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
QN-302	Intermedio a C.H. Modelo	m³/s	25,43	35,89	47,33	30,24	17,49	11,24	7,82	6,94	7,94	9,58	14,36	18,60
	Rebose Reservorio Modelo	m³/s	3,43	13,89	25,33	8,26	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	Potencia C.H. Modelo	MW	140,0	140,0	140,0	140,0	113,3	97,5	49,7	44,2	76,5	76,7	117,3	118,4
	EG C.H. Modelo	GWh	104,2	94,1	104,2	100,8	84,3	70,2	37,0	32,9	55,1	57,0	84,5	88,1
QN-304	Intermedio a C.H. Cahua	m³/s	2,83	3,99	5,26	3,36	1,94	1,25	0,87	0,77	0,88	1,06	1,60	2,07
	Rebose Reservorio Cahua	m³/s	5,39	17,02	29,73	10,76	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	Potencia C.H. Cahua	MW	43,1	43,1	43,1	43,1	37,2	31,2	16,4	14,5	24,3	24,7	37,8	39,0
	EG C.H. Cahua	GWh	32,1	29,0	32,1	31,0	27,7	22,5	12,2	10,8	17,5	18,4	27,2	29,0

EG TOTAL	GWh	136,2	123,1	136,2	131,8	112,0	92,7	49,2	43,7	72,6	75,4	111,7	117,1	445,3
-----------------	-----	-------	-------	-------	-------	-------	------	------	------	------	------	-------	-------	-------

	EG (GWh)	EGRE (GWh)	EGRH (GWh)	EGR (GWh)	EGCP (GWh)	EGCPhr (GWh)	PGR (MW)	PGCP (MW)	PG (MW)	FP	PF (MW)
C.H. Modelo	336,6	67,8	64,7	132,5	204,1	59,5	103,4	46,5	140,0	1,0	140,00
C.H. Cahua	108,6	20,1	22,1	42,1	66,5	19,4	32,9	15,1	43,1	1,0	43,11

Tabla N° 4.5: Resultados de la simulación de operación

CAPÍTULO V

ENERGÍA GENERABLE DE LA CENTRAL

5.1. PREMISAS DE CÁLCULO

La C.H. Modelo se ubicará en la cuenca del río Pativilca, aguas abajo del embalse Viconga. Contará con una presa de regulación horaria de 0,200 MMC y las aguas turbinadas serán entregadas al reservorio Cahua para ser utilizados en la generación de energía en la C.H. Cahua. Eléctricamente se conectará a la barra de la subestación Paramonga Expansión, donde actualmente se encuentra conectada la C.H. Cahua.

Las instalaciones de transmisión en todo el Sistema Eléctrico se han modelado con la suficiente capacidad de transporte para evitar la posible congestión de la energía en los sistemas de transporte, lo cual no permitiría aprovechar adecuadamente los recursos presentes y encarecería ficticiamente los Costos Marginales de energía.

La energía generable de la Central será aquella energía producida por la Central Modelo bajo condiciones reales de operación, con la intervención de los demás agentes del Mercado Eléctrico y las condiciones hidrológicas que se pudieran presentar. Bajo este contexto, se hace necesaria la utilización del Modelo

Tarifario PERSEO, para que, conjuntamente con las Tarifas de Energía, pueda obtenerse la producción esperada de la Central.

5.2. MODELAMIENTO DE LA CENTRAL HIDROELÉCTRICA

Con los criterios establecidos, se procede a identificar la Central dentro del Modelo Perseo. Los datos utilizados se muestran a continuación:

Archivo *.CHH

CODIGO	NOMBRE	EMPRESA	CUENCA	BARRA
CH-0302	Modelo	EGECAHU	CU-300	SICN-71
FACTP	CONSUMO PROPIO	CAUDAL m ³ /s	ANO Y MES DE ENTRADA	
6.3640	1.4000	22,00	2007	1

Archivo *.EMB

CODIGO	NOMBRE	CUENCA	CAPACIDAD (MMC)	ANO Y MES DE ENTRADA	
EM-0302	Reservorio Modelo	CU-300	0,200	2007	1

Archivo *.TRY : Se indican las conexiones necesarias entre los embalses y centrales de acuerdo a lo establecido en las premisas.

Archivo *.HID : Se modifican los aportes intermedios de los caudales afluentes utilizando la información hidrológica mostrada en el Capítulo IV.

Archivo *.EMP : Se añade una Central Hidroeléctrica para la empresa EGECALUA.

Archivo *.LIN : Se liberan las limitaciones en las capacidades de transporte de las líneas de transmisión

5.3. ENERGÍA GENERABLE DE LA C.H. MODELO

ENERGÍA GENERADA POR LA CENTRAL (GWh)

1 de 3

Año	Mes	ETP	Punta	Media	Base	Total
2007	ENE	1	17,501	47,603	39,062	104,166
2007	FEB	2	16,801	42,002	35,282	94,085
2007	MAR	3	18,901	46,203	39,062	104,166
2007	ABR	4	16,101	46,903	37,802	100,806
2007	MAY	5	18,153	45,154	36,448	99,755
2007	JUN	6	16,000	33,940	24,278	74,218
2007	JUL	7	16,361	37,917	24,034	78,312
2007	AGO	8	15,811	31,366	22,134	69,312
2007	SET	9	15,169	34,068	21,410	70,647
2007	OCT	10	16,925	36,768	26,189	79,882
2007	NOV	11	16,626	40,543	31,733	88,902
2007	DIC	12	16,801	47,386	37,766	101,953
2008	ENE	13	17,501	47,603	39,062	104,166
2008	FEB	14	17,501	43,402	36,542	97,446
2008	MAR	15	18,901	46,203	39,062	104,166
2008	ABR	16	16,101	46,903	37,802	100,806
2008	MAY	17	17,501	43,678	35,695	96,874
2008	JUN	18	16,877	36,090	21,655	74,622
2008	JUL	19	16,213	31,801	17,361	65,375
2008	AGO	20	17,110	42,222	24,869	84,201
2008	SET	21	15,586	31,631	18,759	65,975
2008	OCT	22	16,838	38,989	26,539	82,366
2008	NOV	23	17,016	41,217	30,431	88,664
2008	DIC	24	16,801	47,914	38,327	103,042
2009	ENE	25	17,501	47,603	39,062	104,166
2009	FEB	26	16,801	42,002	35,282	94,085
2009	MAR	27	18,901	46,203	39,062	104,166
2009	ABR	28	16,101	46,903	37,802	100,806
2009	MAY	29	17,820	44,714	36,064	98,598
2009	JUN	30	16,733	35,937	21,896	74,566
2009	JUL	31	15,845	30,428	16,061	62,334
2009	AGO	32	13,510	33,502	16,150	63,162
2009	SET	33	18,055	44,608	30,474	93,137
2009	OCT	34	18,201	38,049	24,467	80,716
2009	NOV	35	17,085	40,923	30,625	88,632
2009	DIC	36	16,801	47,560	37,671	102,031

Tabla N° 5.1: Energía generada por la C.H. Modelo 2007-2009

ENERGÍA GENERADA POR LA CENTRAL (GWh)

2 de 3

Año	Mes	ETP	Punta	Media	Base	Total
2010	ENE	37	17,501	47,603	39,062	104,166
2010	FEB	38	16,801	42,002	35,282	94,085
2010	MAR	39	18,901	46,203	39,062	104,166
2010	ABR	40	16,101	46,903	37,802	100,806
2010	MAY	41	17,380	44,206	35,288	96,874
2010	JUN	42	16,788	36,284	21,736	74,808
2010	JUL	43	16,459	34,870	19,875	71,204
2010	AGO	44	15,678	35,410	20,436	71,525
2010	SET	45	16,705	34,224	21,000	71,930
2010	OCT	46	17,735	40,794	25,226	83,755
2010	NOV	47	17,032	41,247	30,453	88,732
2010	DIC	48	16,801	47,623	37,810	102,234
2011	ENE	49	17,501	47,603	39,062	104,166
2011	FEB	50	16,801	42,002	35,282	94,085
2011	MAR	51	18,901	46,203	39,062	104,166
2011	ABR	52	16,101	46,903	37,802	100,806
2011	MAY	53	17,398	43,835	35,740	96,973
2011	JUN	54	16,085	36,913	22,679	75,677
2011	JUL	55	15,921	34,689	22,419	73,030
2011	AGO	56	15,809	34,309	22,841	72,958
2011	SET	57	14,570	33,803	20,337	68,710
2011	OCT	58	16,316	37,842	28,104	82,263
2011	NOV	59	16,952	40,292	32,565	89,808
2011	DIC	60	16,801	47,052	38,076	101,928
2012	ENE	61	17,501	47,603	39,062	104,166
2012	FEB	62	17,501	43,402	36,542	97,446
2012	MAR	63	18,901	46,203	39,062	104,166
2012	ABR	64	16,101	46,903	37,802	100,806
2012	MAY	65	16,625	43,142	34,040	93,807
2012	JUN	66	16,895	37,320	24,790	79,005
2012	JUL	67	16,558	34,888	24,030	75,476
2012	AGO	68	14,718	29,147	18,411	62,277
2012	SET	69	16,010	34,409	21,181	71,600
2012	OCT	70	16,552	39,358	27,065	82,975
2012	NOV	71	17,231	40,852	32,286	90,370
2012	DIC	72	16,801	47,783	38,112	102,696
2013	ENE	73	17,501	47,603	39,062	104,166
2013	FEB	74	16,801	42,002	35,282	94,085
2013	MAR	75	18,901	46,203	39,062	104,166
2013	ABR	76	16,101	46,903	37,802	100,806
2013	MAY	77	17,405	44,673	35,268	97,346
2013	JUN	78	15,904	37,495	23,431	76,830
2013	JUL	79	15,206	32,490	22,181	69,877
2013	AGO	80	16,280	33,867	20,942	71,090
2013	SET	81	16,468	33,341	20,116	69,925
2013	OCT	82	16,986	38,227	27,639	82,852
2013	NOV	83	17,056	42,661	31,667	91,385
2013	DIC	84	16,801	47,328	37,839	101,969

Tabla N° 5.2: Energía generada por la C.H. Modelo 2010-2013

ENERGÍA GENERADA POR LA CENTRAL (GWh)

3 de 3

Año	Mes	ETP	Punta	Media	Base	Total
2014	ENE	85	17,501	47,603	39,062	104,166
2014	FEB	86	16,801	42,002	35,282	94,085
2014	MAR	87	18,901	46,203	39,062	104,166
2014	ABR	88	16,101	46,903	37,802	100,806
2014	MAY	89	17,403	44,228	35,244	96,874
2014	JUN	90	17,004	38,158	23,381	78,544
2014	JUL	91	16,707	33,061	22,688	72,457
2014	AGO	92	17,176	30,707	21,531	69,413
2014	SET	93	15,315	32,924	21,559	69,798
2014	OCT	94	17,816	38,472	27,111	83,399
2014	NOV	95	16,743	41,305	30,669	88,716
2014	DIC	96	16,801	47,333	37,937	102,072
2015	ENE	97	17,501	47,603	39,062	104,166
2015	FEB	98	16,801	42,002	35,282	94,085
2015	MAR	99	18,901	46,203	39,062	104,166
2015	ABR	100	16,101	46,903	37,802	100,806
2015	MAY	101	16,801	42,821	34,185	93,807
2015	JUN	102	16,444	35,137	23,740	75,322
2015	JUL	103	16,347	30,638	18,918	65,903
2015	AGO	104	17,194	33,287	23,231	73,712
2015	SET	105	17,118	36,540	21,005	74,663
2015	OCT	106	17,626	39,299	27,288	84,213
2015	NOV	107	17,346	40,406	30,618	88,370
2015	DIC	108	16,801	47,561	37,943	102,305
2016	ENE	109	17,501	47,603	39,062	104,166
2016	FEB	110	17,501	43,402	36,542	97,446
2016	MAR	111	18,901	46,203	39,062	104,166
2016	ABR	112	16,101	46,903	37,802	100,806
2016	MAY	113	17,501	43,712	35,622	96,835
2016	JUN	114	16,407	36,181	22,597	75,185
2016	JUL	115	16,336	30,183	19,746	66,265
2016	AGO	116	17,319	34,081	21,582	72,982
2016	SET	117	17,124	35,977	21,630	74,731
2016	OCT	118	17,972	38,897	26,203	83,072
2016	NOV	119	17,501	41,260	30,648	89,410
2016	DIC	120	16,781	47,950	37,845	102,577

Tabla N° 5.3: Energía generada por la C.H. Modelo 2014-2016

La energía generada por la Central Modelo se presenta para los bloques horarios de Punta, Media y Base en cada uno de los meses del periodo de simulación. Se debe observar la disminución de esta producción durante los meses de estiaje (junio-noviembre).

CAPÍTULO VI

PROYECCIÓN DE LAS TARIFAS DE POTENCIA Y ENERGÍA

6.1. TARIFAS DE POTENCIA

6.1.1. METODOLOGÍA

Como se verá en el numeral 6.2, el cálculo de las tarifas de energía obedece a un despacho óptimo de todas las centrales de generación de acuerdo a los recursos que disponen y a sus correspondientes precios. Sin embargo el cálculo del Precio Básico de la Potencia es más del tipo teórico, observándose para ello lo establecido en el Artículo 47° de la LCE y en el Artículo 126° del RLCE.

La metodología a seguir es la siguiente:

- Determinar el tipo de unidad generadora más económica para suministrar potencia adicional durante las horas de máxima demanda anual del sistema eléctrico.
- Determinar la conexión eléctrica para la interconexión al Sistema Eléctrico Interconectado Nacional.
- Calcular la Anualidad de la Inversión de la central y de la conexión eléctrica, el cual se expresa unitariamente con la capacidad estándar.

- Obtener el Costo Fijo anual de Operación y Mantenimiento estándar.
- Calcular el Costo de Capacidad por unidad de potencia estándar como la suma de los costos unitarios estándares de la Anualidad de la Inversión más el Costo Fijo anual de Operación y Mantenimiento estándar.
- Determinar la potencia efectiva de la unidad y el factor de ubicación.
- Calcular el Costo de Capacidad por unidad de potencia efectiva como el Costo de Capacidad por unidad de potencia estándar por el factor de ubicación.
- Determinar el Precio Básico de la Potencia como el producto del Costo de Capacidad por unidad de potencia efectiva y los factores que toman en cuenta la Tasa de Indisponibilidad Fortuita de la Unidad y el Margen de Reserva Firme Objetivo del sistema.

6.1.2. TIPO DE UNIDAD GENERADORA

Se define que el tipo de unidad generadora más económica para suministrar potencia adicional durante las horas de máxima demanda anual del sistema eléctrico es una turbina a gas del tipo industrial, operando con petróleo diesel N° 2. Esta selección es actualmente utilizada en las Fijaciones Tarifarias, el cual será modificada cuando la operación en la punta se efectúe con un combustible más económico.

6.1.3. UBICACIÓN DE LA UNIDAD DE PUNTA

Su importancia radica en que la metodología arrojará directamente los precios de potencia en la barra donde se ubique la unidad de punta.

Para ello deberán observarse lo siguiente:

- a. Esta ubicación debe corresponder a aquella en que se produzca el valor mínimo de pérdidas de transmisión durante su operación en la condición de máxima demanda del sistema.
- b. La ubicación debe corresponder a aquella definida con instalaciones existentes posibles de ser ampliadas y/o ubicaciones con facilidades para la construcción que permitan reducir los costos de inversión.
- c. La ubicación debe ser compatible con el área y servicios que requiera la unidad de punta, así como con el óptimo rendimiento a obtenerse de ésta.

Actualmente el OSINERGMIN considera que la unidad de punta está ubicada en una de las subestaciones de la ciudad de Lima, conectada al sistema en 220 kV, sin considerar línea de transmisión. Esta ubicación puede ser modificada cuando se presente una variación significativa de la distribución de cargas en el SEIN que lo amerite.

6.1.4. PROCEDIMIENTO A SEGUIR

Capacidad estándar de la unidad de punta (CEISO)

La CEISO se define como la potencia entregada por la unidad en los bornes de alta tensión del transformador de potencia de la unidad de

punta, operando a las condiciones estándar (ISO 2314²).

Esta capacidad estará comprendida entre el 3,5% y el 5,0% de la máxima demanda anual del sistema para el año y se determina así:

$$\text{CEISO} = \text{CCBGNISO} * \text{FCTC} * \text{FCCS}$$

Donde:

CCBGNISO : Capacidad nominal ISO (en MW), en carga base con gas natural. Es el promedio aritmético de las últimas 5 ediciones disponibles de la revista GTWH.

FCTC = Factor de corrección por tipo de combustible, igual a 0,9804 para turbinas a gas que operen con Diesel 2.

FCCS = Factor de corrección por condiciones de servicio, igual a 0,9876 (considera las pérdidas en filtros de aire, pérdidas de presión en escape, consumo de servicios auxiliares y pérdidas en el transformador).

Determinación de la Anualidad de los Costos de Inversión

- Costo Total de Inversión de la Central Termoeléctrica (CTICT)

Se determina a partir del precio FOB del módulo de generación (FOBTG) y será obtenido de la revista especializada GTWH.

El CTICT considerará el FOBTG, costo de repuestos iniciales, transporte y seguro marítimo, aranceles ad-valorem, gastos de desaduanaje, transporte local, obras civiles, suministro de sistema

² Las norma ISO 2314 define como condiciones estándar una Temperatura ambiente de 15° C, Presión atmosférica de 1000 mbar y una Humedad relativa de 60%.

combustible, suministro de sistema contra incendio, suministro de materiales eléctricos, montaje electromecánico, pruebas y puesta en marcha, supervisión, gastos generales y utilidades del contratista local, e intereses durante la construcción determinados considerando la tasa TAMEX vigente.

- Costo Total de Inversión de la Conexión Eléctrica (CTICE)

El FOBCE se determinará sobre la base de costos de mercado y deberá representar la alternativa de menor costo que permita dicha conexión.

El CTICE comprenderá, además del FOBCE, el transporte y seguro marítimo, aranceles ad-valorem, supervisión de importación, gastos de desaduanaje, transporte local, obras civiles, ingeniería, montaje, pruebas y puesta en servicio, supervisión, gastos generales e intereses durante la construcción según la tasa TAMEX vigente.

Anualidad de la Inversión (aINV)

La aINV expresada como costo unitario de capacidad estándar es igual a la suma de la aCTICT y la aCTICE, dividida entre la capacidad estándar de la unidad de punta.

Para la Central Termoeléctrica y la Conexión Eléctrica, la Anualidad de la Inversión es igual al producto del Costo Total de Inversión por el FRC respectivo:

Finalmente, la Anualidad de la Inversión de la unidad de punta expresada como costo unitario de capacidad estándar es igual a:

$$aINV = \frac{CTICT * FRCCT - CTICE * FRCCE}{CEISO}$$

Determinación del Costo Fijo anual de Operación y Mantenimiento estándar

- Costos Fijos de Personal y Otros (CFPyO)

Los CFPyO cubren la dotación de personal necesario para operar y mantener eficientemente la central, los beneficios sociales del personal, los gastos generales y necesidades adicionales de personal administrativo, seguros, impuestos prediales, arbitrios y otros costos fijos de la central.

- Costos Fijos de Operación y Mantenimiento (CFOyM)

Los CFOyM corresponden a la parte de los costos de repuestos requeridos por la unidad de punta, considerados como costos fijos, en razón del régimen de operación de la unidad, de las características y requerimientos de mantenimiento la unidad.

Costo Fijo anual de Operación y Mantenimiento estándar (CFaOyMe)

El Costo Fijo anual de Operación y Mantenimiento estándar

(CFaOyMe) expresado como costo unitario de capacidad estándar es igual a la suma de los Costos Fijos de Personal y Otros (CFPyO) y los Costos Fijos de Operación y Mantenimiento (CFOyM), dividida entre la capacidad estándar de la unidad de punta:

$$CFaOyMe = \frac{CFPyO + CFOyM}{CEISO}$$

Costo de Capacidad por unidad de potencia

Costo de Capacidad por unidad de potencia estándar (CCUPS)

El CCUPS se define como la suma de los costos unitarios estándares de la Anualidad de la Inversión más la Operación y Mantenimiento:

$$CCUPS = aINV + CFaOyMe$$

Potencia Efectiva de la unidad de punta (PEF)

La PEF corresponde a la capacidad de la unidad tomando en cuenta el tipo de las condiciones de la ubicación. Se determina así:

$$PEF = CE_{ISO} * FCCU$$

Donde:

FCCU = Factor de corrección por condiciones de ubicación, igual a 0,9518 (considera la corrección por temperatura ambiente, presión atmosférica y humedad relativa, de acuerdo con la ubicación de la unidad de punta). Este factor también es igual a la inversa del Factor de Ubicación (FU)

Costo de Capacidad por unidad de potencia efectiva (CCUPE)

El CCUPE se define en el literal a), numeral IV), del Artículo 126° del RLCE como el Costo de Capacidad por unidad de potencia estándar por el factor de ubicación:

$$CCUPE = CCUPS * FU$$

Precio de la Potencia de Punta

Tasa de Indisponibilidad Fortuita de la unidad (TIF) y Margen de Reserva Firme Objetivo del sistema (MRFO)

Son fijados por el OSINERGMIN cada 4 años

Precio Básico de la Potencia (PBP)

El PBP es igual al Costo de Capacidad por unidad de potencia efectiva (CCUPE) por los factores que tomen en cuenta la TIF y el MRFO:

$$PBP = \frac{CCUPE * (1 + MRFO)}{(1 - TIF)}$$

Precio de la Potencia de Punta Mensual (PPM)

El PPM en cada barra del sistema, se determina como el producto del Precio Básico de la Potencia por el Factor de Pérdidas de Potencia desde la subestación base hasta la subestación donde se desea calcular, expresándolos en valores mensuales.

$$PPM = F_{Mensualidad} * PBP * FPMP$$

6.1.5. PRECIO BÁSICO DE LA POTENCIA

La aplicación secuencial del procedimiento descrito nos permite obtener el Precio Básico de la Potencia (PBP) lo cual se resume en los siguientes cuadros:

CAPACIDAD ESTANDAR ISO Y PRECIO FOB DE LAS TURBINAS A GAS

Unidad Revista	PG724IFA		GT24		M501F		GT248	
	kUS\$	Potencia ISO (MW)	kUS\$	Potencia ISO (MW)	kUS\$	Potencia ISO (MW)	kUS\$	Potencia ISO (MW)
GTWH 2000/2001	41 000	171,70	38 500	179,00				
GTWH 2001/2002	40 500	171,70	39 300	179,00				
GTWH 2003	31 250	171,70	27 700	179,00	29 250	185,40		
GTWH 2004/2005	28 500	171,70	34 700	187,70	27 950	185,40		
GTWH 2006	30 910	171,70	33 690	179,00	32 630	185,40	34210	187,70
Promedio	34 432	171,70	34 778	180,74	29 943	185,40	34 210	187,70
CE iso	34 432	166,25	34 778	175,00	29 943	179,51	34 210	181,74

VALOR FOB y CE iso	kUS\$	MW
	33 341	175,62

Demanda Máxima 2007	3 834	MW
Límite Mínimo (3,5% MD)	134,2	MW
Límite Máximo (5% MD)	191,7	MW

Tabla N° 6.1: Obtención de la Capacidad Estándar de la Turbina

RESUMEN DEL PRECIO BÁSICO DE LA POTENCIA

		Turbo generador	Conexión	COSTOS FIJOS			TOTAL	
				Personal	CFNC	Total CF		
1	Costo Total	Millón US\$	43,15	2,63			45,77	
2	Costo Total	Millón US\$/año	5,78	0,33	0,81	1,40	2,21	8,31
3	Sin MRFO y TIF	US\$/kW-año	34,55	1,95	4,83	8,36	13,19	49,70
4	Con MRFO y TIF	US\$/kW-año	42,37	2,39	5,92	10,26	16,17	60,94
5	Con MRFO y TIF	US\$/kW-mes						4,82

Notas

1. Costo de la capacidad estándar de la unidad de punta (CEISO) de 175,6 MW con su respectiva conexión.
2. Anualidad de la inversión considerando una vida útil de 20 años para el generador y 30 años para su conexión.
Tasa de actualización = 12%
3. Costo anual por unidad de potencia efectiva en Lima sin considerara la Tasa de Insidponibilidad Fortuita ni el Margen de Reserva Firme Objetivo. El factor de ubicación es 1,0506, obteniéndose una Potencia Efectiva de 167,2 MW
4. Costo Anual incluyendo la Tasa de Indisponibilidad Fortuita (2,63%) y el margen de Reserva Firme Objetivo (19,4%) y Tasa de Interés durante la construcción igual a TAMEX

Tabla N° 6.2: Precio Básico de la Potencia

DETALLE DEL CÁLCULO DEL PRECIO BÁSICO DE POTENCIA

CENTRAL TERMOELÉCTRICA	TASA	Tipo de Moneda (kUS\$)		TOTAL kUS\$
		Extranjera	Nacional	
Precio FOB		33 340,83		33 340,83
Repuestos iniciales	2,4%	800,18		800,18
Transporte y Seguro Marítimo	3,8%	1 266,95		1 266,95
Aranceles ad-valorem	3,5%		1 239,28	1 239,28
Gastos de desaduanaje	0,7%		247,86	247,86
Transporte local			196,20	196,20
Montaje Electromecánico		285,00	525,00	810,00
Pruebas y Puesta en Marcha			120,50	120,50
Supervisión		231,00	458,00	689,00
Adquisición de terreno (incluye subestación)			275,00	275,00
Obras Preliminares y Cerco (incluye subestación)			118,00	118,00
Obras Civiles			325,00	325,00
Suministro de sistema de combustible			995,00	995,00
Suministro de sistema contraincendio			158,00	158,00
Gastos Generales - Utilidad Contratista			198,00	198,00
Intereses durante la Construcción	5.80%	2 083.59	281.64	2 365.23
Costo Total de Inversión de la Central Termoelectrica		38 007.55	5 137.47	43 145.02
CONEXIÓN ELÉCTRICA	TASA	Tipo de Moneda (kUS\$)		TOTAL kUS\$
		Extranjera	Nacional	
Precio FOB		2 107.51		2 107.51
Transporte y Seguro Marítimo	3,8%	80,09		80,09
Aranceles ad-valorem	3,5%		76,57	76,57
Gastos de desaduanaje	0,7%		15,31	15,31
Transporte local			16,20	16,20
Obras Civiles			32,65	32,65
Ingeniería, Montaje, Pruebas y puesta en servicio, suministro local			115,25	115,25
Supervisión			15,20	15,20
Gastos Generales - Utilidad Contratista			24,30	24,30
Intereses durante la Construcción	5.80%	126.88	17.14	144.02
Costo Total de Inversión de la Conexión Eléctrica		2 314.48	312.62	2 627.09
ANUALIDAD DE LA INVERSIÓN		Miles US\$ año		
CENTRAL TERMOELÉCTRICA				
Vida Útil (años)	20			
Factor de Recupero de Capital	13,39%			
Anualidad del Costo Total de la Inversión de la C.T.		5088.40	687.80	5776.20
CONEXIÓN ELÉCTRICA				
Vida Útil (años)	30			
Factor de Recupero de Capital	12,41%			
Anualidad del Costo Total de la Inversión de la C.T.		287.33	38.81	326.14
Costo Fijo Anual de Operación y Mantenimiento				
Costo Fijo de Personal y Otros	CFPyO		807,00	807,00
Costos Fijos de Operación y Mantenimiento	CFOyM	1398.00		1398.00
Costo Fijo Anual de Operación y Mantenimiento	CFeOyMe	12.56 US\$ kW-año		
Anualidad de la Inversión de la Unidad de Punta	aINV	34,75 US\$/kW-año		
Costo de Capacidad por Unidad de Potencia Estándar	CCUPS	47,30 US\$/kW-año		
Costo de Capacidad por Unidad de Potencia Efectiva	CCUPE	49,70 US\$/kW-año		
Precio Básico de la Potencia	PBP	60,94 US\$/kW-año		
Precio Básico de la Potencia Mensual	PPM	4,82 US\$ kW-mes		
Capacidad Estándar de la Unidad de Punta	CE iso	175,6 MW		
Potencia Efectiva	P ef	167,2 MW		
Factor de Ubicación	FU	1,0506		
Margen de Reserva Firme Objetivo del Sistema	MRFO	19,40%		
Tasa de Insidponibilidad Fortuita de la Unidad	TIF	2,63%		

Tabla Nº 6.3: Cálculo detallado del Precio Básico de la Potencia

6.2. TARIFAS DE ENERGÍA

Las tarifas de energía o costos marginales (US\$/MWh) serán proyectadas para todo el periodo de simulación.

6.2.1. MODELO MATEMÁTICO EMPLEADO

La proyección de las tarifas de energía se realizará utilizando el modelo matemático PERSEO, quien efectúa un despacho hidrotérmico óptimo del sistema eléctrico en etapas mensuales considerando un sistema multinodal y multiembalse, teniendo como función objetivo la minimización del valor esperado del costo total de la producción de energía eléctrica.

El modelo considera la topología o estructura de la red eléctrica y de la red hidráulica, así como lo dispuesto en la R.M.0149-98-AG referido a los volúmenes del embalse del Lago Junín.

DETALLE DE LOS ARCHIVOS DE ENTRADA

- <nombre>.DAT : Se especifican los datos generales del caso de estudio que sirven como parámetros que se utilizan en la lectura de los archivos bar, lin, cue, dem, hor e hid.
- <nombre>.PAR : Se indica el tipo de modelo que se desea optimizar, los parámetros utilizados para evaluar la convergencia del método y los archivos que se desean generar.

- <nombre>.HOR : Contiene la duración en horas de los n bloques horarios de demanda a considerar.
- <nombre>.BAR : Se define todas las barras del sistema eléctrico considerado.
- <nombre>.LIN : Se especifican las líneas de transmisión y transformadores existentes y programados para entrar y/o salir de operación durante el periodo de estudio.
- <nombre>.CMB : Se indican los precios de los combustibles de las unidades térmicas.
- <nombre>.EMP : Se indican las empresas presentes.
- <nombre>.CGT : Contiene los datos de las centrales termoeléctricas del sistema.
- <nombre>.GTT : Se especifican las características de las unidades termoeléctricas que conforman las centrales termoeléctricas.
- <nombre>.CUE : Contiene información de los elementos que constituyen la configuración de cada cuenca hidrográfica.
- <nombre>.AFL : Se listan los afluentes de cada cuenca hidrográfica.
- <nombre>.PIN : Se mencionan los puntos de transbordos, los puntos de riego y bocatomas de agua.
- <nombre>.EMB : Se ingresan los datos técnicos de los embalses y reservorios del sistema.

- <nombre>.CHH : Incorpora los datos técnicos de las centrales hidroeléctricas.
- <nombre>.TRY : Se describe la topología de la red hidrológica.
- <nombre>.HID : Contiene las series hidrológicas de caudales naturales afluentes a los embalses y puntos de interés de las cuencas hidrográficas.
- <nombre>.DAG : Se asocia una demanda de riego o agua potable con una trayectoria.
- <nombre>.RGO : Se indican los valores de riego o agua potable asociados a las trayectorias.
- <nombre>.DEM : Contiene la demanda de energía del sistema por bloque horario y por mes.
- <nombre>.MAN : Se listan los tiempos de parada por mantenimiento de las unidades de generación.

ARCHIVOS DE RESULTADOS DEL MODELO

Se mencionan los archivos más importantes y aplicables en el presente informe

- ENRBA???.csv : Resumen de las demandas totales en cada barra, incluyendo los consumos propios de las centrales hidroeléctricas.
- EGG??###.csv : Reporte de la energía generada por cada grupo termoeléctrico por etapa y por bloque, correspondiente a la secuencia hidrológica ###. Se expresa en GWh

- EGH??###.csv : Reporte de la energía generada por cada central hidroeléctrica por etapa y por bloque, correspondiente a la secuencia hidrológica ###. Se expresa en GWh.
- CMB??###.csv : Reporte de los costos marginales puros de cada barra por etapa y bloque, correspondiente a la secuencia hidrológica ###. Se expresa en US\$/MWh.

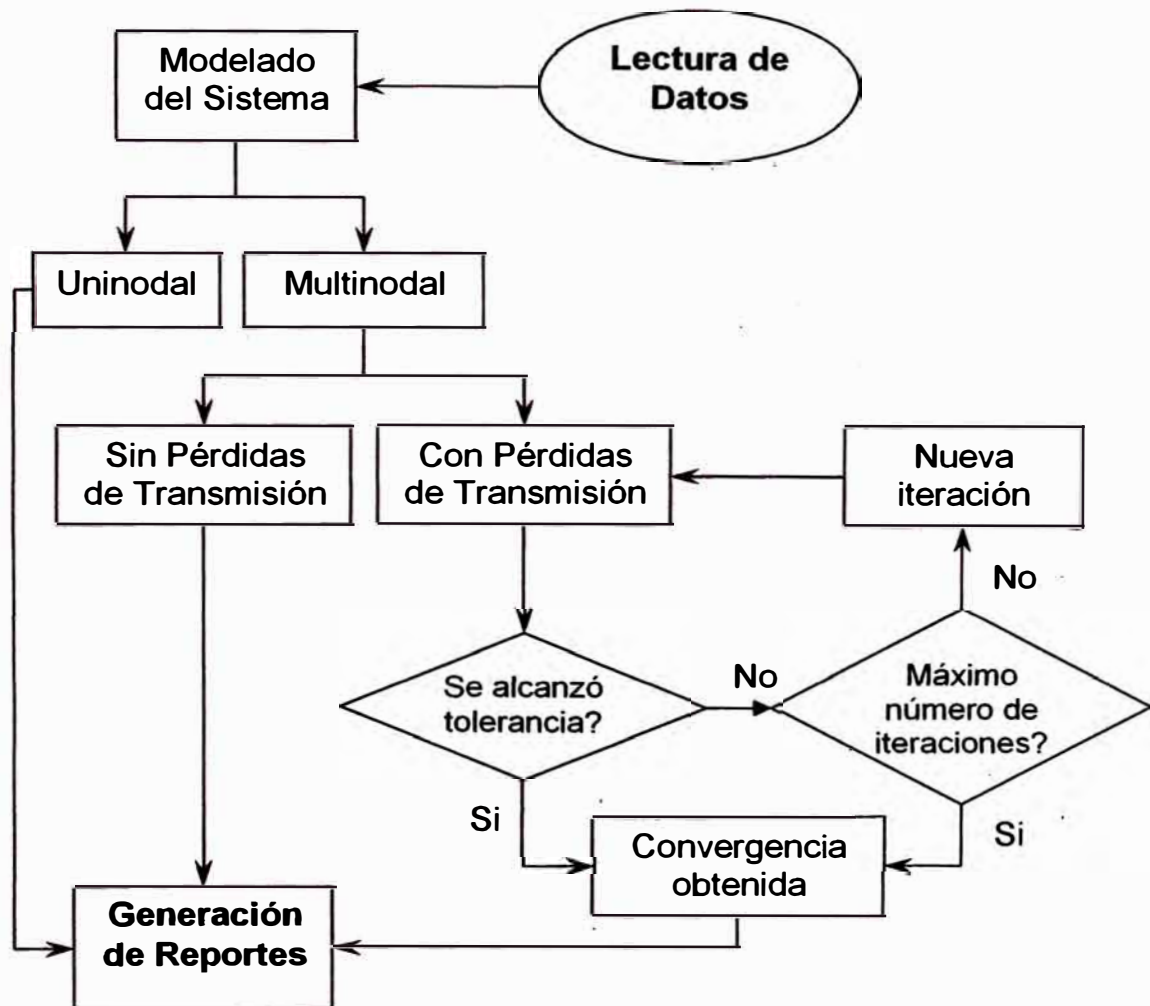


Figura N° 6.1: Esquematización de la secuencia y opciones del Modelo PERSEO

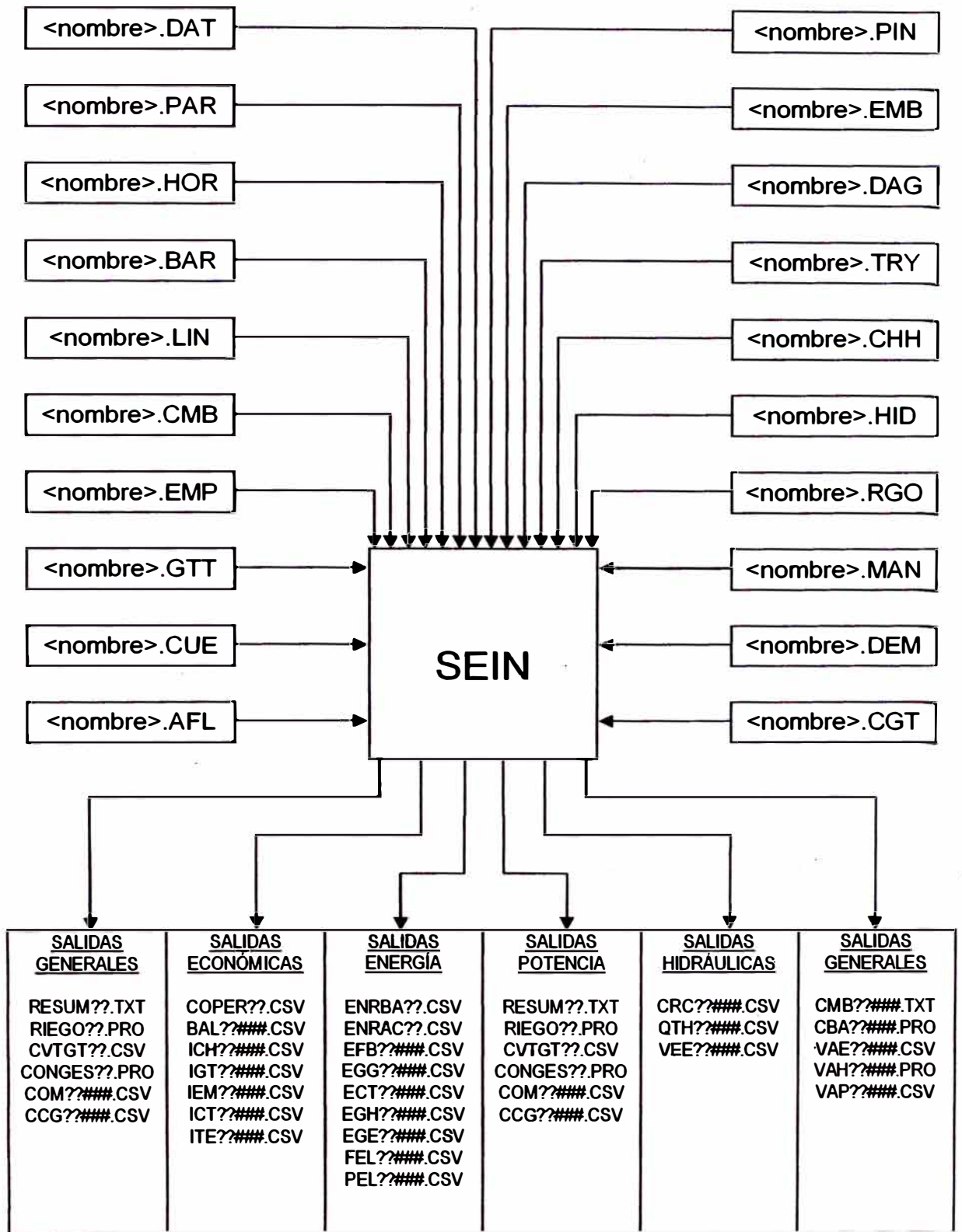


Figura N° 6.2: Síntesis de los archivos de entrada y de salida del Modelo

6.2.2. PROYECCIÓN DE LA DEMANDA

El modelo exige que se ingrese la demanda de energía en cada una de las barras modeladas en periodos mensuales y por bloques horarios durante todo el periodo de simulación.

Esta proyección de la demanda se efectuará bajo las siguientes premisas:

- La demanda econométrica será obtenida a partir de una proyección mediante un modelo que considere su correlación con los factores económicos y demográficos relevantes.
- La demanda industrial (industrias, proyectos, cargas incorporadas, etc.) será obtenida a partir de la información proporcionada por las empresas suministradoras de energía y de la información utilizada en la última fijación tarifaria efectuada por el OSINERGMIN.
- Considerará las pérdidas de energía en los diferentes sistemas de transmisión y distribución asociados.
- Se considerará la demanda asociada a la interconexión con el Ecuador.

VARIABLES DEL MODELO ECONOMÉTRICO

a) Ventas de Energía o Demanda

Se utilizará la información histórica de los últimos 25 años. Estas ventas de energía para el Sistema Interconectado Nacional son obtenidas al totalizar todas las ventas realizadas por las empresas

distribuidoras en el SIS y SICN, los cuales son obtenidos de la información estadística publicada por el OSINERGMIN.

b) Producto Bruto Interno

La información utilizada corresponde a la elaborada por la empresa APOYO CONSULTORIA con motivo de la Fijación Tarifaria de mayo 2007. Dado que esta empresa sólo ha efectuado proyecciones hasta el año 2009, a partir del año 2010 se ha considerado un crecimiento del PBI igual al del año 2009.

c) Población

Corresponde a la cantidad de habitantes.

d) Tarifa

Es la tarifa promedio de la energía vendida por los distribuidores, el cual es publicada por el OSINERGMIN

FORMULACIÓN DEL MODELO ECONOMETRICO

Esta formulación se efectuará mediante una fórmula que relaciona las diferentes variables como Población, PBI y Tarifa con las ventas de energía, el cual es de la forma:

$$\text{Ln Ventas} = C + B1. \text{Ln Población} + B2 . \text{LnPBI} + B3 . \text{LnTarifas}$$

Con los datos mostrados en el cuadro siguiente y utilizando herramientas estadísticas de regresión, se obtiene:

$\text{Ln Ventas} = -15,1163 + 1,6539. \text{Ln Población} +$ $+ 0,6872 . \text{LnPBI} - 0,766. \text{LnTarifas}$

PROYECCIÓN DE LA DEMANDA ECONOMETRICA

Años	Población	PBI	Tarifas	Ventas	Porcentaje de Crecimiento		
					Poblac	PBI	Ventas
1982	16 700	88 440	4,93	5 947,1			
1983	17 077	79 801	3,91	5 756,4	2,3%	-9,8%	-3,2%
1984	17 454	82 908	4,37	6 114,4	2,2%	3,9%	6,2%
1985	17 832	84 853	4,23	6 497,8	2,2%	2,3%	6,3%
1986	18 213	95 573	4,15	7 029,8	2,1%	12,6%	8,2%
1987	18 596	103 328	4,15	7 673,6	2,1%	8,1%	9,2%
1988	18 978	93 160	2,93	7 761,6	2,1%	-9,8%	1,1%
1989	19 354	80 428	2,40	7 180,1	2,0%	-13,7%	-7,5%
1990	19 719	76 089	4,90	7 125,7	1,9%	-5,4%	-0,8%
1991	20 070	78 123	4,71	7 666,8	1,8%	2,7%	7,6%
1992	20 410	77 848	6,43	6 806,0	1,7%	-0,4%	-11,2%
1993	20 744	81 447	5,59	7 793,6	1,6%	4,6%	14,5%
1994	21 078	92 343	7,61	8 804,9	1,6%	13,4%	13,0%
1995	21 420	100 281	8,37	9 193,2	1,6%	8,6%	4,4%
1996	21 768	102 765	8,66	9 447,7	1,6%	2,5%	2,8%
1997	22 120	109 859	8,20	9 940,1	1,6%	6,9%	5,2%
1998	22 474	108 722	7,04	10 574,9	1,6%	-1,0%	6,4%
1999	22 829	109 769	6,85	10 950,2	1,6%	1,0%	3,5%
2000	23 185	113 022	7,16	11 775,0	1,6%	3,0%	7,5%
2001	23 541	113 262	7,02	12 019,1	1,5%	0,2%	2,1%
2002	23 898	119 102	6,60	12 591,6	1,5%	5,2%	4,8%
2003	24 256	123 748	6,64	13 285,9	1,5%	3,9%	5,5%
2004	24 614	130 207	7,04	14 120,4	1,5%	5,2%	6,3%
2005	24 977	138 605	7,68	15 043,2	1,5%	6,4%	6,5%
2006	25 346	148 078	7,54	16 319,0	1,5%	6,8%	8,5%
2007	25 720	156 392	7,54	17 051,4	1,5%	5,6%	4,5%
2008	26 100	164 794	7,54	18 109,4	1,5%	5,4%	6,2%
2009	26 485	172 849	7,54	19 172,1	1,5%	4,9%	5,9%
2010	26 876	181 298	7,54	20 297,2	1,5%	4,9%	5,9%
2011	27 272	190 159	7,54	21 488,3	1,5%	4,9%	5,9%
2012	27 675	199 454	7,54	22 749,4	1,5%	4,9%	5,9%
2013	28 083	209 203	7,54	24 084,4	1,5%	4,9%	5,9%
2014	28 498	219 429	7,54	25 497,8	1,5%	4,9%	5,9%
2015	28 918	230 155	7,54	26 994,1	1,5%	4,9%	5,9%
2016	29 345	241 404	7,54	28 578,3	1,5%	4,9%	5,9%

Tabla N° 6.4: Datos y Resultados de la proyección econométrica

PROYECCIÓN GLOBAL DE LA DEMANDA

Para esta proyección se debe considerar lo siguiente:

a) La distribución de las Ventas por Nivel de Tensión será:

- Venta Facturada Distribuidor (MT y BT)	78,1 %
- Venta Facturada Distribuidor (MAT y AT)	3,2 %
- Venta Facturada Generador (MAT, AT y MT)	18,7 %

Estos valores promedios serán mantenidos durante todo el periodo de estudio.

b). Porcentajes de Pérdidas

Las de distribución corresponden a valores promedios calculados por las empresas de distribución, mientras que el de Transformación y Sub Transmisión corresponde al valor utilizado por el OSINERGMIN en las fijaciones tarifarias.

c). Cargas especiales y/o incorporadas

Corresponden a las demandas de las grandes empresas que no son consideradas en la demanda econométrica.

c). Industrias y proyectos

Son los consumos de los nuevos proyectos energéticos o ampliaciones que se pudieran realizar.

d). Consumo propio

Es la energía consumida por las centrales de generación.

d). Centrales no modeladas

Se consideran a las centrales de generación que se desconoce sus variables operativas y sólo se cuenta con la energía producida

PROYECCIÓN DE LA DEMANDA 2007-2016

		2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	
Pronóstico Econométrico		GWh	16 319	17 051	18 109	19 172	20 297	21 488	22 749	24 084	25 498	26 994	28 578
Venta del Distribuidor MT y BT		GWh	12 745	13 317	14 143	14 973	15 852	16 782	17 767	18 810	19 914	21 082	22 320
Pérdidas de Distribución		%	8,31%	8,10%	7,89%	7,68%	7,68%	7,68%	7,68%	7,68%	7,68%	7,68%	7,68%
		GWh	1 155	1 174	1 212	1 246	1 319	1 396	1 478	1 565	1 657	1 754	1 857
Energía Entregada a Distribución (MT y BT)			13 900	14 491	15 355	16 219	17 171	18 178	19 245	20 375	21 570	22 836	24 176
Venta Facturada Distribuidor (MAT y AT)		3,2%	522	546	579	614	650	688	728	771	816	864	915
Energía entregada a Distribuidores		GWh	14 422	15 037	15 934	16 833	17 820	18 866	19 973	21 145	22 386	23 700	25 091
Pérdidas Transform Transmis. Distribuidor		%	1,97%	1,97%	1,97%	1,97%	1,97%	1,97%	1,97%	1,97%	1,97%	1,97%	1,97%
		GWh	289	302	320	338	358	379	401	424	449	476	503
Entrada al Nivel de Distribución		GWh	14 712	15 338	16 254	17 170	18 178	19 245	20 374	21 570	22 835	24 176	25 594
Venta Facturada Generadores (MAT, AT y MT)		18,7%	3 052	3 189	3 386	3 585	3 796	4 018	4 254	4 504	4 768	5 048	5 344
Salida del Nivel de Transmisión		GWh	17 763	18 527	19 641	20 755	21 973	23 263	24 628	26 073	27 604	29 223	30 938
Pérdidas de Transmisión		%	6,76%	6,76%	6,76%	6,76%	6,76%	6,76%	6,76%	6,76%	6,76%	6,76%	6,76%
		GWh	1 288	1 343	1 424	1 505	1 593	1 687	1 786	1 890	2 001	2 119	2 243
Entrada al Nivel de Transmisión			19 051	19 870	21 065	22 260	23 567	24 950	26 414	27 964	29 605	31 342	33 181
ELECTROANDES (Ex Centromin)			1 020,1	1 023,0	1 024,9	1 032,2	1 032,2	1 032,2	1 032,2	1 032,2	1 032,2	1 032,2	1 032,2
SHOUGESA			497,6	454,6	535,6	516,0	587,9	587,9	587,9	587,9	587,9	587,9	587,9
ANTAMINA			697,0	711,0	721,0	745,0	745,0	745,0	750,0	750,0	750,0	750,0	750,0
SOUTHERN			1 579,0	1 680,0	1 694,9	1 694,9	1 694,9	1 694,9	1 694,9	1 694,9	1 694,9	1 694,9	1 694,9
CERRO VERDE			370,0	370,0	370,0	370,0	370,0	370,0	370,0	370,0	370,0	370,0	370,0
TINTAYA BHP			260,0	298,0	298,0	298,0	298,0	298,0	298,0	298,0	298,0	298,0	298,0
SAN RAFAEL (MINSUR)			92,0	95,0	95,0	95,0	95,0	98,0	98,0	98,0	98,0	98,0	98,0
CALLALI			161,4	161,4	161,5	162,0	162,0	162,0	165,0	165,0	165,0	168,0	168,0
CEMENTOS YURA			67,0	103,0	114,0	105,0	105,0	105,0	105,0	105,0	105,0	105,0	105,0
YANACCOCHA			234,4	234,4	414,4	414,0	414,0	414,0	414,0	414,0	414,0	414,0	414,0
HUARON			51,5	49,4	53,9	54,5	53,6	51,0	51,0	51,0	51,0	51,0	51,0
Total Cargas Especiales		GWh	5 029,9	5 179,8	5 483,3	5 486,6	5 557,7	5 555,0	5 566,0	5 566,0	5 566,0	5 569,0	5 569,0
Talara			92,0	94,0	96,0	98,0	99,0	99,0	99,0	102,0	102,0	102,0	102,0
Tumbes			114,0	116,0	116,0	121,0	121,0	121,0	121,0	121,0	121,0	121,0	121,0
Yura-Cachimayo			103,5	103,5	113,8	105,3	105,3	105,3	105,3	105,3	105,3	105,3	105,3
Joya, Santa Rita (Arequipa) Paucartambo(Cusco)			48,0	56,0	57,0	57,0	57,0	59,0	59,0	59,0	62,0	62,0	62,0
Pucallpa			136,1	136,1	140,2	140,2	140,2	145,0	145,0	145,0	148,0	148,0	148,0
Bagua-Jaen			35,5	38,8	58,4	61,7	62,74	63,78	64,82	65,86	66,9	67,94	68,98
Total Cargas Incorporadas		GWh	529,1	544,4	581,4	583,2	585,2	593,1	594,1	598,2	602,2	606,2	607,3
Industrias y Proyectos		GWh	233,0	1 189,0	1 304,0	1 304,0	1 304,0	1 345,0	1 345,0	1 345,0	1 345,0	1 345,0	1 345,0
Consumo Propio Centrales		1,5%	373	402	426	445	465	487	509	532	557	583	611
Interconexión Ecuador		GWh	182,3	182,3	182,3	182,3	182,3	182,3	182,3	182,3	182,3	182,3	182,3
TOTAL			25 398	27 367	29 042	30 261	31 661	33 112	34 610	36 187	37 857	39 628	41 496
Centrales		C.T. La Pampilla	-79,0	-82,0	-84,0	-84,0	-84,0	-84,0	-84,0	-84,0	-84,0	-84,0	-84,0
		C.H. La Joya	0,0	0,0	-52,0	-70,0	-70,0	-70,0	-70,0	-70,0	-70,0	-70,0	-70,0
No		CC.HH. Yauli y Sacsamarca	-6,6	-6,6	-6,6	-6,6	-6,6	-6,6	-6,6	-6,6	-6,6	-6,6	-6,6
Modeladas		CC.HH. La Pelota y Muyo	0,0	0,0	-40,0	-40,0	-40,0	-40,0	-40,0	-40,0	-40,0	-40,0	-40,0
TOTAL SISTEMA			25 313	27 279	28 859	30 060	31 460	32 911	34 409	35 987	37 657	39 427	41 295

Tabla N° 6.5: Proyección de la demanda en el periodo de estudio

6.2.3. PROGRAMA DE OBRAS DE GENERACIÓN

PARQUE GENERADOR EXISTENTE

CENTRAL HIDROELÉCTRICA	Propietario	Potencia (MW)
Mantaro	ELECTROPERU	650.5
Restitución	ELECTROPERU	215.4
Huinco	EDEGEL	247.3
Matucana	EDEGEL	128.6
Callahuanca	EDEGEL	82.6
Moyopampa	EDEGEL	64.7
Huampani	EDEGEL	30.2
Yanango	EDEGEL	42.6
Chimay	EDEGEL	150.9
Huanchor	CORONA	19.6
Cahua	CAHUA	43.1
Pariac	CAHUA	4.5
Gallito Ciego	CAHUA	38.1
Misapuquio	CAHUA	3.9
San Antonio – San Ignacio	CAHUA	1.0
Huayllacho	CAHUA	0.2
Carhuaquero	EGENOR	95.0
Cañón del Pato	EGENOR	263.5
Yaupi	ELECTROANDES	104.9
Malpaso	ELECTROANDES	48.0
Pachachaca	ELECTROANDES	9.7
Oroya	ELECTROANDES	9.5
Yuncán	ENERSUR	136.8
Curumuy (**)	SINERSA	12.5
Poechos I (**)	SINERSA	15.4
Santa Rosa I	ELÉCTRICA S.ROSA	1.0
Santa Rosa II	ELÉCTRICA S.ROSA	1.7
Charcani I	EGASA	1.7
Charcani II	EGASA	0.6
Charcani III	EGASA	4.6
Charcani IV	EGASA	15.3
Charcani V	EGASA	139.9
Charcani VI	EGASA	8.9
Macchupicchu	EGEMSA	85.8
Aricota I	EGESUR	22.5
Aricota II	EGESUR	12.4
San Gabán	SAN GABAN	113.1
TOTAL CC.HH.		2 826,0

Tabla N° 6.6: Centrales Hidroeléctricas actuales

CENTRAL TÉRMICA	Propietario	Potencia (MW)	Combustible	Consumo Especifico	
				kg kWh	BTU kWh
TG. Malacas 1 con GN	EEPSA	15,0	Gas Natural	-	16 106
TG. Malacas 2 con GN	EEPSA	15,0	Gas Natural	-	15 867
TG. Malacas 3 con GN	EEPSA	14,7	Diesel 2	0,363	14 712
TG. Malacas 4 (sin inyección de agua)	EEPSA	88,7	Gas Natural	-	12 109
TG. Malacas 4 (con inyección de agua)	EEPSA	100,6	Gas Nat. y Agua	-	12 405
TG. Chimbote	EGENOR	42,7	Diesel 2	0,342	13 861
TG. Trujillo	EGENOR	21,3	Diesel 2	0,360	14 590
TG. Piura con R6	EGENOR	21,0	Residual 6	0,322	12 603
GD. Piura	EGENOR	22,2	Residual 6	0,229	8 963
GD. Chiclayo con R6	EGENOR	24,1	Residual 6	0,247	9 668
GD. Sullana	EGENOR	10,3	Diesel 2	0,248	10 051
GD. Paita	EGENOR	8,8	Diesel 2	0,245	9 930
GD. Pacasmayo	CAHUA	17,7	Diesel 2	0,233	9 443
TG. Santa Rosa UTI-5	EDEGEL	52,0	Gas Natural	-	13 363
TG. Santa Rosa UTI-6	EDEGEL	52,0	Gas Natural	-	13 363
TG. Santa Rosa WTG (con inyección agua)	EDEGEL	123,3	Gas Natural	-	11 374
CC TG3+TG4+TVVentanilla (sin fuego)-TG3	ETEVENSA	228,5	Gas Natural	-	6 929
CC TG3+TG4+TVVentanilla (con fuego)-TG3	ETEVENSA	14,0	Gas Natural	-	6 947
CC TG3+TG4+TVVentanilla (sin fuego)-TG4	ETEVENSA	228,5	Gas Natural	-	6 929
CC TG3+TG4+TVVentanilla (con fuego)-TG4	ETEVENSA	14,0	Gas Natural	-	6 947
TV. San Nicolás	SHOUGESA	64,5	Residual 500	0,309	11 787
G.D. San Nicolás	SHOUGESA	1,2	Diesel 2	0,209	8 471
T.G. Aguaytia 1	TERMOSELVA	87,0	Gas Natural	-	11 462
T.G. Aguaytia 2	TERMOSELVA	85,9	Gas Natural	-	10 853
G.D. Tumbes Nueva MAK1	ELECTROPERU	9,1	Residual 6	0,195	7 632
G.D. Tumbes Nueva MAK2	ELECTROPERU	9,0	Residual 6	0,208	8 141
G.D. Yarinacocha - Wartsila	ELECTROUCAYALI	25,0	Residual 6	0,198	7 750
GD Dolorespata N° 1 al N° 7	EGEMSA	11,8	Diesel 2	0,250	10 132
G.D. Taparachi N° 1 al N° 4	SAN GABAN	4,5	Diesel 2	0,236	9 565
G.D. Bellavista N° 1 al N° 2	SAN GABAN	3,3	Diesel 2	0,248	10 051
G.D. Chilina N° 1 y N° 2	EGASA	10,4	D2 y R500 (1)	0,212	8 138
Chilina Ciclo Combinado	EGASA	16,7	Diesel 2	0,278	11 267
Chilina TV 2	EGASA	6,2	Residual 500	0,398	15 182
Chilina TV 3	EGASA	9,9	Residual 500	0,435	16 594
G.D. Mollendo I	EGASA	32,0	Residual 500	0,207	7 896
T.G. Mollendo II con D2	EGASA	73,2	Diesel 2	0,264	10 700
G.D. Calana con R6	EGESUR	25,5	Residual 6	0,217	8 494
Ilo 1 TV 2	ENERSUR	23,2	Vapor	(2) 3,896	0
Ilo 1 TV 3	ENERSUR	71,7	Residual 500	0,241	9 193
Ilo 1 TV 4	ENERSUR	55,3	Vapor - R500	0,297	10 300
Ilo 1 TG 1	ENERSUR	34,6	Diesel 2	0,282	11 429
Ilo 1 TG 2	ENERSUR	34,9	Diesel 2	0,264	10 700
Ilo 1 CATKATO	ENERSUR	3,2	Diesel 2	0,222	8 997
Ilo 2 TV Carbón N° 1	ENERSUR	141,8	Carbón	0,349	8 310
TOTAL CC. TT.		1 865,9			

(1) Composición R6:85% y D2:15%

(2) Consumo específico en kg vapor/kWh

Tabla N° 6.7: Centrales Térmicas actuales

PARQUE GENERADOR FUTURO

Se considera a la Central Hidroeléctrica Modelo de 140 MW operando a partir de enero de 2007.

Fecha	Proyecto	Capacidad	Empresa
Ene 2007	C.H. MODELO	140 MW	MODELO
Feb 2007	Repot. C.H. Pariac – CH2 y CH3	0,8 MW	CAHUA
Jun 2007	C.T. Kallpa – TG1	170 MW	GLOBELEQ
Ago 2007	C.T. Chilca 1 – TG2	174 MW	ENERSUR
Set 2007	C.T. Calana a Gas Natural	10 MW	EGESUR
Oct 2007	C.H. Carhuaquero G4	10 MW	EGENOR
Nov 2007	Ampliación Presa Huangush Bajo	4,5 MMC	ELECTROANDES
Ene 2008	C.T. a Gas Natural	73,2 MW	EGASA
Abr 2008	C.H. La Joya	10 MW	GEPSA
Jul 2008	Repot. C.H. Pariac – CH5 y CH6	8 MW	CAHUA
Jul 2010	TG1-Ciclo Simple	174 MW	NUEVO
Jul 2011	TG2-Ciclo Simple	174 MW	NUEVO
Abr 2012	C.T. Chilca 1 – TG2 Conv.C.C:	250 MW	ENERSUR
Ene 2013	TG1-Conv. Ciclo Combinado	250 MW	NUEVO
Jun 2013	TG3-Ciclo Simple	174 MW	NUEVO
Jul 2013	TG2- Conv. Ciclo Combinado	250 MW	NUEVO
Ago 2014	TG3- Conv. Ciclo Combinado	250 MW	NUEVO
Set 2014	TG4-Ciclo Combinado	250 MW	NUEVO
Abr 2016	TG5-Ciclo Combinado	250 MW	NUEVO

Tabla N° 6.8: Proyección del Parque Generador

6.2.4. EJECUCIÓN Y RESULTADOS DEL MODELO

El tiempo de ejecución computacional del modelo es aproximadamente de 4 horas.

El Modelo PERSEO proporciona los Costos Marginales o Tarifas de Energía en todas las barras del Sistema Eléctrico para cada uno de los bloques horarios de todos los meses del periodo de estudio. Los valores correspondientes a la barra de conexión de la C.H. Modelo se muestran a continuación:

**COSTOS MARGINALES (US\$/MWh)
BARRA DE INYECCIÓN - C.H. MODELO**

1 de 3

Año	Mes	ETP	Punta	Media	Base
2007	ENE	1	24.742	18.560	16.978
2007	FEB	2	26,905	21,087	18,158
2007	MAR	3	26,301	19,719	17,114
2007	ABR	4	28,600	20,106	18,749
2007	MAY	5	22,668	21,145	20,598
2007	JUN	6	24,591	24,011	24,069
2007	JUL	7	26,682	24,759	24,744
2007	AGO	8	25,301	24,693	24,752
2007	SET	9	24,770	24,852	24,780
2007	OCT	10	23,094	22,600	22,425
2007	NOV	11	21,796	21,566	20,796
2007	DIC	12	21,180	19,247	18,662
2008	ENE	13	20,109	17,632	16,434
2008	FEB	14	20,044	17,545	16,524
2008	MAR	15	20,240	19,208	17,110
2008	ABR	16	24,418	20,165	18,060
2008	MAY	17	21,312	20,739	20,243
2008	JUN	18	23,581	23,045	22,905
2008	JUL	19	25,209	24,033	23,674
2008	AGO	20	25,564	24,473	23,958
2008	SET	21	24,400	24,265	23,837
2008	OCT	22	23,181	22,719	22,535
2008	NOV	23	22,487	21,656	20,776
2008	DIC	24	24,767	21,476	20,485
2009	ENE	25	22,230	19,506	17,777
2009	FEB	26	23,551	20,516	17,865
2009	MAR	27	24,438	20,885	18,430
2009	ABR	28	24,436	20,260	18,161
2009	MAY	29	24,932	22,176	21,665
2009	JUN	30	25,413	24,597	24,299
2009	JUL	31	26,115	25,462	25,319
2009	AGO	32	25,724	25,836	25,630
2009	SET	33	27,103	26,650	25,771
2009	OCT	34	25,980	24,554	24,111
2009	NOV	35	24,684	22,739	22,392
2009	DIC	36	24,185	21,317	20,144

Tabla N° 6.9: Costos marginales de energía 2007-2009

**COSTOS MARGINALES (US\$/MWh)
BARRA DE INYECCIÓN - C.H. MODELO**

2 de 3

Año	Mes	ETP	Punta	Media	Base
2010	ENE	37	24.502	20.602	18.436
2010	FEB	38	24,511	20,952	18,157
2010	MAR	39	24,436	20,811	18,320
2010	ABR	40	26,411	21,270	19,874
2010	MAY	41	25,114	23,107	22,269
2010	JUN	42	26,068	25,438	25,115
2010	JUL	43	26,777	26,010	25,847
2010	AGO	44	26,756	26,259	25,942
2010	SET	45	26,766	26,185	25,934
2010	OCT	46	26,123	25,555	24,914
2010	NOV	47	25,491	24,757	23,404
2010	DIC	48	25.225	22.863	21.469
2011	ENE	49	24.869	21.281	19.365
2011	FEB	50	25,325	24,102	19,770
2011	MAR	51	25,244	24,083	19,542
2011	ABR	52	27,640	24,256	20,926
2011	MAY	53	25,980	25,083	23,707
2011	JUN	54	27,883	27,343	27,328
2011	JUL	55	28,421	27,769	27,794
2011	AGO	56	28,087	27,915	27,894
2011	SET	57	27,978	27,888	27,784
2011	OCT	58	27,417	27,173	27,127
2011	NOV	59	26,510	26,060	25,298
2011	DIC	60	25.916	25.106	23.069
2012	ENE	61	25.788	24.404	20.838
2012	FEB	62	25,737	24,716	21,089
2012	MAR	63	25,644	24,744	20,639
2012	ABR	64	27,451	24,767	21,468
2012	MAY	65	26,389	25,476	24,482
2012	JUN	66	29,909	29,106	29,102
2012	JUL	67	30,703	29,849	29,712
2012	AGO	68	29,914	29,605	29,709
2012	SET	69	30,242	29,884	29,633
2012	OCT	70	29,073	28,887	28,662
2012	NOV	71	28,060	27,533	26,974
2012	DIC	72	26.674	25.816	23.949
2013	ENE	73	26.115	22.387	17.829
2013	FEB	74	26,290	25,001	17,586
2013	MAR	75	26,160	24,701	18,430
2013	ABR	76	28,272	24,507	19,788
2013	MAY	77	27,009	25,579	24,017
2013	JUN	78	28,572	28,198	28,073
2013	JUL	79	28,764	28,277	28,490
2013	AGO	80	28,622	28,452	28,410
2013	SET	81	29,008	28,417	28,267
2013	OCT	82	27,863	27,498	27,267
2013	NOV	83	27,739	26,942	26,059
2013	DIC	84	26.649	23.993	20.138

Tabla Nº 6.10: Costos marginales de energía 2010-2013

**COSTOS MARGINALES (US\$/MWh)
BARRA DE INYECCIÓN - C.H. MODELO**

3 de 3

Año	Mes	ETP	Punta	Media	Base
2014	ENE	85	26.428	22.030	17.141
2014	FEB	86	26,670	25,320	17,206
2014	MAR	87	26,382	25,199	17,186
2014	ABR	88	26,874	22,681	17,724
2014	MAY	89	28,383	26,662	24,542
2014	JUN	90	30,026	29,261	28,983
2014	JUL	91	31,786	29,362	29,298
2014	AGO	92	30,443	29,567	29,317
2014	SET	93	29,290	29,246	29,099
2014	OCT	94	28,830	28,129	27,711
2014	NOV	95	26,011	23,604	22,645
2014	DIC	96	25.452	20.048	18.613
2015	ENE	97	25.935	16.990	16.517
2015	FEB	98	27,222	22,125	16,866
2015	MAR	99	26,037	21,542	16,335
2015	ABR	100	26,399	18,734	17,059
2015	MAY	101	26,574	23,127	21,506
2015	JUN	102	29,524	28,971	28,712
2015	JUL	103	30,890	29,861	29,543
2015	AGO	104	30,562	30,035	29,921
2015	SET	105	30,661	30,139	29,648
2015	OCT	106	29,646	28,688	28,210
2015	NOV	107	28,593	26,806	25,078
2015	DIC	108	27.092	23.895	20.569
2016	ENE	109	28.121	21.851	17.446
2016	FEB	110	26,603	23,546	17,054
2016	MAR	111	28,041	24,466	16,956
2016	ABR	112	25,987	19,318	17,291
2016	MAY	113	27,414	23,452	21,764
2016	JUN	114	29,673	28,902	28,500
2016	JUL	115	30,789	29,391	29,216
2016	AGO	116	30,704	29,718	29,181
2016	SET	117	30,425	29,698	29,197
2016	OCT	118	29,827	28,500	27,978
2016	NOV	119	29,291	26,773	24,882
2016	DIC	120	28,207	24,946	21,594

Tabla N° 6.11: Costos marginales de energía 2014-2016

CAPÍTULO VII

PROYECCIÓN DE LOS INGRESOS ECONÓMICOS

Es sabido que casi la totalidad de los ingresos económicos de una central de generación se producen por los conceptos de potencia activa y energía activa, quedando una pequeña porción atribuible por conceptos de potencia reactiva, regulación de frecuencia, regulación de tensión, etc., los cuales no se han considerado en el presente informe.

La obtención de los ingresos económicos de una central de generación permitirá al inversionista decidir si estos ingresos satisfacen sus expectativas económicas. Para ello, la valorización de la producción de energía utilizando los valores de los costos marginales de energía, adicionado con el ingreso de la venta de toda la potencia al precio correspondiente, deben ser equivalentes al costo de inversión más los costos de operación de las plantas de generación.

En relación a los ingresos por potencia de una central de generación, nuestra legislación establece la metodología de reparto de la Recaudación por compra de potencia en el sistema entre las empresas generadoras. La obtención de esta recaudación se efectúa multiplicando los precios de Potencia calculados por el OSINERGMIN reflejados a la barra de retiro del cliente, por la máxima demanda

registrada en intervalos de 15 minutos durante el intervalo de máxima demanda mensual. La distribución de esta recaudación se efectúa en función de la potencia firme y la potencia generada por las unidades térmicas e hidráulicas.

En el caso de los ingresos por venta de energía, mensualmente y al interior del COES se valorizan las inyecciones efectuadas en diversas barras de transferencias. Para ello se cuenta con la información de los medidores electrónicos de energía adecuadamente instalados que registran el flujo de energía integrándolos en intervalos de 15 minutos. El Costo Marginal de Operación en Tiempo Real lo proporciona la unidad más cara que se encuentra operando en cada uno de dichos intervalos. Utilizando unos factores de pérdidas se obtienen los Costos Marginales en las diversas barras del SEIN, con lo cual se valoriza la inyección de energía registrada.

En nuestro caso, ya hemos calculado la Potencia Firme (MW) y la Energía Generable de la central hidroeléctrica MODELO, en todo el periodo de análisis, así como los precios o tarifas de potencia y energía.

7.1. INGRESOS ECONÓMICOS POR LA VENTA DE POTENCIA ACTIVA

Mensualmente al interior del COES se efectúan las transferencias de potencia activa entre las empresas generadoras, el mismo que consiste en repartirse una “bolsa” obtenida de la facturación a todos los clientes conectados al SEIN. Actualmente la Recaudación por Compra de Potencia en el Sistema asciende aproximadamente a 16 Millones de US\$.

La LCE y el RLCE establecen que las empresas generadoras de energía eléctrica, integrantes del COES, obtienen sus ingresos económicos por el rubro de potencia activa bajo las dos modalidades siguientes:

a. Ingreso Garantizado por Potencia Firme

En este caso, sus ingresos son función de la Potencia Firme obtenida en una simulación teórica de las instalaciones de generación, considerando las limitaciones si las tuviera.

Actualmente el 70% de la Recaudación por Compra de Potencia en el Sistema es asignado para este concepto. Adicionalmente se considera un Factor de Ajuste para que el monto asignado se distribuya, ya que el total de los ingresos teóricos de todas las centrales superan ampliamente a lo recaudado.

b. Ingreso Adicional por Potencia Generada

Con la finalidad de incentivar el despacho en tiempo real de las unidades generadoras, se ha asignado un 30% de la Recaudación mencionada. La distribución de este monto se efectúa en función de la energía producida realmente durante el mes de evaluación y en intervalos de 15 minutos por todas las centrales de generación. También se utiliza un factor de ajuste. Dado que la Central Modelo es del tipo Hidráulico y observando a generadores similares que están operando, se le ha asignado un factor de ajuste mayor que la unidad. Las centrales térmicas de costo variable elevado son los que normalmente tienen un factor menor que la unidad.

**INGRESOS ECONÓMICOS ANUALES DE LA CENTRAL
VENTA DE POTENCIA ACTIVA (kUS\$)**

Año	Ingreso Teórico (kUS\$)	Ingreso Garantizado por Potencia Firme (IGPF)	Ingreso Adicional por Potencia Generada (IAPG)	Ingreso Total (kUS\$)
2007	8 532	3 464	2 611	6 074
2008	8 446	3 429	2 585	6 014
2009	8 362	3 395	2 559	5 954
2009	8 278	3 361	2 533	5 894
2011	8 195	3 327	2 508	5 835
2012	8 113	3 294	2 483	5 777
2013	8 032	3 261	2 458	5 719
2014	7 952	3 229	2 433	5 662
2015	7 872	3 196	2 409	5 605
2016	7 794	3 164	2 385	5 549
Factor de Reparto		70,0%	30,0%	
Factor de Ajuste		0,58	1,02	
PPB	60,94 US\$/kW-año			
Potencia Firme	140,0 MW			

Tabla N° 7.1: Ingresos por venta de potencia activa

7.2. INGRESOS ECONÓMICOS POR LA VENTA DE ENERGÍA ACTIVA

Estos ingresos son evaluados utilizando la proyección de los Costos Marginales y generación de energía activa de la Central Hidroeléctrica Modelo.

**INGRESOS ECONÓMICOS ANUALES DE LA CENTRAL
VENTA DE ENERGÍA ACTIVA (kUS\$)**

Año	Punta	Media	Base	Total
2007	4 969	10 570	7 641	23 181
2008	4 665	10 544	7 285	22 494
2009	5 061	11 289	7 685	24 035
2010	5 230	11 650	7 901	24 781
2011	5 320	12 508	8 765	26 593
2012	5 618	13 153	9 205	27 976
2013	5 548	12 772	8 426	26 746
2014	5 726	12 484	8 236	26 445
2015	5 789	11 983	8 135	25 907
2016	5 950	12 547	8 191	26 689

Tabla N° 7.2: Ingresos por venta de energía activa

7.3. INGRESOS ECONÓMICOS TOTALES DE LA CENTRAL MODELO

Más allá de la metodología seguida, al inversionista le interesa saber cuanto remunerará por su inversión. Para ello comparará los valores obtenidos en este informe en un flujo de caja que considere adicionalmente a la inversión que efectuaría, los egresos económicos por operación y mantenimiento de la central que se proyecta.

Los ingresos económicos totalizados para cada uno de los años del periodo de simulación se muestran en el cuadro siguiente:

INGRESOS ECONÓMICOS ANUALES DE LA CENTRAL VENTA DE POTENCIA Y ENERGÍA ACTIVA (kUS\$)

Año	POR VENTA DE		INGRESO ECONÓMICO TOTAL (kUS\$)
	POTENCIA ACTIVA	ENERGÍA ACTIVA	
2007	6 074	23 181	29 255
2008	6 014	22 494	28 508
2009	5 954	24 035	29 988
2010	5 894	24 781	30 675
2011	5 835	26 593	32 428
2012	5 777	27 976	33 753
2013	5 719	26 746	32 465
2014	5 662	26 445	32 107
2015	5 605	25 907	31 513
2016	5 549	26 689	32 238

Tabla N° 7.3: Ingresos totales por venta de potencia y energía activa

CONCLUSIONES

1. En la aplicación de la metodología propuesta a una Central Modelo de 140 MW, se ha obtenido una Potencia Firme de 140 MW y una generación de energía promedio de 1065 GWh anuales. En el caso de la potencia y energía, los precios fueron de 60,9 US\$/kW-año y 24,7 US\$/MWh, y los ingresos fueron de 5,7 y 25,4 Millones de US\$ respectivamente. Los ingresos económicos totales oscilan entre 28,5 y 33,7 millones de US\$ anuales.
2. Los ingresos económicos de las centrales hidráulicas corresponden principalmente a las ventas de potencia y energía activa. Entre estos dos rubros se debe tener especial interés en la evaluación referida a la energía activa, ya que en nuestros cálculos con la C.H. Modelo representa alrededor del 80% del ingreso total, porcentaje típico en centrales hidráulicas.
3. La energía generable de la Central Modelo no puede ser calculada de manera aislada, sino que debe ser el resultado de un proceso de simulación conjunta con todas las demás empresas generadoras, ya que esta energía generada influye en los Costos Marginales y viceversa. Es claro que también influye la disponibilidad hidrológica presente en las cuencas involucradas.

4. Por la reducida información sobre el desarrollo a futuro del Sistema de Transmisión Peruano, es recomendable liberar la capacidad de transporte de este equipamiento en los modelos que se utilicen en proyecciones tarifarias de Mediano y Largo Plazo. Con ello se logra que no se produzcan efectos de congestión en las redes, lo cual provocaría el incremento ficticio de los Costos Marginales en las barras involucradas. Esta aproximación sería equivalente a reforzar progresivamente las redes actuales y que siempre permitan evacuar toda la producción de energía.
5. Los resultados de una proyección de tarifas de energía son muy sensibles a los cambios de la demanda global del sistema eléctrico. Su validez y veracidad dependerá de la importancia de su tratamiento y su enfoque desde un punto de vista realista. La verificación de la formulación matemática propuesta para la proyección de la demanda econométrica, se sustenta en las pequeñísimas desviaciones con las ventas de energía históricas y los resultados satisfactorios obtenidos en la aplicación práctica.
6. Por facilidad de modelamiento de centrales de generación en el modelo Perseo, se recomienda efectuar el desarrollo del parque generador en base a centrales térmicas que usan gas natural. Esta aproximación es válida, dado que por la teoría marginalista que se usa para la remuneración económica de los generadores, la tendencia a futuro es instalar centrales generadoras con bajos costos de producción.

BIBLIOGRAFÍA

- Estudio Técnico Económico de determinación de precios de potencia y energía en barras para la fijación tarifaria mayo 2007 elaborado por el COES.
- Absolución de Observaciones al Estudio Técnico Económico de determinación de precios de potencia y energía en barras para la fijación tarifaria mayo 2007 elaborado por el COES.
- Resolución de Fijaciones Tarifarias publicadas en el diario El Peruano.
- Procedimientos Técnicos del COES.
- Información Estadística del sector eléctrico publicado por el OSINERGMIN.
- Página Web OSINERGMIN: www.osinerg.gob.pe
- Página Web Ministerio de Energía y Minas: www.mem.gob.pe
- Manual de Usuario del Modelo para la determinación de Costos Marginales en el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional PERSEO.

ANEXOS

ANEXO N° 1: PROYECCIÓN DEL PBI

PRODUCTO BRUTO INTERNO 1/

(Millones de Nuevos Soles de 1994)

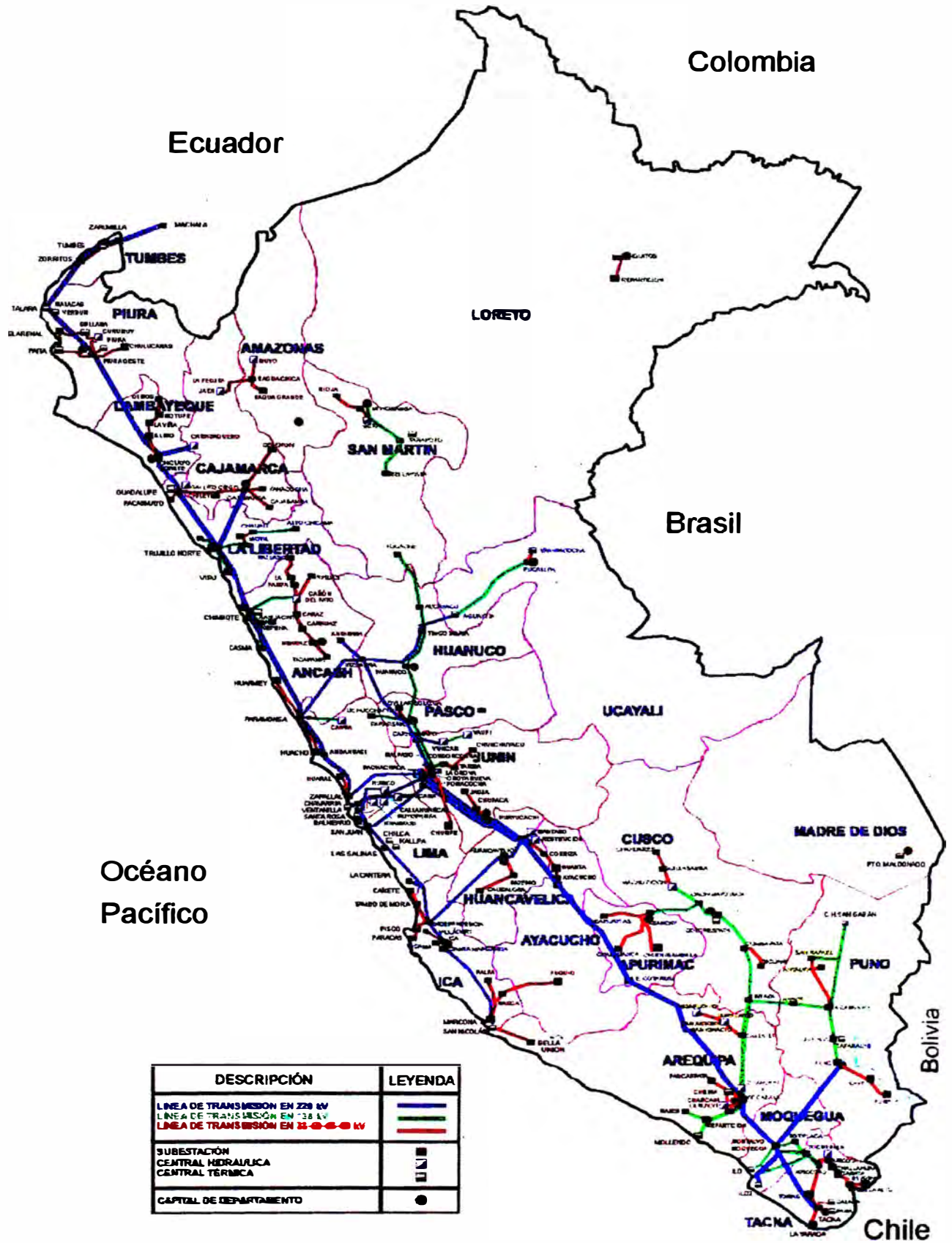
	Nacional	SEIN 2/
1981	95 280	88 731
1982	94 971	88 440
1983	86 111	79 801
1984	89 384	82 908
1985	91 251	84 853
1986	102 298	95 573
1987	110 214	103 328
1988	99 830	93 160
1989	86 430	80 428
1990	82 010	76 089
1991	83 760	78 123
1992	83 401	77 848
1993	87 375	81 447
1994	98 577	92 343
1995	107 039	100 281
1996	109 709	102 765
1997	117 214	109 859
1998	116 453	108 722
1999	117 507	109 769
2000	120 825	113 022
2001	121 082	113 262
2002	127 325	119 102
2003	132 292	123 748
2004	139 196	130 207
2005	148 174	138 605
2006	158 301	148 078
2007	167 190	156 392
2008	176 172	164 794
2009	184 782	172 849

1/ A partir de 2006 son proyecciones.

2/ Excluye los departamentos de Tumbes, Amazonas, San Martín, Loreto, Madre de Dios y Ucayali.

Fuente: BCR, APOYO Consultoría

ANEXO N° 2: SISTEMA ELÉCTRICO INTERCONECTADO NACIONAL



ANEXO N° 4: Publicaciones de la revista GAS TURBINE WORLD HANDBOOK

Simple Cycle Price Levels continued

Budgetary average equipment-only price levels for new basic gas turbine electric power generating package including single-fuel gas turbine, air-cooled electric generator (some H₂ allowed on larger units), skid and enclosure, inlet and exhaust ducts and exhaust stack, standard control and starting systems, conventional combustion system (unless noted otherwise as dry low emissions), FOB the factory in year 2000 U.S. dollars. Prices can vary significantly depending on the scope of plant equipment, geographical area, special site requirements and competitive market conditions.

Gas Turbine	ISO Base Load	Heat Rate Btu/kW-hr	LHV Efficiency	Budget Price	\$ per kW
PG8101FA	70,140 kW	9980 Btu	34.2%	\$22,000,000	\$314
PG7121EA	85,400 kW	10,420 Btu	32.8%	\$21,000,000	\$246
UGT-110000	114,500 kW	8490 Btu	35.0%	\$14,000,000	\$122
GT11N2	116,500 kW	10,050 Btu	33.9%	\$23,900,000	\$205
W501D5A	120,500 kW	9840 Btu	34.7%	\$26,600,000	\$221
PG8171E	123,400 kW	10,100 Btu	33.8%	\$25,600,000	\$207
M701DA	144,100 kW	8910 Btu	34.8%	\$29,100,000	\$202
W912	157,000 kW	8920 Btu	34.4%	\$29,800,000	\$190
GT13E2	165,100 kW	9560 Btu	35.7%	\$34,500,000	\$209
PG9231EC	169,200 kW	9770 Btu	34.9%	\$34,550,000	\$204
PG7241FA	171,700 kW	8420 Btu	36.2%	\$41,000,000	\$239
GT24	179,000 kW	9098 Btu	37.5%	\$38,500,000	\$215
V84.3A	190,000 kW	8980 Btu	38.0%	\$38,000,000	\$200
W501F	186,500 kW	9130 Btu	37.4%	\$40,000,000	\$214
V54.2A	190,000 kW	9575 Btu	36.4%	\$26,100,000	\$138
PG9311FA	243,000 kW	8260 Btu	38.4%	\$45,900,000	\$189
W501G	253,000 kW	8760 Btu	38.5%	\$47,800,000	\$189
PG9351FA	255,800 kW	8250 Btu	38.9%	\$49,500,000	\$194
GT26	252,000 kW	8950 Btu	38.2%	\$51,350,000	\$199
V54.3A	265,000 kW	8800 Btu	38.5%	\$51,400,000	\$194
M701F	270,300 kW	8930 Btu	38.2%	\$50,500,000	\$187
M701G	334,000 kW	8630 Btu	39.5%	\$60,120,000	\$180

ANEXO N° 5: Exposición del Informe

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA
FACULTAD DE INGENIERIA MECANICA

INFORME DE SUFICIENCIA

"PROYECCIÓN DE LOS INGRESOS ECONÓMICOS PARA UNA NUEVA CENTRAL HIDROELÉCTRICA EN EL MERCADO ELÉCTRICO PERUANO"

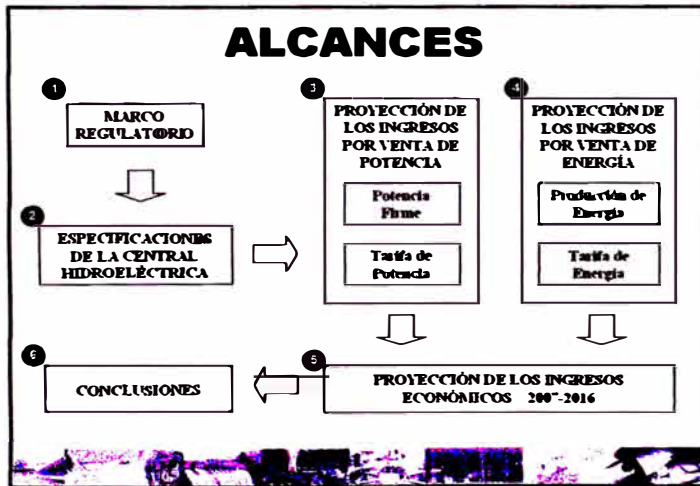
PRESENTADO POR:
Marco Antonio BEREMEO MONTESDINO

LIMA - PERU
2007

OBJETIVO

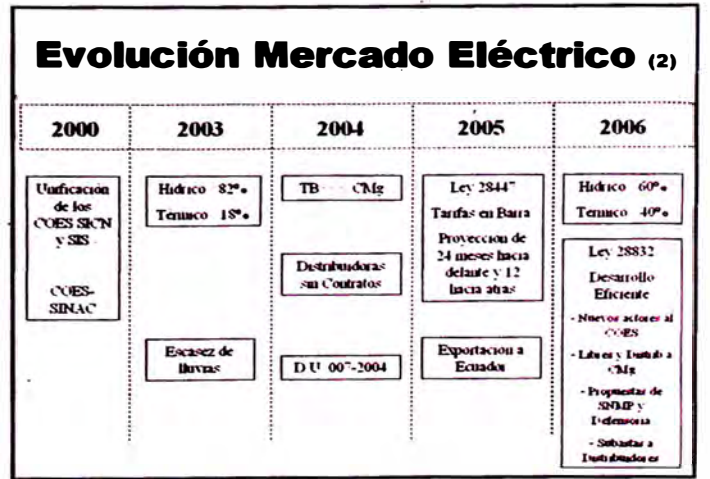
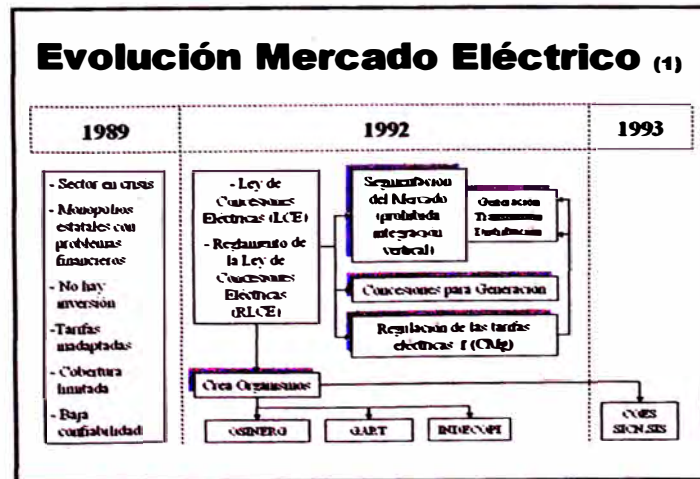
- Presentar una metodología que integre en un documento único los procedimientos necesarios para proyectar los ingresos económicos por los conceptos de potencia y energía activa de una central hidroeléctrica que se conecta al Sistema Interconectado Nacional.

Esta metodología puede ser empleada por un inversionista en centrales de generación y que desea ingresar al Mercado Eléctrico Peruano.

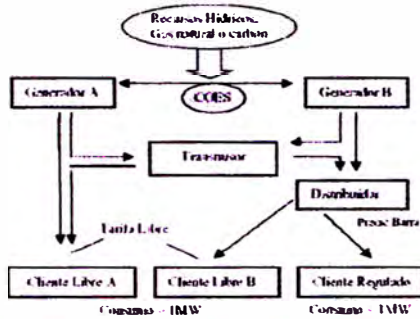


1

MARCO REGULATORIO

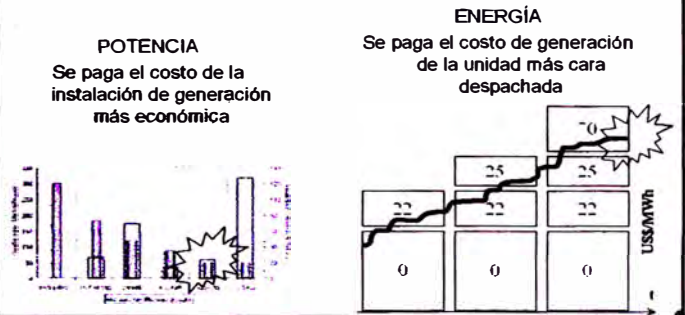


Transacciones entre los Agentes



Costo Marginal

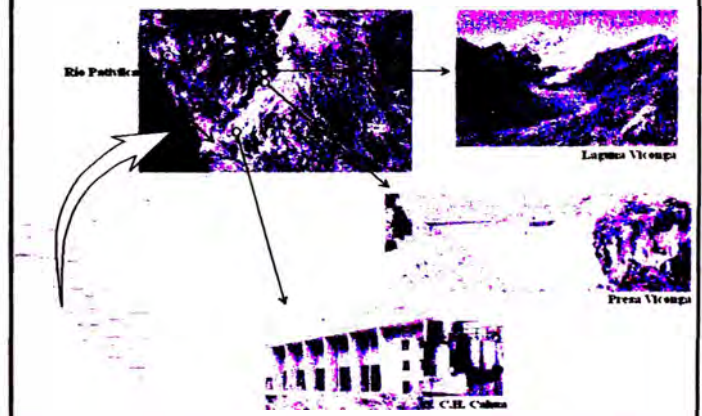
Costo de abastecer un incremento de la demanda.
Criterios Marginalistas en el SEIN.



2

ESPECIFICACIONES DE LA CENTRAL HIDROELÉCTRICA

Ubicación Geográfica



Especificaciones

Central Hidroeléctrica

- Nombre : C.H. Modelo
- Potencia Efectiva : 140 MW
- Caudal Nominal : 22 m³/s
- Factor de producción : 6.3 MW/ m³/s

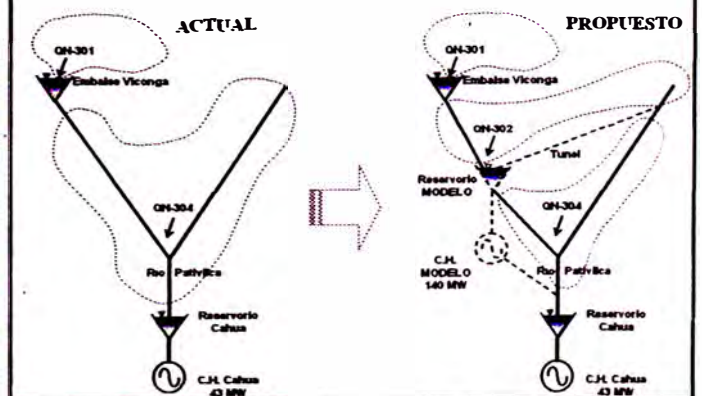


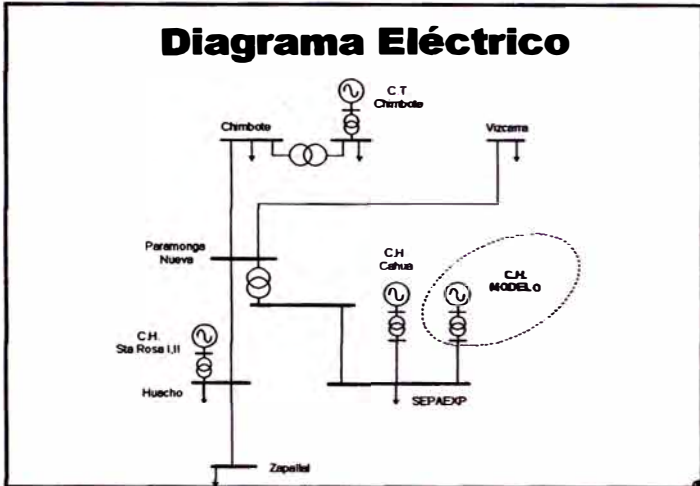
Infraestructura Hidráulica

- Cuenca : Río Pativilca
- Embalse Estacional : 30 MMC (Viconga)
- Reservorio Horario : 0.200 MMC



Diagrama Topológico





3

PROYECCIÓN DE LOS INGRESOS ECONÓMICOS POR VENTA DE POTENCIA

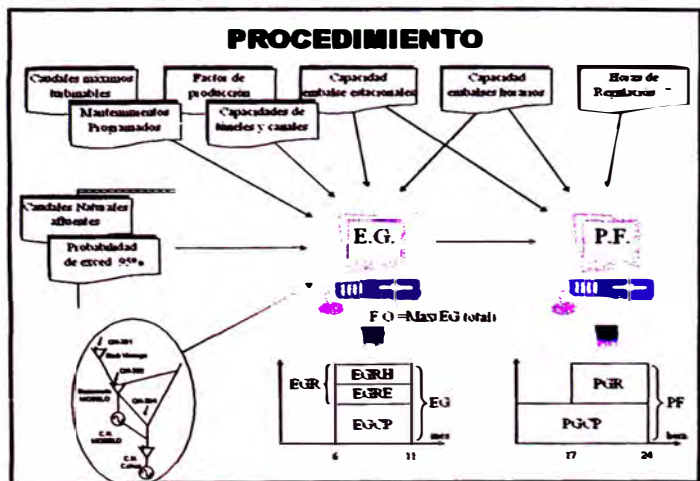
CÁLCULO DE LA POTENCIA FIRME

POTENCIA FIRME

Potencia que la Central puede garantizar bajo ciertas condiciones hidrológicas específicas y en un tiempo establecido.

Información Necesaria

- Caudal máximo turbinable de la Central.
- Restricción de mínimo caudal (requerimientos de agua para riego y/o agua potable).
- Mantenimientos programados de los elementos hidráulicos.
- Estudio Hidrológico y Batimetría de los Embalses.
- Caudales naturales mensuales.
- Probabilidad de excedencia.
- Capacidades de túneles y canales.
- Horas de regulación



RESULTADOS SIMULACIÓN DE LA OPERACIÓN DE LA C.H. MODELO

Embalse Vizcarra	Capacidad	30,00 MMC	Volumen hcc	10,00 MMC	Excedencia	95%	Horas Regulación	7
C.H. Modelo	Potencia	140,00 MW	Qmax	22,00 m³/s	Factor	0,364 MWh/m³	Reserva	0,20 MMC
C.H. Colón	Potencia	43,11 MW	Qmax	22,06 m³/s	Factor	1,336 MWh/m³	Reserva	0,03 MMC

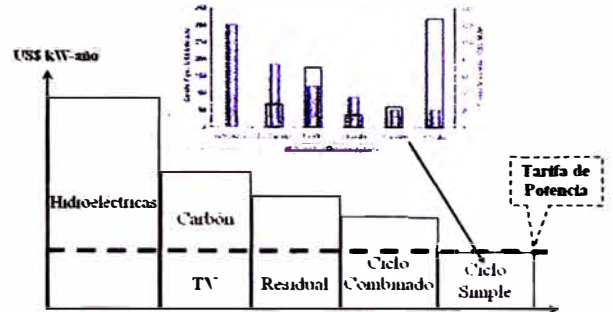
		Enc	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	
Q4-3m	Caudal a Vizcarra	m³/s	2,30	2,52	2,14	0,00	0,32	0,39	0,45	0,34	0,44	0,59	0,57	1,44
	Trayectoria Vizcarra	hcc	14,16	22,26	27,90	30,00	30,00	29,62	21,63	22,55	13,09	0,87	0,00	4,44
	Reserva Vizcarra	m³/s	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	4,00	2,44	4,00	0,00
	Reserva Colón	m³/s	0,00	0,00	0,00	0,03	0,32	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Q4-3m	Información a C.H. Modelo	m³/s	25,43	35,09	47,33	30,34	17,49	11,34	7,82	6,94	7,34	9,58	14,36	10,40
	Reserva Reserva Modelo	m³/s	3,43	13,09	25,33	0,26	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	Potencia C.H. Modelo	MW	140,0	140,0	140,0	140,0	113,3	97,5	49,7	44,2	76,5	76,7	117,3	118,4
	EO C.H. Modelo	MWh	104,2	94,1	104,2	100,0	84,3	70,2	37,0	32,0	53,1	57,0	84,5	88,1
Q4-3m	Información a C.H. Colón	m³/s	2,83	3,99	5,24	3,34	1,94	1,25	0,87	0,77	0,00	1,04	1,00	2,97
	Reserva Reserva Colón	m³/s	5,79	17,82	29,73	10,76	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	Potencia C.H. Colón	MW	43,1	43,1	43,1	43,1	37,2	31,2	16,4	14,5	24,3	24,7	37,0	39,0
	EO C.H. Colón	MWh	32,1	29,0	32,1	31,0	27,7	22,5	12,2	10,8	17,5	18,4	27,2	29,0

EG TOTAL	OWb	136,2	123,1	136,2	131,8	112,0	92,7	49,2	43,7	72,4	75,4	111,7	117,1	445,3
	EO	EDRE	EDRH	EGR	EGCP	EGOR	FOR	POCP	PO	FP				PF
	(MWh)	(MWh)	(MWh)	(MWh)	(MWh)	(MWh)	(MWh)	(MWh)	(MWh)	(MWh)				(MWh)
C.H. Modelo		130,6	67,8	64,7	132,5	204,1	59,5		103,4	44,5	140,0	1,0		140,0
C.H. Colón		100,0	20,1	22,1	42,1	44,5	19,4		32,0	15,1	43,1	1,0		43,1

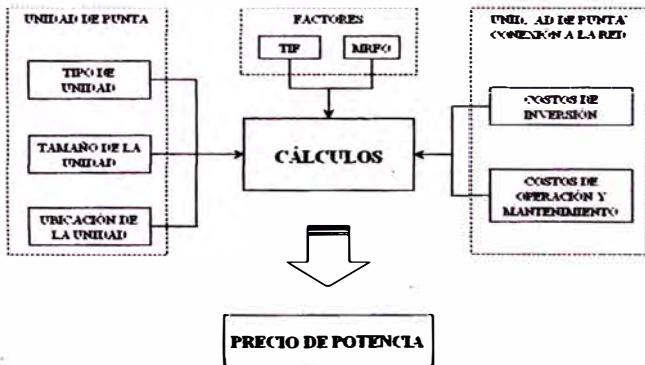
CÁLCULO DEL PRECIO DE LA POTENCIA

Principio Fundamental

- Tarifa de Potencia: Precio unitario de la unidad más económica a construir



PROCEDIMIENTO



Selección de la Unidad

- TIPO : Unidad más económica. Suministra potencia en horas punta " Turbina a Gas operando con D2 "
- UBICACIÓN : Centro de carga. Existencia de instalaciones " Subestación Lima 220 kV "
- TAMAÑO : 3,5%-5% Max. Dem. " 3834 MW → 134,2-191,7 MW "
- FCCU : 0,9518 (Ubicación: T°, P. Atm. HR)
- TIF : 2,63%
- MRFO : 19,4%



TAMAÑO DE LA UNIDAD

CAPACIDAD ESTANDAR ISO Y PRECIO FOB DE LAS TURBINAS A GAS

Revisa	PG7241FA		GT24		M501F		GT24S	
	kUS\$	Potencia ISO (MW)	kUS\$	Potencia ISO (MW)	kUS\$	Potencia ISO (MW)	kUS\$	Potencia ISO (MW)
GTWH 2000 2001	41 000	171.70	38 500	179.00				
GTWH 2001 2002	40 500	171.70	39 300	179.00				
GTWH 2003	31 250	171.70	27 700	179.00	29 250	185.40		
GTWH 2004 2005	28 500	171.70	34 700	187.70	27 950	185.40		
GTWH 2006	30 910	171.70	33 690	179.00	32 630	185.40	34210	187.70
Promedio	34 432	171.70	34 778	180.74	29 943	185.40	34 210	187.70
CE Iso	34 432	166.25	34 778	175.00	29 943	179.51	34 210	181.74

VALOR FOB y CE Iso	kUS\$	MW
	33 341	178.62

Unidad	Potencia	Valor FOB
Unidad Máxima 200°	3 834 MW	
Unidad Máxima (3,5% MEI)	134.2 MW	
Unidad Máxima (5% MEI)	191.7 MW	

COSTO DE INVERSIÓN

CENTRAL TERMoeLECTRICA	TASA	Tipo de Moneda (kUS\$)		TOTAL
		Estimados	Maximales	
Finca FOB		33 342,83		33 342,83
Supuestos locales	2,6%	88,18		88,18
Transporte y Seguro Internacional	1,8%	1 264,95		1 264,95
Arrendamiento de terrenos	1,5%		1 239,28	1 239,28
Costos de desarrollo	0,7%		267,26	267,26
Transporte local			194,20	194,20
Materiales Circulares en su		265,00		265,00
Pruebas y puesta en marcha			128,50	128,50
Supervisión		231,00		231,00
Adaptación de terreno (incluye subestación)			458,00	458,00
Demoliciones de edificios existentes			275,00	275,00
Otros Previamente y Ceros (incluye subestación)			118,00	118,00
Otros Ceros			325,00	325,00
Demoliciones de edificios de combustible			995,00	995,00
Demoliciones de edificios existentes			158,00	158,00
Costos Generales - Unidad Construida			199,00	199,00
Intereses durante la Construcción	5,8%	2 885,50		2 885,50
Costo Total de Inversión de la Central Termoelectrica		38 897,55	5 157,47	44 055,02

CONEXION ELECTRICA	TASA	Tipo de Moneda (kUS\$)		TOTAL
		Estimados	Maximales	
Finca FOB		2 167,51		2 167,51
Transporte y Seguro Internacional	1,8%	68,29		68,29
Arrendamiento de terrenos	1,5%		76,57	76,57
Costos de desarrollo	0,7%		15,31	15,31
Transporte local			18,30	18,30
Otros Ceros			32,05	32,05
Supuestos, Materiales, Pruebas y puesta en marcha, suministros local			115,25	115,25
Supervisión			15,30	15,30
Demoliciones - Unidad Construida			24,30	24,30
Intereses durante la Construcción	5,8%	126,88		126,88
Costo Total de Inversión de la Conexión Electrica		2 314,48	312,45	2 626,93



PRECIO DE POTENCIA

ANUALIDAD DE LA INVERSIÓN		Miles US\$ año	
CENTRAL TERMOLÉCTRICA			
Vida Útil (años)	30		
Factor de Recuperación de Capital	11.30%		
Amortización del Costo Total de la Inversión de la C.T.		5088.40	08"80 5"77"0.20
CONEXIÓN ELÉCTRICA			
Vida Útil (años)	30		
Factor de Recuperación de Capital	12.44%		
Amortización del Costo Total de la Inversión de la C.T.		15"33	38.81 326.44
Costo Fijo Anual de Operación y Mantenimiento			
Costo Fijo de Personal y Otros	CFPyO		80"00 80"00
Costo Fijo de Operación y Mantenimiento	CFOpM	1198.00	1398.00
Costo Fijo Anual de Operación y Mantenimiento	CFOpM	11.56 US\$/kW-año	
Amortización de la Inversión de la Unidad de Planta			
Amortización de la Inversión de la Unidad de Planta	AmP	14.75 US\$/kW-año	
Costo de Capacidad por Unidad de Potencia Estándar	CCUPE	4.70 US\$/kW-año	
Costo de Capacidad por Unidad de Potencia Efectiva	CCUPE	49.70 US\$/kW-año	
Precio Básico de la Potencia	PBP	68.04 US\$/kW-año	←
Costo Básico de la Potencia Mensual	PBM	4.83 US\$/kW-año	←
Capacidad Estándar de la Unidad de Planta			
Capacidad Estándar de la Unidad de Planta	CE est	1"56 MW	
Potencia Efectiva			
Potencia Efectiva	P ef	16"3 MW	←
Factores de Ubicación			
Factores de Ubicación	FU	1.0406	
Márgen de Reserva Frente al Objeto del Sistema	MRPO	19.40%	
Tasa de Inadecuabilidad Frente a la Unidad	TIF	2.63%	>

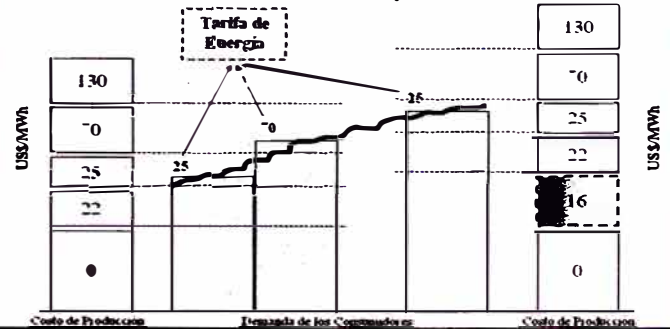
4

PROYECCIÓN DE LOS INGRESOS ECONÓMICOS POR VENTA DE ENERGÍA

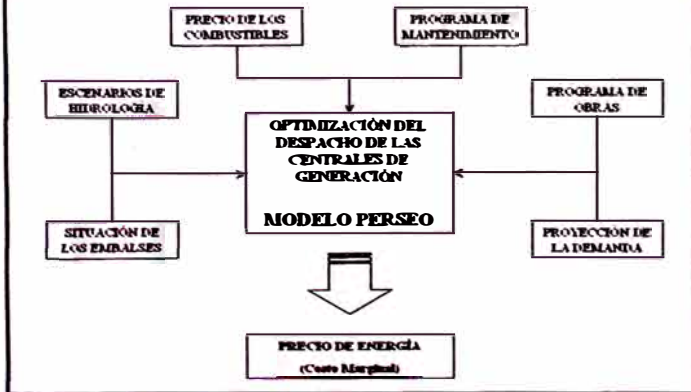
PROYECCIÓN DE LAS TARIFAS DE ENERGÍA

Principio Fundamental

- Tarifa de Energía: Promedio ponderado de los costos variables de la unidad más económica hasta atender la demanda en cada instante del tiempo



PROCEDIMIENTO



PROYECCIÓN DE LA DEMANDA ECONÓMICA 2007-2016

Año	Población	PIB	Tarifa	Ventas
1982	14 700	83 640	4.93	5 947.3
1983	17 077	79 821	4.91	5 756.4
1984	17 454	82 988	4.37	6 114.4
1985	17 832	84 853	4.23	6 492.6
1986	18 213	95 570	4.15	7 029.0
1987	18 596	102 328	4.15	7 673.6
1988	18 978	93 180	3.93	7 761.6
1989	19 354	88 428	2.48	7 188.1
1990	19 719	76 089	4.98	7 125.3
1991	20 078	78 123	4.71	7 664.8
1992	20 418	77 048	4.43	6 886.0
1993	20 744	81 447	5.59	7 793.6
1994	21 078	92 343	7.61	8 886.9
1995	21 408	100 281	8.37	9 143.2
1996	21 700	102 765	6.66	9 442.7
1997	22 120	109 859	8.28	9 940.1
1998	22 476	109 722	7.04	10 576.9
1999	22 820	109 769	6.85	10 956.2
2000	23 155	113 822	7.16	11 778.0
2001	23 591	113 262	7.82	12 013.1
2002	23 898	119 182	6.60	12 591.6
2003	24 254	123 744	6.84	13 283.9
2004	24 614	130 207	7.04	14 130.4
2005	24 977	138 085	7.68	15 043.2
2006	25 346	148 878	7.54	16 219.8

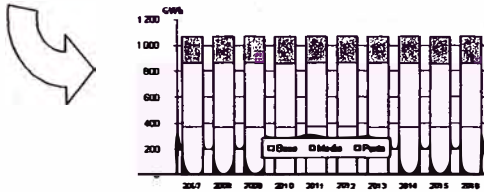
$$\text{Ventas} = C \text{ Poblacion}^a \text{ PIB}^b \text{ Tarifas}^c$$

$$\text{Ln Ventas} = -15.1163 + 1.6539 \text{ Ln Poblacion} + 0.6872 \text{ Ln PIB} - 0.746 \text{ Ln Tarifas}$$

Año	Población	PIB	Tarifa	Ventas	Porcentaje de Crecimiento Poblac	PIB	Tarifa
2007	25 720	156 392	7.54	17 851.4	1.5%	5.6%	4.5%
2008	26 100	164 794	7.54	18 109.4	1.5%	5.4%	0.2%
2009	26 485	172 869	7.54	19 172.1	1.5%	4.9%	5.9%
2010	26 876	181 298	7.54	20 297.2	1.5%	4.9%	5.9%
2011	27 272	190 159	7.54	21 482.3	1.5%	4.9%	5.9%
2012	27 675	199 454	7.54	22 749.4	1.5%	4.9%	5.9%
2013	28 083	209 203	7.54	24 084.4	1.5%	4.9%	5.9%
2014	28 498	219 429	7.54	25 472.8	1.5%	4.9%	5.9%
2015	28 918	230 155	7.54	26 904.1	1.5%	4.9%	5.9%
2016	29 345	241 484	7.54	28 378.3	1.5%	4.9%	5.9%

PRODUCCIÓN ANUAL 2007-2016 (GWh)

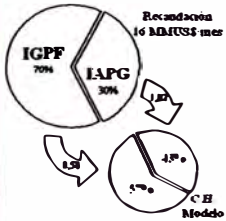
Año	Pico	Medio	Ran	Total
2007	201,2	491,9	375,2	1.068,2
2008	203,9	497,7	366,1	1.067,7
2009	203,4	498,4	366,6	1.068,4
2010	203,9	497,6	363,0	1.064,5
2011	199,2	491,4	374,0	1.064,6
2012	201,4	491,0	372,4	1.064,8
2013	201,4	492,8	378,3	1.064,5
2014	204,3	498,9	371,3	1.064,5
2015	205,0	492,6	368,1	1.065,7
2016	206,9	492,4	368,3	1.067,6



5

PROYECCIÓN DE LOS INGRESOS ECONÓMICOS

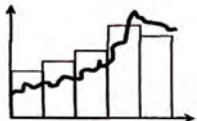
POTENCIA



Año	Ingreso Total (M\$US)	Ingreso Operativo por Potencia Firme (M\$US)	Ingreso Adicional por Demanda Operativa (M\$US)	Ingreso Total (M\$US)
2007	8.532	3.464	2.611	6.074
2008	8.416	3.429	2.585	6.014
2009	8.382	3.395	2.559	5.954
2010	8.278	3.361	2.533	5.894
2011	8.195	3.327	2.508	5.835
2012	8.113	3.294	2.483	5.777
2013	8.032	3.261	2.458	5.719
2014	7.952	3.229	2.433	5.662
2015	7.872	3.196	2.409	5.605
2016	7.794	3.164	2.385	5.548

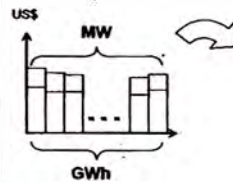
Factor de Impacto	70,0%	30,0%
Factor de Ajuste	0,50	1,02
PPF	60,94 US\$/kW-año	
Potencia Firme	140,0 MW	

ENERGÍA

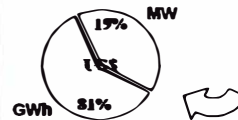


Año	Pico	Medio	Ran	Total
2007	4.969	10.570	7.641	23.181
2008	4.665	10.544	7.585	22.894
2009	5.061	11.289	7.685	24.035
2010	5.230	11.650	7.901	24.781
2011	5.139	12.508	8.765	26.593
2012	5.618	13.153	9.205	27.976
2013	5.548	12.772	8.426	26.746
2014	5.726	12.484	8.236	26.446
2015	5.789	11.983	8.135	25.907
2016	5.943	12.547	8.191	26.681

INGRESOS ECONÓMICOS ANUALES (MRes de US\$)



Año	POR VENTA DE		INGRESO ECONÓMICO TOTAL (MRes)
	POTENCIA ACTIVA	ENERGÍA ACTIVA	
2007	6.074	23.181	29.255
2008	6.014	22.894	28.908
2009	5.954	24.035	29.989
2010	5.894	24.781	30.675
2011	5.835	26.593	32.428
2012	5.777	27.976	33.753
2013	5.719	26.746	32.465
2014	5.662	26.446	32.107
2015	5.605	25.907	31.512
2016	5.548	26.681	32.229



PPA = Potencia + Costo Energía = ACPE + Costo Energía

6

CONCLUSIONES

- En la aplicación de la metodología propuesta a una Central Modelo de 140 MW, se ha obtenido una Potencia Firme de 140 MW y una generación de energía promedio de 1065 GWh anuales.

En el caso de la potencia y energía, los precios fueron de 60,9 US\$/kW-año y 24,7 US\$/MWh, y los ingresos fueron de 5,7 y 25,4 Millones de US\$ respectivamente. Los ingresos económicos totales oscilan entre 28,5 y 33,7 millones de US\$ anuales.



CONCLUSIONES

2. Los ingresos económicos de las centrales hidráulicas corresponden principalmente a las ventas de potencia y energía activa.

Entre estos dos rubros se debe tener especial interés en la evaluación referida a la energía activa, ya que en nuestros cálculos con la C.H. Modelo representa alrededor del 80% del ingreso total, porcentaje típico en centrales hidráulicas.

CONCLUSIONES

3. La energía generable de la Central Modelo no puede ser calculada de manera aislada, sino que debe ser el resultado de un proceso de simulación conjunta con todas las demás empresas generadoras, ya que esta energía generada influye en los Costos Marginales y viceversa. Es claro que también influye la disponibilidad hidrológica presente en las cuencas involucradas.

CONCLUSIONES

4. Por la reducida información sobre el desarrollo a futuro del Sistema de Transmisión Peruano, es recomendable liberar la capacidad de transporte de este equipamiento en los modelos que se utilicen en proyecciones tarifarias de Mediano y Largo Plazo. Con ello se logra que no se produzcan efectos de congestión en las redes, lo cual provocaría el incremento ficticio de los Costos Marginales en las barras involucradas. Esta aproximación sería equivalente a reforzar progresivamente las redes actuales y que siempre permitan evacuar toda la producción de energía.

CONCLUSIONES

5. Los resultados de una proyección de tarifas de energía son muy sensibles a los cambios de la demanda global del sistema eléctrico. Su validez y veracidad dependerá de la importancia de su tratamiento y su enfoque desde un punto de vista realista. La verificación de la formulación matemática propuesta para la proyección de la demanda econométrica, se sustenta en las pequeñísimas desviaciones con las ventas de energía históricas y los resultados satisfactorios obtenidos en la aplicación práctica.

CONCLUSIONES

6. Por facilidad de modelamiento de centrales de generación en el modelo Perseo, se recomienda efectuar el desarrollo del parque generador en base a centrales térmicas que usan gas natural. Esta aproximación es válida, dado que por la teoría marginalista que se usa para la remuneración económica de los generadores, la tendencia a futuro es instalar centrales generadoras con bajos costos de producción.

GRACIAS